



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 26018

Examensarbete 30 hp

Juni 2026

Flexibilitetslösningars klimatpåverkan i elnätet

En studie av klimatpåverkan från flexibilitetsmarknader
och elnätsutbyggnad i Hässleholm och nordöstra Skåne
baserad på tre utvecklingsscenarier

Elin Bexell



UPPSALA
UNIVERSITET

Flexibility Solutions Climate Impact in the Electricity Grid: A study of the climate impact of flexibility markets and grid expansion in Hässleholm and Northeast Skåne based on three development scenarios

Elin Bexell

Abstract

This study investigates a method for quantifying the climate impact of flexibility solutions in the electricity grid and compares how emissions vary across different grid development scenarios. Flexibility solutions can reduce peak demand by reallocating local resources as needed, and offer an alternative to conventional electricity grid expansion, which is typically associated with long time horizons and climate impact from material extraction and manufacturing. The analysis includes *postponed*, *reduced* or *avoided* electricity grid expansion enabled by flexibility markets. In addition, the study aims to develop a general method for estimating the climate impact of flexibility solutions.

The methodology is based on two case studies, conducted in Hässleholm and northeastern Skåne in Sweden, where the climate impact of both grid expansion and participants in flexibility markets is estimated for the seasons 2024-2025 and 2025-2026. The results from these case studies are used to analyze the three development scenarios in each region. Furthermore, a generalized method for calculating the climate impact of flexibility solutions is also presented.

The study's results demonstrate that the climate impact of flexibility solutions can be quantified using a method that combines life cycle assessment of grid expansion, with emission calculations for flexibility resources based on their respective emission factors. The northeastern Skåne flexibility market has more actors with lower emission factors than Hässleholm, while the northeastern Skåne grid expansion emitted more carbon dioxide emissions. In the scenario of deferred grid expansion, flexibility markets generally result in lower annual emissions than new grid investments. Well-functioning flexibility markets, dominated by resources with low emission factors, may be more climate-beneficial than new investments that do not utilize the full technical lifetime of components. In the reduced dimensioning scenario, the flexibility market's emissions exceeded the potential savings in Hässleholm, but not in northeastern Skåne, which suggests that the result depends on context. In northeastern Skåne, a dimensioning scenario can lead to climate savings. The scenario with avoided grid expansion can lead to the largest climate savings. In northeastern Skåne, flexibility markets can remain active for a period of over 300 years in this study while still producing lower total emissions than grid expansion, whereas the results for Hässleholm were more variable. This scenario with avoided grid expansion assumes a long-term and stable flexibility market, as well as a continued development of policy instruments that provide good conditions for flexibility solutions.

Overall, the study highlights that flexibility markets are not climate positive by definition, and the result depends largely on the types of resource on the flexibility market, the characteristics of the planned grid expansion and the maturity of the flexibility market.

Teknisk-naturvetenskapliga fakulteten

Uppsala universitet, Utgivningsort Uppsala/Visby

Handledare: Marco Miletic Ämnesgranskare: Göran Ericsson

Examinator: Elísabet Andrésdóttir

Populärvetenskaplig sammanfattning

Sverige, tillsammans med resten av världen, står inför en stor utmaning att minska användningen av fossila bränslen som påverkar klimatet negativt. För att klara av det pågår just nu en stor omställning i Sveriges elsystem, där förnybar energi som exempelvis sol och vind, används allt mer. Problemet är att dessa energikällor varierar i elproduktion, eftersom de beror på vädret. Detta medför utmaningar för elnätet som måste hantera dessa variationer. Att bygga ut elnätet är en process som tar lång tid, och själva utbyggnaden påverkar miljön då komponenterna som används släpper ut koldioxid vid tillverkning.

Redan idag finns det utmaningar i det svenska elnätet, speciellt i södra Sverige. Ett tydligt exempel är under kalla vinterdagar när flera personer vill använda elnätet samtidigt, men det går inte att överföra tillräckligt mycket el för att alla människor ska kunna använda elnätet. Elnätet designas för att klara de högst belastade perioderna och ett sätt att lösa problemet är att bygga ut elnätet. Det finns också ett annat alternativ, vilket är att använda flexibilitetslösningar som kan bidra med att minska den största belastningen på elnätet. Flexibilitetslösningar kan jämföras med ett lokalt gym. Om många personer vill träna samtidigt kan det lokala gymmet bli fullt, och det blir svårt att få plats vid maskinerna. Det är samma princip för elnätet som blir överbelastat, och i stället för att bygga ett nytt gym, kan träningen spridas ut över fler tider. På samma sätt fungerar flexibilitet i elnätet, som handlar om att använda elen och lokala resurser mer effektivt. En typ av flexibilitetslösningar är flexibilitetsmarknader, där de aktörer som deltar får betalt för att anpassa sin elanvändning eller produktion av el så att det passar elnätet.

Flexibilitet i elnätet har en potential att motverka flera problem, exempelvis minska behovet av att bygga ut elnätet, men idag saknas metoder för att undersöka vilken klimatpåverkan flexibilitetslösningar har. Den här studien har genomförts i samarbete med E.ON Energidistribution, och undersöker just detta. I arbetet undersöks två områden där E.ON har pågående flexibilitetsmarknader, Hässleholm och nordöstra Skåne. Studie tittar på tre olika scenarier:

- Att skjuta upp en utbyggnad av elnätet
- Att bygga ut elnätet, men i mindre omfattning
- Att helt undvika att bygga ut elnätet

Målet med studien är att både ta fram en metod för att räkna ut klimatpåverkan från flexibilitetslösningar i elnät, och att jämföra hur klimatpåverkan skiljer sig åt mellan olika sätt att utveckla elnätet.

För att bestämma detta beräknades först utsläppen från att bygga ut elnätet, genom att summera koldioxidutsläpp för alla komponenter. Sedan beräknades utsläppen från flexibilitetsmarknaderna under säsongerna 2024–2025 samt 2025–2026, där olika typer av aktörer deltar. Vissa aktörer använder förnybar energi, medan andra använder till exempel diesel för att producera energi, vilket innebär att olika aktörer släpper ut olika mycket koldioxid. Varje aktör tilldelades en utsläppsfaktor, och sedan räknades den totala

klimatpåverkan ut beroende på hur mycket varje aktör hade deltagit på flexibilitetsmarknaden. Dessa beräkningar användes sedan som grund för att analysera och jämföra de tre olika scenarierna för elnätsutveckling.

Resultaten visar att det går att räkna ut klimatpåverkan från flexibilitetslösningar, genom en metod som jämför utsläpp från både elnätsutbyggnad och de aktörer som deltar på flexibilitetsmarknaden. I nordöstra Skåne finns det fler aktörer med låga utsläppsfaktorer än i Hässleholm, men samtidigt gav själva utbyggnaden av elnätet i nordöstra Skånes större totala koldioxidutsläpp.

Det första scenariot studerade att utbyggnad av elnätet skjuts upp. Resultaten visade att flexibilitetsmarknader ofta släpper ut mindre koldioxidutsläpp per år, än vad en nyutbyggnad av elnätet årligen släpper ut. En marknad med flera aktörer med låga koldioxidutsläpp, kan släppa ut mindre koldioxid än att bygga ut elnätet, vilket innebär att det kan vara fördelaktigt att vänta med att bygga ut elnätet ur ett klimatperspektiv. Ett undantag var dock Hässleholm under säsongen 2024–2025, där utsläppen från flexibilitetsmarknaden faktiskt blev högre än om elnätet hade byggts ut. Detta visar att mycket beror på vilka aktörer som är med på en flexibilitetsmarknad. I det andra scenariot, där elnätet fortfarande byggs ut, men inte lika mycket, såg man olika resultat. I Hässleholm blev utsläppen högre än bespararingarna, medan det var tvärtom i nordöstra Skåne. Detta innebär att om en marknad och ett område liknar nordöstra Skåne, kan det vara fördelaktigt att bygga ut elnätet lite mindre. Det tredje och sista scenariot undersöker att helt undvika elnätsutbyggnad, och visade att det kan leda till den största potentiella klimatbesparingen av alla scenarier. I nordöstra Skåne gav flexibilitetsmarknaden totalt sett lägre totala utsläpp under en lång tid, jämfört med att bygga ut, medan resultaten varierade i Hässleholm. En viktig förutsättning för detta scenario är dock att flexibilitetsmarknaden fungerar stabilt över tid.

Sammanfattningsvis visar studien att flexibilitetsmarknader inte alltid är positiva för klimatet, men i områden där marknaden innehåller många aktörer som har låga utsläpp kan det vara ett bra alternativ till att bygga ut elnätet. Resultatet beror även på hur elnätet annars skulle ha byggts ut. Det är även möjligt att bestämma klimatpåverkan från flexibilitetslösningar genom en metod som beräknar klimatpåverkan av elnätsutbyggnad och flexibilitetsmarknader med dess resurser.

Förord

Detta examensarbete utfördes under våren 2026, och utgör avslutningen på mina fem års studier på civilingenjörsprogrammet i System i teknik och samhälle vid Uppsala universitet.

Examensarbetet har utförts i samarbete med E.ON Energidistribution, inom teamet för flexibilitetslösningar. Jag vill rikta ett särskilt tack till min handledare Marko Miletic som varit ett stort stöd under hela våren genom vägledning, besvara mina frågor och bidragit med värdefulla idéer. Jag vill även tacka övriga medlemmar i flexibilitetsteamet, som alla har hjälpt mig med frågor, funderingar samt tillhandahållit data och information. Förutom flexibilitetsteamet har även hållbarhetsteamet och flera andra personer inom E.ON bidragit till att arbetet kunnat genomföras på ett bra sätt.

Jag vill även tacka min ämnesgranskare Göran Ericsson vid Uppsala universitet för hans stöd och värdefulla insikter under arbetets gång. Slutligen vill jag rikta ett varmt tack till mina vänner och min familj för deras stöd, motivation och för att ha fungerat som ett viktigt bollplank.

Innehållsförteckning

1. Inledning	1
1.1 Syfte och frågeställning	2
1.2 Avgränsningar	2
2. Bakgrund.....	3
2.1 Elnätets fysiska uppbyggnad och aktörer i Sverige	4
2.2 Den svenska elmarknadens struktur.....	5
2.3 Flexibilitet i elnätet.....	6
2.3.1 Villkorade avtal	7
2.3.2 Nättariffer.....	7
2.3.3 Tekniska alternativa lösningar.....	7
2.3.4 Flexibilitetsmarknader	8
2.4 Reglering, incitament och framtida krav för flexibilitet i elnätet.....	10
2.4.1 EU-krav och Nätkoder	10
2.4.2 Elnätsföretags intäkter	10
2.4.3 Framtida regleringsmodeller	11
2.4.4 Klimathänsyn i investeringsbeslut	12
2.5 Klimatpåverkan.....	12
2.5.1 Utsläppskategorier	13
2.5.2 Klimatmått	13
2.5.3 Livscykelanalys	14
2.5.4 Scenarier och klimatstyrning i elnätet	15
2.5.5 Klimatpåverkan från flexibilitetsresurser	17
2.6 Elnätets uppbyggnad och komponenter	18
2.7 Hässleholms flexibilitetsmarknad	20
2.8 Nordöstra Skånes flexibilitetsmarknad	21
3. Metod	22
3.1 Scenarioanalys	23
3.2 Fallstudie	24
3.3 Klimatpåverkan från elnätsutbyggnad.....	24
3.4 Klimatpåverkan från flexibilitetsmarknaders aktörer	26
3.5 Minskad dimensionering av elnätsutbyggnad	28
3.6 Undviken elnätsutbyggnad.....	28
3.7 Utformande av metod.....	29
4. Data.....	29
4.1 Komponentuppskattningar	30
4.1.1 Klimatuppskattning av förlängning av samlingsskena	30
4.1.2 Klimatuppskattning av 130kV kabel	31
4.1.3 Klimatuppskattning av stationsområde och tillfartsväg	31
4.1.4 Alla komponenter sammanställt	31
4.2 Aktörerna	33

4.3	Minskad dimensionering av elnätet.....	35
4.4	Hässleholm.....	36
4.4.1	Komponenter.....	37
4.4.2	Aktörer.....	39
4.5	Nordöstra Skåne	39
4.5.1	Komponenter.....	39
4.5.2	Aktörer.....	41
5.	Resultat	42
5.1	Hässleholm.....	42
5.1.1	Utsläpp utbyggnad av elnätet i Hässleholm.....	42
5.1.2	Uppskjuten elnätsutbyggnad.....	42
5.1.3	Utsläpp Hässleholms flexibilitetsmarknad.....	43
5.1.4	Minskad dimensionering för utbyggnad i elnätet	43
5.1.5	Undviken elnätsutbyggnad.....	44
5.2	Nordöstra Skåne	44
5.2.1	Utsläpp utbyggnad av elnätet i nordöstra Skåne	45
5.2.2	Uppskjuten elnätsutbyggnad.....	45
5.2.3	Utsläpp nordöstra Skånes flexibilitetsmarknad.....	45
5.2.4	Minskad dimensionering för utbyggnad i elnätet	46
5.2.5	Undviken elnätsutbyggnad.....	46
5.3	Sammanfattade resultat	47
6.	Analys.....	49
6.1	Uppskjuten elnätsutbyggnad.....	49
6.2	Minskad dimension för utbyggnad i elnätet.....	52
6.3	Undviken elnätsutbyggnad.....	53
7.	Diskussion	54
8.	Slutsatser	59
	Referenser.....	61
	Appendix A	71
	Appendix B	72
	Appendix C	73

Figurförteckning

Figur 1. Sveriges fyra elområden (Vattenfall, 2026d).	5
Figur 2. De olika skedena i en byggnads livscykel (Boverket, 2024a).	15
Figur 3. Transformatorstation (ABB, 2011).	19
Figur 4. Det geografiska området för Hässleholms flexibilitetsmarknad (E.ON Energidistribution, intern bild, 2025).	21
Figur 5. Det geografiska området för nordöstra Skånes flexibilitetsmarknad (E.ON Energidistribution, intern bild, 2025).	22
Figur 6. Antal styrbara timmar (E.ON Energidistribution, intern bild, 2025).	36
Figur 7. Utsläpp för olika scenarier av elnätsutbyggnad och flexibilitetsmarknad i Hässleholm.	48
Figur 8. Utsläpp för olika scenarier av elnätsutbyggnad och flexibilitetsmarknad i nordöstra Skåne.	49

Tabellförteckning

Tabell 1. Komponenter som använts vid beräkning av klimatpåverkan från nyutbyggnad av elnät.	32
Tabell 2. Resurstyper som verkar på eller kan verka på flexibilitetsmarknader, samt deras utsläpp vid elproduktion.	34
Tabell 3. Komponenter som ingår i ombyggnation av station Hässleholm.	37
Tabell 4. Komponenter i ombyggnation av station Hässleholm östra.	37
Tabell 5. Komponenter i ombyggnation av station Hässleholm västra.	38
Tabell 6. Komponenter som ingår i ombyggnationen av station Torsebro T.	40
Tabell 7. Komponenter som ingår i ombyggnationen av station Åhus västra.	40
Tabell 8. Komponenter som ingår i ombyggnationen av station Vä Södra, VASA.	41
Tabell 9. Sammanfattning av resultaten från fallstudierna i Hässleholm och nordöstra Skåne.	47

1. Inledning

Den största globala källan till utsläpp av växthusgaser är förbränningen av fossila bränslen, vilket driver på klimatförändringar (Naturvårdsverket, 2025b). För att minska användningen av fossila energikällor pågår en omfattande energiomställning, där Sverige har satt som mål att nå nettonollutsläpp till år 2045 (Regeringskansliet, 2023). För att uppnå detta mål krävs en kraftigt ökad elektrifiering, vilket i sin tur medför ett ökat behov av förnybara och intermittenta energikällor. Dessa energikällor kännetecknas av en varierande produktion, vilket skapar nya utmaningar för både tillförlitlighet och stabilitet i elnätet (ibid; Khalid och Alzarooni, 2025).

Det svenska elnätet utvecklades betydligt i början av 1900-talet i takt med utbyggnaden av vattenkraft och industrialiseringen. Med tiden utvecklades elsystemet till ett stort och komplext centraliserat system, vilket allt eftersom blivit svårt att förändra helt från grunden (Johansson m.fl., 2020). Utbyggnad av elsystemet sker därför främst genom förstärkning av befintlig infrastruktur snarare än stora förändringar. Samtidigt är elnätsutbyggnad en kostsam process som kräver långa tidshorisonter, då planeringen inför en utbyggnad kräver noggrannhet. Utöver detta påverkar en utbyggnad av elnätet miljön, särskilt utifrån materialframställning och byggnation (Mattsson m.fl., 2021). Idag uppstår nya utmaningar i takt med att förnybar energi och elbilar tillkommer lokalt, samt att elförbrukningen ökar, vilket inte alltid passar in i det centrala byggda elnätet (ibid; Holmberg och Tangerås, 2023).

Särskilt i södra Sverige uppstår utmaningar när efterfrågan på el överstiger den tillgängliga produktionen, samtidigt som överföringskapaciteten begränsas av fysiska faktorer (Nilsson, 2021). Elnät dimensioneras traditionellt för att klara det maximala effektuttaget, vilket innebär att om överförbrukningen i ett elnät är mycket högt, drivs investeringskostnaden upp (THEMA, 2019). Ett sätt att minimera dessa problem utan direkt fysisk utbyggnad av elnätet och samtidigt minska överförbrukningen, är genom att implementera flexibilitet i elnätet. Flexibla lösningar kan bidra till en större andel aktörer, ökad elektrifiering och en minskning av toppbelastningen på elnätet genom en ändring av elanvändningsmönster (Berkley lab u.å.; Energimarknadsinspektionen, 2025b). Det finns olika typer av flexibilitetslösningar, exempelvis lokala flexibilitetsmarknader, vilket är ett förhållandevis nytt koncept. På flexibilitetsmarknader får aktörer betalt för att minska eller öka den egna produktionen, alternativt förändra elförbrukningen, och exempel på två sådana marknader i Sverige är flexibilitetsmarknaderna i Hässleholm och nordöstra Skåne (E.ON, 2026). På dessa två platser upphandlar nätägaren, E.ON, flexibilitet för att hantera lokala kapacitetsbegränsningar (E.ON, 2024).

Mot bakgrund av den pågående elektrifieringen och Sveriges klimatmål, är det av intresse att undersöka vilken klimatpåverkan flexibilitetslösningar medför. Flexibilitet har en potential att motverka flera utmaningar i dagens elsystem, men i nuläget saknas en metod för att kvantifiera dess klimatpåverkan på ett konsekvent och jämförbart sätt.

Flexibilitetslösningar kan bidra till att minska behovet av ny infrastruktur (Energiforsk, 2025), men välgrundade beslut förutsätter metoder som möjliggör en helhetsbedömning av olika alternativs klimatpåverkan.

Mot denna bakgrund undersöker denna studie klimatpåverkan från flexibilitetslösningar, genom fallstudier av flexibilitetsmarknaderna i Hässleholm och nordöstra Skåne. Studien analyserar och jämför klimatpåverkan i fallstudierna från tre olika utvecklingsscenarier vid användning av flexibilitetslösningar (Thunberg och Holmström, 2024, s.1; Savvopoulos m.fl., 2024):

- Uppskjuten elnätsutbyggnad
- Minskad dimensionering för utbyggnad av elnätet
- Undviken elnätsutbyggnad

För respektive scenario beräknas klimatpåverkan från både nyutbyggnad av elnätet och från resurser på flexibilitetsmarknaden. Genom denna metod syftar studien till att bidra med en generaliserad modell för att bedöma klimatpåverkan av flexibilitetsmarknader, samt analyserar hur olika utvecklingsvägar påverkar elnätets totala utsläpp. Att undersöka klimatpåverkan av flexibilitetslösningar erbjuder en möjlighet att förstå hur flexibilitet potentiellt kan bidra till en hållbar elnätsutveckling.

1.1 Syfte och frågeställning

Syftet med denna studie är att bidra till en fördjupad förståelse av hur flexibilitetslösningar i eldistributionsnät påverkar klimatet i jämförelse med elnätsutbyggnad. För att möjliggöra detta utvecklas en metod för att kvantifiera klimatpåverkan från flexibilitetslösningar och elnätsutbyggnad, vilken därefter används för att jämföra hur klimatpåverkan skiljer sig åt mellan olika scenarier för elnätsutveckling.

För att besvara syftet används följande frågeställningar:

- Hur påverkas elnätets totala klimatutsläpp av olika utvecklingsscenarier, inklusive uppskjuten, reducerad eller undviken elnätsutbyggnad genom användning av flexibilitetsmarknader?
- Hur kan klimatpåverkan från olika typer av flexibilitetslösningarna i eldistributionsnät kvantifieras på ett konsekvent och jämförbart sätt genom en beräkningsmetod?

1.2 Avgränsningar

Arbetet är avgränsat till att studera en typ av flexibilitetslösningar, vilket är flexibilitetsmarknader. Andra typer av flexibilitetslösningar, såsom villkorade avtal, behandlas endast översiktligt i bakgrunden. Studien är vidare geografiskt avgränsad till att studera två fallstudier, vilket är områdena Hässleholm och nordöstra Skåne, som är

belägna i elområde 4. Valet motiveras av områdenas återkommande kapacitetsutmaningar samt tillgången till relevant information från E.ON Energidistribution, vilket studien samarbetar med, och som driver flexibilitetsmarknader i dessa områden.

Studien studerar kvantitativt klimatpåverkan från tre scenarier för nätutveckling: uppskjuten elnätsutbyggnad, undviken dimensionering av elnätet samt undviken elnätsutbyggnad. Vid kvantifiering av klimatpåverkan för utbyggnad av elnätet begränsades studien till att inkludera de största tekniska komponenterna och de med mest bidrag till klimatpåverkan, såsom transformatorer, kablar och ställverk. Mindre komponenter exkluderades då deras bidrag bedöms ha begränsad påverkan på den totala klimatpåverkan. Klimatpåverkan undersöktes främst genom utsläpp kopplade till utvinning av råvarumaterial samt livscykelanalysens tidiga skeden kopplade till produktion av komponenterna. Drift-, underhålls- och rivningsskeden ingår inte i studien då den största delen av klimatpåverkan från nätutbyggnad uppstår i ett tidigare skede. Studien är även begränsad till att analysera klimatpåverkan i form av utsläpp av växthusgaser och tar därmed inte hänsyn till biologiska effekter, såsom påverkan på biologisk mångfald.

Vid beräkning av klimatpåverkan från resurser på flexibilitetsmarknaden, antas resurser som inte producerar egen energi vara klimatneutrala. Detta gäller exempelvis batteriaggregat, vars utsläpp inte uppstår i samband med leverans av el till flexibilitetsmarknaden. Studien fokuserar i första hand på de aktörer som verkar på E.ON:s flexibilitetsmarknader i de genomförda fallstudierna. Resurstyper som i nuläget inte deltar på dessa marknader inkluderas översiktligt.

Vid teoretiska beräkningar av minskad dimensionering av elnätet görs antagandet att flexibilitetsmarknaderna är fullt fungerande och har tillgång till tillräcklig flexibel effekt vid behov. Även vid scenarierna om undviken elnätsutbyggnad och uppskjuten elnätsutbyggnad antas flexibilitetsmarknaderna vara fungerande. Studien beaktar inte hinder för marknadens funktion, såsom exempelvis begränsat antal aktörer. Vidare avgränsas studien till att endast analysera vintersäsongen för flexibilitetsmarknader, då det är främst på vintersäsongen som aktörer producerar energi till marknaden, vilket är mest relevant för klimatpåverkan från flexibilitetsmarknaderna.

2. Bakgrund

Detta avsnitt avser att presentera bakgrundsinformation till studien, med information som är relevant för studien. Inledningsvis ges en bakgrund till Sveriges fysiska elnät och elmarknadsstruktur. Därefter presenteras flexibilitet i elnätet, med en genomgång av olika typer av flexibilitetslösningar med ett särskilt fokus på flexibilitetsmarknader. Vidare redogörs för de lagar och regleringar som elnätsföretag idag förhåller sig till, samt en inblick i framtida regelverk. Avsnittet redogör även hur utbyggnad av elnätet påverkar klimatet och hur klimatpåverkan kan analyseras inom olika framtida scenarier för

elnätsutveckling. Slutligen beskrivs elnätets fysiska uppbyggnad och centrala komponenter mer ingående, innan en bakgrund till de geografiska områdena Hässleholm och nordöstra Skåne presenteras, där studiens fallstudier genomförs.

2.1 Elnätets fysiska uppbyggnad och aktörer i Sverige

Sveriges elnät består av transmissionsnät, distributionsnät och utlandsförbindelser. De internationella förbindelserna består av antingen växelström- eller likströmsförbindelser, som sammankopplar Sverige med omgivande länder. Aktörer som producerar el kallas **elproducenter** (Vattenfall, 2026a). Anläggningar eller kraftverk där el och värme produceras ägs av elproducenter och kallas **produktionsanläggningar** (Mayer, 2021, s.15). En **nätanläggning** är den elanläggningen som är ansluten till elnätet, och ägs av en **nätägare**. **Elanvändare** är de aktörer som köper och förbrukar elen, och detta görs i en **förbrukningsanläggning** (ibid, Vattenfall, 2026a).

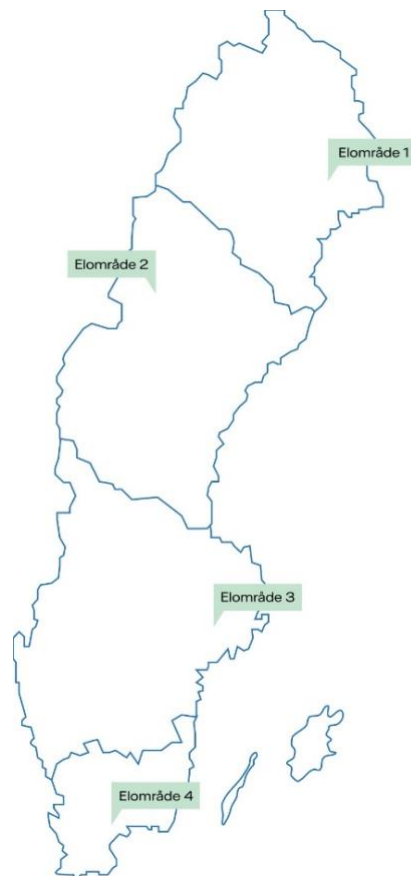
Transmissionsnätet transporterar stora mängder el från stora elproducenter till distributionsnäten. För att minska strömförlusterna i transmissionsnätet används hög elspänning, vilket vanligtvis är 400 eller 220 kV (Svenska kraftnät, 2024). De största produktionsanläggningarna och förbrukningsanläggningarna kan anslutas direkt till transmissionsnätet (ibid). Svenska kraftnät förvaltar och utvecklar transmissionsnätet som sträcker sig genom hela Sverige och förbinder Sveriges elnät med andra länders nät. Svenska kraftnät är även ansvariga för att tilldela kapacitet till elmarknaden med hänsyn tagen till driftsäkerheten och hålla det i normaldrifttillstånd (Svenska kraftnät, 2025d). Denna roll kan även benämnas som TSO, vilket är en engelsk förkortning som betyder systemansvarig för överföringssystem på svenska. Transmissionsnätet kan med andra ord beskrivas som själva överföringssystemet (ibid).

Distributionsnätet är också beläget över hela Sverige, och transporterar el till och från transmissionsnätet. Det svenska distributionsnätet består av regionnät och lokalnät. Det regionala nätet transporterar elen till och från lokala nät, och har vanligtvis en spänning på 130 kV (Svenska kraftnät, 2024). I Sverige ägs regionnäten till största del av de tre bolagen E.ON Energidistribution, Vattenfall Eldistribution och Ellevio (Energimarknadsinspektionen, 2025a). Mellanstora elproducenters produktionsanläggningar och elanvändares förbrukningsanläggningar är anslutna till regionnätet. De lokala näten transporterar elen den sista biten till mindre elanvändare, som hushåll och företag. Lokalnäten har en spänning på ungefär 40 kV, och ägs av olika elnätsföretag. Mindre elproducenters produktionsanläggningar kan vara anslutna till antingen regionnätet eller lokalnätet (Svenska kraftnät, 2024).

En benämning på nätägare som är ansvariga över driftsäkerheten i sina system är DSO (Svenska kraftnät, 2025d). Även detta begrepp är en engelsk förkortning, som betyder systemansvariga för distributionssystem på svenska. Skillnaden mellan en TSO och DSO är att en TSO har ett övergripande ansvar över hela driftsäkerheten på elmarknaden (Svenska kraftnät, 2025d). I Sverige finns det flera hundra DSO:er, både små och stora, som har ett ansvar över sitt eget system (eSett, 2026).

2.2 Den svenska elmarknadens struktur

Det fysiska elnätet möjliggör transport av el, medan elmarknaden styr vilka aktörer som producerar, förbrukar och distribuerar el (Energimyndigheten, 2025a). I Sverige finns det flera olika energikällor, där vattenkraft och kärnkraft står för den största andelen producerad energi, där vattenkraft står för cirka 40 procent och kärnkraft för 30 procent (ibid; Framtidenssolel, 2025). Därefter står även vindkraft och biokraft för stora andelar producerad energi (ibid). Produktionsanläggningar är geografiskt spridda i hela landet, och en betydande del av elproduktionen sker i norra Sverige, medan den största andelen förbrukning och efterfrågan återfinns i södra Sverige (Svenska kraftnät, 2025e). Den svenska Statistiska centralbyrån visar exempelvis att år 2024 användes totalt 174 968 GWh el under året (SCB, 2025). Transmissionsnätet har en viss begränsning att kunna överföra omfattande transporter av el över långa avstånd, därför är Sverige uppdelat i 4 elområden som illustreras i figur 1 (Svenska kraftnät, 2025c).



Figur 1. Sveriges fyra elområden (Vattenfall, 2026d).

Det måste vara balans mellan förbrukning och produktion av el för att det fysiska systemet ska vara driftsäkert (Svenska kraftnät, 2024). För att elöverföringssystemet ska fungera på ett bra sätt måste frekvensen balanseras mot 50 Hz (Svenska kraftnät, 2025b). Elpriset bestäms på elmarknaden som utgår från vad elproducenter säljer och elanvändare köper, där priset sedan möter utbud och efterfrågan. Om det finns begränsningar i överföringen av el kan priset skilja sig mellan olika elområden (Energimyndigheten, 2025a).

Elmarknaden består av fyra delmarknader: förhandsmarknad, dagen före-marknad, intradagsmarknad och balansmarknaden. Förhandsmarknaden är en långsiktig marknad som ska minska risken för olika aktörer, medan priset för el på dagen före-marknaden fastställs på en auktion dagen innan leveransdygnet. Intradagsmarknad finns till för att aktörer ska kunna justera sin handel av närmare inpå, och balansmarknaden förvaltar Svenska kraftnät för att kunna upprätthålla balans i det svenska elsystemet. Svenska kraftnät köper och säljer olika typer av stödtjänster för att kunna balansera systemet (Svenska kraftnät, 2025c).

För att elsystemet ska fungera krävs det att produktion, distribution och användning av el är i balans. Det finns olika typer av brister som kan uppkomma i det svenska elsystemet. Under en dag kan elanvändningen variera, där morgon och kväll är de tider då mest el används (Brännlund, 2021). Under året är förbrukningen inte heller densamma, då det används mer el under vintermånaderna (ibid). Elnätet dimensioneras för att klara det maximala effektuttaget, vilket även kallas topplast (THEMA, 2019). Effekt mäts i enheten MWh, megawattimme, och är en energienhet som anger hur mycket el som används under en timme (Energynordic, 2026). Om överförbrukningen i ett elnät är mycket högt, innebär det att investeringskostnaden blir högre, vilket skapar ekonomiska incitament för att minska förbrukningen under topplast (THEMA, 2019).

Elenenergibrist uppstår när det inte finns möjlighet att försörja elförbrukare med den el som önskas under en viss tidsperiod (Regeringskansliet, u.å.). Vid elenergibrist behövs ofta reglerande åtgärder i form av minskad förbrukning. Effektbrist uppstår när flera aktörer behöver el samtidigt, men det finns inte tillräckligt mycket elproduktion och överföringsmöjligheter för att kunna möta förbrukningsbehovet (ibid). I värsta fall kan en del av elförbrukningen behövas kopplas bort vid effektbrist. Nätkapacitetsbrist innebär att det finns en brist i transmissionsnätet, vilket leder till att överföring av el från ett elområde till ett annat hindras, vilket i sin tur leder till att prisskillnader mellan elområden (ibid).

2.3 Flexibilitet i elnätet

Elmarknaderna i Sverige är stora marknader som pågår varje dag. Som beskrivits tidigare i bakgrunden har Svenska kraftnät som ansvar att hantera balanseringen av elsystemet, men även på lokal nivå finns det utmaningar med att kunna distribuera den mängd effekt som efterfrågan (Svenska kraftnät, 2023c). Detta kan delvis bero på flaskhalsar i det lokala nätet, men det kan även bero på regleringar från det överliggande elnätet (ibid).

Med dessa utmaningar ökar behovet av flexibla resurser på lägre spänningsnivåer, och att det finns olika typer av resurser som kan bidra med flexibilitet i elnätet. Flexibilitetslösningar kan bidra till att minska toppbelastningen på elnätet genom ändring av elanvändningsmönster (Berkley lab, u.å.). Aktörer kan både anpassa sin efterfrågan och produktion av el, och dessutom finns det även olika tekniska lösningar som exempelvis energilagring (Energimarknadsinspektionen, 2025b). Detta leder till att el kan överföras lokalt, vilket leder till en minskad belastning på elnätet och transformatorer

(Power Circle, 2022). Några flexibilitetslösningar som är aktuella i Sverige i nuläget är villkorade avtal, nättariffer, tekniska alternativa lösningar och flexibilitetsmarknader (E.ON, 2024). I denna studie finns det ett fokus på flexibilitetsmarknader, men en genomgång av andra flexibilitetslösningar ges för en förståelse inom ämnet.

2.3.1 Villkorade avtal

En typ av flexibilitetslösning är att anpassa en kunds anslutningsavtal, där villkor för anslutning måste vara uppfyllda för att kunden ska tilldelas sin kapacitet (Svenska kraftnät, 2023c). I ett så kallat villkorat avtal kan en kund behöva anpassa sin produktion och konsumtion utifrån sitt avtal, där det ingår att kundens anläggning kan behöva styras för att undvika att överstiga begränsningarna i elnätet (E.ON, 2024). När och hur ofta en kund styrs beror på hur situationen i nätet kunden befinner sig i ser ut. Villkorade avtal möjliggör att i områden med kapacitetsbegränsningar kan nya kunder anslutas trots att elnätet i området är ansträngt (ibid). Villkorade avtal är ofta tillfälliga lösningar för att tilldela kapacitet innan nätförstärkning kan genomföras (Svenska kraftnät, 2025f).

2.3.2 Nättariffer

Elnätstariffer bör uppfylla två mål, ge elnätsföretagen intäkter som täcker effektiva kostnader, samt ge kunder bättre priser och incitament att använda elnätet effektivt (Energimarknadsinspektionen, 2021). Elkunder betalar delvis en energiavgift som speglar förbrukningen, en effektavgift som speglar kostnaden för nätanvändning och en fast avgift som innefattar nätföretagens resterande kostnader. Nättariffer utformas så att de täcker alla dessa tre avgifter och ger kunder ett incitament på priser (ibid). Nättariffer påverkar utvecklingen av flexibilitet, och utvecklingen av att ta fram nya nättariffer som förväntas styra prissignaler mot ett mer effektivt nätutnyttjande är pågående (E.ON, 2024).

2.3.3 Tekniska alternativa lösningar

Utöver flexibilitetslösningar som styr produktion och förbrukning, finns det fysiska tekniska lösningar som syftar till att bidra med en minskning av kapacitetsproblem i elnätet, men som inte innebär att bygga ut elnätet (E.ON, 2024). Ett exempel på en alternativ lösning är att göra en omkoppling i elnätet som svar på en driftsituation som förväntas uppstå, eller som redan har skett (ibid).

Ett annat exempel på en teknik som kan användas är Dynamic line rating, vilket innebär att dynamiskt öka strömkapaciteten hos ledningar genom att räkna ut en lednings faktiska kapacitet (E.ON, 2024; Michiorri m.fl., 2015). Variabler som omgivningstemperatur, solstrålning, vindhastighet och riktning tas med i beräkningen, vilket bidrar till en kännedom om elnätets marginaler mer precist och bidrar till en mer effektiv utnyttjande av nätet (ibid).

Utöver dessa åtgärder finns det förslag på utveckling av batterier och energilager, som ger större möjligheter för flexibilitet i elnätet (Svenska kraftnät, 2023c).

2.3.4 Flexibilitetsmarknader

En lokal flexibilitetsmarknad är en marknad inom ett geografiskt avgränsat område för att utbyta flexibilitetstjänster i form av eleffekt. En flexibilitetsmarknad avser områden med region- och lokalnät (Svenska kraftnät, 2023c). En resurs som är med på flexibilitetsmarknaden innehar en flexibel resurs och kan erbjuda sig att vara flexibel med sin produktion eller användning av el, och resursen får i sin tur betalt för att vara med och skapa flexibilitet i elnätet. Resurser som kan anpassa sin elanvändning benämns flexibla laster (ibid; E.ON, 2026). Dessa lokala marknader möjliggör att elnäten på lokal nivå kan utnyttjas mer effektivt, men kan även vara hjälp för elsystemet som helhet, då ett högre utnyttjande av befintligt nät bidrar till ett minskat behov av att snabbt behöva göra åtgärder i elnätet (E.ON, 2026).

Kartläggning av flexibilitetsbehov

För att kunna starta en flexibilitetsmarknad görs först en analys av elnätets nuvarande läge där potentiella behov av framtida flexibla tjänster identifieras med hjälp av prognoser (Energiforsk, 2025, ss.14–28). Prognoserna innehåller bland annat konsumtion och produktion i elnätet, men även hur stora företag och industrier planerar att agera i framtiden. Det finns alltid en viss osäkerhet i prognoser som sträcker sig över en lång tidshorisont framåt, då både omvärlden, lagar och skatter kan komma att ändras. Med dessa anledningar i åtanke uppdateras elnätsprognoserna kontinuerligt hela tiden. Aktörer som kan tänkas vara flexibla resurser kartläggs sedan, och några exempel på resurser är större elkonsumenter, större elproducenter, energilagring samt privata hushåll. Elproducenter kan vara allt från solkraft, vindkraft och vattenkraft, till kraftvärme, reservkraft och värmepumpar (ibid; Sthlmflex, u.å.)

Utöver olika aktörers resurser och prognoser i elnätet, påverkas nivån av elförbrukning i elnätet även av hur höga elpriserna är, samt utomhustemperaturen (SWECO, 2025). Vid lägre temperaturer ökar generellt sett elförbrukningen och vid en kall vinter blir de högsta effekttopparna ännu högre än för en varmare vinter, vilket medför ett ökat behov av flexibilitetsresurser (ibid; Regional adequacy working group under Baltic Sea System Development Steering committee, 2022). Med detta behov i åtanke, bedrivs flexibilitetsmarknader främst under vintermånaderna, då behovet är som störst (E.ON, 2024). För sommarmånaderna kan det även finnas flexibilitetsmarknader som innebär att aktörer får betalt för att inte producera energi, då det finns ett överskott med producerad effekt, som exempelvis solenergi bidrar med (Thomaßen, 2024; Pv Magazine, 2025).

Aktörer och flexibilitetsresurser på flexibilitetsmarknader

Det finns alltså flera olika typer av aktörer, med olika flexibilitetsresurser. En flexibilitetsresurs definieras som olika tekniska lösningar, anläggningar och enheter som

kan anpassa sin elförbrukning, elproduktion eller lagring över tid, i syfte att stötta elsystemets stabilitet (Power Circle, 2025, ss.17–19). Flexibilitetsleverantörer kan leverera på olika sätt beroende på hur flexibilitetsmarknaden ser ut (Energiforsk, 2025, ss.37–38). I vissa fall garanterar leverantören tillgängliga flexibla resurser vissa timmar under en period, men i andra fall budar flexleverantören in flexibla resurser per timme när det förväntas ett behov. Det finns även flexibilitetsmarknader där flexibilitetsleverantörer får betalt för att inte överstiga en viss effektnivå under vissa timmar, över en period (ibid). Med andra ord finns det olika typer av aktörer på flexibilitetsmarknader, där en del aktörer är producenter och styr sin produktion, medan andra resurser är energilager som batterier, eller efterfrågesresurser som styr sin elanvändning (Power Circle, 2025, ss.17–19). Varje resurs har en maximal teknisk potential, som visar hur mycket potential som kan finnas tillgänglig utifrån tekniska egenskaper, och mäts i MW (ibid).

Marknadsmodeller och marknadsplattformar

Det finns två olika typer av flexibilitetsmarknadsmodeller, marknadsplattformar och aggregatplattformar (Valarenzo m.fl., 2021). En marknadsplattform är en plattform där aktörer erbjuder sin flexibilitet till TSO:er eller DSO:er, medan aggregatplattformar samlar ihop flexibilitet från flera resurser och aggregatorn levererar flexibiliteten (ibid). Aggregatorer kan ha en stor andel flexibla enheter, men den totala knapaciteten kan vara liten totalt sett på marknaden (SWEKO, 2025). I Sverige är det energibolagens marknadsplattformar som har störst kapacitet (ibid). Några exempel på marknadsplattformar är NODES och SWITCH, och det är på dessa plattformar som själva handeln av flexibilitet sker (Valarenzo m.fl., 2021; E.ON, 2026). SWITCH är en plattform som är utvecklad av E.ON, och där är nätägare och aktörer på flexibilitetsmarknader anslutna. Det är aktören som erbjuder det lägsta priset för tillgänglig flexibilitet som vinner på marknaden, och det är den flexibiliteten som elnätsbolaget köper (SWITCH, 2025).

På balansmarknaden får aktörer betalt för kapacitet och aktiverad energi, vilket innebär att aktörer får ersättning trots att de inte aktiveras. Detta är en skillnad från flexibilitetsmarknader där aktörer endast får betalt om de aktiveras (Svenska kraftnät, u.å). Detta ger en ekonomisk trygghet från balansmarknaden, men flexibilitetsmarknader skapar nya sätt för inkomst, och har visat sig kunna ge en stor ekonomisk avkastning för olika aktörer (McKinsey & Company, 2025).

Flexibilitetsmarknaders historia och nutid

Flexibilitetsmarknader är ett relativt nytt koncept som har funnits sedan 2019 i Sverige då marknaden Coordinet startades, vilket var ett EU-finansierat forskningsprojekt som pågick i flera länder (SWEKO, 2025). I Sverige finns idag både pågående och avslutade flexibilitetsmarknader, och exempel på några energibolag som driver flexibilitetsmarknader är E.ON, Kinnekulle Energi och Göteborg Energi Elnät (ibid). Anledningen till att några marknader redan är avslutade varierar, en del marknader var

endast pilotprojekt, medan andra inte har samma behov av en lokal flexibilitetsmarknad längre. På dagens flexibilitetsmarknader dominerar ofta ett fåtal aktörer med stora energivolymer, vilket påverkar kostnaderna och konkurrensen på marknaderna (ibid). Det finns även ekonomiska incitament för elbolag att driva flexibilitetsmarknader, då marknaderna inte endast behöver användas till drift, utan kan även möjliggöra andra intäktsströmmar och affärsmodeller genom att omfördela kostnader (Energy Digital, 2025).

2.4 Reglering, incitament och framtida krav för flexibilitet i elnätet

Flexibilitet i elnätet utvecklas inte enbart som ett tekniskt verktyg, utan formas i hög grad av den reglering som styr elnätsföretagens förutsättningar, intäkter och ansvar. Energimyndigheten har i uppdrag från regeringen att skapa bättre förutsättningar för flexibilitet i elsystemet, och i detta uppdrag samarbetar Energimyndigheten med Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, Konsumentverket och Styrelsen för ackreditering och teknisk kontroll (Energimyndigheten, 2025b).

2.4.1 EU-krav och Nätkoder

Sveriges elnät innehåller även utlandsförbindelser, och genom EU-kommissionen har ett gemensamt regelverk för EU:s inre elmarknads tagits fram. Europeiska unionens byrå för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter, förkortat ACER, menar att flexibla elmarknader stödjer mer förnybar energiproduktion i den nuvarande övergången till renare energi (ACER, u.å.). Regelverket beskriver hur elmarknaden och dess olika aktörer bör agera, och Svenska kraftnät arbetar med att implementera denna lagstiftning i Sverige (Svenska kraftnät, 2025a).

EU har även nio kommissionsförordningar, även kallade nätkoder, som består av riktlinjer och nätföreskrifter. Tre nätkoder handlar om anslutning, tre om marknaden och tre om driftsäkerhet och beredskap. Utöver dessa nio nätkoder pågår ett arbete med ett nytt regelverk för efterfrågasflexibilitet som beslutas under 2026 (Energimarknadsinspektionen, 2026a). Den nya nätkoden innehåller bland annat tydliga regler för hur DSO:er och TSO:er köper flexibilitet, förenklande av inträdet på flexibilitetsmarknader för mindre aktörer och en större transparens för förhindring av snedvridning mellan olika flexibilitetsmarknader (ACER, 2025). Den svenska tillsynsmyndigheten Energimarknadsinspektionen har som roll att bland annat inleda ett arbete med att ta fram en process om hur de svenska nätföretagen ska arbeta tillsammans och vara representerande i framtagandet av nationella villkor (Energimarknadsinspektionen, 2025).

2.4.2 Elnätsföretags intäkter

I Sverige har den ekonomiska regleringen av elnätsverksamhet formen av intäktsreglering och har fastställts av den svenska ellagen (Bergman m.fl, 2024, s.46). Den svenska ellagen föreslås ersättas av elmarknadslagen samt lagen om elektriska ledningar för att

anpassa svensk rätt till EU-rätten, och träder i kraft år 2027 (Regeringskansliet, 2026b). Enligt kapitel 5 i ellagen får elnätsverksamheter ersättning för att täcka kostnader för driften av en nätverksamhet, täcka avskrivningar, samt genom avkastning på kapitalbasen (Sveriges riksdag, 2025). Kapitalbas avser det kapital som krävs för att bedriva nätföretagens verksamhet, vilket innebär de anläggningstillgångar som utgör grunden för beräkning av kapitalkostnader (ibid; Energimarknadsinspektionen, 2010). Den nya föreslagna elmarknadslagen innebär inte ändringar för innehållet i kapitel 5 jämfört med ellagen (Busch och Klefbäck, 2026).

Elnätsverksamheten är i grunden ett naturligt och legalt monopol, och Energimarknadsinspektionen fastställer en intäktsram i förväg på en period om fyra år. Intäktsramen avser de intäkter som ett nätföretag får ta ut av sina kunder, samtidigt som nätföretagen bör få en rimlig avkastning på investerat kapital (Vattenfall, 2026d). För att räkna ut kapitalkostnader, räknas ett nuanskaffningsvärde ut för alla anläggningstillgångar som ingår i kapitalbasen. Ett nuanskaffningsvärde motsvarar den investeringsutgift ett nätföretag skulle ha för att bygga en motsvarande anläggning under tillsynsperioden, och detta räknas ut med hjälp av faktorprisindex som representerar byggkostnadsutvecklingen (Energimarknadsinspektionen, 2010).

2.4.3 Framtida regleringsmodeller

En del av elnätsföretags lönsamhet baseras på avkastning av investerat kapital, vilket innebär investeringar och att bygga ut elnätet (Energiforsk, 2024). Dagens nuvarande regleringar belönar nyinvesteringar i elnätet framför cirkulära lösningar som förlänger livslängden på redan existerande material (Energiforsk, 2026). Alternativ som en förlängd livslängd av redan existerande material, alternativt renovering och återbruk är begränsade på grund av redan existerande incitament och kan skapa ett system där komponenter byts ut trots att den tekniska livslängden inte är fullt gången (ibid). Teknisk livslängd definieras som den tid som produkten tekniskt fungerar avsett sitt ändamål (Naturvårdsverket, 2020).

Capex, utan förkortning Capital Expenditures, är begreppet för investeringar som används för att köpa, underhålla eller förbättra långsiktiga tillgångar (Ryttersson, 2025). Opex, utan förkortning Operating Expenditures, är i stället de kostnader som företag har för att driva sin verksamhet (ibid). Som nämnt i avsnitt 2.4.2 får elnätsföretag ersättning för att täcka både driftkostnader (Opex), samt kapitalkostnader (Capex). För närvarande utreder energimarknadsinspektionen möjligheten att använda en Totex-modell, vilket innebär att i stället för att behandla Capex och Opex kostnader separat, behandlas totala kostnader som en enhet (Nordiska projekt, 2025). Totex kommer från engelskans total expenditure, vilket betyder totala kostnader (Energimarknadsinspektionen, 2026b). Flera europeiska länder använder redan ett totalkostnadssystem, vilket medför en större frihet för elnätsföretag att själva få bestämma om, och hur de ska lösa kapacitetsutmaningar i elnätet. I praktiken innebär det en större valmöjlighet till lösningar, där nära exempel är att optimera befintliga tillgångar, använda smarta elnätslösningar, investera i ny infrastruktur, eller köpa flexibilitetstjänster (Nordiska projekt, 2025).

2.4.4 Klimathänsyn i investeringsbeslut

Även om utbyggnad av elnätet ofta är motiverad ur ett ekonomiskt och behovsmässigt perspektiv, innebär det inte alltid att det är den lösningen som är mest hållbar. En tillgångs ekonomiska livslängd är den optimala längden av dess användbarhet, och definieras som summan av alla kapital- och underhållskostnader under dess livstid (Cesca och Novaes, 2012). Investeringar i elnät medför både ekonomiska, sociala och miljömässiga kostnader och flera metoder för att bedöma kostnader och fördelar med infrastrukturinvesteringar, prioriterar ofta ekonomiska vinster framför sociala och miljömässiga mål (Foxon m.fl., 2015). Den ekonomiska livslängden avser maximal ålder för vilket komponentens huvudsakliga funktion står i proportion till komponentens ursprungliga värde. Det är alltså vanligtvis inte den tekniska livslängden som styr en komponents livslängd, utan den ekonomiska livslängden (SWECO, 2017).

EU driver omställningen mot en hållbar planet, och Fit for 55 är ett omfattande paket med förslag till ny och omarbetad klimatlagstiftning. Målet är att minska nettoutsläppen av växthusgaser med 55 procent från år 1990 till år 2030, samt att nå klimatneutralitet år 2050 (Nilsson, 2023, s.3). Lagkraven riktar sig dels till stora energi- och industrianläggningar, dels till EU:s medlemsstater i helhet (Nilsson, 2023, ss.11–13). De största industrierna omfattas av utsläppsbudget 1, med andra ord ETS1, och regleras av ett utsläppsrättsystem. Utsläppshandelsdirektivet reglerar hur mycket utsläppsrätter som ges ut till industrin, men det finns även ett handelssystem för att köpa utsläppsrätter. De utsläpp som sker utanför ETS1 ingår i ETS2, som omfattar utsläppsbudget 2 och en kvot tilldelas till varje medlemsstat. ETS2 innefattar främst utsläpp från småskalig uppvärmning, vägtrafik och jordbruk (ibid). För företag innebär detta även att de måste redovisa sitt hållbarhetsarbete på samma sätt som de tidigare behövt redovisa finansiella resultat (Ekn, 2023).

2.5 Klimatpåverkan

EU:s lagar ger en grund för att alla resursleverantörer, oavsett teknikslag och klimatneutralitet, inte får diskrimineras på elmarknader (Europeiska unionen, 2025b). Genom rättvisa regler uppmuntras däremot konkurrens på elmarknaderna, vilket ger en fördel för förnybar energi som ofta är mindre kostsam att producera (ibid; Europeiska unionen 2025a).

Utbyggnad och förstärkning av elnätet innebär inte enbart ekonomiska och tekniska avvägningar, utan en utbyggnad av elnätet påverkar även miljön (Mattsson m.fl., 2021). Något som har en särskild negativ klimatpåverkan på miljön när det kommer till utbyggnad av elnät, är utvinning av råvaror och tillverkning av material. Vid anläggning och drift påverkas den lokala miljön, då investeringar i större elledningar ofta innebär ingrepp i mark och miljö (Mattsson m.fl., 2021).

2.5.1 Utsläppskategorier

För att kunna kategorisera utsläpp från företag och organisationer, samt identifiera utsläppskällor, har Scope 1, 2 och 3 blivit standardklassificeringar (Vattenfall, 2026e). Scope 1 utsläpp är direkta utsläpp från företagets egna kontrollerade källor, vilket innebär utsläpp från förbränning av fossila bränslen i företagets egna anläggningar eller utrustning (ibid). Scope 2 innefattar de utsläpp som företaget indirekt släpper ut vid inköp av exempelvis elektricitet och värme. För att minska Scope 2 utsläpp kan en övergång till att köpa energi från fossilfria källor vara aktuell för företag (ibid). Scope 3-utsläpp omfattar indirekta utsläpp av växthusgas från verksamhetens hela livscykel. Dessa utsläpp från Scope 3 kan delas in två kategorier, där den ena innefattar utsläpp från företagets egen verksamhet, och den andra kategorin innefattar utsläpp från aktiviteter efter att företaget levererat färdiga produkter eller tjänster till kunderna (ibid). Eftersom den största delen av klimatpåverkan från utbyggnation av elnät sker vid utsläpp från utvinning och produktion av råmaterial för elnätskomponenter, utgör Scope 3 den dominerande rollen av dessa tre kategorier.

2.5.2 Klimatmått

Miljöpåverkan från elnätskomponenter, liksom från andra typer av produkter, redovisas i en miljövarudeklaration (Boverket, 2024b). En sådan deklaration, ofta benämnd EDP, beskriver produktens miljöpåverkan ur hela dess livscykel. Förkortningen EDP kommer från det engelska begreppet environmental product declaration, och informationen i en EDP baseras till en stor del på en livscykelanalys av produkten. Datainnehåll från EDP:er kan sedan användas för att göra livscykelanalys på större byggnationer som byggnader, eller i detta fall elnätet (ibid).

En EDP anger ofta koldioxidavtryck som mätbara koldioxidekvivalenter (International EDP System, u.å.). En produkt kan släppa ut flera olika växthusgaser, och en koldioxidekvivalent används därför som ett mått för att gemensamt mäta klimatpåverkan (WWF, 2026). Växthusgaser absorberar solens värme som strålar från jordens yta, vilket gör att värmen stannar i atmosfären i stället för att försvinna ut i rymden (Europaparlamentet, 2023). Olika växthusgaser har olika stark uppvärmningseffekt, och verkar under olika lång tid, därför omräknas deras effekt till en gemensam enhet som motsvarar den påverkan koldioxid skulle ge (WWF, 2026). Detta möjliggör ett sätt att summera utsläpp från olika källor och se deras totala klimatpåverkan, vilket förenklar jämförelsen av klimatpåverkan mellan olika produkter och verksamheter (ibid).

Ett mått på produkters klimatpåverkan i produktionsskedet är GWP, vilket är en engelsk förkortning som står för Global warming potential. GWP är ett mått som finns med i flera EDP:er och fokuserar på A1-A3 (SSAB, 2025). De ingående delarna i GWP är klimatpåverkan från fossila växthusgaser, biogena koldioxidflöden när biomassa växer eller bryts ned, samt klimatpåverkan från förändrad markanvändning. För produkter som exempelvis stål, kan GWP vara en bra referens, och används därför ofta som ett jämförelsevärde mellan olika material i produktionsskedet (ibid).

För att sätta utsläpp för elnätsutbyggnad i perspektiv används jämförelser med klimatpåverkan från andra sektorer. En flygresor för en passagerare från Stockholm till Amsterdam ger upphov till cirka 94 kg koldioxid (ICAO, u.å.). Som ytterligare jämförelse uppgår den konsumtionsbaserade koldioxidutsläppsnivån i Sverige till cirka 7,6 ton per person och år (Naturvårdsverket, 2025c).

2.5.3 Livscykelanalys

En livscykelanalys främsta uppgift är att beskriva en produkts miljöpåverkan under hela dess livscykel, från att naturresurser utvinns, till att produkten inte används längre och behöver tas hand om (Boverket, 2024a). En livscykelanalys kan delas upp i olika skeden, vilket illustreras i figur 2. I en livscykel har de olika skedena olika bokstavsbeteckningar enligt den europeiska standarden för hållbarhet och miljöprestanda. Det första skedet betecknas A1-A3 och är produktskedet då råvarumaterial, förädling och tillverkning ingår. Därefter är A4-A5 byggproduktionsskedet där produkter fraktas till byggplatsen för färdigställning av projektet. Skede B1-B7 representerar användningsskedet med användning, underhåll och reparationer inräknade. Till sist representerar C1-C4 slutskedet då processer som rivning, bortfrakt och återvinning ingår. Figur 2 illustrerar mer detaljerade beskrivningar av de olika skedena i en livscykel, och i detta arbete finns ett fokus på A1-A3 samt A4-A5. I figur 2 åskådliggörs en byggnads livscykel, men de europeiska standarderna är inte begränsade till byggnader utan kan tillämpas för andra typer av anläggningar och tekniska komponenter, inklusive elnätskomponenter (Sistemat, 2024).

A0 Förprojekteringsskede	A0	Förstudier
A1-A3 Produktskede	A1	Råvaruförsörjning
	A2	Transport
	A3	Tillverkning
A4-A5 Byggproduktionsskede	A4	Transport
	A5	Bygg- och installationsprocesser
B1-B7 Användningsskede	B1	Användning
	B2	Underhåll
	B3	Reparation
	B4	Utbyte
	B5	Ombyggnad
	B6	Driftenergi
	B7	Driftprocesser övriga
	B8	Användarnas energianvändning
C1-C4 Slutskede	C1	Demontering, rivning
	C2	Transport
	C3	Restproduktbehandling
	C4	Bortskaffning
D Fördelar och belastningar utanför systemgränserna		

Figur 2. De olika skedena i en byggnads livscykel (Boverket, 2024a).

2.5.4 Scenarier och klimatstyrning i elnätet

En metod som kan användas i kombination med livscykelanalys, är att modellera olika framtidsscenarier. Detta möjliggör att analysera hur olika utfall kan påverka framtida utsläpp (Bre, 2018). När det gäller flexibilitetslösningar i elnätet, möjliggörs flera olika scenarier för alternativa lösningar när det gäller utbyggnad av elnätet. Några scenarier som användandet av flexibilitetslösningar medför är uppskjuten elnätsutbyggnad, minskning av överdimensionering av elnätet, samt undviken elnätsutbyggnad (Thunberg och Holmström, 2024, s.1; Savvopoulos m.fl., 2024).

Uppskjuten elnätsutbyggnad

Flexibilitetslösningar möjliggör att effektivt kunna lösa kapacitetsbrister när en direkt utbyggnad av elnätet inte är möjlig (Energiforsk, 2025, s.12). När regleringar skärps och investerare kräver mer transparens kopplade till ett företags klimatkostnader, är företagsbudgetar för koldioxid ett förslag som kan vara en grund för att utvärdera investeringar (Standard carbon, u.å.). För ett företag kan detta innebära att dels mäta utsläpp som innefattas av Scope 1, 2 och 3, och dels bestämma en målsättning. Periodisering av utsläpp kan säkerställa att utsläppsminskningar integreras i den

finansiella planeringen och uppmuntra interna avdelningar till att ta hänsyn till utsläpp i ekonomiska beslut (ibid).

Ett begrepp som används inom forskning för koldioxidöverväganden för energibolag är investeringsplanering (Hyvönen m.fl., 2024). En studie om kommunala energibolag i Finland under 2024, visar hur företagen i allt högre grad har miljöpåverkan i åtanke i sina investeringsbeslut. Dessa företag är beroende av långsiktiga stora investeringsbeslut, och projekt kan pågå i flera tiotals år, vilket gör det relevant att diskutera miljöpåverkan i dessa beslut. Samtidigt framkommer att ekonomiska faktorer dominerar investeringsplanering, och därför finns ett behov att undersöka hur klimattedimensionen kan integreras i dessa beslut i ökad utsträckning (ibid).

Med ett ökande intresse från företag när det gäller utsläpp över en viss period, men även utsläpp kopplade till infrastrukturinvestering, finns även ett intresse för att förlänga den tekniska livslängden hos redan befintliga komponenter. Energiomställningen har skapat en stor efterfrågan på systemutbyggnad, vilket har öppnat upp alternativ till att hålla befintlig utrustning i drift genom livstidsförlängning (CIRED, 2023). Renovering eller reparation av utrustning kräver betydligt mindre naturresurser jämfört med tillverkning av nya komponenter, vilket potentiellt kan bidra till bevarandet av naturresurser. Oavsett om utrustningen repareras och får förlängd livstid, eller inte, minimerar optimal användning av utrustningens hela livslängd direkt miljöpåverkan (ibid).

Minskad överdimensionering av elnätet

När elnätet dimensioneras, planeras det utifrån att klara den allra högsta belastningen av elanvändning (Thunberg och Holmström, 2024, s.1). Den allra största belastningen sker endast några timmar om året, och på årsbasis är det upp till 50 procent av elnätets kapacitet som inte utnyttjas (Andersson, 2025). Detta är resurskrävande, och medför att stora delar av elnätet inte används den största delen av året (Thunberg och Holmström, 2024, s.1). Ett viktigt alternativ till nätutbyggnad kan vara flexibilitetslösningar, som minskar skillnaden mellan topp- och genomsnittlig last. Flexibilitetslösningar kan användas för att balansera elförbrukningen, genom att flytta en del förbrukning till tider då elnätet inte används lika mycket. Utöver detta kan energilagring tillsammans med produktionsflexibilitet balansera produktionen vid tidpunkter då det produceras mer el än vad det finns behov av. Tillsammans kan dessa förslag på flexibilitetslösningar minska behovet av fysisk nätutbyggnad till viss del, genom att använda redan befintligt elnät på ett mer effektivt sätt (ibid).

Undviken elnätsutbyggnad

Flexibilitetsalternativ kan bidra till att undvika traditionell elnätsutbyggnad genom att balansera efterfrågan och belastning utan att fysiskt bygga ut elnätet (Energiforsk, 2025, s.12). Det finns en potential att använda flexibilitetslösningar som en snabb och effektiv lösning i väntan på utbyggnation och förstärkning av elnätet, men de flexibla lösningarna kan även ses som ett permanent alternativ på både medel och lång sikt. Om det finns goda

och säkra tillgångar till flexibla resurser kan flexibilitetslösningar vara bestående alternativ. Om behovet för utbyggnad av elnätet minskar, är det både effektivt ur en samhällsekonomisk och klimatsynvinkel. Ett minskat krav av nybyggnation bidrar till en minskad klimatpåverkan, då flexibla lösningar bidrar till en ökad användandegrad av befintliga ledningar och stationer som finns i elnätet (ibid).

2.5.5 Klimatpåverkan från flexibilitetsresurser

På flexibilitetsmarknader verkar olika typer av aktörer, vars bidrag innebär varierande klimatpåverkan. Vissa aktörer bidrar genom att producera ny effekt till marknaden, medan andra utgörs av energilager, eller aktörer med flexibel elanvändning. De aktörer som producerar energi i Sverige är en blandning av olika produktionsslag, däribland förnybara energikällor som vattenkraft, kärnkraft, vindkraft, men kraftvärmeverk som använder olika typer av bränslen (Regeringskansliet, 2026a). Till skillnad från förnybara energikällor och kärnkraft, där klimatpåverkan bland annat uppstår i samband med tillverkning och uppförande av anläggningar, genererar kraftvärmeverk utsläpp av växthusgaser direkt under produktionen av värme och el, eftersom den baseras på förbränning av bränslen (Energimyndigheten, 2024; NREL, 2021). Utöver dessa exempel på aktörer kan även reservkraft delta på flexibilitetsmarknader, vilket utgör en självständig strömkälla som omvandlar kemisk energi i ett bränsle till elektrisk energi via en förbränningsmotor (E.ON, 2026; Infrastruktur, Teknik och innovation, 2025). Ett vanligt förekommande bränsle i sådana reservgeneratorer är diesel, vilket är ett fossilt bränsle med betydande utsläpp av koldioxid vid förbränning (Infrastruktur, 2025; EPA, 2026). Användning av dieselbaserad reservkraft innebär därmed en tydlig klimatpåverkan.

Aktörer med flexibel elanvändning producerar i regel ingen egen energi, utan använder el från det ordinarie elnätet, och har möjlighet att minska eller flytta sin förbrukning när elnätet är hårt belastat (Sjöström och Swenman, 2023). Elen från elnätet består av en blandning med olika energikällor, där vattenkraft och kärnkraft står för den största andelen i Sverige, medan endast en mindre andel utgörs av fossil elproduktion (Energimyndigheten, 2026). Sverige är samtidigt en del av ett integrerat nordiskt och europeiskt elsystem och både importerar och exporterar el. Vid import motsvarar elen den exporterade regionens elmix, vilket innebär att klimatpåverkan kan variera beroende på ursprungsland. Även om emissionsfaktorn för importerad el i Norden har minskat under senare år, förekommer fortsatt import från länder med högre klimatpåverkan per producerad kilowattimme. (Johansson och Sandgren, 2026).

Energilager, såsom batterilager, har sin huvudsakliga klimatpåverkan kopplad till tillverkning och materialutvinning (Sadhukhan och Christensen, 2021). Energilager kan laddas från egen elproduktion, eller från elnätet, vilket innebär att den lagrade elens ursprung därmed kan variera (Energi och klimatrådgivningen, u.å.). I denna inkluderas endast de utsläpp som uppstår när aktörer faktiskt producerar energi till flexibilitetsmarknaden, medan energilager och flexibel användning antas vara klimatneutrala i drift.

2.6 Elnätets uppbyggnad och komponenter

Elnätet består av flera fysiska komponenter som behöver fungera dagligen. Denna studie undersöker bland annat utbyggnaden av elnätet jämfört med flexibilitetsmarknader. I denna studie finns ett fokus på flexibilitetslösningar på lokalnätsnivå, därför förklaras dessa ingående komponenter mer djupgående.

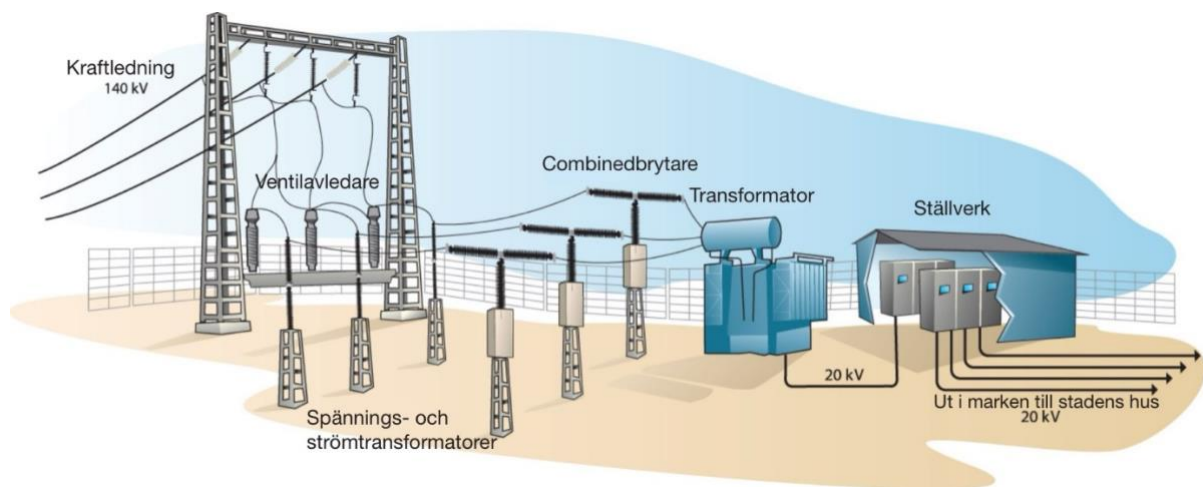
Transmissionsnätet och regionnätet är vanligtvis av typen **maskade elnät**, vilken är en nätstruktur som kan liknas med ett spindelnät (Vattenfall, 2026b). I maskade elnät överförs mycket effekt med hjälp av hög spänning, genom ett stort antal stationer och ledningar (Mayer, 2021, ss.82–83). Lokalnät är ofta uppbyggda så att delen närmast kunden är **radiell**, vilket innebär att elnätet är uppbyggt i en trädstruktur (Vattenfall, 2026b).

I figur 3 visas en vanlig typ av transformatorstation som tar emot el från elnätets kraftledning, med i detta fall en spänning på 140kV (ABB, 2011). Kraftledningar är en del av överföringen i elnätet, och det finns både **luftledningar** och **markförlagda kablar**. Det är vanligast med luftledningar i region- och transmissionsnätet, medan markkablar är vanligare i lokalnätet (Vattenfall, 2026b). Stolparna i luftledningarna med högre spänning som 400 kV, är gjorda av stål, och för lägre spänning är både stål och trä vanligt (Svenska kraftnät, 2023a). En kabel består sammanfattat av ledare med ett skyddande hölje av isoleringsmaterial runtomkring, där ledaren vanligtvis består av koppar eller aluminium (NKT, 2015, s.9). Markkablar och så kallade linor som finns i luftledningar har olika material och isolatorer (Svenska kraftnät, 2023a). Vid isolering av markkablar kan plast och gummi användas, men vid högre spänningar används nästan endast PEX-isolering, vilket är en typ av plastisolering med hög värmeresistens och nötningshållfasthet (NKT, 2015, s.13). För luftlinor kan isoleringen i stället bestå av glas (Svenska kraftnät, 2023a). Det finns kablar av olika material och klasser, eftersom elnätets olika delar arbetar vid olika spänningsnivåer. Några exempel på spänningsklasser för kablar är lågspänning under 1kV, mellanspänning mellan 6-36kV, högspänning mellan 42-170kV och extra hög spänning över 170kV (NKT, 2015, ss.18–19). De totala utsläppen av att använda markkablar jämfört med luftledningar är ofta lägre (Söderlund och Wåhländer, 2023). I figuren syns även ventilavledare som finns till för att skydda transformatorn, samt combinedbrytare, även kallad effektbrytare som används för kopplingar mot andra delar av elnätet (Mayer, 2021, s.93, s.91).

Vidare i figur 3 visas en **transformator**, vilket är en av huvudkomponenterna i elnätet och som omvandlar elektrisk energi mellan olika ström- och spänningsnivåer. Syftet med en transformator är att minska energiförluster i elnätet vid överföring (Mayer, 2021, ss.60–61). I det nuvarande elnätet är transformatorn en kritisk komponent, men som har ett stort koldioxidutsläpp kopplat till råmaterial, tillverkning och transport (IEEE PES, u.å.). Transformatorer som tillverkas idag tar en ökad hänsyn till klimat, och har generellt sett en längre teknisk livslängd än äldre transformatorer (Hitachi Energy, 2023; Polywater, u.å.). En transformator är placerad inuti ett **transformatorbås** (Ellevio, 2018). I bilden illustreras hur transformatorn transformerar ner spänningen till 20kV från 140kV,

vilket kan benämnas som 140/20kV. Transformatorn är kopplat till ett ställverk, och i varje station i elnätet finns ett **ställverk**, som bland annat fördelar ut strömmen mot flera olika ledningar som matar ut ström (Mayer, 2021, s.86). I elnätet finns det flera olika typer av stationer som har olika typer av funktioner. I lokalnätet finns ett antal **fördelningsstationer** som matar ut spänningen till underliggande nätstationer. I **nätstationerna** finns transformatorer som matar ut spänning till kabelskåp, som i sin tur är anslutna till elanvändarnas nätanläggningar och produktionsanläggningar (ibid).

Tillhörande stationerna i elnätet finns även **övergripande kontrollutrustning**, och vissa stationer har exempelvis SCADA-systemet implementerat, som förenklat samlar in data om utrustningen som operatörer kan använda till övervakning (Mayer, 2021, s.122; Schneider Electric, 2025). Utöver den övergripande kontrollutrustningen finns även **nollpunktsutrustning**, som är till för att snabbt kunna koppla bort och skydda transformatorn och generatoren vid ett jordfel (Mayer, 2021, s.187). I Sverige är det vanligt med impedansjordade system, vilket ger en mindre risk för personskador. I dessa system finns avstärningsautomatik, en resistor och till sist en spole som även kallas nollpunktsreaktor, vilken kopplas in mellan systemets nollpunkt och jord (ibid; Elnord kraft, u.å.). Det finns även säkerhetssystem kopplade till **åskskydd** som är till för att öka skyddet mot blixtnedslag, exempelvis används överspänningsskydd i mätarskåp för att skydda elektriska apparater (Ellevio, 2024).



Figur 3. Transformatorstation (ABB, 2011).

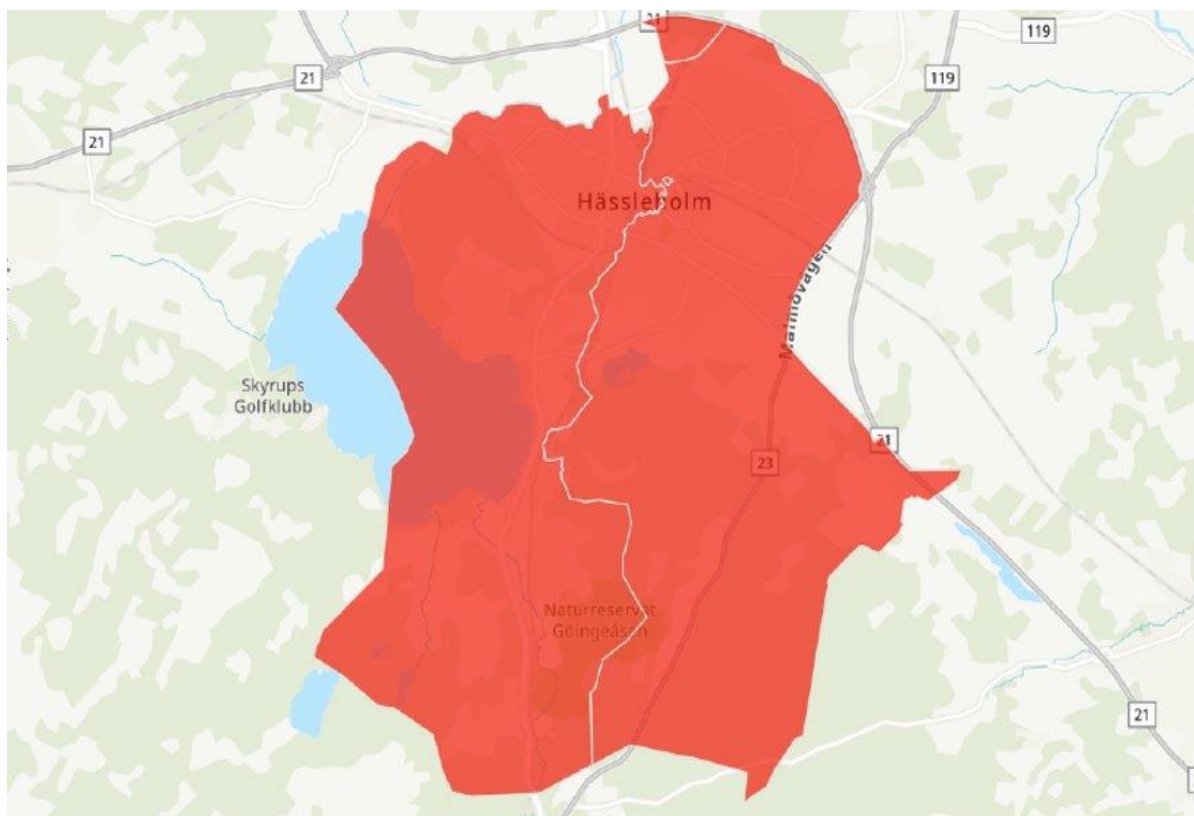
Skåpen som visas i figur 3 under texten ”ställverk” är belägna inuti **stationsbyggnaden**, och dessa skåp kan benämnas som **fack** (Mayer, 2021 s.86, s.99). För mindre spänningsnivåer, ofta 10-20kV är facken vanligtvis golvskåp på rad inuti stationsbyggnaden inomhus. För högre spänningsnivåer blir lösningen i stället ställverksfack placerade utomhus, eller gasisolerade ställverk, även benämnda som GIS-ställverk (Mayer, 2021, s.99). Det finns olika typer av fack, där generatorfack och transformatorfack är till för apparater och utrustning till generatoren respektive transformatorn. **Ledningsfack** är fack vars övre del innehåller stationsanpassad utrustning, som exempelvis reläskydd och mätvärdesomvandlare, medan nedre delen av

skåpet innehåller en effektbrytare (ibid). Reläskydd är en typ av **kontrollutrustning** som ser till att bristande komponenter kopplas bort vid kortslutningar, överbelastningar och jordfel (Mayer, 2021, s.144). En mätvärdesomvandlare är också en typ av kontrollutrustning, och har som uppgift att bland annat eliminera störningar, och på så vis skydda den elektriska utrustningen genom att anpassa signaler från exempelvis en strömtransformator (Mayer, 2021, s.97). **Sektioneringsfack** avgränsar och delar upp exempelvis samlingsskenor i flera delar (ABB, 2001). En **samlingsskena** är en elektrisk kopplingsskena till objekt som effektbrytare och fränksiljare (Mayer, 2021, s.94). Samlingsskenorna är ofta modulsammansatta och sammansatta sektionsvis, vilket möjliggör olika sammansättningar och **förlängningar** (ABB, u.å.). **Fränksiljares** syfte är att bryta spänning och öppnas för att visa att det är säkert att göra en reparation eller underhåll (Mayer, 2021, s.86).

Utöver de tekniska komponenter som beskrivits ovan tillkommer även **markarbete** och vägbyggen när utbyggnad av elnätet sker (Svenska kraftnät, 2023b). När markarbeten för **stationsområde och vägar** utförs sker arbetet i olika lager, där varje lager består av olika typer av material med olika syften (Skogskunskap, 2024). Det understa marklagret kallas undergrund, sedan kommer förstärkningslager som ofta består av lite grövre stenar. Det efterkommande bärlagret består vanligtvis av krossat berg, och till sist består det översta slitlagret av grus eller asfalt (ibid).

2.7 Hässleholms flexibilitetsmarknad

I Hässleholms kommun bedriver E.ON en flexibilitetsmarknad i lokalnätet, och har gjort detta sedan säsongen 2023–2024 (E.ON, 2024). I nuläget bedöms Hässleholms flexibilitetsmarknad vara aktiv till och med minst år 2028 (E.ON, 2026). Det uppskattade flexibilitetsbehovet i området är 7 MW, samt 150-300h (ibid). Figur 4 visar en bild över det område som Hässleholms flexibilitetsmarknad innefattar, beläget omkring staden Hässleholm i Skåne.



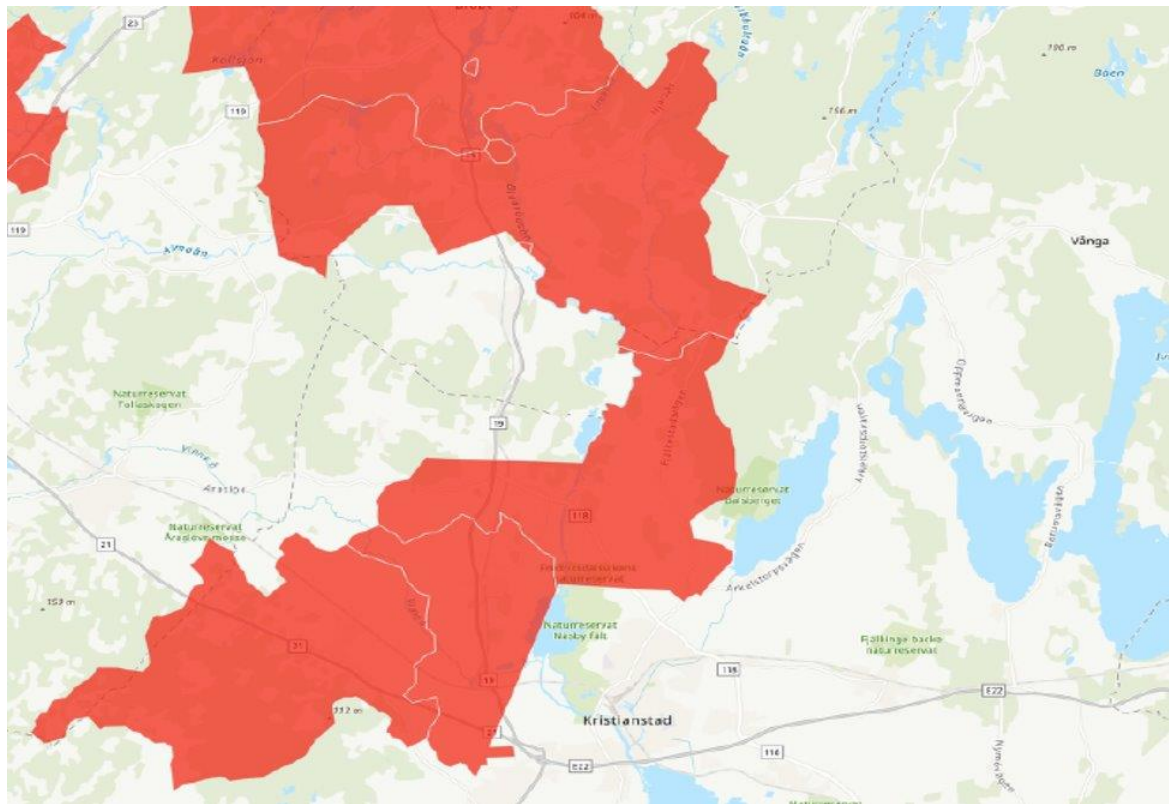
Figur 4. Det geografiska området för Hässleholms flexibilitetsmarknad (E.ON Energidistribution, intern bild, 2025).

E.ON:s nätutvecklingsplan innefattar prognoser för elnätet i Hässleholms kommun och produktionen förväntas kunna möta den nuvarande prognosen 0 till 5 år fram i tiden, men med risk för att kapacitetsbegränsningar kan uppstå vid stora anslutningar (E.ON, 2024). Vid 6–10 år fram i tiden behövs ytterligare åtgärder för att möta den framtida prognosen utan risk för att kapacitetsbegränsningar ska uppstå. För konsumtionens del behövs det anslutning av ytterligare produktion 0 till 5 år fram i tiden, och det finns en hög risk för kapacitetsbegränsningar vid stora anslutningar. Längre fram i tiden mellan 6–10 år fram, förväntas risken vara lite lägre för kapacitetsbegränsningar när det gäller konsumtion (ibid). I Hässleholm finns i nuläget en planerad utbyggnad i elnätet som bland annat innefattar en ny regionnätsslinga samt två nya stationer (Skånes effektkommission NET, 2025).

2.8 Nordöstra Skånes flexibilitetsmarknad

Flexibilitetsmarknaden i nordöstra Skåne är relativt nystartad och har pågått sedan säsongen 2024–2025 (E.ON, 2024). I denna del av Skåne bedöms det krävas ytterligare åtgärder i elnätet för att både produktion och konsumtion ska kunna klara sin belastning från nuläget till 6 år fram i tiden. Sedan bedöms produktion och konsumtion kunna möta prognoser och ha goda förutsättningar 6 till 10 år in i framtiden (ibid). I området nordöstra Skåne innefattas städer som Torsebro, Vinnö, Önnestad, Kristianstad, Knislinge och Broby. Dessa områden som nordöstra Skånes flexibilitetsmarknad innefattar visas på

figur 5, där staden Kristianstad kan urskiljas på bildens nedre kant, och Vånga på bildens högre kant. Flexibilitetsmarknaden förväntas vara aktiv till minst år 2028, och flexibilitetsbehovet uppskattas till 10MW samt 50-100h (E.ON, 2026).



Figur 5. Det geografiska området för nordöstra Skånes flexibilitetsmarknad (E.ON Energidistribution, intern bild, 2025).

I nordöstra Skåne finns i nuläget planerade nätutbyggnadsprojekt för att kunna öka kapaciteten i elnätet (E.ON, 2024). Bland annat har E.ON beslutat att bygga nya regionnätstationer i Torsebro och nära Kristianstad, samt bygga ut flera ledningar mellan flera stationer i nordöstra Skåne (Skånes effektkommission NET, 2025).

3. Metod

I avsnitt 2 tillhandahölls en bakgrund till elnätets och elmarknadens uppbyggnad, flexibilitetslösningar, relevanta regleringar, klimatpåverkan, samt elnätets centrala komponenter. Avsnittet innehåller även en beskrivning av flexibilitetsmarknaderna i Hässleholm och nordöstra Skåne, vilka utgör studiens fallstudieområden. Bakgrunden ligger till grund för de beräkningar och fallstudier som har genomförts, samt för de resonemang som förts kring klimatpåverkan från olika åtgärder i eldistributionsnät.

Studiens metod innehåller både kvalitativa inslag, och kvantitativa beräkningar av klimatpåverkan från både elnätsutbyggnad som flexibilitetslösningar. Fallstudierna i

Hässleholm och nordöstra Skåne möjliggör en analys av befintliga flexibilitetsmarknader och tillhörande elnät, samt av potentiella utvecklingsalternativ.

Metodavsnittet redogör för hur studiens tre utvecklingsscenarier analyseras och jämförs, samt hur klimatpåverkan från ny elnätsinfrastruktur och aktörer på flexibilitetsmarknadens uppskattas. Scenarierna om minskad dimensionering samt undviken elnätsutbyggnad beskrivs mer djupgående i egna metodavsnitt. Till sist beskrivs hur en generell och tillämpbar beräkningsmetod för analys av klimatpåverkan från flexibilitetslösningar utformas.

3.1 Scenarioanalys

För att analysera klimatpåverkan från flexibilitetsmarknader utgick studien från tre olika scenarier:

- Uppskjuten elnätsutbyggnad
- Minskad av dimensionering för utbyggnad av elnätet
- Undviken elnätsutbyggnad

Scenariot om uppskjuten elnätsutbyggnad analyserades genom att beräkna klimatpåverkan av utbyggnad av elnätet och dess komponenter samt flexibilitetsmarknaden, vilket beskrivs ytterligare i avsnitt 3.3 och 3.4. Vidare analyseras även scenariot i studiens analys, med stöd från teoretiska perspektiv från bakgrunden. Några teoretiska begrepp som används är investeringsplanering och periodisering av utsläpp, vilka bidrar till att skapa en förståelse för hur tidsförskjutning påverkar den totala klimatpåverkan.

Det andra scenariot om minskad dimensionering för utbyggnad av elnätet utgår från beräkningar av klimatpåverkan för utbyggnad och flexibilitetsmarknaden, som beskrivs djupare i avsnitt 3.3 och 3.4. Detta scenario antar att användandet av flexibilitetsmarknader möjliggör en minskning av behovet av ny elnätsinfrastruktur. Den minskade dimensioneringen kopplas inte till en specifik del i elnätet, utan representerar en systemövergripande effekt. Antagandet innebär att med välfungerande flexibilitetsmarknader kan elnätet totalt sett reducera en andel nybyggnation i elnätet.

Det tredje och sista scenariot, undviken elnätsutbyggnad, utgår liksom tidigare scenarier från klimatpåverkan av både nybyggnation och flexibilitetsmarknaden. Detta scenario fokuserar till skillnad från de övriga scenarierna, mer på att flexibilitetsmarknader är en potentiellt permanent lösning för ersättning av nybyggnation i elnätet. Scenariot bygger därmed på antagandet om att utnyttjandet av flexibilitetsmarknader kan eliminera, eller kraftigt reducera behovet av att bygga ut elnätet. För att bedöma rimligheten i detta undersöks fallet med teorier som presenterats i bakgrunden, kopplat till regleringar och incitament. De teorier som tillämpas omfattar elnätsföretags intäktsmodeller, EU-krav

samt framtida regleringsmodeller och klimathänsyn i investeringsbeslut. Dessa används för att undersöka om ett sådant scenario är genomförbart i praktiken.

3.2 Fallstudie

Respektive scenario undersöktes genom fallstudier som omfattade flexibilitetsmarknaderna i Hässleholm och nordöstra Skåne. Examensarbetet genomfördes i samarbete med E.ON Energidistribution, därav föll det sig naturligt att studerade flexibilitetsmarknader som E.ON ansvarar för. Detta möjliggjorde och förenklade datainsamling för elnätet och dess komponenter, men även från elmarknadens aktörer. I och med att elområde 4 i södra Sverige har återkommande utmaningar kopplat till att efterfrågan överstiger den tillgängliga produktionen, samt att överföringskapaciteten begränsas av fysiska faktorer, är det av extra intresse att de undersökta flexibilitetsmarknaderna är belägna i elområde 4.

Fallstudierna genomfördes genom att undersöka klimatpåverkan från planerad nätutbyggnad i respektive område, samt klimatpåverkan från flexibilitetsmarknadens aktörer. För respektive område klassificerades även aktörernas bidrag genom deltagandet på respektive flexibilitetsmarknad. För varje fallstudie beräknades även hur en minskad dimensionering skulle påverka utsläpp från nätutbyggnad och från flexibilitetsmarknadens resurser. Scenariot om undviken elnätsutbyggnad analyserades övergripande för respektive fallstudie, och sedan mer djupgående generellt sett för alla undersökta flexibilitetsmarknader. För respektive fall analyseras till sist betydelsen för de sammanställda siffrorna från klimatpåverkan.

3.3 Klimatpåverkan från elnätsutbyggnad

För att uppskatta klimatpåverkan från nyutbyggnad av elnätet genomfördes beräkningar av klimatavtrycket för de komponenter som ingår i de planerade utbyggnationerna av elnätet i fallstudierna. En översikt av relevanta elnätskomponenter presenteras i avsnitt 2.6 i bakgrunden. Beräkningarna omfattade de huvudsakliga komponenter som vanligtvis ingår i transformatorstationer, inklusive tillhörande kablage samt viss icke-teknisk utrustning. Mindre och mer detaljerade komponenter har exkluderats, då dessa bedömdes ha en begränsad påverkan på den totala klimatpåverkan.

Information om vilka komponenter som ingår i de planerade utbyggnationerna av elnätet samlades i första hand in från interna förstudier från E.ON Energidistribution. För att komplettera och förtydliga dessa underlag genomfördes även intervjuer med medarbetare på E.ON, som arbetar med planeringen av utbyggnaden i de aktuella områdena. Intervjuerna syftade främst till att fastställa storlek och antal komponenter som inte specificerades i förstudierna, men bidrog även till en fördjupad förståelse för respektive fallstudies förutsättningar och kontext. De kompletterande intervjuerna genomfördes i ett semistrukturerat format där frågor förbereddes utifrån det material som saknades, med rum för ytterligare följdfrågor under samtals gång (Eriksson & Wiedersheim-Paul, 2011, s.97–98). En semistrukturerad intervju har i jämförelse med en

strukturerad intervju mer allmänt formulerade frågor, detta för möjligheten att kunna ställa följdfrågor för att få mer utvecklade svar och kunna skifta fokus mot det som är viktigt och intressant för studien (Bryman, s. 260, 2018). Några intervjuer utfördes på plats, medan andra hölls digitalt. Då intervjuerna endast är kompletterande nämns inte intervjupersonerna vid namn. Det är olika personer som har intervjuats för de olika fallstudierna, och det är olika personer som har varit ansvariga för att sammanställa de olika förstudierna som användes till datainsamling.

När en sammanställning av aktuella komponenter samt deras antal och dimensioner hade tagits fram, inleddes insamlingen av klimatdata för respektive komponent. Primärt användes E.ON:s interna dokument, vilka innehöll emissionsfaktorer för flera komponenter. Denna klimatdata var främst kopplat till Scope 3-utsläpp, det vill säga klimatpåverkan från råvaruutvinning, förädling och tillverkningsprocesser. När specifika data för en specifik komponent saknades, användes data för jämförbara komponenter. Exakta värden från interna underlag redovisas inte, då denna information omfattas av intern sekretess.

Alla komponenters klimatpåverkan fanns inte tillgängliga i de studerade dokumenten. För dessa komponenter genomfördes därför en materialbaserad livscykelanalys, där skede A1-A3, samt A4-A5 inkluderades. De komponenter som uppskattades var 130 kV kablar, förlängning av samlingsskenan i aluminium samt stationsområden med tillfartsvägar.

Vid uppskattning av samlingsskenan klimatpåverkan användes en EDP för aluminiumprofiler, eftersom skenan planeras vara tillverkad av aluminium. I EDP:n angavs GWP per kg aluminiumprofil, och för att beräkna klimatpåverkan per meter, multiplicerades GWP-värdet med en uppskattad massa för samlingsskenan. Samlingsskenan modellerades som ett rör och för att uppskatta dess massa, gjordes först en dimensionsuppskattning, baserad på mått från en teknisk komponent med liknande mått och egenskaper. Röret antogs ha en cirkulär tvärsnittsform vid öppningen. De parametrar som uppskattades var ytterdiameter, vägg tjocklek och längd. Därefter beräknades tvärsnittsarean för en cirkel genom ekvation (2), där d_{ytter} är rörets ytterdiameter, och d_{inner} är innerdiameteren vilken beräknades genom ekvation (3). I ekvation (3) representerar t samlingsskenans tjocklek. Ekvation (2) baseras på cirkelarean i ekvation (1), men uttryckt i diametrar i stället för radier.

$$A_{cirkel} = \pi r^2 \quad (1)$$

$$A_{tvärsnitt} = \frac{\pi}{4} (d_{ytter}^2 - d_{inner}^2) \quad (2)$$

$$d_{inner} = d_{ytter} - 2 \cdot t_{samlingsskena} \quad (3)$$

Samlingsskenans volym beräknades genom ekvation (4), tvärsnittsareans multiplicerades med $l_{samlingsskena}$, vilket är samlingsskenans längd.

$$V = A_{tvärsnitt} \cdot l_{samlingssektion} \quad (4)$$

Massan m beräknades sedan med hjälp av volymen, samt densiteten ρ för aluminium enligt ekvation (5).

$$m = V \cdot \rho \quad (5)$$

Slutligen beräknades klimatpåverkan genom att multiplicera massan med GWP-värdet EPD:n för aluminiumprofilen, enligt ekvation (6).

$$Klimatpåverkan = m \cdot GWP_{aluminium} \quad (6)$$

Vid uppskattning av 130kV kablar användes en databas innehållande EPD:er för kablar, där den kabel som bäst motsvarade en 130 kV kabel valdes som referens.

Klimatpåverkan för stationsområde och tillfartsvägar uppskattades genom att först beräkna bidraget från markens olika lager och därefter summera dessa. Klimatpåverkan från det initiala markarbetet i undergrunden fanns redan tillgänglig, och därför fokuserade beräkningarna på förstärkningslager, bärlager och slitlager. I denna studie antogs slitlagret bestå av grus och inte vara asfalterat. Klimatpåverkan för respektive marklager beräknades enligt ekvation (7). För varje marklager identifierades relevanta material samt tillhörande EPD:er för att erhålla utsläpp uttryckta som GWP per kg $GWP_{marklager}$. Varje lagers approximativa tjocklek t respektive densitet ρ fastställdes även.

$$Klimatpåverkan = GWP_{marklager} \cdot \rho \cdot t_{marklager} \quad (7)$$

Dessa beräkningar kompletterade interna data från E.ON, vilken inte omfattade samtliga komponenter. Inom varje fallstudieområde förekom utbyggnadsprojekt för tre stationer vardera. När klimatdata för varje komponent, samt information om antal och dimensioner hade sammanställts, beräknades det totala utsläppet per station. Utsläppet för varje station summerades sedan, och en total uppskattning för respektive fallstudie kunde bestämmas.

3.4 Klimatpåverkan från flexibilitetsmarknaders aktörer

För att skapa en övergripande förståelse för flexibilitetsmarknaden, dess förutsättningar och ingående aktörer, användes flexibilitetsutredningar framtagna av E.ON Energidistribution. Marknadssäsongerna åren 2024–2025 samt 2025–2026 undersöks i denna studie. För respektive fallstudie samlades information in om vilka aktörer som verkar på respektive marknad, vilka typer av resurser som deltar samt deras maximala effekt, antal timmar avropad effekt och avropad DSO-effekt uttryckt i MWh. Den maximala effekten är i avseende per timme. Antal timmar avropad effekt avser hur många timmar som respektive aktör varit aktiv under marknadsperioden, medan antal MWh avropad DSO-effekt representerar den totala energin som levererats under samma period. Information om marknadsperioderna år 2024–2025 och 2025–2026 samlades in, och datainsamlingen baserades på intervjuer, samt information om E.ON:s flexibilitetsmarknader från SWITCH-plattformen. Intervjuerna genomfördes på ett

liknande semistrukturerat sätt, som de intervjuer som tidigare beskrivits i studien. Eftersom underlaget till stor del utgörs av intern information, presenteras inte exakta siffror och namn från aktörer i rapporten, men resultatet diskuteras i stället utifrån aktörernas olika resurstyper. För att komplettera den framtagna metoden, baserad på fallstudierna, samlades kompletterade material in om ytterligare aktörer och resurstyper in. Detta baserat på E.ON:s övriga flexibilitetsmarknader som inte inkluderats i fallstudierna, samt genom teorigenomgång. Utsläpp för olika resurstyper beräknas först, sedan används olika aktörer i respektive fallstudie för att analysera olika scenarier.

Resurser som inte genererar utsläpp vid elproduktion, antogs ha noll utsläpp i denna studie. Detta innebär att studien inte tar hänsyn till delar i livscykel som byggnation, rivning och omhändertagande av olika anläggningar exempelvis (Sveriges riksdag, 2021). Även resurser som inte producerar egen energi och är flexibla laster eller energilager, antogs vara klimatneutrala. För de resurser som ger upphov till koldioxidutsläpp vid energiproduktion, genomfördes en litteraturstudie för att fastställa utsläpp per producerad kWh elektricitet. I vissa fall saknades direkt information och då uppskattades utsläpp av koldioxid per liter av respektive aktörs bränsle, som sedan multiplicerades med hur mycket volym bränsle som krävs för att producera 1 MWh elektricitet.

För att kvantifiera hur mycket varje resurs bidrog i termer av sparad utsläpp togs därefter en indikator fram, som möjliggjorde en jämförelse mellan undvikna utsläpp från nybyggnation av elnätet och resursens egna utsläpp. För varje resurs beräknades dess bidragna andel av marknaden, som kvoten mellan resursens bidragna timmar och det totala antalet timmar på marknaden, vilken ekvation (8) visar. Vidare samlades information om transformatorernas tekniska livslängd in, eftersom transformatorn utgör den enskilt största bidragande komponenten till klimatpåverkan vid nybyggnation av elnätet. För att möjliggöra en jämförbar analys fördelades det beräknade totala utsläppet från nybyggnation jämnt över transformatorns tekniska livslängd, vilket gav ett mått på årliga utsläpp som ekvation (9) illustrerar. För varje år som en flexibilitetsmarknad är verksam och bidrar till att nätutbyggnad kan skjutas upp, beräknades de utsläpp som undviks genom ekvation (10). I denna studie har en period om fyra år valts för att beräkna uppskjutna utsläpp, eftersom det ungefär motsvarar den tid som utbyggnaden i Hässleholm förväntas vara i drift initialt, innan elnätsutbyggnad genomförs. De sparade utsläppen fördelades proportionellt mellan aktörer utifrån respektive resurs bidrag till marknaden enligt ekvation (11). Slutligen beräknades ett nettoresultat genom att resursens egna utsläpp under perioden, subtraherades från den resursvis fördelade mängden sparade utsläpp, vilken ekvation (12) åskådliggör.

$$\begin{aligned} \text{Utsläpp vid minskad dimensionering} \\ = \text{Totala utsläpp} \cdot (1 - \text{Andel minskad nyutbyggnad}) \end{aligned} \quad (8)$$

$$\text{Utsläpp per år} = \frac{\text{Totala utsläpp från nybyggnation}}{\text{Transformatorns tekniska livslängd}} \quad (9)$$

$$\text{Sparat utsläpp} = \text{Utsläpp per år} \cdot \text{Antal år uppskjuten uppbyggnad} \quad (10)$$

$$\begin{aligned} \text{Bidragen andel sparad utsläpp} \\ = \text{Sparad utsläpp per år} \cdot \text{bidragen andel på marknaden} \end{aligned} \quad (11)$$

$$\text{Netto sparad utsläpp} = \text{Bidragen andel sparad utsläpp} - \text{Aktörens egna utsläpp} \quad (12)$$

3.5 Minskad dimensionering av elnätsutbyggnad

Scenariot om minskad dimensionering för utbyggnad av elnätet utgår från att med välfungerande flexibilitetsmarknader, kan en andel nybyggnation i nätet reduceras. För att ta reda på den specifika andelen som kan reduceras, användes en litteraturstudie samt interna studier från E.ON Energidistribution. Med hjälp av de nämnda källorna kunde en rimlig procentandel uppskattas. För att jämföra detta scenario med andra scenarier, räknades det totala utsläppet vid minskad dimensionering ut, vilket visas i ekvation (13). Utsläppen vid nyutbyggnad med dimensionering samt utan dimensionering jämfördes sedan och visualiseras i ekvation (14). Utsläppen per år vid minskad dimensionering räknades ut genom att ta utsläpp per år innan minskad dimensionering, multiplicerat med andelen minskning, vilken ekvation (15) visar. Detta jämfördes även med de årliga utsläppen i scenariot utan neddimensionering, vilket illustreras i ekvation (16).

$$\begin{aligned} \text{Utsläpp vid minskad dimensionering} \\ = \text{Totala utsläpp} \cdot (1 - \text{Andel minskad nyutbyggnad}) \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} \text{Sparade utsläpp av dimensionering} \\ = \text{Totala utsläpp} - \text{Utsläpp vid minskad dimensionering} \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} \text{Utsläpp per år vid minskad dimensionering} \\ = \text{Utsläpp per år} \cdot (1 - \text{Andel minskad nyutbyggnad}) \end{aligned} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} \text{Sparade utsläpp av dimensionering per år} \\ = \text{Utsläpp per år} - \text{Utsläpp per år vid minskad dimensionering} \end{aligned} \quad (16)$$

För att möjliggöra en jämförelse mellan uppskjuten elnätsutbyggnad och scenariot med minskad dimensionering användes ekvation (17), där det totala sparade utsläppet vid dimensionering relateras till de årliga utsläppen från nyutbyggnad av elnätet.

$$\text{Uppskjuten elnätsutbyggnad vs årliga utsläpp} = \frac{\text{Sparade utsläpp av dimensionering}}{\text{Utsläpp per år}} \quad (17)$$

Dessa beräkningar genomfördes för samtliga fallstudier.

3.6 Undviken elnätsutbyggnad

Scenariot om undviken elnätsutbyggnad bygger på antagandet att välfungerande flexibilitetsmarknader kan fungera som ett alternativ till fysisk utbyggnad av elnätet. För att jämföra klimatpåverkan mellan ny elnätsutbyggnad och användning av flexibilitetsmarknader tillämpades ekvation (18). Ekvationen beräknar den så kallade

bryttiden, det vill säga antal år flexibilitetsmarknaden kan vara verksam innan dess utsläpp överstiger utsläppen från en motsvarande elnätsutbyggnad.

$$\text{Bryttid} = \frac{\text{Totala utsläpp från nybyggnation}}{\text{Utsläpp per år}} \quad (18)$$

3.7 Utformande av metod

Syftet med denna studie är att utveckla en metod för att kvantifiera klimatpåverkan från flexibilitetslösningar i eldistributionsnät. Med hjälp av att utgå från olika scenarier, och sedan tillämpa och konkretisera scenarierna i fallstudier, har en beräkningsmetod kunnat utformas. Den insamlade informationen om klimatpåverkan från nätutbyggnad och flexibilitetsmarknaders aktörer, tillsammans med genomförda beräkningar, möjliggör att metoden kan tillämpas på generella fall. Genom att uppskatta vilka komponenter som krävs vid en utbyggnad av elnätet, samt identifiera vilka resurser som kan medverka på en flexibilitetsmarknad och fastställa marknadens tidsperiod, kan den totala klimatpåverkan beräknas.

Den generella modellen implementerades i Excel, där indata som antalet eller storleken på olika komponenter fylls i manuellt. Ytterligare indataparametrar som modellen inkluderar är information om transformatorns tekniska livslängd, antal år som flexibilitetsmarknaden verkar, typ av resurs samt antalet MWh resursen kan tänkas bidra med. Baserat på dessa indata räknar modellen ut utsläppet för en utbyggnad av elnätet, utsläppet för resurserna på flexibilitetsmarknaden, aktörernas bidrag samt utsläpp vid minskad dimensionering. Samtliga utsläpp beräknas som koldioxidekvivalenter i enheten ton CO₂, vilket förenklar en möjlig jämförelse mellan olika scenarier.

4. Data

I dataavsnittet presenteras den data som är till grund för studien. Avsnittet omfattar både data i form av numeriska värden och sammanställda resultat från litteratursökningar. Källor anges genomgående när nya data introduceras, och information utan direkt källhänvisning återfinns i bakgrundsavsnittet.

Inledningsvis presenteras den data som använts till komponentuppskattningar och för beräkning av utsläppsvärden för olika resurstyper på flexibilitetsmarknader. Därefter presenteras en sammanställning av information och antaganden, kopplade till scenariot om minskad dimensionering vid elnätsutbyggnad. Avslutningsvis redovisas fallstudiespecifika data för Hässleholm och nordöstra Skåne, med information om planerade nätkomponenter samt aktörer och deras resurstyper på respektive flexibilitetsmarknad.

4.1 Komponentuppskattningar

Detta avsnitt redovisar de komponenter som ingår i metoden för respektive fallstudie, samt de beräkningar som genomförts för komponenter där klimatdata saknats i E.ON Energidistributions interna underlag. Informationen har hämtats från interna förstudier, intervjuer med sakkunniga, samt interna klimatdata. För de komponenter där interna data inte varit tillgänglig har kompletterande uppgifter hämtats från externa källor, vilka även redovisas och hänvisas till i texten.

4.1.1 Klimatuppskattning av förlängning av samlingsskena

Den första komponenten vars klimatpåverkan uppskattades var förlängning av en samlingsskena i aluminium. Med en start i att samlingsskenan var tillverkad av aluminium, användes ett GWP-värde på 12,80 kg koldioxidekvivalent per kg aluminium (Sistem Alüminyum). För att approximera samlingsskenans dimensioner användes en aluminiumbussledare för transformatorer som referens. En bussledare kan liknas vid ett ihåligt aluminiumrör, och används för att leda ström mellan transformatorn och samlingsskenan i elstationer (Chalco Aluminium, 2022). Eftersom bussledare används i anläggningar med varierande spänningsnivåer, valdes en uppskattning av dimension för samlingsskenan, som var representativ för 130kV (Chalco aluminium, 2022). Ytterdiametern antogs vara till 0,15 m och vägg tjockleken 0,008 m (ibid; Chalco aluminium, 2024). Längden på samlingsskenans förlängning antogs vara 10 m, baserat på intervju med stationsprojektör för Hässleholms utbyggnation. Innerdiametern beräknades enligt ekvation (3):

$$d_{inner} = 0,15 - 2 \cdot 0,008 = 0,134 \text{ m}$$

Tvärsnittsarean beräknades därefter med hjälp av ekvation (2):

$$A_{tvärsnitt} = \frac{\pi}{4} (0,15^2 - 0,134^2) = 0,0036 \text{ m}^2$$

Volymen erhöles genom att multiplicera tvärsnittsarean med längden enligt ekvation (4):

$$V = 0,0036 \cdot 10 = 0,036 \text{ m}^3$$

Med aluminiumets densitet 2712 kg/m^3 och volymen, beräknades massan enligt ekvation (5) (The Engineering Toolbox, u.å.):

$$m = 0,036 \cdot 2712 = 97,63 \text{ kg}$$

Slutligen beräknades klimatpåverkan genom att multiplicera massan med GWP-värdet enligt ekvation (6):

$$\text{Klimatpåverkan} = 97,63 \cdot 12,8 = 1249,69 \text{ kg CO}_2 = 1,25 \text{ ton CO}_2$$

4.1.2 Klimatuppskattning av 130kV kabel

Den andra komponenten, vars klimatpåverkan uppskattades var en 130kV-kabel. En genomgång av tillgängliga EDP:er visade att det främst fanns data för låg-, mellan- och extra högspänningskablar, medan motsvarande data för högspänningskablar med cirka 130 kV var begränsad (NKT, u.å.). Genom sammanställning av relevanta kabeltypers GWP-värden, samt summering av livscykelfaserna A1-A3, kunde ett värde på 0,040716 ton CO₂ per meter kabel fastställas för en 130 kV kabel (NKT, 2024). Den kabel som användes som referens var en högspänningskabel med aluminiumledare och PEX-isolering, vilket bedömdes vara representativt (ibid).

4.1.3 Klimatuppskattning av stationsområde och tillfartsväg

Klimatpåverkan från stationsområde med tillhörande tillfartsväg var den sista uppskattningen som genomfördes, genom att beräkna bidraget från respektive marklager: förstärkningslager, bärlager och slitlager. För varje marklager beräknades klimatpåverkan med hjälp av ekvation (7), där lagrets GWP-värde, densitet och tjocklek användes som indata. Förstärkningslagret antogs bestå av grövre stenmaterial med ett GWP-värde på 2,61 kg koldioxidekvivalent per ton material, en tjocklek på 0,2 m och densitet på 1,8 ton/m³ (Norsk Stein AS, 2013; Skogskunskap, 2014; Erlandsson, 2010). Med dessa antaganden erhöles klimatpåverkan enligt ekvation (7):

$$\text{Klimatpåverkan} = 2,61 \cdot 1,8 \cdot 0,2 = 0,9396 \text{ ton CO}_2 / \text{m}^2$$

Bärlagret, som vanligtvis består av krossat bergmaterial, antogs ha ett GWP-värde på 2,85 kg koldioxidekvivalenter per ton material, en tjocklek på 0,3 m och densitet på 1,7 ton/m³ (NCC Industry AB, 2025; Skogskunskap, 2014; Erlandsson, 2010). Beräkningen enligt ekvation (7) gav:

$$\text{Klimatpåverkan} = 2,85 \cdot 1,7 \cdot 0,3 = 1,4535 \text{ ton CO}_2 / \text{m}^2$$

Slitlagret antogs bestå av grus, med ett GWP-värde på 2,61 kg koldioxidekvivalent per ton material, en tjocklek på 0,5m och densitet på 1,4 ton/m³ (Norsk Stein AS, 2013; Skogskunskap, 2014; Erlandsson, 2010). Klimatpåverkan för slitlagret beräknades med ekvation (7) enligt:

$$\text{Klimatpåverkan} = 2,62 \cdot 1,4 \cdot 0,5 = 1,8270 \text{ ton CO}_2 / \text{m}^2$$

Genom att summera klimatpåverkan från samtliga marklager erhöles en total klimatpåverkan för stationsområde och tillfartsväg om 4,22 ton CO₂ /m².

4.1.4 Alla komponenter sammanställt

Efter dessa beräkningar sammanställdes en komplett komponentlista, med både de komponenter vars klimatpåverkan uppskattades, och de komponenter vars klimatdata är hämtad från E.ON:s interna underlag. För de komponenter där interna klimatdata har använts har klimatpåverkan delats upp i bidrag från råvaruutvinning och

materialförädling, samt från bearbetning och tillverkning. Dessa uppdelade värden redovisas inte i denna rapport av sekretesskäl, men de ligger till grund för de fortsatta beräkningarna och förklarar hur den totala klimatpåverkan har fastställts i respektive fallstudie. Samtliga komponenter som använts i studien, tillsammans med tillhörande klimatpåverkan och enhet, redovisas i tabell 1.

Tabell 1. Komponenter som använts vid beräkning av klimatpåverkan från nyutbyggnad av elnät.

Komponent	Klimatpåverkan (ton CO ₂)	Enhet
400 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	-	Antal
130 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	-	Antal
50 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	-	Antal
36 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	-	Antal
10 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	-	Antal
Stationsbyggnad	-	m ²
Transformatorbås	-	m ²
130 kV Luftledning	-	km
Luftledningsstolpe, plåt	-	Antal · vikt
Luftledningsstolpe, trä	-	Antal · vikt
145 kV Kabel	-	m
130 kV Kabel	0,040716/m	m
72,5 kV Kabel	-	m
52 kV Kabel	-	m
36 kV Kabel	-	m
24 kV Kabel	-	m
12 kV Kabel	-	m
10 kV Kabel	-	m
1,2 kV Kabel	-	m
Kontrollutrustning ledningsfack	-	Antal
Övergripande kontrollutrustning	-	Antal
Markarbete	-	m ²

Nollpunktsutrustning	-	Antal
Staket	-	m
Åskskydd	-	Antal
Transformator 140/23kV, 10 MW	-	Antal
Transformator 140/23kV, 16 MW	-	Antal
Transformator 140/23kV, 20 MW	-	Antal
Transformator 140/23kV, 25 MW	-	Antal
Transformator 130/10kV, 40 MW	-	Antal
Transformator 140/23kV, 50 MW	-	Antal
Transformator 140/23kV, 80 MW	-	Antal
Transformator 140/57,5 /0,42 kV, 31,5 MW	-	Antal
Transformator 140/34,5 /57,5 kV, 50 MW	-	Antal
Transformator 23/11,5kV, 10 MW	-	Antal
Transformator 23/11,5kV, 12 MW	-	Antal
Transformator 46/11/23 kV, 10 MW	-	Antal
Transformator 57,5/23/11,5 kV, 16 MW	-	Antal
Transformator 57,5/23(11,5) kV, 20 MW	-	Antal
Transformator 57,5/23(11,5) kV, 25 MW	-	Antal
Transformator 46/23kV, 45 MW	-	Antal
Förlängning av samlingsskena 10m	1,250	Antal
Stationsområden med tillfartsväg	4,22 /m ²	m ²

Den enheten som anges för respektive komponent har använts för att beräkna komponenternas bidrag till den totala klimatpåverkan i varje fallstudie, baserat på faktisk omfattning av utbyggnaden.

4.2 Aktörerna

I detta avsnitt presenteras olika typer av aktörer och resurstyper som verkar, eller potentiellt kan verka, på flexibilitetsmarknader. Data om de olika resurstyperna baseras huvudsakligen på intervjuer samt tillgängligt underlag från SWITCH, om inget annat anges. Mer detaljerad information om respektive aktör på flexibilitetsmarknaderna, såsom avropad effekt och avropade timmar, redovisas i respektive fallstudieavsnitt.

Tabell 2 visar en sammanställning av olika resurstyper, samt huruvida dessa ger upphov till koldioxidutsläpp vid elproduktion. De åtta första resurstyperna i tabellen är i nuläget aktiva på E.ON:s alla flexibilitetsmarknader, medan övriga resurstyper utgör potentiella flexibilitetsresurser som för närvarande inte är aktiva på dessa marknader (Power Circle, 2025). Endast några av dessa resurser som presenteras är aktiva på Hässleholms och nordöstra Skånes flexibilitetsmarknader. För de resurser som producerar egen el och samtidigt ger upphov till utsläpp redovisas nedan hur utsläppsvärdena har fastställts.

Tabell 2. Resurstyper som verkar på eller kan verka på flexibilitetsmarknader, samt deras utsläpp vid elproduktion.

Resurstyp	Utsläpp (<i>ton CO₂/MWh</i>)
Solkraft	0
Batteri	0
Vindkraft	0
Värmepump	0
El- och fjärrvärmeanläggning med flis som bränsle	0,36
El- och fjärrvärmeanläggning med avfall som bränsle	0,34
El- och fjärrvärmeanläggning med biogas som bränsle	0,2
Reservkraft, dieselgenerator	0,8
Reservkraft, biogas	0,2
Vattenkraft	0
Kärnkraft	0
Vätgas	0
Pumpkraft	0

Tabell 2 visar att solkraft, batterilagring, vindkraft, värmepump, vattenkraft, kärnkraft, vätgas och pumpkraft inte ger direkta koldioxidutsläpp vid elproduktion (Naturskyddsföreningen, 2021; International Energy Agency, 2024, s.59; Britannica, 2026; Vattenfall, 2026f; IEA, 2019; Water Power, 2024). Vissa av dessa kraftslag har även andra typer av miljöpåverkan, men detta behandlas inte i studien.

För reservkraft i form av dieselgeneratorer har ett utsläppsvärde på 0,8 *ton CO₂/MWh* antagits. Eftersom rapporterade utsläppsvärden i litteraturen varierar mellan 0,6–1,0 *ton CO₂/MWh* har medelvärdet 0,8 valts (JLMECH, 2025; United Nations, 2022). Detta värde baserades på en utsläppsfaktor för diesel om cirka 2,7 kg *CO₂/liter*, samt en genomsnittlig bränsleförbrukning på 0,3 liter diesel per producerad kWh elektricitet. Efter omräkning och enhetskonvertering motsvarar detta 0,8 *ton CO₂/MWh* producerad el (JLMECH, 2025).

För reservkraft som drivs med biogas antas ett utsläppsvärde på $0,2 \text{ ton CO}_2/\text{MWh}$. Detta grundas på uppgifter om att vid förbränning av biogas ger upphov till cirka $54,6 \text{ kg CO}_2/\text{GJ}$ (Naturvårdsverket, 2025a). Eftersom 1 MWh motsvarar $3,6 \text{ GJ}$, resulterar detta i ett utsläpp på $0,2 \text{ ton CO}_2/\text{MWh}$ (EnviLoop, 2026). El- och fjärrvärmeanläggningar som använder biogas klassificeras inom samma utsläppsnivå i denna studie (Krafringen, 2025).

För el- och fjärrvärmeanläggningar som eldas med flis används ett utsläppsvärde om $0,36 \text{ ton CO}_2/\text{MWh}$ (SLU, 2017). Vid förbränning av fasta biobränslen, som träflis, uppstår utsläpp om cirka $100 \text{ kg CO}_2/\text{GJ}$ (Naturvårdsverket, 2025a). Efter konvertering på samma sätt som för biogas, motsvarar detta $0,36 \text{ ton CO}_2/\text{MWh}$ (EnviLoop, 2026).

Slutligen antas el- och fjärrvärmeanläggningar som eldar med avfall, ha ett utsläppsvärde på $0,34 \text{ ton CO}_2/\text{MWh}$ (E.ON, 2026). Avfall klassificeras som ett blandat bränsle, som innehåller både hushållsavfall och verksamhetsavfall, med en genomsnittlig emissionsfaktor om cirka $93,89 \text{ ton CO}_2/\text{TJ}$ (Naturvårdsverket, 2023). Efter enhetskonvertering motsvarar det angivna utsläppsvärdet $0,34 \text{ ton CO}_2/\text{MWh}$ (EnviLoop, 2026).

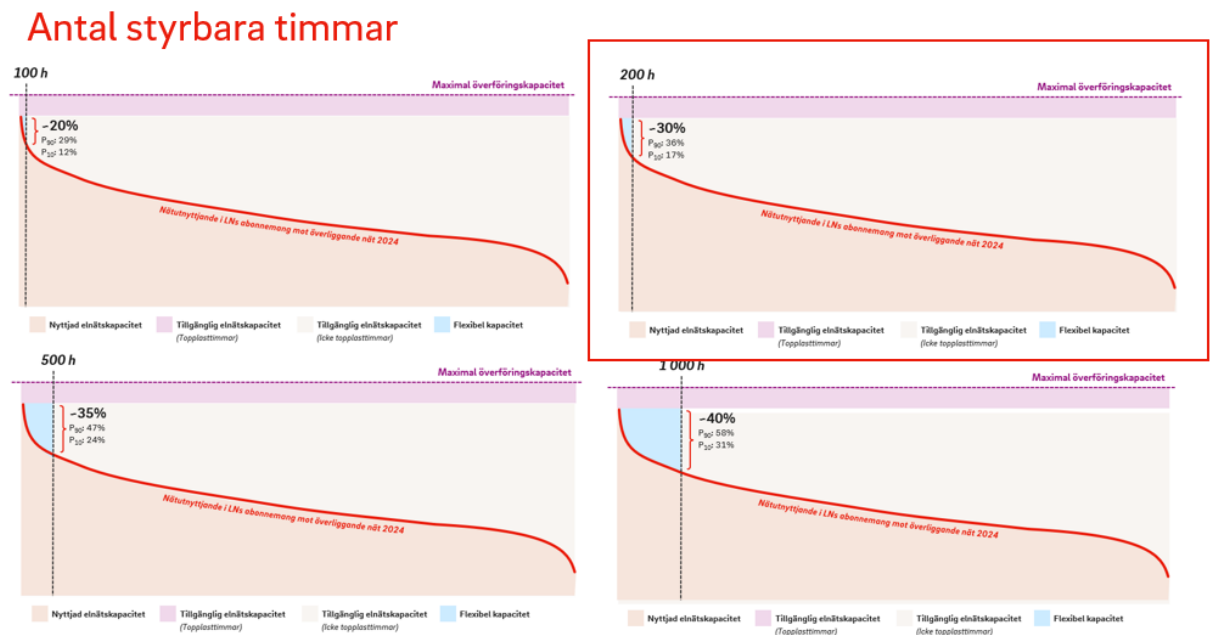
De redovisade utsläppsvärdena för respektive resurstyp används därefter som indata i beräkningar för respektive fallstudie.

4.3 Minskad dimensionering av elnätet

En sammanställning av tidigare studier om flexibilitetslösningars potential att minska behovet dimensionering och nyutbyggnad av elnätet visar varierande resultat. En studie av Navidi et al. (2023) visar att samordning av flexibilitetsresurser kan reducera topplasterna i ett elnät med upp till 17% (Navidi et al., 2023, s.1769). Vidare visar studien att andelen transformatorer som behöver uppgraderas kan minska från 81% vid dagens elnätsstyrning, till 28% vid mer effektiv styrning. Detta motsvarar en minskning av behovet av nätförstärkningar och nyutbyggnad med cirka 65%. Resultaten bygger dock på antaganden om ideal samordning av resurser och perfekta prognoser, vilket skiljer sig från de praktiska förutsättningarna i dagens elsystem (ibid).

Ett ytterligare exempel är det norska projektet Smartgrid, som syftar till att minska kapacitetsbrist i elnätet. Projektet har en utgångspunkt i att ny elnätsutbyggnad är tidskrävande, dyrt och förknippad med utsläpp av växthusgaser (Smartgrid, 2026). Inom Smartgrid används åtgärder som ny teknik, ökad digitalisering, förbättrad styrning och mer effektivt resursutnyttjande för att optimera driften av befintliga elnät. Projektets resultat indikerar att upp till 25% ytterligare nätkapacitet kan göras tillgänglig utan nybyggnation (ibid). Även om Smartgrid i huvudsak fokuserar på nätoptimering, snarare än flexibilitetslösningar, ger projektet en indikation på den potentiella effektivisering som kan uppnås genom bättre utnyttjande av befintlig infrastruktur.

Vidare visar interna analyser från E.ON Energidistribution att användning av flexibilitet under cirka 100 timmar per år, kan frigöra omkring 20% av nätkapacitet. Detta illustreras i figur 6, som även visar scenarier med 200, 500 respektive 1000 timmar av flexibilitet. Enligt dessa analyser skulle sådana nivåer innebära att cirka 30%, 35% respektive 40% av nätkapacitet kan frigöras. I fallet med 100 timmar flexibilitet motsvarar detta att dimensioneringen vid ny elnätsutbyggnad potentiellt kan reduceras med 20%.



Figur 6. Antal styrbara timmar (E.ON Energidistribution, intern bild, 2025).

Mot bakgrund av dessa studier och analyser tillämpar denna studie ett antagande om 20% minskad dimensionering av elnätet vid användning av flexibilitetslösningar.

4.4 Hässleholm

I detta avsnitt presenteras data som är specifik för Hässleholms flexibilitetsmarknad, inklusive en översikt av planerad utbyggnad Hässleholms elnät, ingående nätkomponenter och deras utsläpp, samt aktörer som är verksamma på flexibilitetsmarknaden i området.

Elnätet i Hässleholm är sammankopplat med elnäten i norra Skåne och södra Halland. En utbyggnad av elnätet i Hässleholm är planerad till år 2028, och fram till dess visar flexibilitetsutredningen som genomfördes under 2024, att flexibilitetsmarknaden bör användas för att minimera risken för överbelastning i elnätet. Enligt samma analys bedöms det ansträngda nätläget innebära att nya kundanslutningar inte är möjliga i dagens läge, inte ens genom villkorade avtal. Om en omkoppling kan göras i elnätet, finns det möjlighet att ansluta fler kunder med hjälp av flexibilitetsmarknad och villkorade avtal.

4.4.1 Komponenter

Informationen i detta avsnitt baseras på E.ON Energidistribution förstudie av Hässleholms elnät samt kompletterade intervjuer. Förstudien beskriver hur Hässleholms stad försörjs med el från en 130/20 kV station belägen i utkanten av staden. I lokalnätet i Hässleholm finns ett behov av ökad effekt, särskilt området kring denna station som är hårt belastad under höglastperioder. Det befintliga ställverket i stationen samt en transformatorerna är från 1990-talet, medan ytterligare transformatorer är från 2012 respektive 1980. De transformatorer som ingår i den planerade utbyggnaden har en maximal effekt på 40 MW vardera. En sammanställning av de komponenter som beräknas ingå i ombyggnationen av station Hässleholm redovisas i tabell 3.

Tabell 3. Komponenter som ingår i ombyggnation av station Hässleholm.

Komponent	Antal
130 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	2
130 kV Kabel	1300 m
Kontrollutrustning ledningsfack	2
Övergripande kontrollutrustning	2
Förlängning av 10m samlingsskena	3

Utöver huvudstationen finns 20/10 kV-stationen Backsippan, som är utrustad med tre transformatorer. Själva stationen förnyades år 1994, och transformatorerna är från 1992, 1975 och 1970. Vidare finns station Verket, även denna en 20/10 kV station, med två transformatorer från 1980 och stationsbyggnad från 1971.

Både Backsippan och Verket matas idag med 20kV från station Hässleholm, men är planerade att ersättas med nya 130/10kV-stationer. Station Backsippan, som försörjer östra delen av Hässleholm, kommer att ersättas av station Hässleholm östra, vars planerade komponenter redovisas i tabell 4. Station Verket, som huvudsakligen försörjer västra Hässleholm, kommer att ersättas med station Hässleholm västra, med komponenter sammanställda i tabell 5. Station Ballingslöv är en lokal 20/10 kV-station men omfattas inte av den planerade utbyggnaden.

Utöver uppförandet av två nya stationer anger förstudien att den befintliga stationen i Hässleholm ska utökas med två 130 kV-ledningsfack för anslutning till en ny 130 kV-kabelring, vilken inkluderas i komponentlistan i tabell 3.

Tabell 4. Komponenter i ombyggnation av station Hässleholm östra.

Komponent	Enhet
-----------	-------

130 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	5
10 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	25
Stationsbyggnad	550 m ²
Transformatorbås	110 m ²
10 kV Kabel	200 m
Kontrollutrustning ledningsfack	27
Övergripande kontrollutrustning	1
Markarbete	3090 m ²
Nollpunktsutrustning	2
Åsskydd	2
Transformator 130/10kV, 40 MW	2
Sektioneringsfack	1
Stationsområden med tillfartsväg	90 m ²

Tabell 5. Komponenter i ombyggnation av station Hässleholm västra.

Komponent	Enhet
130 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	5
10 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	25
Stationsbyggnad	650 m ²
130 kV Kabel	200 m
10 kV Kabel	200 m
Kontrollutrustning ledningsfack	27
Övergripande kontrollutrustning	1
Markarbete	1500 m ²
Nollpunktsutrustning	2
Transformator 130/10kV, 40MW	2
Sektioneringsfack	1

4.4.2 Aktörer

Informationen och data som presenteras i detta avsnitt baseras på uppgifter från SWITCH-plattformen samt kompletterande intervjuer. I Hässleholm är i nuläget två aktörer registrerade på flexibilitetsmarknaden. Dessa aktörer och deras resurstyper är:

- Aktör Hässleholm A - Dieselgenerator
- Aktör Hässleholm B - Batteriaggregat

Under flexibilitetssäsongen 2024–2025 var endast aktör Hässleholm A aktiv på flexibilitetsmarknaden. Av integritetsskäl redovisas inga aktörsspecifika detaljer i denna rapport. Den sammanlagda maximala effekten för de två aktörerna är 1,18 MW. För säsongen 2024–2025 var aktörernas sammanlagda avropade effekt 166 h, motsvarande en total energivolym om 33 MWh. För säsongen 2025–2026 var aktörernas tillsammans avropade effekt 256h, vilket motsvarar en energivolym om 197 MWh.

4.5 Nordöstra Skåne

I detta avsnitt presenteras data som använts i fallstudien för nordöstra Skåne, inklusive planerad utbyggnad av elnätet, berörda nätkomponenter och deras utsläpp, samt aktörer verksamma på flexibilitetsmarknaden i området.

Nordöstra Skåne omfattar flera städer, och en flexibilitetsutredning utförd av E.ON Energidistribution har fokuserat på området kring Torsebro. Stationen i Torsebro är den största stationen i nordöstra Skåneområdet och fungerar som överliggande nod för ett flertal underliggande stationer med anslutningar till bland annat Vinnö, Önnestad, Knislinge, Kristianstad och Broby. Flexibilitetsutredningen visar att Torsebro station under de senaste åren har klassificerats i en röd riskklass, vilket indikerar hög belastning. Belastningen bedöms öka ytterligare, särskilt i högscenarierna, och prognoser fram till år 2029 visar både fler överlastperioder och högre effekttoppar. Mot denna bakgrund bedöms behovet av flexibel energianvändning som stort, och utredningen rekommenderar införande av en flexibilitetsmarknad i kombination med villkorade anslutningsavtal för att hantera kapacitetsbrist fram till dess att nätförstärkningar är genomförda.

4.5.1 Komponenter

Informationen om utbyggnad och berörda komponenter bygger på en förstudie från E.ON Energidistribution, med fokus på nordöstra Skåne, samt kompletterande intervjuer. Enligt förstudien planeras en utbyggnad av 130 kV-luftledningar mellan Torsebro och Åhus, i syfte att öka kapaciteten i Kristianstadsområdet och förbättra driftsäkerheten. Ombyggnationen berör samtidigt flera stationer i området. De tre huvudsakliga stationerna som påverkas av åtgärderna är Torsebro T, Åhus Västra och Skånebrännerier. I Torsebro har den befintliga transformatorn en maximal effekt på 63MW.

Station Torsebro är en central inmatningspunkt till nordöstra Skåne från 130 kV-nätet och bedöms vara särskilt utsatt under dagens driftförhållanden. Stationsområdet är begränsat i yta och behåller därför sin grundläggande struktur, men kompletteras med ytterligare komponenter. Bland annat tillkommer nya ledningsfack och ställverkskomponenter för att möjliggöra anslutning av nya ledningar.

Samtliga mindre anslutningsåtgärder i området som inte utgör egna ombyggnationer har inkluderats i sammanställningen för station Torsebro. Exempelvis inkluderas tillkommande ledningsfack och sektioneringsbrytare vid anslutning av Ängmöllan. Även längd och stolpar för den nya 130 kV-luftledningen ingår i sammanställningen, där varje stolpe antas ha en vikt om 5 ton.

Tabell 6. Komponenter som ingår i ombyggnationen av station Torsebro T.

Komponent	Antal
130 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	1
10 kV Ställverk	2
Kontrollutrustning ledningsfack	1
Övergripande kontrollutrustning	1
Markarbete	900 m ²
Staket	120
Åsskydd	1,5

För station Åhus Västra planeras flera åtgärder för att möjliggöra anslutning av nya ledningar till stationen, då området idag har betydande lokala kapacitetsutmaningar. Det befintliga ställverket rivs och ersätts med ett nytt 130 kV-ledningsfack. Tabell 7 visar en sammanställning över de komponenter som är aktuella för station Åhus västra.

Tabell 7. Komponenter som ingår i ombyggnationen av station Åhus västra.

Komponent	Antal
130 kV Ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	1
Staket	50
Åsskydd	1,5

Den befintliga stationen Skånebrännerier ersätts av en ny station med benämningen Vä Södra (VASA), belägen i direkt anslutning till den nuvarande anläggningen. Bakgrunden är flera större anslutningsförfrågningar i området. Den nya stationen är inte avsedd att ta

över befintliga kunder från Skånebrännerier, utan att avlasta den nuvarande stationen. I tabell 8 redovisas en komponentlista för station Vä Södra, VASA.

Tabell 8. Komponenter som ingår i ombyggnationen av station Vä Södra, VASA

Komponent	Antal
130 kV ställverk, inklusive ledningsfack och sektioneringsfack	8
72,5 kV Ställverk	4
10 kV Ställverk	26
Stationsbyggnad	168 m ²
Transformatorbås	217 m ²
Stolpe, plåt	110 st, 5 ton styck
130 kV luftledning	45,02 km
10kV Kabel	420 m
Kontrollutrustning ledingsfack	38
Övergripande kontrollutrustning	1
Nollpunktsutrustning	4
Staket	905
Åsskydd	18
Transformator 130/10kV, 40 MW	2

4.5.2 Aktörer

Informationen och aktörer och avrop på flexibilitetsmarknaden i nordöstra Skåne är baserad på data från SWITCH-plattformen samt kompletterande intervjuer. Totalt fem aktörer är registrerade på flexibilitetsmarknaden, med följande resurstyper:

- Aktör nordöstra Skåne A - El- och fjärrvärmeproduktion med flis
- Aktör nordöstra Skåne B - Reservkraft, biogas
- Aktör nordöstra Skåne C - Reservkraft, flexibel last
- Aktör nordöstra Skåne D - Reservkraft, flexibel last
- Aktör nordöstra Skåne E - Batteri

Under säsongen 2024–2025 var endast aktörerna A och C aktiva på flexibilitetsmarknaden, medan samtliga fem aktörer deltog under säsongen 2025–2026. I likhet med fallstudien för Hässleholm redovisas inga aktörsspecifika data av integritetsskäl. Den sammanlagda maximala effekten för alla fem aktörer uppgår till 34,35 MW. Under säsongen 2024–2025 uppgick den sammanlagt avropade flexibiliteten

till 70 timmar, motsvarande 38,56 MWh. För säsongen 2025–2026 ökade motsvarande värden till 123 timmar och 331,29 MWh.

5. Resultat

I resultatavsnittet sammanförs information från dataavsnittet med den metod som beskrivits i avsnitt 3. Avsnittet redovisar resultaten för beräknade utsläpp kopplade till elnätsutbyggnad, uppskjuten elnätsutbyggnad, flexibilitetsmarknader, minskad dimensionering och undviken elnätsutbyggnad för respektive fallstudie. För varje delresultat presenteras även de beräkningar som genomförts, tillsammans med de ekvationer ur metoden som har använts för att fastställa resultatet. Den utvecklade generella beräkningsmetoden redovisas i sin helhet i Appendix C.

5.1 Hässleholm

Nedan redovisas resultaten för de tre analyserade scenarierna i fallstudien för Hässleholm. En sammanställd Excel-modell med underliggande beräkningar för Hässleholms flexibilitetsmarknad och elnätsutbyggnad presenteras i Appendix A.

5.1.1 Utsläpp utbyggnad av elnätet i Hässleholm

Genom att kombinera komponentinformationen i tabell 3 för station Hässleholm, med respektive komponents klimatpåverkan enligt tabell 1, beräknades de totala utsläppen från elnätsutbyggnaden till 2921,50 *ton CO₂*. Ett exempel på en uträkning som ingår i det totala utsläppet, är förlängning av samlingsskenan, som har ett utsläpp på 4,22 *ton CO₂ /m²*. I Hässleholms station planeras tre sådana 10 m rör, vilket ger ett totalt utsläpp på $4,22 \cdot 3 = 3,75$ *ton CO₂ /m²* för förlängning av samlingsskenan. Motsvarande beräkningsmetod tillämpades för samtliga komponenter, inklusive sådana vars detaljerade klimatdata inte redovisas öppet i rapporten. De totala utsläppen för Hässleholm station östra blev 1611,00 *ton CO₂*, och 1191,69 *ton CO₂* för Hässleholm västra. För dessa stationer användes komponentdata från tabell 4 och 5. Sammanlagt för hela elnätsutbyggnaden av alla stationer i Hässleholm blev utsläppen 2921,50 *ton CO₂*. Sammanfattad information presenteras då specifika klimatdata för komponenter endast är intern för E.ON Energidistribution.

5.1.2 Uppskjuten elnätsutbyggnad

De årliga utsläppen från nybyggnation beräknades med ekvation (9), baserat på totala byggutsläpp om 2921,50 *ton CO₂* och en teknisk livslängd för transformatorerna på 62 år:

$$\text{Utsläpp per år} = \frac{\text{Totala utsläpp från nybyggnation}}{\text{Transformatorns tekniska livslängd}} = \frac{2921,5}{62} = 47,12 \text{ ton CO}_2$$

Det sparade utsläppet vid uppskjuten utbyggnad beräknades med ekvation (10). Om flexibilitetsmarknaden möjliggör en uppskjutning av utbyggnaden med fyra år fås:

$$\text{Sparat utsläpp} = \text{Utsläpp per år} \cdot \text{Antal år uppskjuten uppbyggnad} = 47,12 \cdot 4 = 188,48 \text{ ton } CO_2$$

Detta innebär att 47,12 ton CO₂ per år sparas så länge utbyggnaden skjuts upp, och i exemplet skjuta upp utbyggnaden i fyra år sparas 188,48 ton CO₂.

5.1.3 Utsläpp Hässleholms flexibilitetsmarknad

För aktör Hässleholm A beräknades klimatpåverkan genom att multiplicera den totala avropade effekten (MWh) per säsong med emissionsfaktor 0,8 ur tabell 2. Samma beräkningar genomfördes för aktör Hässleholm B, men faktor 0 användes då resursen är ett batteri. De totala utsläppen från flexibilitetsmarknaden, för båda aktörer tillsammans, blev 26,4 ton CO₂ för säsong 2024–2025, och 155,2 ton CO₂ för säsong 2025–2026. Effekten för säsong 2024–2025 var 33MW under 166h och för säsong 2025–2026 var den 197 MW under 256h.

Fördelningen av sparade utsläpp per aktör beräknades med ekvation (8), där varje aktörs andel av marknaden bestämdes. Eftersom inte specifika siffror för respektive aktör redovisas, visas ett exempel med aktör Hässleholm A, där marknadens totala effekt var 197MWh säsongen 2025–2026:

$$\text{Bidragen andel på marknad} = \frac{\text{Aktörens totala effekt}}{\text{Markandens totala effekt}} = \frac{\text{Aktör Hässleholm A:s totala effekt}}{197}$$

Detta genomfördes på samma sätt för alla aktörer. Den procentuella andelen användes därefter i ekvation (11), tillsammans med utsläpp för utbyggnaden i Hässleholm per år, vilket var 47,12 ton CO₂, för att beräkna respektive aktörs bidrag till sparade utsläpp:

$$\text{Bidragen andel sparade utsläpp} = \text{Sparade utsläpp per år} \cdot \text{bidragen andel på marknad} = 47,12 \cdot \frac{\text{Aktör Hässleholm A:s totala effekt}}{197} = 0,24 \cdot \text{Aktör Hässleholm A:s totala effekt}$$

Det netto sparade utsläppet per aktör beräknades sedan enligt ekvation (12), som skillnaden mellan aktörens bidrag till sparade utsläpp och dess egna utsläpp. Resultaten visar att aktör Hässleholm A gav ett negativt netto sparade utsläpp säsong 2025–2026, och ett positivt 2025–2026, medan aktör Hässleholm B gav ett positivt netto på den medverkande säsongen 2025–2026.

5.1.4 Minskad dimensionering för utbyggnad i elnätet

Utsläpp vid 20 % minskad dimensionering beräknades med ekvation (13), där totala utsläpp för marknaden var 2921,50 ton CO₂:

$$\text{Utsläpp vid minskad dimensionering} = 2921,50 \cdot (1 - 0,2) = 2337,20 \text{ ton } CO_2$$

De sparade utsläppen från minskad dimensionering blir enligt ekvation (14):

$$\begin{aligned}\text{Sparade utsläpp av dimensionering} &= \text{Totala utsläpp} - \text{Utsläpp vid minskad dimensionering} \\ &= 2921,50 - 2337,20 = 584,48 \text{ ton } CO_2\end{aligned}$$

Detta omvandlades till årliga utsläpp vid minskad dimensionering genom ekvation (15), där det årliga utsläppet utan dimensionering var 47,12 ton CO₂:

$$\begin{aligned}\text{Utsläpp per år vid minskad dimensionering} &= \text{Utsläpp per år} \cdot (1 - \\ &\text{Andel minskad nyutbyggnad}) = 47,12 \cdot (1 - 0,2) = 37,71 \text{ ton } CO_2/\text{år}\end{aligned}$$

Det sparade utsläppet per år med dimensionering kunde därmed beräknas med ekvation (16):

$$\begin{aligned}\text{Sparade utsläpp av dimensionering per år} &= \text{Utsläpp per år} - \\ \text{Utsläpp per år vid minskad dimensionering} &= 47,12 - 37,70 = 9,43 \text{ ton } CO_2/\text{år}\end{aligned}$$

I Hässleholm förväntas transformatorernas maximala effekt vara 40 MW, och 20% av detta är 8 MW.

Vid jämförelse med scenariot för uppskjuten elnätsutbyggnad beräknades brytpunkten med ekvation (17) till:

$$\begin{aligned}\text{Uppskjuten elnätsutbyggnad vs årliga utsläpp} &= \frac{\text{Sparade utsläpp av dimensionering}}{\text{Utsläpp per år}} \\ &= \frac{584,48}{47,14} = 12,4 \text{ år}\end{aligned}$$

5.1.5 Undviken elnätsutbyggnad

Om elnätsutbyggnaden inte genomförs alls undviks utsläpp om 2921,5 ton CO₂. I stället uppstår utsläpp från flexibilitetsmarknaden motsvarande 26,4 ton CO₂ säsongen 2024–2025 och 155,2 ton CO₂ säsongen 2025–2026. Bryttiden för respektive säsong beräknades med ekvation (18), vilket gav följande för säsong 2024–2025:

$$\text{Bryttid} = \frac{\text{Totala utsläpp från nybyggnation}}{\text{Utsläpp per år}} = \frac{2921,5}{26,4} = 110,70 \text{ år}$$

För säsong 2025–2026 gavs följande bryttid genom ekvation (18):

$$\text{Bryttid} = \frac{\text{Totala utsläpp från nybyggnation}}{\text{Utsläpp per år}} = \frac{2921,5}{155,2} = 18,83 \text{ år}$$

5.2 Nordöstra Skåne

Nedan redovisas resultaten för de tre analyserade scenarierna i fallstudien för nordöstra Skåne. En sammanställd Excel-fil med underliggande beräkningar för flexibilitetsmarknaden och elnätsutbyggnaden i nordöstra Skåne återfinns i Appendix B.

5.2.1 Utsläpp utbyggnad av elnätet i nordöstra Skåne

De totala utsläppen från elnätsutbyggnad i nordöstra Skåne redovisas som en sammanfattad summa per station, samt som ett sammanlagt värde för samtliga stationer. I likhet med fallstudien för Hässleholm har den totala klimatpåverkan beräknats genom att kombinera klimatdata per komponent från tabell 1 med komponenternas antal och omfattning enligt tabell 6, 7 och 8. Det totala utsläppet för station Torsebro T beräknades till 1847,67 ton CO₂, för Åhus västra till 50,46 ton CO₂, och för Vä Södra VASA till 2905,65 ton CO₂. Det sammanlagda utsläppet från ny elnätsutbyggnad i nordöstra Skåne var 4803,79 ton CO₂.

5.2.2 Uppskjuten elnätsutbyggnad

För att beräkna klimatpåverkan av uppskjuten elnätsutbyggnad beräknades först de årliga utsläppen från nybyggnation med hjälp av ekvation (9), baserat på totala utsläpp från nybyggnation om 4803,79 ton CO₂ och en teknisk livslängd för transformatorer på 62 år:

$$\text{Utsläpp per år} = \frac{\text{Totala utsläpp från nybyggnation}}{\text{Transformatorns tekniska livslängd}} = \frac{4803,79}{62} = 77,48 \text{ ton CO}_2/\text{år}$$

De totala sparade utsläppen beräknades med ekvation (10), där det årliga utsläppsvärdet multiplicerades med antalet år som utbyggnaden antas kunna skjutas upp. I likhet med Hässleholm antogs en uppskjutning om fyra år:

$$\text{Sparat utsläpp} = \text{Utsläpp per år} \cdot \text{Antal år uppskjuten uppbyggnad} = 77,48 \cdot 4 = 309,92 \text{ ton CO}_2/\text{år}$$

Detta innebär att 77,48 ton CO₂ sparas per år, vilket över fyra år motsvarar 309,92 ton CO₂.

5.2.3 Utsläpp nordöstra Skånes flexibilitetsmarknad

Flexibilitetsmarknaden i nordöstra Skåne omfattar fem aktörer med olika resurstyper, där respektive utsläppsfaktor hämtas från tabell 2. Aktör nordöstra Skåne A är av resurstypen el- och fjärrvärmeproduktion med flis, vilket innebär att utsläppsfaktorn är 0,36. Aktör nordöstra Skåne B är reservkraft, biogas, vilket innebär en faktor på 0,2. Aktör nordöstra Skåne C och D är reservkraft med flexibel last, vilka har utsläppsfaktor 0. Likaså är aktör nordöstra Skåne E är en batteriresurs, som också har utsläppsfaktor 0. Genom att multiplicera varje aktörs utsläppsfaktor, med avropad energi under respektive marknadssäsong, beräknades de totala utsläppen till 12,66 ton CO₂ för säsong 2024–2025 och 15,82 ton CO₂ för säsong 2024–2025. Marknadssäsong 2024–2025 hade totalt 38,56 MW och 70h avropad effekt, och säsong 2025–2026 hade 331,29 MW och 123h avropad effekt.

För varje aktör beräknades därefter den bidragna andelen på marknaden per säsong. Av integritetsskäl redovisas inga aktörsspecifika värden, men samma beräkningsmetod som användes i Hässleholms fallstudien, med aktör Hässleholm A som exempel tillämpades.

Beräkningarna gjordes för båda säsongerna, och genom en kombination av ekvation (8), (11) och (12) beräknades slutligen nettosparat utsläpp per aktör. Resultaten visar att under säsongen 2024–2025 gav de två medverkande aktörerna ett positivt netto sparad utsläpp, och säsong 2025–2026 gav samtliga aktörer utom aktör nordöstra Skåne A ett negativt netto sparad utsläpp.

5.2.4 Minskad dimensionering för utbyggnad i elnätet

Vid scenariot med 20 % minskad dimensionering beräknades utsläppen enligt ekvation (13), där totala utsläpp för marknaden var 4803,79 ton CO₂:

$$\text{Utsläpp vid minskad dimensionering} = 4803,79 \cdot (1 - 0,2) = 3843,03 \text{ ton CO}_2$$

De totala sparade utsläppen från minskad dimensionering beräknades med ekvation (14):

$$\begin{aligned} \text{Sparade utsläpp av dimensionering} &= \text{Totala utsläpp} - \text{Utsläpp vid minskad dimensionering} \\ &= 4803,79 - 3843,03 = 960,76 \text{ ton CO}_2 \end{aligned}$$

De årliga utsläppen vid minskad dimensionering beräknades med ekvation (15):

$$\begin{aligned} \text{Utsläpp per år vid minskad dimensionering} &= \text{Utsläpp per år} \cdot (1 - \\ &\text{Andel minskad nyutbyggnad}) = 77,48 \cdot (1 - 0,2) = 61,98 \text{ ton CO}_2 / \text{år} \end{aligned}$$

De sparade utsläppen per år erhöles därefter med ekvation (16):

$$\begin{aligned} \text{Sparade utsläpp av dimensionering per år} &= \text{Utsläpp per år} - \\ \text{Utsläpp per år vid minskad dimensionering} &= 77,48 - 61,98 = 15,50 \text{ ton CO}_2 / \text{år} \end{aligned}$$

I nordöstra Skåne förväntas transformatorernas maximala effekt vara 63 MW, och 20% av detta är 12,6 MW.

Vid jämförelse med scenariot vid minskad dimensionering användes ekvation (17):

$$\begin{aligned} \text{Uppskjuten elnätsutbyggnad vs årliga utsläpp} &= \frac{\text{Sparade utsläpp av dimensionering}}{\text{Utsläpp per år}} = \frac{960,76}{77,48} \\ &= 12,4 \text{ år} \end{aligned}$$

5.2.5 Undviken elnätsutbyggnad

Om ingen elnätsutbyggnad alls genomförs undviks utsläpp om 4803,79 ton CO₂. I stället uppstår utsläpp från flexibilitetsmarknaden motsvarande 12,66 ton CO₂ säsongen 2024–2025 och 15,82 ton CO₂ säsongen 2025–2026. Bryttiden för respektive säsong beräknades med ekvation (18), vilket gav följande för säsong 2024–2025:

$$\text{Bryttid} = \frac{\text{Totala utsläpp från nybyggnation}}{\text{Utsläpp per år}} = \frac{4803,79}{12,66} = 379,52 \text{ år}$$

För säsong 2025–2026 gavs följande bryttid genom ekvation (18):

$$\text{Bryttid} = \frac{\text{Totala utsläpp från nybyggnation}}{\text{Utsläpp per år}} = \frac{4803,79}{15,82} = 303,65 \text{ år}$$

5.3 Sammanfattade resultat

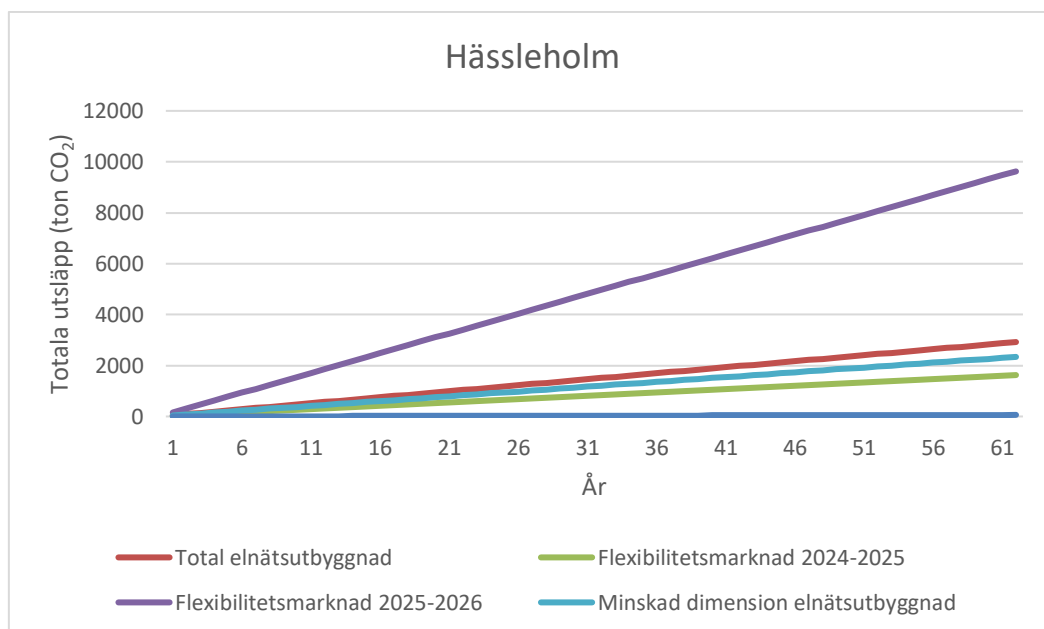
Tabell 9 sammanfattar resultaten från Hässleholm och nordöstra Skåne för att ge en tydligare överblick av dessa.

Tabell 9. Sammanfattning av resultaten från fallstudierna i Hässleholm och nordöstra Skåne.

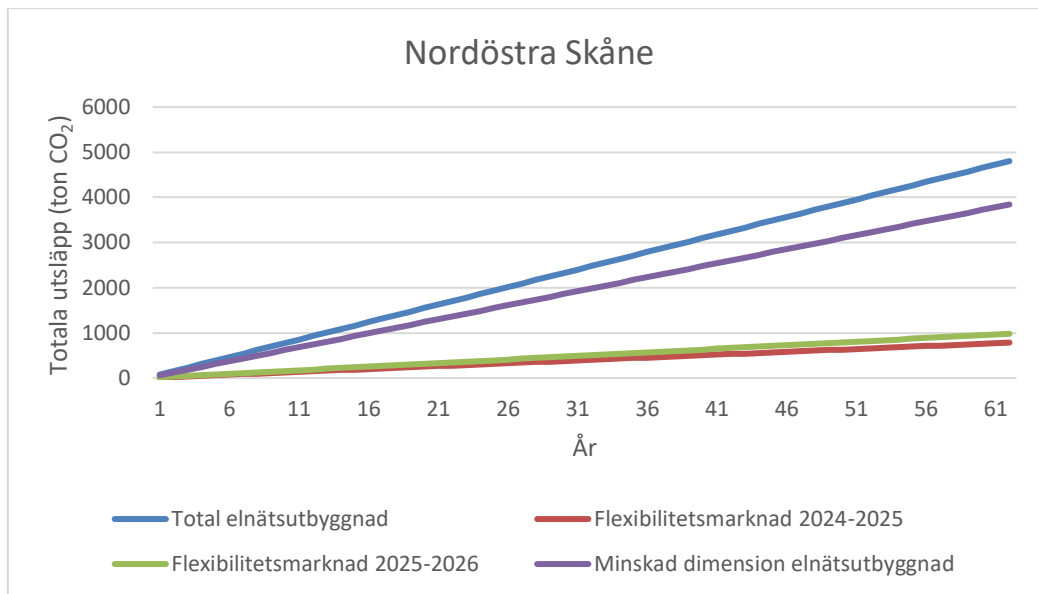
Beräknat resultat	Hässleholm	Nordöstra Skåne
Totala utsläpp från elnätsutbyggnad	2921,50 ton CO ₂	4803,79 ton CO ₂
Utsläpp per år	47,12 ton CO ₂	77,48 ton CO ₂
Sparade utsläpp över 4 år	188,48 ton CO ₂	309,92 ton CO ₂
		El- och fjärrvärmeproduktion med flis (0,36)
Resurstyper på flexibilitetsmarknaden med respektive utsläppsfaktor	Reservkraft dieselgenerator (0,8), batteriaggregat (0)	Reservkraft, biogas (0,2) Reservkraft, flexibel last (0) Reservkraft, flexibel last (0) Batteri (0)
Aktiva resurstyper 2024-2025	Reservkraft dieselgenerator	El- och fjärrvärmeproduktion med flis, Reservkraft, flexibel last El- och fjärrvärmeproduktion med flis
Aktiva resurstyper 2025-2026	Reservkraft dieselgenerator, batteriaggregat	Reservkraft, biogas Reservkraft, flexibel last Reservkraft, flexibel last Batteri
Utsläpp från flexibilitetsmarknaden 2024–2025	26,2 ton CO ₂	12,66 ton CO ₂
Utsläpp från flexibilitetsmarknaden 2025–2026	155,2 ton CO ₂	15,82 ton CO ₂
Avropad effekt från flexibilitetsmarknadens aktörer 2024–2025	33MW	38,56MW
Avropade timmar från flexibilitetsmarknadens aktörer 2024–2025	166h	70h
Avropad effekt från flexibilitetsmarknadens aktörer 2025–2026	197MW	331,29MW
Avropade timmar från flexibilitetsmarknadens aktörer 2025–2026	256h	123h
Aktörer med positivt nettoutsläpp 2024-2025	Reservkraft dieselgenerator	El- och fjärrvärmeproduktion med flis, Reservkraft, flexibel last
Aktörer med negativt nettoutsläpp 2024-2025	-	-
Aktörer med positivt nettoutsläpp 2025-2026	Batteriaggregat	Reservkraft, biogas Reservkraft, flexibel last Batteriaggregat

Aktörer med negativt nettoutsläpp 2025-2026	Reservkraft dieselgenerator	El- och fjärrvärmeproduktion med flis
Totala utsläpp vid 20% minskad dimensionering	2921,50 ton CO ₂	3843,03 ton CO ₂
Sparade totala utsläpp vid 20% minskad dimensionering	584,48 ton CO ₂	960,76 ton CO ₂
Årliga utsläpp vid 20% minskad dimensionering	37,71 ton CO ₂	61,98 ton CO ₂
Sparade årliga utsläpp vid 20% minskad dimensionering	9,43 ton CO ₂	15,50 ton CO ₂
Brytpunkt för uppskjuten elnätsutbyggnad jämfört med mindre dimensionering	12,4 år	12,4 år
Transformatorernas maximala effekt	40MW	63MW
20% av transformatorernas maximala effekt	8MW	12,6MW
Bryttid för 2024-2025	110,7 år	379,52 år
Bryttid för 2025-2026	18,83 år	303,65 år

Figur 7 och 8 presenterar sammanställda diagram över de totala utsläppen från elnätsutbyggnad, utsläpp från flexibilitetsmarknaderna under säsongerna 2024–2025 och 2025–2026, samt utsläpp vid elnätsutbyggnad med minskad dimension i Hässleholm respektive nordöstra Skåne.



Figur 7. Utsläpp för olika scenarier av elnätsutbyggnad och flexibilitetsmarknad i Hässleholm.



Figur 8. Utsläpp för olika scenarier av elnätsutbyggnad och flexibilitetsmarknad i nordöstra Skåne.

6. Analys

I analysavsnittet analyseras och tolkas resultaten från fallstudierna i Hässleholm och nordöstra Skåne utifrån studiens tre utvecklingsscenarier. Resultat som avviker eller framstår som särskilt betydelsefulla diskuteras med fokus på möjliga förklaringar. Avsnittet behandlar även källkritiska aspekter och metodrelaterade osäkerheter som kan ha påverkat resultaten.

6.1 Uppskjuten elnätsutbyggnad

De totala utsläppen från nybyggnation av elnätet var totalt 2921,50 ton CO₂ för Hässleholm, och 4803,79 ton CO₂ för nordöstra Skåne. Vid en jämförande analys av de ingående komponenterna i utbyggnaden för respektive fallstudie, framgår att båda utbyggnaderna omfattar tre stationer med relativt likartade komponenter. En skillnad är att utbyggnaden i Hässleholm inkluderar två fler transformatorer jämfört med nordöstra Skåne. Transformatorer är stora komponenter med mycket material, och kan därför bidra till en större total klimatpåverkan. Samtidigt planeras fler 130kV-ställverk i nordöstra Skåne, vilka också är stora och betydande komponent ur ett klimatperspektiv. Utöver detta är en skillnad valet av ledningslösning. I Hässleholm planeras markkablar i utbyggnaden i elnätet, medan utbyggnaden i nordöstra Skåne till största delen baseras på luftledning. Luftledningar medför generellt högre koldioxidutsläpp, bland annat på grund av stolpar, vilket bidrar till de högre totala utsläppen i nordöstra Skåne. Ytterligare en komponent som påverkar resultatet är det stora stationsområdet med tillfartsväg som planeras för station Vä södra VASA i nordöstra Skåne, vilket ger ett betydande koldioxidutsläpp. Eftersom klimatpåverkan från stationsområden och tillfartsväg har

uppskattats i flera steg finns här en viss känslighet i resultatet. Det finns även osäkerheter kopplade till insamlingen av komponentdata, då olika personer ansvarade för de två förstudierna. Detta kan ha påverkat vilka komponenter som inkluderats eller exkluderats i respektive fallstudie. För att sätta resultaten i ett bredare sammanhang kan utsläppen jämföras med andra utsläppskällor. I jämförelse med flygbranschen motsvarar utbyggnaden i Hässleholms elnät lika mycket som utsläppen från cirka 31 080 flygresor mellan Stockholm och Amsterdam för en person, medan utbyggnaden i nordöstra Skåne motsvarar cirka 51 104 flygresor. Vid jämförelse med en genomsnittlig persons konsumtionsbaserade utsläpp i Sverige, motsvarar Hässleholmsutbyggnaden utsläpp under cirka 384 år, och nordöstra Skåne 632 år. Detta baseras på ett utsläpp om 94 kg CO_2 per flygresor och ett årligt utsläpp på cirka 7,6 ton CO_2 per person.

För båda fallstudierna har samma tekniska livslängd för transformatorer antagits, vilket underlättar jämförelsen. Detta ger årliga utsläpp från nybyggnation om 47,12 ton CO_2 för Hässleholm och 77,48 ton CO_2 för nordöstra Skåne. Eftersom det totala utsläppet från elnätsutbyggnad var högre i nordöstra Skåne, följer det naturligt att även de årliga utsläppen är högre jämfört med Hässleholm. På ett motsvarande sätt blir de sparade utsläppen vid en fyraårig uppskjutning av elnätsutbyggnaden 188,48 ton CO_2 för Hässleholm och 309,92 ton CO_2 för nordöstra Skåne, där det sistnämnda värdet återigen är högre och speglar de högre initiala utsläppen i nordöstra Skåne.

När flexibilitetsmarknaderna analyseras framträder tydliga skillnader mellan områdena. Under säsongen 2024–2025 släppte Hässleholms flexibilitetsmarknad ut 26,4 ton CO_2 och nordöstra Skånes 12,66 ton CO_2 . Under samma säsong bidrog aktörerna i Hässleholm med 33MW under 166h, medan nordöstra Skånes aktörer bidrog med 38,56 MW under 70h. Trots liknande mängd levererad energi var utsläppen i Hässleholm dubbelt så höga som i nordöstra Skånes, samtidigt om antalet avropade timmar var betydligt lägre i nordöstra Skåne. Skillnaden kan förklaras av de resurstyper som användes i respektive område. Säsongen 2024–2025 utgjordes Hässleholms flexibilitetsmarknad av dieseldrivna reservgeneratorer, medan flexibilitetsmarknaden i nordöstra Skånes bestod av el- och fjärrvärmeproduktion med flis samt flexibel last. Dessa resurstyper skiljer sig i klimatpåverkan då dieselgenerator har en utsläppsfaktor på 0,8 ton CO_2 /MWh, vilket är mer än dubbelt så högt som för el- och fjärrvärmeproduktion med flis (0,36 ton CO_2 /MWh) och betydligt högre än flexibel last som en utsläppsfaktor på 0 ton CO_2 /MWh. Detta förklarar varför Hässleholms flexibilitetsmarknad genererar högre utsläpp, trots liknande mängd levererad effekt under säsongen 2024–2025.

För säsongen 2025–2026 uppgick utsläppen från Hässleholms flexibilitetsmarknad till 155,2 ton CO_2 , medan nordöstra Skåne släppte ut 15,82 ton CO_2 . Under samma period levererade flexibilitetsmarknaden i Hässleholm 197 MW under 256 h, och 331,29 MW under 123h i nordöstra Skåne. Detta innebär att Hässleholms flexibilitetsmarknad genererade betydligt högre utsläpp, trots att nordöstra Skånes flexibilitetsmarknad levererade över 100 MW mer producerad effekt, och var aktiv under cirka hälften så

många timmar. Skillnaden kan förklaras av de resurstyper som deltog på respektive marknad säsongen 2025–2026. I Hässleholm bestod flexibilitetsresurserna av dieseldriven reservkraft samt batteriaggregat, där endast dieselgeneratoren bidrar till utsläpp med en faktor på $0,8 \text{ CO}_2 / \text{MWh}$, medan batteriresurser har en utsläppsfaktor på $0 \text{ CO}_2 / \text{MWh}$. I nordöstra Skåne var resursmixen mer blandad och bestod av el- och fjärrvärmeproduktion med flis ($0,36 \text{ CO}_2 / \text{MWh}$), biogasbaserad reservkraft ($0,2 \text{ CO}_2 / \text{MWh}$), samt resurser med nollutsläpp som flexibel last och batterilager. Sammanfattningsvis innebär detta att nordöstra Skånes flexibilitetsmarknad i större utsträckning består av resurser med låga eller inga utsläpp, vilket är en avgörande faktor för de betydligt lägre totala utsläppen. Resultatet visar att resurssammansättningen, snarare än mängden levererad effekt eller antal aktiva timmar, är avgörande för flexibilitetsmarknadens klimatpåverkan.

Netto sparade utsläpp beräknades för respektive aktör baserat på deras andel av den levererade flexibiliteten på marknaden. Ett positivt värde på netto sparade utsläpp innebär att aktören, totalt sett, bidrar till en minskning av koldioxidutsläpp. Detta innebär att de utsläpp som uppstår vid aktörens energiproduktion till flexibilitetsmarknaden är lägre än de utsläpp som undviks genom att ersätta ny elnätsutbyggnad med flexibilitetslösningar. Ett negativt värde på nettoutsläpp indikerar på ett omvänt sätt, att aktörens egen produktion orsakar större utsläpp, än de besparingar som uppnås genom att undvika elnätsutbyggnad. Under säsongen 2024–2025 var det ingen aktör som hade ett negativt utsläpp, medan det under 2025–2026 hade aktör nordöstra Skåne A och aktör Hässleholm A ett negativt nettoutsläpp. Aktör Hässleholm A består av dieseldriven reservkraft, som har en hög utsläppsfaktor, vilket sannolikt förklarar det negativa resultatet under säsongen 2025–2026. En anledning till att aktör Hässleholm A inte hade ett negativt nettoutsläpp under säsong 2024–2025, trots den höga klimatpåverkansfaktorn, kan bero på att dess bidrag till den totala flexibiliteten var stor, vilket ökar dess relativa andel av de totala utsläppsbesparingarna. Den totala mängden avropad effekt var dessutom låg under säsongen 2024–2025, vilket bidrar till lägre utsläpp. Aktör nordöstra Skåne A representerar el- och fjärrvärmeproduktion med flis, med en utsläppsfaktor på $0,36 \text{ CO}_2 / \text{MWh}$. Även om denna är lägre än för dieselbaserad produktion, är den relativt hög i förhållande till andra resurstyper på flexibilitetsmarknaden, exempelvis batterilager och flexibel last, som har nollutsläpp i drift. Det kan förklara varför aktör nordöstra Skåne A har ett negativt nettoresultat säsongen 2025–2026. Övriga aktörer som inte tagits upp hade positiva netto sparade utsläpp, trots sin egen energiproduktion, vilket indikerar att majoriteten inte släpper ut mer koldioxid än de besparingar som uppstår genom att minska behovet av ny elnätsutbyggnad.

Vid en antagen teknisk livslängd på 62 år är de årliga utsläppen från elnätsutbyggnad $47,12 \text{ ton CO}_2$ i Hässleholm och $77,48 \text{ ton CO}_2$ i nordöstra Skåne. Under säsongen 2024–2025 genererade Hässleholms flexibilitetsmarknad $26,4 \text{ ton CO}_2$ och nordöstra Skånes $12,66 \text{ ton CO}_2$. För säsongen 2025–2026 ökade utsläppen till $155,2 \text{ ton CO}_2$ i Hässleholm respektive $15,82 \text{ ton CO}_2$ i nordöstra Skåne. Jämfört med de årliga utsläppen från ny elnätsutbyggnad överstiger endast Hässleholms flexibilitetsmarknad, under

säsongen 2025–2026, dessa nivåer. Under övriga scenarier och säsonger är utsläppen från flexibilitetsmarknaderna lägre än utsläppen från nybyggnation. Under säsong 2024–2025 bidrog aktörerna med 33MW i Hässleholm och 38,56 MW i nordöstra Skåne, vilket inte resulterade i större utsläpp än motsvarande nyutbyggnad. Under säsongen 2025–2026 ökade den levererade energin till 197 MW i Hässleholm och 331,29 MW i nordöstra Skåne. Trots att nordöstra Skåne levererade en betydligt större energimängd, översteg dess utsläpp inte utsläppen från nyproduktion, medan Hässleholms flexibilitetsmarknad gjorde det. Detta visar att det inte enbart är mängden levererad energi som avgör klimatpåverkan, utan även vilka resurstyper som används, och deras respektive utsläppsfaktorer.

6.2 Minskad dimension för utbyggnad i elnätet

Andelen 20% användes som grund i båda fallstudierna för att uppskatta effekten av minskad dimensionering vid elnätsutbyggnad. För Hässleholm motsvarar detta ett totalt utsläpp på 584,48 *ton CO₂*, vilket omräknat ger en årlig utsläppsminskning på 9,43 *ton CO₂*. Samtidigt genererar flexibilitetsmarknaden i Hässleholm utsläpp om 26,4 *ton CO₂* under säsongen 2024–2025 och 155,2 *ton CO₂* under säsongen 2025–2026. Aktörerna på flexibilitetsmarknaden bidrog med 33MW under 166h säsongen 2024–2025, samt 197 MW under 256 h säsongen 2025–2026. Den maximala tillgängliga effekten för aktörerna uppgick till 1,18 MW. Detta innebär att Hässleholm flexibilitetsmarknads utsläpp båda säsongerna, överstiger den årliga utsläppsreduktionen som uppnås genom minskad dimensionering, vilket visualiseras i figur 7. Vid jämförelse med det totala sparade utsläppet från minskad dimensionering (584,48 *ton CO₂*) och de årliga utsläppen från nyutbyggnad (47,14 *ton CO₂* per år), behöver elnätsutbyggnaden skjutas upp i minst cirka 12,4 år för att ge en större klimatnytta än ett dimensioneringsscenario. Aktörerna bidrog med över 200 avropade timmar säsongen 2025–2026. Den maximala tillgängliga effekten på flexibilitetsmarknaden (1,18 MW) är lägre än den reduktion som motsvarar 20% av transformatorns maximala effekt, vilket uppgår till 8 MW. Detta innebär att den maximalt tillgängliga effekten under topplasttimmen mindre än 20% av transformatorns kapacitet, vilket medför att ett sådant dimensioneringsscenario inte är praktiskt genomförbart på Hässleholms flexibilitetsmarknad under nuvarande förutsättningar.

För nordöstra Skåne är de sparade utsläppen vid minskad dimensionering 960,76 *ton CO₂*, vilket motsvarar en årlig utsläppsminskning på 61,98 *ton CO₂*. Samtidigt genererade flexibilitetsmarknaderna utsläpp om 12,66 *ton CO₂* under säsongen 2024–2025 och 15,82 *ton CO₂* under säsongen 2025–2026. Marknadssäsong 2024–2025 levererades 38,56 MW under 70h och 331,29 MW under 123h levererades säsongen 2025–2026. Den maximala tillgängliga effekten för marknadens aktörer var 34,35 MW. I båda säsongerna understiger utsläppen från flexibilitetsmarknaden den årliga utsläppsreduktionen för minskad dimensionering (61,98 *ton CO₂* per år), vilket visualiseras i figur 8. På flexibilitetsmarknaden är antalet avropade timmar mindre än 200, medan den maximala effekten för flexibilitetsmarknaden är 34,35 MW. Till skillnad

från Hässleholm är den maximala tillgängliga effekten på flexibilitetsmarknaden i nordöstra Skåne betydligt högre än 20 % av transformatorns kapacitet, vilket motsvarar 12,6 MW. Detta indikerar att den tillgängliga flexibiliteten är tillräcklig för att i praktiken genomföra ett scenario med 20 % minskad dimensionering. Vid jämförelse med ett totalt sparad utsläpp om 960,76 *ton CO₂* och årliga utsläpp från nybyggnation om 77,48 *ton CO₂*, behöver elnätsutbyggnaden skjutas upp i minst 12,4 för att ge en större klimatnytta än minskad dimensionering. Givet en väl fungerande flexibilitetsmarknad framstår detta som ett potentiellt genomförbart scenario i nordöstra Skåne.

Sammanfattningsvis för scenariot om minskad dimensionering, genererar Hässleholms flexibilitetsmarknad utsläpp som överstiger den årliga utsläppsminskningen som uppnås genom minskad dimensionering. Detta skiljer sig från nordöstra Skånes flexibilitetsmarknad, där utsläppen i stället understiger motsvarande årliga utsläppsreduktion. En förklaring till denna skillnad, som framgår i avsnitt 6.1, är att olika resurstyper och aktörer verkar på de två marknaderna. På Hässleholms flexibilitetsmarknad bidrar resurser med hög klimatpåverkan i större utsträckning, vilket resulterar i högre totala utsläpp. I nordöstra Skåne domineras flexibilitetsmarknaden av resurser med lägre utsläppsfaktor, vilket bidrar till en lägre klimatpåverkan. Vidare påverkas resultaten av skillnader av komponenter i elnätsutbyggnaderna, vilket också diskuteras i avsnitt 6.1, där den planerade utbyggnaden medför ett högre potentiellt värde för utsläpp i nordöstra Skåne.

6.3 Undviken elnätsutbyggnad

Om elnätsutbyggnaden i Hässleholm inte genomförs sparas totalt 2921,5 *ton CO₂*. I stället genererar flexibilitetsmarknaden 26,4 *ton CO₂* i utsläpp under säsongen 2024–2025 och 155,2 *ton CO₂* under säsongen 2025–2026. Den beräknade bryttiden för säsongen 2024–2025 i Hässleholm är 110,70 år, och 18,83 år för säsongen 2025–2026. Givet att en transformators tekniska livslängd är 62 år, innebär detta att flexibilitetsmarknaden under säsongen 2025–2026, genererar större totala utsläpp än en nyutbyggnad av elnätet skulle ha gjort över en transformators livscykel. Figur 7 illustrerar skillnaden i utsläpp mellan elnätsutbyggnad och flexibilitetsmarknadens säsonger i utsläpp. En anledning till den stora skillnaden i bryttiderna mellan säsongerna är att aktör Hässleholm A, som har en hög utsläppsfaktor, aktiverades mer under säsongen 2025–2026 än 2024–2025.

I nordöstra Skåne sparas totalt 4803,79 *ton CO₂* om nybyggnation av elnätet inte genomförs. Flexibilitetsmarknaderna genererar betydligt lägre utsläpp, motsvarande 12,66 *ton CO₂* under säsongen 2024–2025 och 15,82 *ton CO₂* under säsongen 2025–2026. Bryttiderna är lägre än för Hässleholm, och är 379,52 år respektive 303,65 år. Detta innebär att flexibilitetsmarknaderna i nordöstra Skåne kan vara aktiva under en tid som långt överstiger transformatorns tekniska livslängd på 62 år, och fortfarande generera lägre totala utsläpp än vad en ny elnätsutbyggnad skulle göra. Figur 8 illustrerar

skillnaden i utsläpp mellan elnätsutbyggnad och flexibilitetsmarknadens säsonger i utsläpp.

De kortare bryttiderna i Hässleholm kan förklaras av att flexibilitetsmarknaden där, baseras på resurser med en högre utsläppsfaktor, vilket diskuteras mer djupgående i avsnitt 6.1. Detta innebär att resursvalet är en avgörande faktor för om flexibilitetsmarknader är konkurrenskraftiga ur ett klimatperspektiv, jämfört med traditionell elnätsutbyggnad.

7. Diskussion

I Sverige ägs regionnäten huvudsakligen av tre nätbolag, där E.ON Energidistribution är ett av dessa. E.ON äger även lokalnät, vilket innebär att E.ON fungerar som en DSO med både elproducenter och elanvändare som är anslutna till olika nivåer av elnätet. I denna studie analyseras Hässleholm och nordöstra Skåne, vilka är belägna i elområde 4. Detta elområde omfattar delar av södra Sverige och kännetecknas av hög elförbrukning och efterfrågan, samtidigt som det finns begränsningar i överföringen av el. Detta kan leda till att elpriserna stiger, eftersom priset bestäms av utbud och efterfrågan inom respektive elområde. Obalanser i elsystemet kan uppstå till följd av olika typer av kapacitetsbegränsningar i produktion, överföring och användning. Den största topplasten i elförbrukning uppstår vanligtvis under kalla vinterdagar, då det finns en risk för elenergibrist. Detta kan leda till att elförbrukare inte kan försörjas med den el som önskas. I denna studie undersöks två fallstudier om E.ON:s flexibilitetsmarknader under säsongen 2024–2025 under 2025–2026, där marknaderna varit aktiva under vintermånaderna. Ur ett klimatpåverkanperspektiv är flexibilitetsmarknaderna särskilt intressanta under vintern, då behovet av effekt är som störst, och resurser oftare aktiveras. Detta till skillnad från sommarperioder då efterfrågan och aktiveringsbehovet generellt är lägre. Elnätet dimensioneras för att hantera det största behovet, och ju högre toppbelastningen som behöver hanteras, desto högre krav ställs på elinfrastrukturen. Detta leder ofta till att elnätet behövs byggas ut, vilket innebär både höga investeringskostnader och omfattande klimatpåverkan. Det skapar en drivkraft för att minska effekttopparna i elnätet.

En åtgärd som kan bidra till att minska toppbelastningen i elnätet är användningen olika typer av flexibilitetslösningar. Genom att förändra elanvändningsmönster kan belastningen på elnätet minskas, genom exempelvis lokal produktion och elanvändning. Flexibilitetslösningar i form av villkorade avtal utgör ofta tillfälliga åtgärder, medan flexibilitetsmarknader, som studeras i denna studie, kan fungera som mer långsiktiga lösningar för att hantera kapacitetsbegränsningar. I dagsläget omfattar Hässleholms flexibilitetsmarknad två aktiva resurser, medan nordöstra Skåne har fem aktiva resurser. Flexibilitetsutredningar visar att båda områdena har ett behov av flexibilitetsåtgärder, och att de befintliga flexibilitetsmarknaderna förväntas vara i drift åtminstone fram till år 2028. Trots osäkerhet i långsiktiga prognoser indikerar prognoser att elnäten i båda

fallstudierna står inför ökade belastningar framöver, vilket innebär att åtgärder krävs för att säkerställa elnätens funktion och tillförlitlighet.

Flexibilitetsmarknader är fortfarande ett relativt nytt koncept, där endast ett begränsat antal energibolag driver marknader i dagsläget. När antalet aktörer är lågt och marknaden domineras av ett fåtal resursägare med stora energivolymer, kan detta påverka både konkurrens och kostnader. Detta medför att flexibilitetsmarknader inte alltid är lockande för elnätsföretag, ur ett ekonomiskt perspektiv. I de studerade fallstudierna stämmer detta delvis, då Hässleholms flexibilitetsmarknad endast omfattar två aktörer. Detta innebär ett fåtal aktörer, vilket ger begränsad konkurrens på flexibilitetsmarknaden. På EU nivå pågår samtidigt utvecklingen av en ny nätkod för efterfrågansflexibilitet, och i Sverige har Energimarknadsinspektionen en central roll i att utveckla nationella riktlinjer och processer för hur nätföretag ska implementera denna nätkod. Elnätsföretagens ekonomiska reglering påverkar i hög grad vilka investeringar som görs, och idag är ekonomi en ledande faktor. I dagens modell får elnätsföretag ersättning för driftkostnader, avskrivningar samt avkastning på sin kapitalbas. Detta innebär att det ibland kan finnas incitament för att ersätta komponenter, trots att den fulla livstiden inte är gången. Den så kallade Capex modellen gynnar investeringar i ny infrastruktur, eftersom dessa genererar avkastning kopplad till kapital. Samtidigt diskuteras en övergång till en Totex-modell, som kan skapa incitament för elnätsföretag att i större utsträckning välja alternativ till traditionell elnätsutbyggnad. Några exempel är smarta elnätslösningar och flexibilitetstjänster. Klimatnyttan av flexibilitetslösningar som denna studie uppvisar, bedöms dock inte vara ekonomiskt försvarbar med dagens regleringar. Lagar och modeller som tar hänsyn till komponenters faktiska tekniska livslängd, och inte enbart fokuserar på ekonomisk livslängd, möjliggör för elnätsföretag att fatta beslut som inte enbart baseras på ekonomiska incitament. Förutsättningar för att mer klimatvänliga alternativ också kan vara ekonomiskt konkurrenskraftiga på längre sikt, skapas i takt med EU:s pågående utveckling av klimatlagstiftning samt ökade krav på företags hållbarhetsredovisning.

EU:s regelverk anger att aktörer på elmarknader inte får diskrimineras utifrån teknisklag eller grad av klimatneutralitet. Samtidigt kan konkurrensförhållanden på marknaderna innebära att vissa tekniker, exempelvis förnybara energikällor, gynnas indirekt genom lägre produktionskostnader. På Hässleholms flexibilitetsmarknad återfinns i nuläget främst resurstyper i form av batteriaggregat och en dieselgenerator. Dieselgeneratorer har en hög utsläppsfaktor, och eftersom konkurrensen från resurser med låg utsläppsfaktor är begränsad, sker ingen tydlig konkurrens av dessa alternativ med hög utsläppsfaktor i Hässleholm. I nordöstra Skåne finns det flera resurstyper med lägre utsläppsfaktor, såsom el- och fjärrvärmeproduktion med flis, biogasbaserad reservkraft, samt batterilager. Det större antalet aktörer bidrar till en ökad konkurrens, även om antalet aktörer fortfarande är relativt få. En ökad konkurrens från förnybara energikällor, som ofta har lägre produktionskostnader, skulle sannolikt kunna bidra till att ytterligare minska användningen av resurser med höga utsläppsfaktorer även i detta område. Resultaten visar att endast aktörer baserade på dieseldriven reservkraft samt el- och fjärrvärmeproduktion

med flis uppvisar negativa nettoutsläpp i vissa scenarier. Dessa resurstyper har relativt höga utsläppsfaktorer, vilket innebär att de genererar större utsläpp vid produktion av flexibilitet än de utsläpp som undviks genom att skjuta upp eller ersätta elnätsutbyggnad. Vidare kan framtida utveckling av lagar och regleringar, som skapar mer gynnsamma förutsättningar för flexibilitet, bidra till att fler aktörer deltar på flexibilitetsmarknaderna. En ökad konkurrens kan i sin tur leda till att aktörer med negativt nettoutsläpp successivt konkurreras ut. Det är dock viktigt att notera att denna studie endast beaktar utsläpp kopplade till produktionen av flexibilitet. Utsläpp från tillverkning av flexibilitetsaktörernas anläggningar och komponenter inkluderas inte. Vidare analyseras inte ursprunget för den el som olika resurser eller anläggningar använder för att producera sin effekt. Detta innebär att de använda utsläppsfaktorer är förenklade av verkligheten. Trots dessa avgränsningar ger studien en uppfattning om flexibilitetsmarknadernas direkta klimatpåverkan, och möjliggör därmed en jämförelse av hur olika resurstyper påverkar det totala koldioxidutsläppet.

Utöver de ekonomiska konsekvenserna av elnätsutbyggnad, uppstår klimatpåverkan som en följd av främst utvinning av råvaror samt tillverkning av material. I denna studie ligger ett fokus på utsläpp kopplade till Scope 3, samt livscykelfaserna A1-A3 och A4-A5. Den största delen av klimatpåverkan från elnätsutbyggnad kommer från utsläpp från utvinning och produktion av elnätskomponenter, vilket innefattas av de första livscykelfaserna och Scope 3 utsläpp. För att möjliggöra jämförelse mellan olika scenarier har koldioxidekvivalenter och GWP-mått använts genomgående i analysen. De två fallstudierna hade relativt liknande komponentlistor för de planerade stationerna i elnätsutbyggnaden, men vissa skillnader påverkade resultaten. I Hässleholm planeras exempelvis fler transformatorer, vilka har en betydande klimatpåverkan. I nordöstra Skåne ingår i stället luftledningarna med stålstolpar, vilket också bidrar till höga utsläpp. Detta visar att klimatpåverkan från nybyggnation kan variera mycket beroende på val av komponenter för elnätsutbyggnad. Några komponenters utsläpp uppskattades med hjälp av livscykelanalys, vilket medför en viss osäkerhet eftersom flera värden baserades på approximationer. I denna studie har inte enskilda komponenters klimatpåverkan studerats närmare. Det är dock tydligt att vissa komponenter genererar högre utsläpp vid tillverkning än andra. Genom att ta hänsyn till komponenters tekniska livslängd, och undvika onödig ersättning av delar, kan det möjligtvis gå att bygga ut elnätet med lägre klimatpåverkan än flexibilitetslösningar.

Som alternativ till traditionell elnätsutbyggnad, kan scenarier som uppskjuten, undviken eller mindre dimensionering av elnätsutbyggnad övervägas. I takt med ökade krav på företag att minska och redovisa koldioxidutsläpp, kan framför allt uppskjuten elnätsutbyggnad framstå som ett relevant alternativ. Genom användning av flexibilitetsmarknader kan hela den tekniska livslängden för elnätskomponenter utnyttjas mer effektivt, samtidigt som utsläpp kan fördelas över tid. Om flexibilitetsmarknader fungerar och minskar det akuta behovet av nyinvesteringar i elnätet, skapas möjligheter för elnätsföretag att planera och sprida sina investeringar och tillhörande utsläpp. I stället för att företag snabbt tvingas generera stora utsläpp vid enskilda tillfällen, kan

flexibilitetsmarknader kan bidra till en mer hållbar och långsiktig investeringsplanering för elnätsföretag. Resultaten från fallstudierna i Hässleholm och nordöstra Skåne, visar att flexibilitetsmarknaderna genererar lägre årliga utsläpp än vad ny elnätsutbyggnad skulle ge upphov till, i de flesta fall. Ett undantag var säsongen 2025–2026 i Hässleholm, där flexibilitetsmarknaden genererade högre utsläpp än motsvarande årliga utsläpp för nyutbyggnad. Detta kan förklaras av att flexibilitetsmarknaden i Hässleholm i stor utsträckning baserades på dieseldriven reservkraft, vilken har en hög utsläppsfaktor. För flexibilitetsmarknader där aktörer vars resurser har en relativt låg utsläppsfaktor, framstår dessa marknader som klimatmässigt positiva alternativ till att elnätsutbyggnad, som inte utnyttjar komponenters fulla tekniska livslängd.

Vid permanent fungerande flexibilitetsmarknader kan ett möjligt scenario vara att minska dimensioneringen av elnätsutbyggnaden. Detta beror på att flexibilitetsmarknader bidrar till att balansera elanvändningen, och därigenom reduceras toppbelastningen i elnätet. Flexibilitetsmarknader som fungerar tillförlitligt under en längre tid framstår som ett mer sannolikt framtidsscenario, i takt med lagar och regler som i allt högre grad gynnar flexibilitetslösningar och hållbarhet. En genomgång av litteratur inom området visar blandade resultat för potentialen av en mindre dimensionering av elnätet, och i denna studie antogs en minskning på 20%. Dimensioneringen baseras på ett systemperspektiv, där antagandet är att omkring 20% färre stationer byggs totalt. Dimensionering av enskilda komponenter beaktas inte, vilket innebär att resultatet bygger på en förenklad bild av verkligheten. Resultaten från fallstudierna visar att denna andel av minskad dimensionering inte är genomförbar under nuvarande föreutsättningar i Hässleholm, men är bedöms vara möjlig i nordöstra Skåne. I Hässleholm överstiger flexibilitetsmarknadens utsläpp de sparade utsläppet vid minskad dimensionering, men i nordöstra Skåne genererar flexibilitetsmarknaden lägre utsläpp än vad som sparas per år. Ett centralt resultat är att de olika resurstyperna på flexibilitetsmarknaderna har stor betydelse för fallstudiernas resultat. I scenarier där flexibilitetsmarknaden domineras av resurser med ett lågt utsläppsvärde, såsom i nordöstra Skåne, framstår ett dimensioneringsscenario som rimligt.

Ett tredje scenario är att betrakta flexibilitetsmarknader som ett permanent alternativ till nyutbyggnad av elnätet. Detta förutsätter en långsiktig och stabil tillgång till flexibla resurser, där ett tillräckligt antal aktörer med låga utsläppsfaktorer deltar även på lång sikt. I likhet med scenariot för uppskjuten elnätsutbyggnad, minskar behovet av ny elnätsutbyggnad, men till skillnaden från det scenariot utgör flexibilitetsmarknaden här en permanent lösning. Fallstudierna visar dock att resultaten varierar mellan områdena, då bryttiden exempelvis var kortare i Hässleholm under säsongen 2025–2026 än en transformators tekniska livslängd. Detta indikerar att flexibilitetsmarknaden på sikt genererar högre utsläpp än nyutbyggnad. För säsongen 2024–2025 var bryttiden däremot längre än den tekniska livslängden, vilket tyder på motsatsen. Det bör dock tilläggas att den avropade effekten i Hässleholm under 2024–2025 relativt låg, vilket påverkar resultatet. I nordöstra Skåne var bryttiderna för båda säsongerna betydligt lägre än transformatorns tekniska livslängd på 62 år, vilket tyder på att marknaderna kan vara

aktiva under en längre period och fortfarande generera lägre totala utsläpp ny elnätsutbyggnad. Flexibilitetsmarknader kan alltså fungera som ett långsiktigt alternativ under rätt förutsättningar. Studiens resultat baseras på ett antagande om en teknisk livslängd på 62 år för transformatorer, som möjligen kan öka i framtiden. I takt med den tekniska utvecklingen av transformatorer förlängs dess livslängd, vilket innebär att de årliga utsläppen från nyutbyggnad fördelas över ett större antal år. Detta leder till mindre årliga utsläpp från nyutbyggnad, och i ett sådant scenario behöver flexibilitetsmarknader vara ännu mer klimatmässigt effektiva, för att fortsatt utgöra ett bättre alternativ än nybyggnation.

Vid en jämförelse mellan de tre scenarierna och de två fallstudierna, framgår att aktörernas olika resurstyper har en stor betydelse för resultaten. Flexibilitetsmarknaden i nordöstra Skånes omfattar fler aktörer med låga utsläppsfaktorer, vilket resulterade i en lägre klimatpåverkan jämfört med Hässleholm. Samtidigt innehåller elnätsutbyggnaden i nordöstra Skåne något fler komponenter med höga koldioxidutsläpp vid tillverkning. Detta leder till högre totala utsläpp från nyutbyggnad, som i sin tur ge en mer positiv bild av flexibilitetsmarknadens klimatnytta i området. Sammantaget visar studiens resultat att flera av de analyserade scenarierna scenarier är tekniskt möjliga, och kan vara fördelaktiga ur ett klimatperspektiv. Resultatet är beroende av lokala förutsättningar, då det exempelvis är tekniskt möjligt att ha en flexibilitetsmarknad med höga utsläpp, men klimatnyttan blir då begränsad. Scenariot om uppskjuten elnätsutbyggnad var rimligt ur ett klimatperspektiv i båda fallstudierna, med undantag för säsong 2025–2026 i Hässleholm. Scenariot med minskad dimensionering var praktiskt genomförbart i nordöstra Skåne, och positivt ur ett klimatperspektiv. När scenariot om flexibilitetsmarknader analyserades som ett permanent alternativ, framstår det positivt ur ett klimatperspektiv i samtliga fall utom för Hässleholm under säsongen 2025–2026. Det bör dock noteras att flexibilitetsmarknaden i Hässleholm under säsongen 2024–2025 var begränsad, vilket påverkar jämförelsen. Om de tre scenarierna antas vara praktiskt genomförbara, uppstår den största besparingen av koldioxidutsläpp genom att helt undvika elnätsutbyggnad. Vid en jämförelse mellan minskad dimensionering och uppskjuten elnätsutbyggnad, behöver flexibilitetsmarknaderna vara aktiva under minst 12 år i båda fallstudierna, för att minskad dimensionering ska ge större klimatnytta än uppskjuten elnätsutbyggnad. För att detta scenario ska vara praktiskt genomförbart krävs tillförlitliga och långsiktiga flexibilitetsprognoser med begränsade osäkerheter. I praktiken förutsätter även scenariot att flexibilitetsmarknaden fungerar under en längre tidsperiod, helst under komponenternas tekniska livslängd, för att undvika behov av ytterligare nätåtgärder. Beräkningarna i studien innefattar inte att ny elnätsutbyggnad kan vara mer klimatmässigt fördelaktig, än att reparera befintliga anläggningar. Genom att ersätta äldre stationer med nya, kan de totala utsläppen i vissa fall minska, eftersom utsläpp kopplade till reparationer därmed undviks. Resultatet baseras även på dagens förutsättningar vad gäller komponenter och aktörer. I en föränderlig bransch kan dessa dock komma att förändras över tid.

Avslutningsvis bör det nämnas att studien inte undersöker att ny elnätsutbyggnad kan möjliggöra anslutning av fler klimatpositiva resurser, exempelvis förnybar produktion. Förnybara energikällor är viktiga i dagens energiomställning och vägen till att nå klimatmål, men har samtidigt skapat utmaningar i det centralt byggda elnät, då de ofta är lokalt producerade och variabla. Studien fokuserar därför på jämförelsen mellan de tre analyserade scenarierna, snarare än att inkludera möjliga effekter av ökad anslutning av ny produktion. En möjlig inriktning för vidare studier är att undersöka detta perspektiv närmare, samt analysera aktörers och komponenters hela livscykel och inte enbart den energi som produceras till flexibilitetsmarknaden. Ett intressant perspektiv är att jämföra resultaten från denna studie med reinvesteringar i elnätet, samt att utvärdera om flexibilitetsmarknader kan vara hållbara fungerande över en längre tidshorisont.

8. Slutsatser

Sveriges mål om nettonollutsläpp till år 2045 medför ett ökat behov av elektrifiering, men samtidigt är nyutbyggnad av elnätet förknippad med klimatpåverkan, genom materialutvinning och tillverkning av komponenter. Elnätet designas för att klara den allra högsta belastningen, och mot den bakgrunden undersöker denna studie flexibilitetslösningar, vilket är ett alternativ för att minska toppbelastningen i elnätet. Flexibilitetsmarknader kan utgöra en potentiellt mer långsiktig alternativ, och studien jämför tre scenarier för elnätsutveckling genom två fallstudier. De tre scenarierna är uppskjuten, minskad och undviken elnätsutbyggnad, och fallstudierna genomfördes i Hässleholm och nordöstra Skåne. Klimatpåverkan från både flexibilitetsmarknader och elnätsutbyggnad kvantifieras i respektive fallstudie. Resultaten visar att elnätets totala klimatutsläpp varierar beroende på val av utvecklingsscenario.

För scenariot **uppskjuten elnätsutbyggnad**, visar resultaten att *flexibilitetsmarknaderna generellt ger upphov till lägre utsläpp än nyutbyggnad i elnätet årligen*, med undantag för Hässleholm säsongen 2024–2025. När flexibilitetsmarknader fungerar väl och domineras av resurser med låga utsläppsfaktorer, är det ur ett klimatperspektiv mer fördelaktigt att använda dessa, än att genomföra nyinvesteringar som innebär den tekniska livslängden hos befintliga komponenter inte utnyttjas fullt ut. Uppskjuten elnätsutbyggnad utgör ett fördelaktigt alternativ på kort till medellång sikt, då den möjliggör ett mer effektivt utnyttjande av befintlig infrastruktur, samtidigt som utsläpp från nybyggnation kan fördelas över tid.

Vid scenariot **minskad dimensionering** varierade resultaten mellan fallstudierna. I Hässleholm översteg flexibilitetsmarknadens utsläpp den potentiella utsläppsbesparingen vid mindre dimensionering av elnätet, medan det motsatta gällde för nordöstra Skåne. Resultaten visar att de *aktiva resurstyperna på flexibilitetsmarknaderna är avgörande för utfallet*. För fallstudier som liknar nordöstra Skånes, kan ett dimensioneringsscenario leda till betydande utsläppsminskningar.

I scenariot med **undviken elnätsutbyggnad** kan den *största klimatbesparingen uppnås*. I nordöstra Skåne översteg bryttiderna, alltså antal år flexibilitetsmarknaden kan vara verksam innan dess utsläpp överstiger utsläppen från en nyutbyggnad, med god marginal transformatorns tekniska livslängd för båda analyserade säsonger. Detta tyder på att flexibilitetsmarknaderna kan vara aktiva under en lång period och ändå generera lägre totala utsläpp än ny elnätsutbyggnad. I Hässleholm var resultaten mer varierande. För säsongen 2025–2026 var bryttiden kortare än transformatorns tekniska livslängd, vilket innebär att flexibilitetsmarknaden på sikt ger högre utsläpp än nyutbyggnad. För säsongen 2024–2025 var bryttiden däremot längre än livslängden, vilket tyder på motsatsen. Sammantaget visar detta att scenariot med *undviken elnätsutbyggnad endast är realistiskt under förutsättning att flexibilitetsmarknaden är långsiktigt stabil och väl fungerande*.

Studien visar att det är *möjligt att kvantifiera klimatpåverkan från flexibilitetslösningar* genom en utvecklad metod som omfattar både *beräkning av klimatpåverkan av elnätsutbyggnad och flexibilitetsmarknader* med dess resurser. Metoden kombinerar en livscykelanalys av elnätsutbyggnad, med utsläppsberäkningar för de resurser som deltar på flexibilitetsmarknaderna. Genom att uttrycka klimatpåverkan i årliga utsläpp och relatera dessa till komponenternas tekniska livslängd möjliggörs en jämförelse mellan olika utvecklingsscenariers scenarier. Metoden är i grunden generaliserbar, men resultaten är beroende av antaganden, såsom transformatorns tekniska livslängd, resursernas utsläppsfaktorer samt val av komponenter vid ny elnätsutbyggnad. En övergripande slutsats är att *flexibilitetsmarknader inte per definition är klimatpositiva. Resultatet påverkas i hög grad av flexibilitetsmarknadens resurstyper, den planerade elnätsutbyggnaden och marknadens mognadsgrad*. I områden där flexibiliteten huvudsakligen tillhandahålls av resurser med höga utsläppsfaktorer, kan flexibilitetslösningar på sikt innebära större klimatpåverkan än en traditionell nätutbyggnad. Samtidigt visar studien att flexibilitetslösningar kan spela en viktig roll i en hållbar utveckling av elnätet, särskilt system där resurser med låg klimatpåverkan dominerar. Med fortsatt utveckling av lagstiftning och styrmedel som främjar hållbara alternativ finns goda förutsättningar för att flexibilitetslösningar i framtiden blir ett mer tillgängligt och klimatomåttligt fördelaktigt komplement till traditionell nätutbyggnad.

Referenser

- ABB (2021), 12/24 kV mellanspannings anläggning med ställverk typ AX1, Handbok Installation, Driftsättning, Drift och underhåll, Miljö och återvinning. Tillgänglig online: https://library.e.abb.com/public/18f7a548cf90a8bac1256c3d004b2d5a/svensk_manual.pdf (2026-03-22)
- ABB (2011), Transformatorstation. Tillgänglig online: <https://news.cision.com/se/abb/i/transformatorstation,c135701> (2026-03-22)
- ABB (u.å.), Distributionslösningar, Primärdistribution. Tillgänglig online: <https://new.abb.com/medium-voltage/sv/mellanspanningsstallverk/primardistribution> (2026-03-24)
- ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators) (2025), New network code on demand response will further advance the energy transition. Tillgänglig online: <https://www.acer.europa.eu/news/new-network-code-demand-response-will-further-advance-energy-transition> (2026-03-25)
- ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators) (u.å), Unlocking flexibility: No-regret actions to remove barriers to demand response. Tillgänglig online: [Unlocking flexibility: No-regret actions to remove barriers to demand response | www.acer.europa.eu](https://www.acer.europa.eu/unlocking-flexibility-no-regret-actions-to-remove-barriers-to-demand-response) (2026-03-26)
- Andersson, J. (2025), Effektivare utnyttjande av elnäten kan lindra elbristen. Tillgänglig online: <https://www.lu.se/artikel/effektivare-utnyttjande-av-elnatet-kan-lindra-elbristen> (2026-04-05)
- Bergman, L., Amundsen, E. S., Diczfalusy, B., von der Fehr, N.-H. M., Lundin, E. och Skogsvik, K. (2024), Reformerad intäktsreglering. Energiforsk AB.
- Berkley lab (u.å.), Demand Flexibility. Tillgänglig online: <https://bies.lbl.gov/demand-flexibility> (2026-04-04)
- Boverket (2024a), Introduktion till livscykelanalys (LCA). Tillgänglig online: <https://www.boverket.se/sv/byggande/hallbart-byggande-och-forvaltning/livscykelanalys/introduktion-till-livscykelanalys-lca/> (2026-04-02)
- Boverket (2024b), Mer om miljövarudeklaration för byggprodukter (EPD). Tillgänglig online: <https://www.boverket.se/sv/byggande/hallbart-byggande-och-forvaltning/livscykelanalys/miljodata-och-lca-verktyg/miljovardeklaration-for-byggprodukter-epd/> (2026-03-31)
- BRE Global (2024), BRE Global Methodology For The Environmental Assessment Of Buildings Using EN 1578:2011
- Britannica (2026), Geothermal heat pump. Tillgänglig online: <https://www.britannica.com/technology/geothermal-heat-pump> (2026-04-29)
- Bryman, Alan. (2018) Samhällsvetenskapliga metoder. 3 uppl., Stockholm: Liber

- Brännlund, R. och Vesterberg, M. (2021), "Peak and off-peak demand for electricity: Is there a potential for load shifting?", *Energy Economics*, vol. 102, ss. 1–10.
- Busch, E. och Klefbäck, L. (2026), Lagrådsremiss, Nya lagar om elsystemet. Regeringen överlämnar denna remiss till Lagrådet: Stockholm
- Cesca, I. G. och Novaes, D.D (2012), Physical assets replacement: an analytical approach. Tillgänglig online: <https://arxiv.org/abs/1210.3678> (2026-04-02)
- CIRED (2023), Lifetime extension options for electrical equipment, International Conference on Electricity Distribution
- Chalco Aluminium (2022), Aluminium bus tube. Tillgänglig online: https://www.aluminum-bus-pipe-tube.com/aluminum_bus_pipe_tube/6101_Aluminum_Substation_Bus_Conductors.html (2026-04-16)
- Chalco Aluminium (2020), Aluminium substation bus conductors. Tillgänglig online: <https://www.aluminum-bus-pipe-tube.com/news/6101-aluminum-substation-bus-conductors.html> (2026-04-16)
- EDP, International EDP System (u.å.), EPD Climate Declaration, What is an EPD Climate Declaration?. Tillgänglig online: <https://www.environded.com/services/epd-climate-declaration> (2026-04-02)
- Ekn (2023), Så påverkas ditt företag av EU:s nya regler för hållbarhet. Tillgänglig online: <https://www.ekn.se/exportmagasinet/ekn-exportmagasin/sa-paverkas-ditt-foretag-av-eus-nya-regler-for-hallbarhet/> (2026-04-02)
- Ellevio (2024), Så skyddar du dig vid åska och översvämning. Tillgänglig online: <https://www.ellevio.se/nyheter/elskolan/sa-skyddar-du-dig-vid-aska-och-oversvamning/> (2026-03-24)
- Ellevio (2018), PM transformatorstationer, samt transport och lyft av krafttransformatorer till Tp Jarlaberg. Tillgänglig online: https://infobank.nacka.se/ext/Bo_Bygga/stadsbyggnadsprojekt/Sk%C3%B6nviksv%C3%A4gen/Samr%C3%A5d/Underlag%20PM%20transformatorstationer.pdf (2026-03-22)
- Elnord kraft (u.å.), Reaktorer. Tillgänglig online: <https://www.elnord.se/reaktorer/> (2026-03-24)
- Energi och klimatrådgivningen (u.å.), Batterilager. Tillgänglig online: <https://energioklimatrådgivningen.se/download/18.2d89e8c4192bd275ef6a37e/1729762093590/Faktablad%20batterilager.pdf> (2026-05-12)
- Energiforsk (2026), Regelverket står i vägen för mer återbruk i elnäten. Tillgänglig online: <https://energiforsk.se/nyheter/regelverket-star-i-vagen-for-mer-aterbruk-i-elnatet/> (2026-03-31)

Energiforsk (2024), Så kan elnätsavgifterna hållas nere och investeringarna i elnätet öka. Tillgänglig online: <https://energiforsk.se/nyheter/pressmeddelande-sa-kan-elnatsavgifterna-hallas-nere-och-investeringarna-i-elnatet-oka/> (2026-03-31)

Energimarknadsinspektionen (2010), Värdering av elnätsföretagens kapitalbas i förhandsregleringen (2026-03-29).

Energimarknadsinspektionen (2021), Tariffer (nättariffer). Tillgänglig online: <https://ei.se/bransch/tariffer-nattariffer> (2026-01-31)

Energimarknadsinspektionen (2025), Ei förbereder för att Sverige ska vara redo att genomföra de nya EU-reglerna om flexibilitet. Tillgänglig online: <https://ei.se/om-oss/nyheter/2025/2025-11-20-ei-forbereder-for-att-sverige-ska-vara-redo-att-genomfora-de-nya-eu-reglerna-om-flexibilitet> (2026-03-26)

Energimarknadsinspektionen (2026a), Kommissions-förordningar (nättkoder). Tillgänglig online: <https://ei.se/bransch/eu-forordningar/kommissionsforordningar-natkoder> (2026-03-25)

Energimarknadsinspektionen (2026b), Totex - vad är det? Webbseminarium om elnätsregleringens incitament för effektivisering. Tillgänglig online: <https://ei.se/om-oss/nyheter/2026/2026-03-19-totex---vad-ar-det-webbseminarium-om-elnatsregleringens-incitament-for-effektivisering> (2026-06-04)

Energimarknadsinspektionen (2025a), Elnätet i Sverige. Tillgänglig online: <https://ei.se/konsument/el/elnatet-i-sverige> (2026-01-22)

Energimarknadsinspektionen (2025b), Flexibilitet i elsystemet. Tillgänglig online: <https://ei.se/bransch/flexibilitet-i-elsystemet> (2026-01-23)

Energimarknadsinspektionen (2010), Bilaga 6 Värdering av kapitalbas, normvärdeslistor. Energimarknadsinspektionen: Eskilstuna.

Energimyndigheten (2024), Ny rapport: Underlag för att säkerställa ett effektivt värme- och kylsystem i Sverige. Tillgänglig online: <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2024/ny-rapport-underlag-for-att-sakerstalla-ett-effektivt-varme--och-kylsystem-i-sverige/> (2026-05-12)

Energimyndigheten (2025a), Elsystemet och elmarknaden. Tillgänglig online: <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/nulaget-i-energisystemet/om-det-svenska-elsystemet/> (2026-01-22)

Energimyndigheten (2025b), Flexibilitet i energisystemet. Tillgänglig online: <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/energisystem-och-analys/flexibilitet-i-energisystemet/> (2026-03-25)

Energimyndigheten (2026), Elsystemet och elmarknaden. Tillgänglig online: <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/nulaget-i-energisystemet/om-det-svenska-elsystemet/> (2026-05-12)

- Energy Digital (2025), Siemens Smart Infrastructure: Local Flexibility Markets. Tillgänglig online: <https://energydigital.com/articles/kinaxis-turning-supply-chain-data-into-decisive-action> (2026-06-04)
- Energynordic (2026), Vad är en megawattimme (MWh)?. Tillgänglig online: <https://energynordic.com/sv/energi-i-korthet/vad-ar-en-megawattimme-mwh/> (2026-05-15)
- EnviLoop (2026), Omvandling och beräkning. Tillgänglig online: <https://enviloop.se/kunskapsbank/omvandling-och-berakning/> (2026-04-22)
- E.ON Energidistribution AB (2024), Nätutvecklingsplan 2025–2034. E.ON Energidistribution AB: Malmö
- E.ON (2026), Flexibilitet och flexibilitets-marknader. Tillgänglig online: <https://www.eon.se/foeretag/elnaet/flexibilitet-i-elnaetet> (2026-04-28)
- EPA (2026), Transportation Sector Emissions. Tillgänglig online: <https://www.epa.gov/ghgemissions/transportation-sector-emissions> (2026-05-12)
- Eriksson, L & Wiedersheim-Paul, F. (2011) Att utreda forska och rapportera, Stockholm: Liber AB
- Erlandsson (2010), Miljödata för krossprodukter och naturgrus, Svenska Miljöinstitutet: Göteborg
- eSett (2026), Distribution System Operators. Tillgänglig online: <https://opendata.esett.com/dso> (2026-01-30)
- Europaparlamentet (2023), Klimatförändringar: växthusgaserna som orsakar den globala uppvärmningen. Tillgänglig online: <https://www.europarl.europa.eu/topics/sv/article/20230316STO77629/klimatforandringar-vaxthusgaserna-som-orsakar-den-globala-uppvarmningen> (2026-04-21)
- Europeiska unionen (2025a), 10th report on the state of the energy union, Tillgänglig online: https://energy.ec.europa.eu/strategy/energy-union/10th-report-state-energy-union_en (2026-04-27)
- Europeiska unionen (2025b), Internal market for electricity. Tillgänglig online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=LEGISSUM:4404054> (2026-04-27)
- Foxon, T.J., Bale, C.S.E., Busch, J., Bush, R., Hall, S., Roelich, K. (2015) “Low carbon infrastructure investment: extending business models for sustainability”, Infrastructure Complexity, vol.2, nr.4
- Framtidenssolel (2025), Förnybar energi i Sverige – fakta, siffror och framtidsprognos. Tillgänglig online: <https://framtidenssolel.se/fornybar-energi-i-sverige/> (2026-04-06)
- ICAO (u.å.), ICAO Carbon Emissions Calculator (ICEC). Tillgänglig online: <https://icec.icao.int/calculator> (2026-05-10)

- IEEE PES (u.å.), Transformer Carbon Footprint. Tillgänglig online: <https://ieee-pes.org/trending-tech/transformer-carbon-footprint/> (2026-04-16)
- IEA, International Energy Agency (2019), “The Future of Hydrogen, International Energy Agency: Report prepared by the IEA for the G20, Japan
- IEA, International Energy Agency (2024), Batteries and Secure Energy Transitions, International Energy Agency: Paris
- Infrastruktur (2025), Med en reservgenerator har du snurr på verksamheten 24/7!. Tillgänglig online: <https://infrastruktur.nu/reservgenerator/> (2026-05-12)
- JLMECH (2025), How much CO2 emissions per kWh from diesel generator?. Tillgänglig online: <https://www.whjlmech.com/knowledge/how-much-co2-emissions-per-kwh-from-diesel-generator> (2026-04-22)
- Johansson, N.C. och Sandgren, A. (2026), Emissionsfaktor för nordisk elmix år 2021-2023, IVL Svenska Miljöinstitutet
- Johansson, P., Vendel, M., Nuur, C. (2020), “Integrating distributed energy resources in electricity distribution systems: An explorative study of challenges facing DSOs in Sweden”, Utilities Policy, vol.67
- Hitachi Energy (2023), Environmental life-cycle Assessments of Transformers – Why and How?. Tillgänglig online: https://grouper.ieee.org/groups/transformers/subcommittees/performance/TF-CO2Emissions/F23_CO2_Presentation1.pdf (2026-04-16)
- Holmberg, P., Tangeås, Thomas P. (2023), “The Swedish electricity market – today and in the future”. Sveriges Riksbank: Stockholm
- Hyvönen, T., Laine, M., Pellinen, J. (2024), “Taking Carbon into Account in Capital Budgeting: A Field Study of Municipal Energy Companies in Finland”, Social and Environmental Accountability Journal, vol. 44, nr. 3, ss. 193–216
- Khalid, H.M., Alzarooni A.I. (2025), Advanced Grid Technologies. Elsevier Books: Chantilly.
- Krafttringen (2025), Miljönyckeltal. Tillgänglig online: <https://www.krafttringen.se/om-oss/hallbarhet/klimat-och-miljo/miljonyckeltal/> (2026-04-22)
- Mattsson, E., Lindblom, E., Emilsson, E. (2021), Miljöeffekter av elnät och energilagring”, IVL Svenska Miljöinstitutet
- Mayer, K. (2021), Elkraftnät. Kemakonsult AB: Västerås
- McKinsey & Company (2025), Unlocking Europe’s €8 billion energy flexibility opportunity. Tillgänglig online: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/unlocking-europes-8-billion-euros-energy-flexibility-opportunity> (2026-06-04)
- Michiorri, A., Nguyen, H.-M., Alessandrini, S., Bremnes, J.B., Dierer, S., Ferrero, E., Nygaard, B.-E., Pinson, P., Thomaidis, N. och Uski, S. (2015),

- “Forecasting for dynamic line rating”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 52, ss. 1713–1730.
- Naturskyddsföreningen (2021), Miljöpåverkan från el- och värmeproduktionen. Tillgänglig online: <https://www.naturskyddsforeningen.se/faktablad/miljopaverkan-fran-el-och-varmeproduktionen/> (2026-04-22)
- Naturvårdsverket (2020), Produkters livslängd och återvinningsbarhet – översiktlig beskrivning av befintlig kunskap. Tillgänglig online: <https://www.naturvardsverket.se/contentassets/5c9fabf2e9054167949cc35132103b88/produkters-livslangd-och-atervinningsbarhet.pdf> (2026-03-31)
- Naturvårdsverket (2023), Bilaga 1 till beslutsprotokoll med diarienummer NV-08859-23, Naturvårdsverket
- Naturvårdsverket (2025a), Beräkna direkta utsläpp från förbränning. Tillgänglig online: <https://www.naturvardsverket.se/vagledning-och-stod/luft-och-klimat/berakna-klimatpaverkan/berakna-direkta-utslapp-fran-forbranning/> (2026-04-22)
- Naturvårdsverket (2025b), Fossila bränslen. Tillgänglig online: <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/klimatomstallningen/omraden/klimatet-och-energin/fossila-branslen/> (2026-01-26)
- Naturvårdsverket (2025c), Konsumtionsbaserade växthusgasutsläpp per person och år. Tillgänglig online: <https://www.naturvardsverket.se/data-och-statistik/konsumtion/vaxthusgaser-konsumtionsbaserade-utslapp-per-person/> (2026-05-10)
- Navidi, T., El Gamal, A. och Rajagopal, R. (2023), Coordinating distributed energy resources for reliability can significantly reduce future distribution grid upgrades and peak load, Joule, vol. 7, ss. 1769–1792
- NCC Industry AB (2025), Environmental product declaration Primary crushed aggregates from Halmstad quarry – Biskopstorp, NCC Industry AB: Stockholm
- Nilsson, L. (2021), Marknadsundersökning av flexibilitet i sydsvenska elnät. Lunds Tekniska Högskola: Lunds Universitet
- Nilsson, M. (2023), Temperaturhöjning i klimatpolitiken – en ESO-rapport om EU:s nya lagstiftning i svensk kontext. Statens offentliga utredningar: Stockholm
- NKT (2024), Environmental product declaration 1x800+50 PEX-M-AL-LRT 72 kV. Tillgänglig online: <https://nkt.widen.net/content/lyxwl3rdqy/pdf/1x80050-PEX-M-AL-LRT-72-kV.pdf?u=gj0n1y> (2026-04-16)
- NKT (2015), Kraftkabelhandboken. nkt cables AB: Falun
- NKT (u.å.), Search & Download EDP. Tillgänglig online: https://www.nkt.com/search?category=all&dtab=epds&epdcategory=all&language=all&page=1&productionSite=all&sorting=alphabetical_ascending&tab=downloads (2026-04-16)

- Nordiska projekt (2025), TOTEX och framtidens elnätsreglering. Tillgänglig online: <https://www.nordiskaprojekt.se/2025/11/13/totex-och-framtidens-el-natsreglering/> (2026-03-31)
- Norsk Stein AS (2023), Environmental product declaration in accordance with ISO 14025 and EN 15804+A2, Crushed Rock Aggregates from Norsk Stein - Jelsa Quarry, Norsk Stein AS: Oslo
- NREL (2021), Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation: Update, National Renewable Energy Laboratory: Golden
- Olsson, D. och Olsson, L (2025), Metodik för flexibilitet i elnäten, Energiforsk AB: Stockholm
- Polywater (u.å.), The Aging of Power Transformers. Tillgänglig online: <https://www.polywater.com/en/knowledge-hub/the-aging-of-power-transformers/> (2026-04-16)
- Power Circle (2022), Local flexibility markets, Power Circle: Stockholm
- Power Circle (2025), FlexAbility, Potential, värde och målkonflikter för nya flexibilitetsresurser, Delrapport 1: Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030, Power Circle i samverkan med Plexigrid, Ellevio och Uppsala universitet på uppdrag av Energimyndigheten
- Pv magazine (2025), Belgian grid operator warns of PV overproduction, curtailment in spring. Tillgänglig online: <https://www.pv-magazine.com/2025/04/16/belgian-grid-operator-warns-of-pv-overproduction-curtailment-in-spring/> (2026-05-07)
- Regeringskansliet (2023), Om regeringens prioritering: Klimat och energi. Tillgänglig online: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/regeringens-prioriteringar/klimat-och-energi/om-regeringens-prioritering-klimat-och-energi/> (2026-01-26)
- Regeringskansliet (2026a), Elproduktion i Sverige. Tillgänglig online: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/sveriges-elforsorjning/elproduktion-i-sverige/> (2026-05-12)
- Regeringskansliet (2026b), Nya lagar om elsystemet. Tillgänglig online: <https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/lagratsremiss/2026/02/nya-lagar-om-elsystemet/> (2026-03-27)
- Regeringskansliet (u.å.), Elsystemet. Tillgänglig online: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/sveriges-elforsorjning/elsystemet/> (2026-01-30)
- Regional adequacy working group under Baltic Sea System Development Steering Committee (2022), Nordic and Baltic Sea Winter Power Balance 2022–2023.
- Ryytersson, J. (2025), Vad är Capex och Opex? Tillgänglig online: <https://annasvahn.se/vad-ar-capex-och-opex/> (2026-03-31)

- Sadhukhan, J. & Christensen, T.H. (2021), "An in-depth life cycle assessment of lithium-ion batteries for climate impact mitigation strategies", *Energies*, vol.14, nr.17
- Savvopoulos, N., Marinakis, A., Evrenosoglu, C.Y., Demiray, T. (2024), Flexibility-aware planning of distribution network reinforcements, Research Center for Energy Networks: Zürich
- SCB (2025), Tillförsel och användning av el 2001–2024 (GWh). Tillgänglig online: <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/tillforsel-och-anvandning-av-energi/arligen-energistatistik-el-gas-och-fjarrvarme/pong/tabell-och-diagram/tillforsel-och-anvandning-av-el-20012024-gwh/> (2026-06-04)
- Schneider Electric (2025), Vad är SCADA (SCADA system)?. Tillgänglig online: <https://www.se.com/se/sv/faqs/FAQ000236299/> (2026-03-22)
- Sistem Alüminyum (2024), Environmental product declaration, Aluminium Profile from Sistem Alüminyum. Tillgänglig online: <https://www.stalbyggnad.se/hallbarhet/en-15804a2-ett-ar-efter-implementering/> (2026-04-02)
- Sjöström, L. och Swenman, M. (2023), Tjänster för efterfrågefleksibilitet, Energimarknadsinspektionen: Eskilstuna
- Skogskunskap (2024), Överbyggnadens lager. Tillgänglig online: <https://www.skogskunskap.se/vagar-i-skogen/vagbyggnadsteknik/vagbyggnad-steg-for-steg/overbyggnadens-lager/> (2026-03-22)
- Skånes effektkommission NET (2025), Skåne rustar för framtiden, Så säkrar vi regionens elförsörjning tillsammans, Region Skåne, Länsstyrelsen Skåne, E.ON och Svenska kraftnät
- SLU (2017), Klimatnyttan med energi från flisad träbiomassa har beräknats. Tillgänglig online: <https://internt.slu.se/nyheter-originalen/2017/6/klimatnyttan-med-energi-fran-flisad-trabiomassa-har-beraknats/> (2026-04-22)
- Smartgrid (2026), Projekt: MaksGrid. Tillgänglig online: <https://smartgrids.no/prosjekt-maksgrid/#rapporter> (2026-04-23)
- SSAB (2025), How to understand an EPD, SSAB.
- Standard carbon (u.å.), Why Corporations Need Internal Carbon Pricing and a Carbon Budget. Tillgänglig online: <https://standardcarbon.ai/why-corporations-need-internal-carbon-pricing-and-a-carbon-budget/> (2026-04-02)
- Sthlmflex (u.å), En introduktion till sthlmflex. Tillgänglig online: https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/sthlmflex/introduktion-till-sthlmflex_klar_svensk-version_korr-em-ml.pdf (2026-04-05)
- Svenska kraftnät (2023a), Lär dig stolparnas ABC. Tillgänglig online: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/temasidor/tema-att-arbeta-med-kraftsystemet/lar-dig-stolparnas-abc/> (2026-05-06)

Svenska kraftnät (2023b), Planerad 400 kV transformatorledning mellan befintlig och ny station Breared, Halmstads kommun, Hallands län. Svenska kraftnät: Sundbyberg

Svenska kraftnät (2023c), Strategisk handlingsplan för ökad flexibilitet. Svenska kraftnät: Sundbyberg

Svenska kraftnät (2024), Sveriges elnät. Tillgänglig online: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/> (2026-01-21)

Svenska kraftnät (2025a), EU-lagstiftning. Tillgänglig online: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning/> (2026-03-25)

Svenska kraftnät (2025b), Frekvensstabilitet. Tillgänglig online: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/> (2026-01-23)

Svenska kraftnät (2025c), Om elmarknaden. Tillgänglig online: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/> (2026-01-22)

Svenska kraftnät (2025d), Om systemansvaret. Tillgänglig online: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/> (2026-01-30)

Svenska kraftnät (2025e), Så säkrar Svenska kraftnät elförsörjningen i södra Sverige. Tillgänglig online: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnatet/sa-sakrar-svenska-kraftnat-elforsorjningen-i-sodra-sverige/> (2026-01-22)

Svenska kraftnät (2025f), Villkorade anslutningsavtal, Svenska kraftnät: Sundbyberg

Svenska kraftnät (u.å), Introduktion till marknaden för flexibilitets- och stödtjänster till elnätet. Tillgänglig online: <https://media.relivs.se/2024/06/Svenska-Kraftnat.pdf> (2026-06-04)

Sveriges riksdag (2021), Skriftlig fråga till statsråd, Till näringsminister Ibrahim Baylan (S), 2020/21:3225 Livscykelanalys och koldioxidutsläpp. Tillgänglig online: <https://data.riksdagen.se/fil/929BE6EB-8E50-4FE0-9A43-5804C54F360F> (2026-04-22)

Sveriges riksdag (2025), Ellag (1997:857). Tillgänglig online: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857/#K5 (2026-03-26)

SWECO (2017), Differentierade avskrivningstider för elnätföretagens anläggningar, Energimarknadsinspektionen: Stockholm

SWECO (2025), Kartläggning av lokala flexmarknader, Energimarknadsinspektionen

SWITCH (2025), Introduction, Flexibility Markets and Trading. Tillgänglig online: <https://user.switchmarket.se/english/introduction> (2026-06-04)

Söderlund, E., Wåhlander, J. (2023), Bedömning av kraftledningars påverkan på miljön, Lunds Tekniska Högskola: Lund

THEMA (2019), Nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet, Energimarknadsinspektionen.

- The engineer toolbox (u.å.), Metals and Alloys - Densities. Tillgänglig online: https://www.engineeringtoolbox.com/metal-alloys-densities-d_50.html (2026-04-16)
- Thomaßen, G. (2024), The challenge of renewable curtailment in Europe, Energy Storage Global Conference: Brussels
- Thunberg, C. och Holmström, M. (2024), Flexibility over grid expansion: Optimisation for maximum climate value and grid utilization, Uppsala Universitet: Uppsala/Visby
- United Nations (2022), Draft Methodological tool, Repository of default values. Tillgänglig online: https://cdm.unfccc.int/sunsetcms/storage/contents/stored-file-20220221193050629/MP87_EA03_New_Tool_Repository_of_default%20values.pdf (2026-04-22)
- Valarezo, O., Gómez, T., Chaves-Avila, J.P., Lind, L., Correa, M., Ziegler, D.U. & Escobar, R. (2021), "Analysis of New Flexibility Market Models in Europe", Energies, vol. 14, nr. 12, ss. 3521–3545
- Vattenfall (2026a), Aktörer på marknaden. Tillgänglig online: <https://energyplaza.vattenfall.se/aktorer-pa-elmarknaden#download-page> (2026-01-22)
- Vattenfall (2026b), Bilaga 1 Teknikval. Tillgänglig online: <https://www.vattenfalleldistribution.se/globalassets/4.-var-verksamhet/projekt/samrad/masmo---glomsta/bilaga-1---teknikval.pdf> (2026-02-18)
- Vattenfall (2026c) Elnätets uppbyggnad. Tillgänglig online: <https://www.vattenfalleldistribution.se/var-verksamhet/om-elnetet/elnetets-uppbyggnad/> (2026-03-27)
- Vattenfall (2026d), Intäkts-reglering och intäkts-ramar. Tillgänglig online: <https://www.vattenfalleldistribution.se/var-verksamhet/om-elnetet/intaktsregleringen/> (2026-03-26)
- Vattenfall (2026e), Klimatpåverkande utsläpp. Tillgänglig online: <https://energyplaza.vattenfall.se/klimatpaverkande-utslapp> (2026-03-31)
- Vattenfall (2026f), Så påverkas miljön av kärnkraft. Tillgänglig online: <https://www.vattenfall.se/fokus/hallbarhet/sa-paverkar-karnkraft-miljon/> (2026-04-22)
- Water Power (2024), Tool estimates GHG emissions for pumped storage hydropower. Tillgänglig online: <https://www.waterpowermagazine.com/news/tool-estimates-ghg-emissions-for-pumped-storage-hydropower/> (2026-04-22)
- WWF (2026), Koldioxidekvivalent. Tillgänglig online: <https://www.wwf.se/ordlista/koldioxidekvivalent/> (2026-04-02)

I appendix A redovisas en sammanställd Excel-modell med underliggande beräkningar för Hässleholms flexibilitetsmarknad och elnätsutbyggnad.

71

Appendix B

I appendix B redovisas en sammanställd Excel-modell med underliggande beräkningar för nordöstra Skånes flexibilitetsmarknad och elnätsutbyggnad.

Nordöstra Skåne

Stationer: -->

om erbet ej nämns --> Enhet = ton CO2

I appendix C redovisas en sammanställd Excel-modell med underliggande beräkningar för en generell uträkning av klimatpåverkan av flexibilitetsmarknad och elnätsutbyggnad i ett område.

73