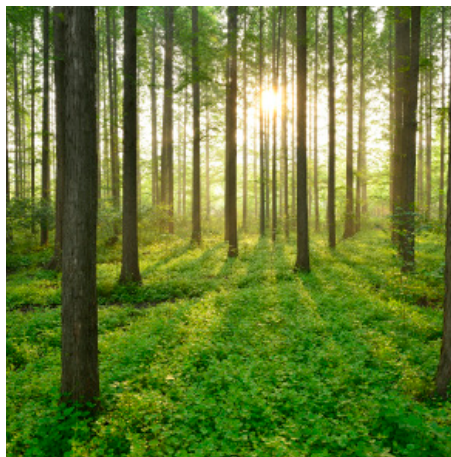


# EN HOLISTISK NÄTUTVECKLINGSSTRATEGI

RAPPORT 2026:1192



ELNÄTENS HÅLLBARA TEKNIK-  
UTVECKLING OCH DIGITALISERING



# En holistisk nätutvecklingsstrategi

Beslutprocess för en balanserad mix av  
kapacitetshöjande åtgärder

NIMA MIRZAEI ALAVIJEH, ADAM NILSSON  
JOHAN BERGERLIND, MAGNUS LENASSON  
MAGNUS LINDÉN

ISBN 978-91-89917-35-4 | © Energiforsk juni 2026

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

## Förord

**Projektet *En holistisk nätutvecklingsstrategi genom en balanserad mix av kapacitetslösningar* ingår i programmet *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering* med syftet att koppla samman olika kapacitetshöjande åtgärder och utveckla en generell metod för att identifiera en balanserad åtgärds mix för nätbolag med avseende på kostnadseffektivitet, nätutnyttjande och pålitlighet. Projektet har identifierat ett hållbart, kostnadseffektivt och holistiskt perspektiv på nätutvecklingsstrategier.**

Projektet har genomförts av PL Nima Mirzaei Alavijeh med hjälp av Adam Nilsson, Johan Bergerlind, Magnus Lenasson och Magnus Lindén från Sweco,

Stort tack också till programstyrelsen för deras initiativ och stöd till projektet:

- Olle Bergström, Jämtkraft Elnät
- Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution
- Staffan Bjurulf, Sveriges Ingenjörer (MF)
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät (ordf)
- Josefin Grundius/Christer Flood, Ellevio
- Stefan Ivarsson, RISE
- Magnus Lindström, Grid Diagnose
- Per-Olov Lundqvist, Gävle Energi / Elinorr
- Karl-Johan Mannerback, Jönköping Energi Nät
- Giuseppe Martinelli, Svenska kraftnät
- Tilda Nordin, Mälarenergi Elnät
- Dennis Ossman, Göteborg Energi Elnät
- Johan Ribrant, Nacka Energi
- Göran Sandström, Umeå Energi Elnät
- Peter Silverhjärta, Energiföretagen Sverige
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft
- Claes Wedén, Hitachi Energy Sweden

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser.

Ellevio	Karlstads El- och Stadsnät	Blåsjön Nät
Vattenfall Eldistribution	Borås Elnät	Dala Energi Elnät
Svenska kraftnät	Falu Energi & Vatten	Elektra Nät
Göteborg Energi	Borlänge Energi	Gävle Energi
Statkraft Sverige	Nacka Energi	Hamra Besparingskog
Fortum	C4 Energi	Hofors Elverk
Mälarenergi Elnät	PiteEnergi	Härjeåns Nät
Öresundskraft Elnät	Trollhättan Energi Elnät	Härnösand Elnät
Tekniska Verken i	Skövde Energi	Ljusdal Elnät
Linköping	Hitachi Energy Sweden	Malungs Elnät
Skellefteå Kraft Elnät	Energiföretagen Sverige	Sandviken Energi Nät
Umeå Energi Elnät	Sveriges Ingenjörer, MF	Sundsvall Elnät
Jämtkraft Elnät	GridDiagnose	Söderhamn Elnät
Jönköping Energi Nät	RISE	Åsele Elnät
Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö	Elinorr ekonomisk förening;	Årsunda Kraft & Belysningsf
	Bergs Tingslags Elektriska	Övik Energi Nät

Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Stockholm, januari 2026

*Susanne Stjernfeldt, Energiforsk*

## Sammanfattning

Projektet En holistisk nätutvecklingsstrategi analyserar hur svenska elnätsföretag kan hantera kapacitetsbrist i elnätet i en tid av snabb elektrifiering, med ökade krav på leveranssäkerhet, kostnadseffektivitet och kortare ledtider för anslutningar. Nätförstärkningar kompletteras i allt högre grad av alternativa kapacitetslösningar som flexibilitetsmarknader, villkorade avtal och nättariffer. Rapportens huvudbidrag är ett holistiskt angreppssätt: en strukturerad och öppen beslutsprocess som gör det möjligt att analysera, jämföra och kombinera åtgärder.

Arbetet bygger på en litteratur- och omvärldsstudie, intervjuer med 12 svenska elnätsföretag samt en fallstudie hos ett elnätsföretag i Sverige där processen har provats i praktiken. Erfarenheter från forskning och internationella exempel visar att kapacitetsbrist behöver hanteras olika beroende på tidshorisont. Vid hög osäkerhet kan adaptiv planering minska risken för över- eller underinvesteringar genom att kombinera reversibla åtgärder (ex. flexibilitet) med mer irreversibla beslut (ex. nätförstärkning). Samtidigt konstateras att generella "tumregler" för när flexibilitet är bättre än nätinvesteringar är svåra att formulera, eftersom utfallet beror starkt på lokala förutsättningar. Intervjuerna pekar också på att kapacitetsproblem kan uppstå relativt snart även där läget idag är hanterbart, bland annat drivet av anslutningar av batterilager och solenergi.

Rapporten föreslår två kompletterande beslutsprocesser: en för kortsiktig planering med fokus på hantering av anslutningsförfrågningar och en för långsiktig strategisk planering med ett iterativt arbetssätt för osäkerhetshantering. I båda processerna jämförs åtgärder med både tillförlitlighetsavvägning och ekonomisk analys, och processen tydliggör vilka utvärderingssteg och analyser som behöver finnas för att fatta beslut. I den föreslagna logiken ses omkopplingar som en förstahandsåtgärd; nättariffer som en proaktiv förvaltningspraxis som främst påverkar långtidsprognoser (snarare än att styra "rätt" och på specifika timmar); nätförstärkning och flexibilitetshandel som likvärdiga alternativ som måste jämföras ur både tillförlitlighets- och kostnadsperspektiv; samt villkorade anslutningsavtal som en "fallback" när flexibilitetsmarknader inte bedöms tillräckligt tillförlitliga eller där konsekvenserna av ett marknadsmisslyckande bedöms vara hög.

Praktiskt visar rapporten hur elnätsföretag kan gå från separata spår (investeringar, flexibilitet, tariffutveckling) till en integrerad beslutsprocess där man tidigt kan testa kombinationer av åtgärder och välja en strategi över tid. Det betonas samtidigt att detta arbete är ett första steg i att besvara en komplex fråga. Förslag på utvecklingsbehov innefattar fördjupade metoder för att uppskatta flexibilitetspotential och definiera risk-/konsekvensbaserade tillförlitlighetskriterier, långtidsprognoser med timupplösning, uppföljning av faktiska beteendeförändringar efter tariffinföranden, utveckling av permanenta flexibla avtal, samt analyser av finansierings- och intäktsregleringsincitamentens påverkan på val av åtgärdsmix. Arbetet föreslås även ske för att ytterligare standardisera och öka samarbetet i branschen för att minska kostnader gällande alternativa kapacitetslösningar.

## Nyckelord

Holistisk nätplanering, beslutsprocess, flexibilitetslösningar, villkorade avtal, nättariffer, kapacitetsbrist, nätutvecklingsplan

## Summary

The project *A Holistic Grid Development Strategy* examines how Swedish distribution grid companies can address capacity shortages for security of supply, cost efficiency, and faster connection lead times. It highlights how traditional reinforcements are being complemented by alternatives such as flexibility markets, conditional connections, and more dynamic tariffs. The report's key contribution is a holistic, structured decision process to compare and combine measures into a balanced action portfolio.

The work is based on a literature review and environmental scan, interviews with 12 Swedish grid companies, and an illustrative case study at a DSO in Sweden where the process was stress-tested. Insights from research and international examples show that capacity shortages need to be managed differently depending on the time horizon. Under high uncertainty, adaptive planning can reduce the risk of over- or underinvestment by combining reversible measures (e.g., flexibility) with more irreversible decisions (e.g., grid reinforcement). At the same time, it is noted that general "rules of thumb" for when flexibility is better than grid investments are difficult to formulate, since outcomes depend heavily on local conditions. The interviews also indicate that capacity problems may arise relatively soon even where the situation today is manageable, driven in part by connections of battery storage and solar power.

The report proposes two complementary decision-making processes: one for short-term planning focused on handling connection requests, and one for long-term strategic planning with an iterative approach to managing uncertainty. In both processes, measures are compared using both a reliability trade-off and an economic analysis, and the process clarifies which evaluation steps and analyses are needed to make decisions. In the proposed logic, switching actions are seen as a first-line measure; grid tariffs as a proactive practice that mainly affects long-term forecasts (rather than steering precisely and at specific hours); grid reinforcement and flexibility trading as equivalent alternatives that must be compared from both reliability and cost perspectives; and conditional connection agreements as a "fallback" when flexibility markets are not considered sufficiently reliable or when the consequences of market failure are assessed to be high.

In practical terms, the report shows how distribution system operators can move from separate tracks (investments, flexibility, tariff development) to an integrated decision-making process in which combinations of measures can be tested early and a strategy can be chosen over time. It is also emphasized that this work is a first step toward answering a complex question. Suggested areas for further development include improved methods for estimating flexibility potential and defining risk-/consequence-based reliability criteria, long-term forecasts with hourly resolution, follow-up of actual behavioral changes after tariff introductions, development of permanent flexible agreements and analyses of how financing and revenue regulation incentives influence the choice of a balanced mix of measures. Further efforts are also needed to standardize solutions and enhance collaboration across the sector.

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Introduktion</b>	<b>8</b>
1.1	Syfte och mål	8
1.2	Metodöversikt	9
1.3	Avgränsningar	9
1.4	Rapportstruktur	9
<b>2</b>	<b>Erfarenheter från andra länder och forskning</b>	<b>10</b>
2.1	Exempel på utformning av ett helhetsperspektiv vid nätplanering	10
2.2	Exempel på utvärdering av kapacitetshöjande verktyg	12
2.3	Implikationer för processdesign	16
<b>3</b>	<b>Fältstudie: Elnätsföretagets perspektiv och processer i Sverige</b>	<b>18</b>
3.1	Perspektiv på alternativa kapacitetslösningar	18
3.1.1	Villkorade avtal	18
3.1.2	Flexibilitetsmarknader	19
3.1.3	Tariffer	19
3.1.4	Övriga tekniska lösningar och affärsmodeller	20
3.2	Samhällsekonomiskt motiverad lösning	20
3.3	Implikationer för processdesign	21
<b>4</b>	<b>Beslutprocess för en holistisk nätutvecklingsstrategi</b>	<b>23</b>
4.1	Process för Korttidsplanering	24
4.2	Process för Långtidsplanering	26
4.3	Kriterier för val av lösning mot kapacitetsproblem	28
<b>5</b>	<b>Fallstudie – Tillämpning av framtagen beslutsprocess</b>	<b>30</b>
5.1	Problembeskrivning	30
5.2	Tillämpning av processen	31
5.2.1	Ta fram nätförstärkningsalternativ	32
5.2.2	Uppskatta flexibilitetsbehov	32
5.2.3	Uppskatta flexibilitetskostnad	34
5.2.4	Uppskatta flexibilitetspotential	35
5.2.5	Ekonomisk analys	36
5.3	Resultat och diskussion	36
5.3.1	Underlag för att utvärdera flexibilitetsalternativ	36
5.3.2	Jämförelse nätförstärkning och flexibilitetsalternativ	41
5.3.3	Beslutsförslag och rekommendationer	43
<b>6</b>	<b>Slutsatser</b>	<b>45</b>
<b>7</b>	<b>Referenslista</b>	<b>47</b>

# 1 Introduktion

Det svenska elsystemet befinner sig i en period av snabb förändring. Elektrifieringen av industri, transporter och samhälle i stort innebär att efterfrågan på el och elnätskapacitet ökar i en takt som på många håll överstiger den historiska utvecklingen. För elnätsföretag innebär detta ökade krav på att möjliggöra nya anslutningar, hantera effekttoppar och samtidigt upprätthålla leveranssäkerhet och rimliga kostnader för kunderna.

Traditionellt har kapacitetsbrist i elnäten hanterats genom fysiska nätinvesteringar, såsom förstärkning av ledningar, utbyggnad av stationer och installation av större transformatorer. Under senare år har dock förutsättningarna förändrats. Elnätsföretagens verktygslåda har breddats och omfattar i dag även olika former av flexibilitetslösningar, exempelvis lokala flexibilitetsmarknader, bilaterala flexibilitetsavtal, villkorade anslutningsavtal samt mer dynamiska och framåtblickande nättariffer. Dessa åtgärder kan bidra till ett bättre utnyttjande av befintligt nät och i vissa fall skjuta upp eller minska behovet av nätinvesteringar.

Samtidigt har komplexiteten i nätutvecklingsfrågorna ökat. De olika kapacitetshöjande åtgärderna skiljer sig åt vad gäller kostnadsstruktur, tillförlitlighet, och riskfördelning. Valet mellan exempelvis nätförstärkning, flexibilitet eller tariffstyrning är sällan binärt, utan handlar i praktiken om att hitta en lämplig kombination av åtgärder över tid. I många fall hanteras dessa frågor i separata processer inom organisationerna, vilket riskerar att leda till suboptimerade beslut.

Utöver detta ställs ökade regulatoriska krav på transparens och kostnadseffektivitet i nätutvecklingen. I Energimarknadsinspektionens (Ei) föreskrifter om nätutvecklingsplaner (EIFS 2024:1) betonas att elnätsföretag ska kunna motivera sina val av åtgärder och visa att dessa är samhällsekonomiskt effektiva. Detta innebär att elnätsföretag inte enbart behöver redovisa vilka investeringar som ska genomföras, utan även hur olika lösningar har analyserats och vägts mot varandra.

Mot denna bakgrund finns ett behov av ett mer sammanhållet och strukturerat angreppssätt för nätutveckling, där olika typer av kapacitetshöjande åtgärder kan analyseras och kombineras inom ramen för en gemensam beslutsprocess.

## 1.1 SYFTE OCH MÅL

Projektets vision är att inhämta och bygga på nuvarande erfarenheter och kompetens för att ta ett steg framåt mot en mer holistisk, effektiv och hållbar nätutvecklingsstrategi. Med holistisk nätutveckling avses en nätutveckling som i stor utsträckning tar hänsyn till alla de kostnader och alternativ som finns för planering av elnätet och hantering av kapacitetsproblem. Projektet syftar till att uppnå detta genom:

1. Att sammanställa elnätsföretagens erfarenheter kring strategisk beslutsfattning gällande olika kapacitetshöjande åtgärder,

2. Att utveckla en generell och öppen metod för att identifiera en balanserad åtgärds mix för ett elnätsföretag avseende kostnadseffektivitet, effektiv nätutnyttjande och tillförlitlighet

## 1.2 METODÖVERSIKT

Projektet har genomförts med en kombination av kvalitativa och analytiska metoder. Arbetet inleddes med en litteraturstudie av relevant forskning, branschrapporter och regelverk, med fokus på nätutveckling, flexibilitet och incitamentsstyrning i elnät.

För att fånga praktiska erfarenheter och aktuella utmaningar genomfördes intervjuer med representanter från elnätsföretag samt andra relevanta aktörer. Intervjuerna fokuserade på hur kapacitetsutmaningar hanteras i dag, vilka åtgärder som används och vilka hinder som finns för mer diversifierade lösningar och mer holistiskt angreppssätt.

Baserat på insamlat material har förslag till en holistisk beslutsprocess för nätutveckling tagits fram. Processen har vidareutvecklats genom workshops och dialog med branschexperter och elnätsföretag. För att konkretisera metoden och testa dess tillämpbarhet har en fallstudie genomförts, där beslutsprocessen appliceras på ett specifikt nätutvecklingsscenario.

## 1.3 AVGRÄNSNINGAR

Projektet fokuserar på strategisk nätutveckling på lokal och regional nivå och riktar sig i första hand till distributionsnätsföretag. Den framtagna beslutsprocessen behandlar strategiska beslut för kapacitetsutmaningar kopplat till effektbehov och anslutningsförfrågningar. Mer operativa beslut för driftplanering har inte hanterats.

Analysen syftar inte till att ta fram exakta beräkningsmodeller eller kvantifiera nyttor och potential i detalj, utan till att beskriva en övergripande beslutsstruktur och centrala avvägningar. Vidare behandlas intäktsreglering och marknadsmodeller på en övergripande nivå, med antaganden att dessa borde ge rätt incitament för att minimera systemkostnaden, dvs. företagsekonomisk strategi är i linje med samhällsekonomisk strategi.

## 1.4 RAPPORTSTRUKTUR

I rapporten beskrivs erfarenheter från andra länder och forskning i kapitel 2. Resultat från intervjuer med svenska elnätsföretag presenteras i kapitel 3. Förslag på beslutprocessen presenteras i kapitel 4 och en provtryckning av processen redovisas i kapitel 5. Slutsatser har presenterats i kapitel 6.

## 2 Erfarenheter från andra länder och forskning

Som underlag för framtagning av en holistisk beslutprocess har erfarenheter från andra länder och forskning undersökts. Det studerade underlaget har valts baserad på två frågor:

1. Hur kan en holistisk nätplanering utformas?
2. Hur kan olika kapacitetshöjande åtgärder utvärderas?

### 2.1 EXEMPEL PÅ UTFORMNING AV ETT HELHETSPERSPEKTIV VID NÄTPLANERING

Detta avsnitt täcker exempel på holistisk nätplanering. Det inkluderar exempel från nätutvecklingsplaner av elnätsföretag i andra europeiska länder samt forskningsartiklar.

Enedis är ett franskt elnätsföretag som har beskrivit en holistisk nätplaneringsmodell i deras nätutvecklingsplan<sup>1</sup>. Enligt fransk lagstiftning ska elnätsföretag vara effektiva och Enedis menar att detta uppnås genom ett kostnad-kvalitets-optimum för samhället. Vid påverkan på samhället studeras inverkan på nationell nivå, man går med andra ord utanför ett vanligt Business Case som bara avser Enedis. Vid cost-benefit-analys för hela samhället exkluderas interna finansiella fördelningar såsom skatter, moms och finansiering av olika stakeholders. Fokus är de övergripande kostnaderna för samhället.

Vilken leverans kvalitet som är rimlig sätts utifrån Value of Lost Load (VoLL) och uppskattar värdet för icke-distribuerad energi. Den optimala investeringen minimerar de totala kostnaderna och inkluderar icke-levererad energi.

Enedis utgår från de regulatoriska krav som finns gällande säkerhet och kvalitet. Detta speglar de förväntningar som finns från samhället. För att beräkna cost-benefit-optimum används tre huvudparametrar vid investeringsplanering:

1. VoLL: Reflekterar värdet att ha tillgång till elektricitet.
2. Diskonteringsräntan: Används för att beräkna värdet på kostnader och nyttor beroende på när de infaller i tid.
3. Långsiktiga energikostnaden: Används som inputparameter för beräkning av icke-injicerad energi, samt kostnader för förluster i ledningar och transformatorer.

Enedis påverkan på koldioxidutsläpp får också större betydelse över tid då den långsiktiga energikostnaden även inkluderar kostnaden för koldioxidutsläpp.

<sup>1</sup> Enedis (2023), *Network Development Plan 2023 Preliminary Document*, <https://www.enedis.fr/new-electric-france-2027-and-2032-enedis-publishes-preliminary-document-its-future-network>.

Enedis uppskattar VoLL genom kundundersökningar. Målet är att förstå hur de påverkas av avbrott olika tider på året samt vid olika avbrottslängder. Detta översätts sedan till ett socioekonomiskt värde som består av:

- Direkta kostnaden för kunden, typ ett avbrott för en industri
- Indirekta kostnaden för samhället, exempelvis andra företag som påverkas av avbrott i industri.
- Direkta monetära värden, såsom förstörda varor i en frys.
- Indirekta monetära värden, såsom tiden för att fylla på frysen igen.

The resulterande VoLL har två komponenter i €/kWh och €/kW där den ena är proportionell mot längden på avbrottet och den andra fast oavsett avbrottslängd. Det finns även lägre VoLL-värden för de avbrott som är aviserade.

För att hitta en den bästa investeringsstrategin sker beräkning enligt formel i Figur 1.

$$B_{disc} = \left( \sum_{n=0}^N \frac{I_n + C_n^{def} + C_n^{per} + C_n^{exp}}{(1+i)^n} \right) - \frac{V_u}{(1+i)^N}$$

$B_{disc}$  = Discounted balance sheet of the strategy  
 $I_n$  = Investment amount in year  $n$   
 $C_n^{per}$  = Cost of losses in year  $n$   
 $C_n^{def}$  = Cost of failure in year  $n$   
 $C_n^{exp}$  = Operating cost in year  $n$   
 $V_u$  = Value in use of the investment in year  $N$   
 $i$  = Discount rate  
 $N$  = Study time frame

Figur 1 Enedis:s formel gällande diskonterade balansräkningar. Utdrag från Enedis nätutvecklingsplan

Elnätsföretaget Alliander i Nederländerna delar deras kapacitetshanteringsmodell i tre delar beroende på tidshorison<sup>2,3</sup>:

- Operativt (D-1 till nu): driftplanering
- Taktiskt (nu till 3 år): korttidsplanering
- Strategiskt (längre än 3 år): mid-term och långtidsplanering

Utöver det strategiska perspektivet som handlar om långtidsplanering finns det operativa som handlar om att prognostisera belastning, identifiera överbelastningsrisker, optimera flexibilitetslösningar för att hantera överbelastning, koordinera driften och flexibilitet med överliggande nät.

Det taktiska fokuserar, bland annat, på att ta fram insikter om komponenter med överbelastningsrisk och översätter detta till åtgärder för att säkerställa

<sup>2</sup> Energy Systems Integration Group, dir. (2026), *Webinar: Alliander System Operations: Managing Flexibility* [01:31:33], <https://www.youtube.com/watch?v=deE-CPWW1Po>, accessed 31 Mar. 2026.

<sup>3</sup> Alliander (2025), 'Capacity Management and Planning- Exchange Alliander and Vattenfall Distribution'.

driftsäkerhet, automatisera matchning av kundförfrågningar med tillgänglig kapacitet, samt stödja marknadsaktivering och möjligheter för flexibilitetstjänster.

1. Ett exempel på beslutsmodell från forskning är O. Valarezo et al. 2025<sup>4</sup> där författarna har föreslagit en optimeringsmodell (mixed-integer quadratically constrained programming) för att optimera mellan nätförstärkningar, flexibilitetshandel, och omkopplingar. Deras modell följer stegen nedan:
2. Identifiera representativa dagar genom normaliserat rotmedelkvadratfel (NRMSE) för att minska antal simulerade dagar som täcker olika belastningsscenarier. Den simulerade tidsserien består av sex representativa dagar: max nettolast-dag, min nettolast-dag, vårdag, sommardag, höstdag, vinterdag
3. Identifiera kandidater för nätförstärkningar
4. Modellera inköp/aktivering av flexibilitet
5. Beslutsfattning mellan nätförstärkning, flexibilitetshandel, och omkopplingar

Adaptiv planering och proaktiva flexibilitetshandelsförmågor syftar till att hantera osäkerheter i kapacitetsbehov genom en avvägning av reversibla lösningar som flexibilitetshandel gentemot irreversibla nätförstärkningar för att minimera risken av höga kostnader för kundkollektivet. Schachter, J.A. et al (2016)<sup>5</sup> och Ruiz, M.A et al (2025)<sup>6</sup> lyfter en risk för tillämpning av de klassiska nätplaneringsmetoderna vid osäker lastutveckling. I takt med att en ökande andel distribuerade energiresurser och elektrifiering i distributionsnäten medför större osäkerhet, ökar risken för att investera i för mycket eller för lite nätkapacitet, vilket i sin tur kan leda till inlåst kapital, ineffektivt nätutnyttjade och högre samhällskostnader. Författarna föreslår adaptiva planeringsmetoder genom en ekonomisk jämförelse av flexibilitetslösningar med nätförstärkning när osäkerheter kring lastutvecklingen är hög. Adaptiva strategier kan i vissa situationer förespråka tidiga, förebyggande investeringar och i andra fall att investeringar skjuts upp, jämfört med traditionell planering. På så sätt skapas en bättre balans mellan att möjliggöra snabbare anslutningar och att upprätthålla kostnadseffektivitet.

## 2.2 EXEMPEL PÅ UTVÄRDERING AV KAPACITETSHÖJANDE VERKTYG

Detta avsnitt går ett steg längre i detaljnivå och behandlar exempel på utvärdering samt kvantitativ analys av alternativa verktyg för kapacitetshantering. Huvudfokus har legat på jämförelser mellan flexibilitetshandel (såsom flexibilitetsmarknad eller annan avtalsbaserad nedstyrning) och nätförstärkning, samt beteendeförändringar hos kundkollektivet som är kopplade till nättariffer.

<sup>4</sup> Valarezo, Orlando, et al. (2025), 'Co-Optimizing Network Investment, Reconfiguration, and Third-Party Flexibility for Congestion Management in Active Distribution Networks', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 172: 111094, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2025.111094>.

<sup>5</sup> Schachter, Jonathan A., et al. (2016), 'Flexible Investment under Uncertainty in Smart Distribution Networks with Demand Side Response: Assessment Framework and Practical Implementation', *Energy Policy*, 97: 439–49, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.038>.

<sup>6</sup> Ruiz, M. A., T. Gómez, and J. p. Chaves-Ávila (2025), 'Trigger Rules Optimization for Adaptable Electricity Distribution Planning: Untapping the Value of Flexibility', preprint, 5 July, <http://hdl.handle.net/11531/104893>.

Power Circles projekt FlexAbility<sup>7</sup> har genomfört ett omfattande arbete på olika aspekter av flexibilitet. I delrapport 3<sup>8</sup> "Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala nät" undersökts tre incitament för flexibilitet:

- Effektivt nätutnyttjande
- Optimering av abonnemang mot överliggande nät
- Flexibilitet som alternativ till nätutbyggnad

I rapporten nämns även fler incitament: snabbare anslutning vid brist på entreprenörer eller långa leveranstider, ökad leveranssäkerhet om flexibilitet används vid avbrott, planerat underhåll eller tillfällig kapacitetsbrist, ökad nytta över lösningens livslängd i förhållande till nätstärkningar.

Vid analys av incitament för effektivt nätutnyttjande i delrapport 3 studerades marginalnyttan i steg om 1 MWh. Medelvärdet av flexibilitet för effektivt nätutnyttjande beräknades till 10 711 SEK/MWh. Det nämns att incitamentet kan variera kraftigt beroende på nätområde då mer "spetsiga" profiler genererar mer värde per MWh. Incitamentet fokuserar även på en jämn och platt lastkurva i gränspunkter och inte hur nära den fysiska infrastrukturen är sina gränser eller hur belastningen ser ut i det interna nätet. Det är därför inte givet att en jämnare lastkurva skapar samhällsnytta och långsiktigt värde för elnätsföretaget. I analysen har man även antagit perfekta prognoser. I praktiken kommer det finnas osäkerheter som gör att mer flexibilitet behöver avropas.

Vid optimering av abonnemang mot överliggande nät visade studien att de första megawatten som kapas från toppeffekten ger störst nytta, eftersom det kräver minst mängd avropade MWh. Därefter minskar marginalnyttan för varje ytterligare MW som kapas, då det krävs allt fler MWh. Vilken mängd MWh som ger maximal besparing beror på flexibilitetens pris.

Gällande flexibilitet vs. nätförstärkning, jämfördes kostnaden för flexibilitet och nätförstärkning i ett specifikt case och i en mer generell metod där kostnaden för flexibilitet ställdes mot 1 MW nätförstärkning vid uppgradering av transformatorer i regionnätstationer. Marginalkostnaden (kr/MW) beräknades genom att simulera olika scenarier för utbyte av transformatorer och jämföra kostnader från normvärden. Vid analys av flexibilitet som alternativ i det specifika caset användes timprognoser för att uppskatta den högsta årseffekten. Detta för att:

1. Identifiera hur mycket och hur länge lasten riskerar att överskrida kapacitetsgränsen i stationen, i effekt och energi.
2. Identifiera hur stor flexibilitet som krävs (i MW och antal timmar per år) för att undvika eller skjuta upp denna förstärkning.
3. Kvantifiera flexibiliteten i ekonomiska termer genom att jämföra kostnaden för nätförstärkning med kostnaden för flexibilitet.

<sup>7</sup> Powercircle (2025), 'FlexAbility', *PowerCircle* (3 October), <https://powercircle.org/flexability/>, accessed 6 Mar. 2026.

<sup>8</sup> Powercircle (2025), *Det Ekonomiska Värdet Av Flexibilitet För Lokala Elnät, FlexAbility, Delrapport 3*, [https://powercircle.org/flexability\\_delrapport\\_3.pdf](https://powercircle.org/flexability_delrapport_3.pdf).

Överlastsituationer analyserades för att bedöma de situationer som kräver en nedreglering och vilka som är acceptabla. I studien framkommer det att flexibilitet kan vara ett kostnadseffektivt alternativ till nätförstärkning och mer samhällsekonomiskt. Ekonomiska incitamentet för elnätsföretagen i nuvarande intäktsreglering är dock högre för nätförstärkning, något som gör flexibilitet mindre attraktivt. Flexibilitet nämns ändå som ett alternativ om elnätsföretagen vill visa på samhällsekonomisk effektivitet, skjuta på nätinvesteringar eller positionera sig mot framtida intäktsreglering som väntas bli mer lösningsneutral.

Utöver värden och jämförelsen exemplifierade i Power Circles rapport finns det exempel på övriga potentiella värden som är mindre diskuterade: adaptiv planering under osäkerhet och proaktiva åtgärder för snabbare anslutningar. Exempel på detta nämndes i avsnitt 2.1

### **Kvantifiering av beteendeförändringar:**

Litteratur där nättariffer jämförs med nätförstärkningar är relativt ovanligt. Därför har påverkan av nättariffer på beteendeförändringar hos kundkollektivet utforskats för att kunna kvantifiera påverkan av tariffer på belastningen. Litteraturen kan kategoriseras i kvalitativa studier om de socio-psykologiska aspekterna av tariffer och kvantitativa studier där påverkan på beteendeförändringar har undersökts.

Det finns en bred variation i litteraturen när det kommer till påverkan av tariffer och elpriser på elkonsumtionen. Detta kan bero på fallkänslighet av frågan samt val av analysmetod. På grund av variationer i tariffutformningar samt dataunderlag är det utmanande att dra generiska slutsatser om en definitiv nivå av beteendeförändringar. Analysmetoden har dessutom en stor påverkan på resultatet. Simuleringsstudier kan visa en större påverkan på beteendeförändringar eftersom priskänslighet av algoritmer är högre än människor och deras rutiner som tas hänsyn till i empiriska studier. Några exempel på studier presenteras nedan.

Öhrlund. I 2019<sup>9</sup> genomförde en empirisk studie på ett fullskaligt införande av en obligatorisk tariff med en effektrelaterad avgift för små och medelstora användare (35–63 A). De jämförde beteendeförändringar av kunder i Sandviken Energi Elnät AB med en kontrollgrupp i Sundsvall Elnät AB. Analysen undersökte om, när och i vilken utsträckning tariffen har lett till förändringar i elförbrukningen på gruppnivå, samt hur de nya ekonomiska incitament som varje användare möter relaterar till deras respons. Resultaten visade en 7,4% minskning av användarnas genomsnittliga timförbrukning under perioden före åtgärden. Den genomsnittliga individuella responsen har ökat över tid och är större under vinterperioden: cirka -0,70 kWh/h, eller 16,2 % av användarnas genomsnittliga timförbrukning under perioden före åtgärden, vid en jämförelse mellan vintern under förperioden och vintern två år efter införandet av tariffen. Emellertid fann studien inget stöd för antagandet att högre ekonomiska incitament leder till en ökad respons. Resultaten

<sup>9</sup> Öhrlund, Isak, Mårten Schultzberg, and Cajsa Bartusch (2019), 'Identifying and Estimating the Effects of a Mandatory Billing Demand Charge', *Applied Energy*, 237: 885–95, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.028>.

antyder att små och medelstora kommersiella användare, liksom hushåll, påverkas av både icke-finansiella drivkrafter och hinder i samband med efterfrågeflexibilitet.

Hoffman M. 2025<sup>10</sup> jämförde den potentiella påverkan av olika tariffutformningar baserad på kunddata från Oslo, Norge. Metoden innebär simuleringar med hjälp av en optimeringsmodell för enskilda kunders kostnader. Resultatet visar en potential topplastsminskning på 1–8% beroende på tariffdesign och antagandet om hur stor andel av lasten är flexibelt.

Lanot G. 2021<sup>11</sup> analyserade priselasticitet i lasten hos 1605 villakunder hos Sollentuna Energi nät AB som har ett timpris elhandelsavtal och en obligatorisk månadseffektavgift. Resultaten tyder på att efterfrågan på el är mycket oelastisk, möjligen mer än vad tidigare studier visat. Författarna finner detta förvånande givet de stora marginalincitament som hushållen möter. För elnätsföretagen innebär detta att effektavgifter sannolikt inte leder till några större minskningar av topp effekt, även om små minskningar potentiellt kan ge kostnadsbesparingar. Några möjliga förklaringar nämns till den låga prisresponsen såsom begränsad kortsiktig flexibilitet i hushållens vardag, låg medvetenhet om prissignaler, att elkostnader utgör en liten del av hushållsbudgeten samt att marginalincitamenten i detta sammanhang uppträder mycket frekvent jämfört med i andra studier.

Tekniska Verken införde en effektavgift för sina kunder i Linköping under 2024<sup>12</sup>. Kundgruppen inkluderar 34 000 kunder som har en 16-63A huvudsäkring. En uppföljning visar att påverkade kunder minskat sina kostnader med i genomsnitt 6%. Vid en tidigare mätning i Katrineholm var minskningen 3%. Elbils kunder i Linköping hade minskat sin aggregerade maximala effekt med 7%. Detta motsvarar drygt 1 MW totalt eller 0.5 kW per kund i snitt. I Katrineholm minskade elbils kunderna sin maximala effekt med 10%.

#### **Kvalitativa aspekter av beteendeförändringar:**

Öhrlund, I. 2020<sup>13</sup> lyfter den stora variationen i forskningen gällande beteendeförändringar på grund av nättariffer. Han har genomfört fyra studier med målet att förbättra förståelsen över om och i så fall hur och varför nättariffer kan påverka efterfrågeflexibilitet. Det nämns att olika nätkunder kan ha olika motiv för att vara flexibel. Exempel på icke-ekonomiska motiv är omtanke för miljön eller förväntan från omgivningen. Mönster och rutiner i människors vardagsliv nämns som det största hindret för att vara flexibel i sin förbrukning. Det konstateras att den ekonomiska aspekten är en förväntan att agerande på tariffer ska ge ekonomiska fördelar. Därav finns det en risk att beteende avtar om de ekonomiska

<sup>10</sup> Hofmann, Matthias, et al. (2025), 'Grid Tariff Design and Peak Demand Shaving: A Comparative Tariff Analysis with Simulated Demand Response', *Energy Policy*, 198: 114475, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114475>.

<sup>11</sup> Lanot, Gauthier, and Mattias Vesterberg (2021), 'The Price Elasticity of Electricity Demand When Marginal Incentives Are Very Large', *Energy Economics*, 104: 105604, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105604>.

<sup>12</sup> Tidningen Energi, 'Effektavgiften minskade kundernas elnätskostnader', <https://www.energi.se/artiklar/2025/december-2025/effektavgiften-minskade-kundernas-elnaetskostnader/>, accessed 16 Mar. 2026.

<sup>13</sup> Öhrlund, Isak (2020), *Demand Side Response: Exploring How and Why Users Respond to Signals Aimed at Incentivizing a Shift of Electricity Use in Time*, <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-416907>, accessed 6 Mar. 2026.

incitamenten inte bevisas, samtidigt som vissa kunder även slutar vara flexibel om drivkrafter endast är ekonomiska.

Nilsson et al. 2025<sup>14</sup> lyfter risken att tariffer misslyckas att skapa beteendeförändringar för en bredare befolkning. Genom intervjuer med hushållskunder i en pilotstudie i Sverige har potentiella hinder för tariffers effektivitet identifierats. Hindren är att tariffer kräver ett komplext samspel av informations- och kognitiva barriärer, där majoriteten av konsumenter är utmanade med att fatta ett informerat beslut om huruvida de ska reagera på tariffen. Mer specifikt handlar det om en utmaning i att förstå tariffstrukturen, begränsad medvetenhet om egen elförbrukning och användningsmönster, eller en kombination av båda.

El Gohary, F. 2024<sup>15</sup> studerade prissignaler och nättariffer i syfte att identifiera deras begränsningar samt möjliga åtgärder för att öka signaleffektiviteten. Bland de föreslagna åtgärderna återfinns bättre anpassning av signaler till systemets behov, exempelvis genom *critical peak pricing*, samordning av nät- och elhandelssignaler till en gemensam signal samt erbjudande av en variation av (signal-)produkter anpassade till kundkollektiv med olika riskpremier, intressen och förmågor.

Studien diskuterar även skillnaderna mellan implicit och explicit efterfrågefleksibilitet, där den avgörande skillnaden är hur flexibilitetssignaler förmedlas till användarna, trots att båda utgår från liknande grundantaganden. Implicit flexibilitet bygger på prissignaler i elpriset/elräkningen som användaren själv måste tolka och agera på, vilket kan innebära en hög kognitiv och organisatorisk belastning. Explicit flexibilitet bygger i stället på direkta avtal eller erbjudanden som tydligt anger åtgärd och ersättning.

Som exempel på explicit signal nämns ett kontrakt där en aggregator får rätt att styra en kunds uppvärmningssystem inom givna gränser, i utbyte mot en fast ersättning eller betalning per aktiveringstillfälle. Implicit efterfrågefleksibilitet bygger däremot på prissignaler inbäddade i elräkningen, vilket ofta innebär komplex och indirekt information och kan medföra betydande kognitiva och organisatoriska bördor. Explicit efterfrågefleksibilitet baseras i stället på direkta och tydliga erbjudanden, vilket minskar behovet av signalbearbetning och kan reducera de kognitiva kostnaderna, särskilt för kommersiella och industriella aktörer.

### 2.3 IMPLIKATIONER FÖR PROCESSDESIGN

Från litteraturstudien kan följande slutsatser konstateras för design av beslutprocessen:

<sup>14</sup> Nilsson, A., and C. Bartusch (2025), 'Consumer Perspectives on Demand-Based Electricity Tariffs: Lessons from a Swedish Pilot Study', *Utilities Policy*, 96: 102003, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2025.102003>.

<sup>15</sup> El Gohary, Fouad (2024), *Diagnosing Demand Flexibility: On the Limitations of Price Signals*, <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-533319>, accessed 6 Mar. 2026.

- **Olika tidshorisonter kräver olika processer och verktyg.** Exemplet Alliander (Nederländerna) delar upp arbetet i operativt, taktiskt (0–3 år) och strategiskt (>3 år), där flexibilitet och kapacitetsstyrning hanteras olika beroende på om problemet är nära i tid eller långsiktigt.
- **Adaptiv planering kan minska risker för överinvesteringar vid osäker lastutveckling.** Osäkra prognoser för kapacitetsbehov medför risk för både över- och underinvesteringar, vilket kan leda till höga kostnader för kundkollektivet och samhället. Genom att kombinera reversibla åtgärder (t.ex. flexibilitetslösningar) med irreversibla åtgärder, såsom nätförstärkningar, kan risken för kapacitetsunderskott eller -överskott minskas.
- **Jämförelser mellan nätförstärkning och alternativa åtgärder är starkt fallberoende.** Alternativ som flexibilitet, omkopplingar och tariffer måste bedömas utifrån lokala förutsättningar, inklusive nätbegränsningar, lastprofiler, osäkerheter, ledtider och kostnadsantaganden. Generella tumregler är därför svåra att fastställa.
- **Nättariffer kan påverka topplaster, men effekten är osäker i dagsläget och varierar.** Empiriska studier och simuleringar visar allt från små till måttliga toppminskningar. Utfallet beror på tariffdesign, kundtyp, antagen flexibilitet samt i vilken utsträckning laststyrningen är algoritmbaserad jämfört med manuella anpassningar.

### 3 Fältstudie: Elnätsföretagets perspektiv och processer i Sverige

12 stycken elnätsföretag intervjuades där fokus var att förstå deras kapacitetssituation samt deras syn på olika verktyg för att hantera kapacitetsproblem. Vid beskrivning av kapacitetssituation upplevde merparten inga större kapacitetsproblem i dagsläget. De flesta har dock upplevt kapacitetsproblem och flera ser risker för kapacitetsproblem de närmaste åren, även om prognoser är mycket osäkra. Förfrågningar från batterilager och solenergi var de mest återkommande anledningarna till kapacitetsproblem och begränsningen var ofta mot överliggande nät. Det förekom även kapacitetsproblem i lokala områden, ofta kopplat till solproduktion.

Arbete med olika verktyg för att hantera kapacitetsproblem skiljde sig stort mellan olika elnätsföretag. Mindre elnätsföretag utan större kapacitetsproblem hade generellt arbetat i mindre omfattning, de flesta hade vid något tillfälle erbjudit eller tecknat villkorat avtal för att hantera en begränsning.

#### 3.1 PERSPEKTIV PÅ ALTERNATIVA KAPACITETSLÖSNINGAR

##### 3.1.1 Villkorade avtal

Villkorade avtal används ofta som tillfällig lösning eller nödlösning för att hantera kapacitetsbrist, i intervjuer vanligast för batterier (BESS) som vill ansluta. De som har använt flexibilitetsmarknader ser villkorade avtal som ett stöd eller backup och övriga bolag ser nyttan när nätkapacitet är begränsad, däremot anses det inte vara en långsiktig lösning vilket är i linje med Eis ställningstagande<sup>16</sup>. Primära nyttan är att kunder kan ansluta tidigare i väntan på högre kapacitet. Vissa elnätsföretag nekas höjt abonnemang till överliggande nät om höjningen är på grund av BESS, något som gör villkorade avtal mer permanent som lösning. Det ses överlag som det säkraste alternativet till flexibilitet i jämförelse med tariffer och flexibilitetsmarknader då dessa inte garanterar tillgänglig flexibilitet i samma omfattning.

En av de största utmaningarna och hinder med villkorade avtal är osäkerheten kring regler, ersättningar, och avtalets juridiska utformning, något som gör att användning kan dröja, utebli eller bli ineffektiv. Den bristande standardiseringen och avsaknad av tydliga riktlinjer kan leda till rättsliga risker och inkonsekvent tillämpning mellan elnätsföretag. Det finns tekniska utmaningar för att säkra tillförlitlighet och att avrop kan ske manuellt eller automatiskt, samtidigt som det krävs mycket kundkommunikation för att få kunder att förstå och vilja ingå villkorade avtal.

<sup>16</sup> Energimarknadsinspektionen (2023), *Ei R2023:08 Villkorade avtal*, <https://ei.se/download/18.3505eeff187793de11f49c6/1681906296806/Villkorade-avtal-Ei-R2023-08.pdf>.

### 3.1.2 Flexibilitetsmarknader

Flexibilitetsmarknader används huvudsakligen som en lösning för att hantera kapacitetsbrist i väntan på nätförstärkning. Det finns potential att skjuta på investeringar om de skulle vara dyra i jämförelse. Potentialen är svår att bedöma men det flesta ser att likviditet och automatisering borde öka över tid, vilket ger en mer tillförlitlig och automatiserad lösning för att hantera kapacitetsproblem. För vissa elnätsföretag ses det som ett proaktivt verktyg som kan jämna ut nyttjande av nätet, frigöra kapacitet och minska kostnader till överliggande nät. I dagens intäktreglering finns det ekonomiska incitament för att jämna ut nyttjande av elnätet, något som kan åstadkommas med lokala flexibilitetsmarknader.

Bland utmaningar och hinder lyfter de flesta att marknaden fortfarande är omogen och att det finns osäkerhet kring likviditet och tillförlitlighet, hur många som kan delta på marknaden och om flexibilitetsresurser är tillräckligt uthålliga. Steget att börja med lokala flexibilitetsmarknader ses även som för stort och ineffektivt för flertalet elnätsföretag, med stora kostnader för nödvändiga systemstöd, avrop av flexibilitet och kundkommunikation. Ny kompetens behöver byggas med tillkommande resurser som får stor påverkan på framförallt mindre elnätsföretag. En mer automatiserad marknad där förmågor och system delas med andra elnätsföretag ses som en nyckel om de minsta elnätsföretagen ska kunna nyttja flexibilitetsmarknader. Mer automation hos kund skulle även förenkla deltagande och förmodligen öka likviditeten. I dagsläget ses istället tariffer och villkorade avtal som enklare lösningar för både kund och elnätsföretag med betydligt lägre kostnader.

Det finns regulatoriska osäkerheter kring hur lokala flexibilitetsmarknader ska hanteras gällande ersättning och finansiering där standardisering och tydlighet skulle underlätta införande. Kostnader som uppstår vid anslutning av kund brukar exempelvis tillfalla hela kundkollektivet vilket gör det svårt att jämföra med nätförstärkningar som delvis kan finansieras via anslutningsavgift. Har elnätsföretaget parallellt tidsdifferentierade effekttariffer kan de prissignalerna potentiellt konkurrera och minska likviditet och behov av flexibilitetsmarknad.

### 3.1.3 Tariffer

De flesta elnätsföretag ser tidsdifferentierade effekttariffer som ett bra verktyg för att minska effekttoppar vid hög last. Många elnätsföretag har nyligen infört denna typ av tariffer eller ska göra det i närtid för att uppfylla nya krav enligt föreskrifter som börjar gälla 1 januari 2027. Hur mycket effekttariffer väntas bidra till förändrat kundbeteende är därför svårt att kvantifiera då uppföljning ej hunnit genomföras. Det finns olika förväntningar på hur mycket effekt som kommer flyttas, en del elnätsföretag förväntar sig att större kunder och industrier ska anpassa sig mer än lägenhet- och villakunder, särskilt de som har fjärrvärme i sitt nät. Andra elnätsföretag tror mindre på förflyttning av last för större kunder då deras last kan vara svår att flytta, samtidigt som elkostnader är en liten andel av deras totala kostnader. Störst potential ligger för de flesta hos kunder som har elvärme och/eller elbilsladdning.

Utmaningar med tariffer som verktyg för att hantera kapacitetsproblem ligger främst i osäkerheten kring kunders beteende. En del bolag som haft effekttariffer en längre tid har inte sett någon större påverkan på mindre kunder, det är också svårt att göra analyser då beteende även påverkas av andra faktorer som väder och elpriser. Osäkerhet kring kunders beteende beror också på prissignaler från tariffer som inte är tvingande att agera på till skillnad mot villkorade avtal och flexibilitetsmarknader där det kan finnas viten och utebliven ersättning. Kunderna behöver också förstå tarifferna för att kunna agera, något som kräver tydlighet och kommunikation. Kraftiga effekttariffer kan öka incitamentet för kunderna att ändra sitt beteende men riskerar samtidigt en ojämnare och utebliven intäkt för elnätsföretagen. Stora prisvariationer kan även orsaka motstånd från kunder som vill ha en mer jämn och förutsägbar avgift. Utformningen kan också påverkas av vad som är rättvist och juridiskt hållbart. I dagsläget finns det inte möjlighet att geografiskt differentiera tariffer vilket gör de mer tillämpbara för gemensamma kapacitetsproblem i exempelvis överliggande nät.

### 3.1.4 Övriga tekniska lösningar och affärsmodeller

Flera alternativa verktyg till nätförstärkning och flexibilitet har dykt upp i intervjuer med elnätsföretag. Tekniska lösningar som uppgradering av komponentrating, dynamic line rating (DLR), omkopplingar och minskad redundans/leveranssäkerhet har nämnts som lösningar för att hantera kapacitetsproblem. Vissa lösningar kan kombineras där omkopplingar exempelvis både kan minska kapacitetsproblemet och ge ett mindre redundant system.

Andra affärsmodeller som permanenta flexibla avtal, tillfälliga abonnemang, effektersättning till produktion, flexibelt avtal laddinfra, samt upphandling utan marknadsplattform har också förekommit i diskussioner. Ett par elnätsföretag nämnde att de börjat utreda möjligheten till permanenta flexibla avtal. I beskrivningen tänker sig de flesta att villkoren ska likna dagens villkorade avtal med begränsning vissa tider, aktuellt för kunder som inte behöver sin effekt hela tiden och kan vara flexibla mot exempelvis överliggande nät. Möjligheten att avtala lägre redundanskraV på vissa kunder har också diskuterats som en potentiell variant av permanenta flexibla avtal. Vad som är tillåtet och lämpligt är dock väldigt osäkert och många elnätsföretag vill gärna kunskapshöja sig inom detta område.

## 3.2 SAMHÄLLSEKONOMISKT MOTIVERAD LÖSNING

I ett pågående arbete på Ei utvecklas ett metodstöd för att tydliggöra vad som är samhällsekonomiskt motiverat och när elnätsföretag kan göra avsteg från anslutningsskyldigheten enligt 4 kap. 2§ ellagen.

2 § *Avsteg från skyldigheten enligt 1 § får göras, om det*

1. *saknas ledig kapacitet och inte finns förutsättningar att åtgärda kapacitetsbristen på ett sätt som är samhällsekonomiskt motiverat utan att förstärka ledningen eller ledningsnätet, eller*

2. *finns andra särskilda skäl.*

I ett diskussionsmaterial från arbetet föreslås "samhällsekoniskt motiverat" att likställas med "samhällsekonisk lönsamhet", där en åtgärds nyttor och kostnader ska värderas. Alternativa åtgärder till att förstärka ledning eller elnät anses samhällsekoniskt om:

- De innebär lägre kostnader än den periodiserade kostnaden för att stärka transportkapaciteten eller;
- Åtgärderna uppvisar ett positivt nettonuvärde (och de inte finns omfattande konsekvenser som endast har kunnat beskrivas kvalitativt vars omfattning ger fog för annan bedömning)

Alternativa åtgärder anses inte vara samhällsekoniskt motiverad om:

- Åtgärderna uppvisar ett negativt nettonuvärde (och de inte finns omfattande konsekvenser som endast har kunnat beskrivas kvalitativt vars omfattning ger fog för annan bedömning).

Som metodstöd för att göra avsteg från anslutningsskyldigheten listar Ei bl.a. följande kriterier i en föreslagen process:

4. Det saknas fysisk kapacitet och den efterfrågade kapaciteten kan inte tillgodoseas inom skälig tid.
5. Det finns alternativa åtgärder till förstärkning av ledning eller elnät som innebär att den elektriska anläggningen kan anslutas inom skälig tid med ansökt kapacitet
6. Alternativa åtgärderskostnader är inte lägre än den periodiserade kostnaden för att stärka transportkapaciteten.
7. Samhällsnyttor överstiger ej kostnader
  - a. Enklare bedömning om nyttor bara tillfaller anslutande kund, är de beredda att betala för alternativa åtgärden?
  - b. Diskonterade nyttor värderas mot diskonterade kostnader om nyttor är mer spridda och tillfaller än anslutande part

I diskussionsmaterialet påpekas hur den samhällsekoniska analysen ska göras för att avgöra om anslutningen ska ske inom skälig tid med ansökt kapacitet. Huruvida anslutningen ska ske eller ej ska inte bedömas då elnätsföretagen omfattas av anslutningsplikt.

### 3.3 IMPLIKATIONER FÖR PROCESSDESIGN

Från fältstudien kan följande slutsatser konstateras:

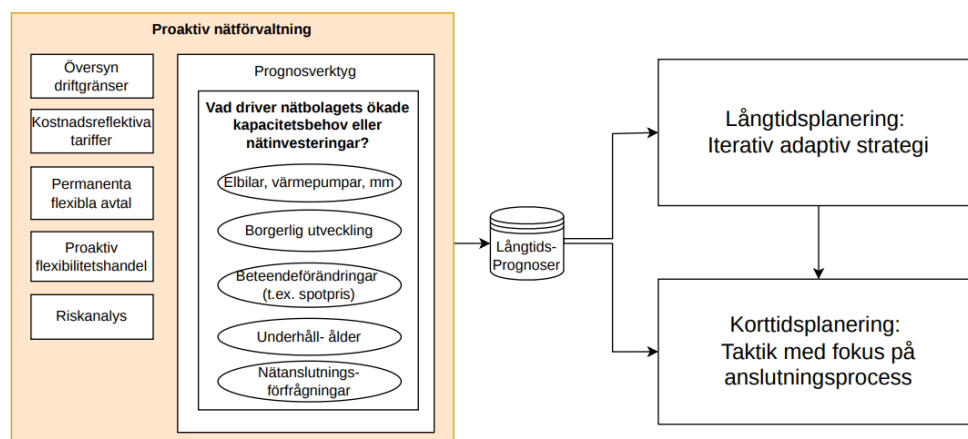
- Villkorade avtal bör användas som tillfällig och kompletterande nödlösning för att hantera kapacitetsproblem. Det passar för kortsiktiga behov där snabb aktivering krävs och kan vara backup till marknadsmässig handel till flexibilitet. Villkorade avtal kan även användas om flexibilitetsmarknader inte är ett alternativ för att ansluta en kund snabbare i väntan på nätförstärkning.
- Nätförstärkningar säkrar långsiktig tillgång på kapacitet och prioriteras om kostnad är acceptabel. Det är det mest tillförlitliga lösningen. Om reinvestering är planerad på grund av föråldrat nät är flexibla lösningar mindre relevanta.

- Effekttariffer kan jämna ut toppbelastningar, i dagsläget under förutbestämda tider och främst för kapacitetsproblem som är gemensamma för hela kundkollektivet, exempelvis överliggande nät. Kan proaktivt skapa utrymme i nätet för att ha marginaler mot osäkerheter, svårt att använda/justera när det väl blir stora akuta kapacitetsproblem. Osäkert hur mycket olika kunder förändrar sitt beteende, kommer bli mer förutsägbart/statiskt över tid när de haft samma prissignaler över flera år. Kräver tydlighet och enkelhet om ett stort kundkollektiv ska förstå och kunna agera på prissignal.
- Flexibilitetsmarknader kan vara effektivt för att lösa olika kapacitetsproblem i olika delar av nätet. De ger mer exakt styrning än tariffer men har likviditetsutmaningar. Komplexiteten och kostnaden för att driva flexibilitetsmarknader är stor, vilket gör det svårt att utvärdera som alternativ till nätförstärkningar. En del förmågor och kostnader som kapacitetsprognoser kan nyttjas på flera sätt i verksamheten och bör ses som en gemensam overheadkostnad för elnätsföretaget. Arbetar man proaktivt med flexibilitetsmarknader kan man skapa utrymme i nätet, bygga likviditet och hantera osäkerheter i prognoser.
- Kravställning på lösning vid kapacitetsproblem kan variera beroende på risk. Om elnätsföretaget exempelvis försöker minska sitt abonnemang till överliggande nät eller överuttagsavgift så har det inte stora konsekvenser om flexibilitet uteblir. Om konsekvensen är ett större avbrott eller bortkoppling av kunder blir det viktigare med tillförlitlighet av lösningen.
- Är kostnaden för flexibilitet lägre än nätinvestering är lösningen samhällsekonomisk. För alla anslutningar som tar mer än två år bör en samhällsekonomisk analys göras, om kunden önskar ansluta inom den tidsramen.
- Permanenta flexibla avtal har potential att öka flexibilitet från kunder som kan acceptera mer flexibla villkor. Vilka villkor som är tillåtna och accepterade av kunderna är dock osäkra och behöver utvecklas över tid. Exempel på kund är batterilager där flertal elnätsföretag gärna ser mer permanenta flexibla villkor.

## 4 Beslutprocess för en holistisk nätutvecklingsstrategi

Baserat på litteraturstudie, intervjuer med elnätsföretag och dialog i referensgruppen har två processer arbetats fram för att hantera kapacitetsproblem. Den ena processen är tänkt att tillämpas vid kortsiktig planering för hantering av anslutningsförfrågningar och kapacitetsbehov som uppstår upp till fem år framåt i tiden. Den andra processen bör tillämpas i den långsiktiga strategiska planeringen med tidshorisont  $\geq 5$  år. De två processerna skiljer sig främst på grund av osäkerheter vid långtidsplanering som kräver scenariorhantering och en mer iterativ planeringsprocess. Korttidsplanering har en mer säker prognos men kan i stället stå inför olika ledder för olika lösningar, vilket kan kräva djupare analys kring det samhällsekonomiska värdet av anslutningen.

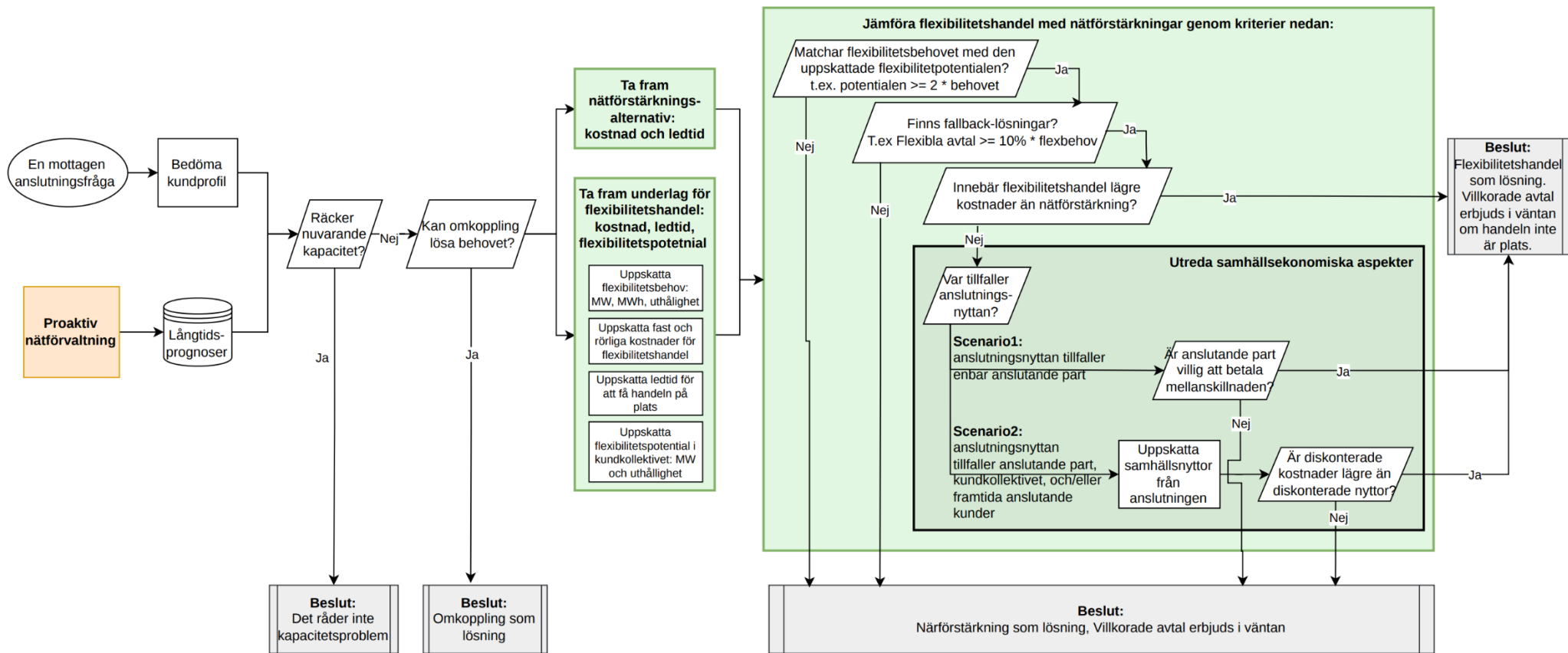
Ingående i varje planeringsprocess har ett flertal förmågor och aktiviteter samlats upp under kategorin *Proaktiv nätförvaltning*, se Figur 2 **Error! Reference source not found.** Dessa förmågor anses vara grundläggande och nödvändiga för elnätsföretaget för att kunna prognosticera framtida kund- och kapacitetsbehov, analysera risker och minska risken för kapacitetsproblem. Kostnadsreflektiva tariffer ger korrekta styrsignaler och ett kostnadseffektivt kraftsystem som till viss del flyttar last och produktion från de mest kritiska timmarna. Permanenta flexibla avtal eller särskilda varianter av tariffer kan proaktivt skapa förmåga att hantera kapacitetsproblem om de skulle uppstå. Kontinuerlig översyn av driftgränser, dynamic line rating (DLR) och liknande, kan även skapa ytterligare marginaler i elnätet och motverka att kapacitetsproblem uppstår. Upplever elnätsföretaget en hög risk för kapacitetsproblem finns det sannolikt ett stort värde att minska risken genom proaktiva åtgärder. Detta kan även innefatta handel med flexibilitet.



Figur 2. Relation mellan proaktiv nätförvaltning, långtidsplanering och korttidsplanering.

#### 4.1 PROCESS FÖR KORTTIDSPLANERING

I Figur 3 nedan visas processen för korttidsplanering. Processen är fokuserad på att hantera anslutningsförfrågningar och förfrågningar om ökad kapacitet i tidshorisonten 0-5 år. Processen inleds med en kundförfrågan som ska översättas i kapacitetsbehov. Vid bedömning av kapacitetsbehov görs en bedömning av kundens lastprofil baserat på det avtal som kunden vill teckna. Finns det tariffer eller permanenta flexibla avtal med särskilda nyttjandevillkor mot en lägre avgift kan detta påverka bedömningen om lastprofil. Efter det görs en bedömning om nuvarande kapacitet räcker och om omkoppling eventuellt kan lösa behovet. Finns det ett kvarstående kapacitetsproblem blir det aktuellt att jämföra olika lösningsalternativ där nätförstärkning ställs mot flexibilitetshandel när det kommer till ledtid, kostnad och tillförlitlighet. Bedömning av tillförlitlighet i flexibilitetshandel görs genom att skatta potential/likviditet och om det eventuellt behövs fallback-lösningar genom flexibla avtal. Visar det sig att flexibilitet har en högre årlig kostnad i jämförelse med nätförstärkning kan det fortfarande vara aktuellt som lösning om det innebär en snabbare anslutning eller tilldelning av kapacitet. En samhällsekonomisk bedömning behöver då utföras i varierad omfattning beroende på om nyttorna endast tillfaller anslutande kund eller ett större kundkollektiv.



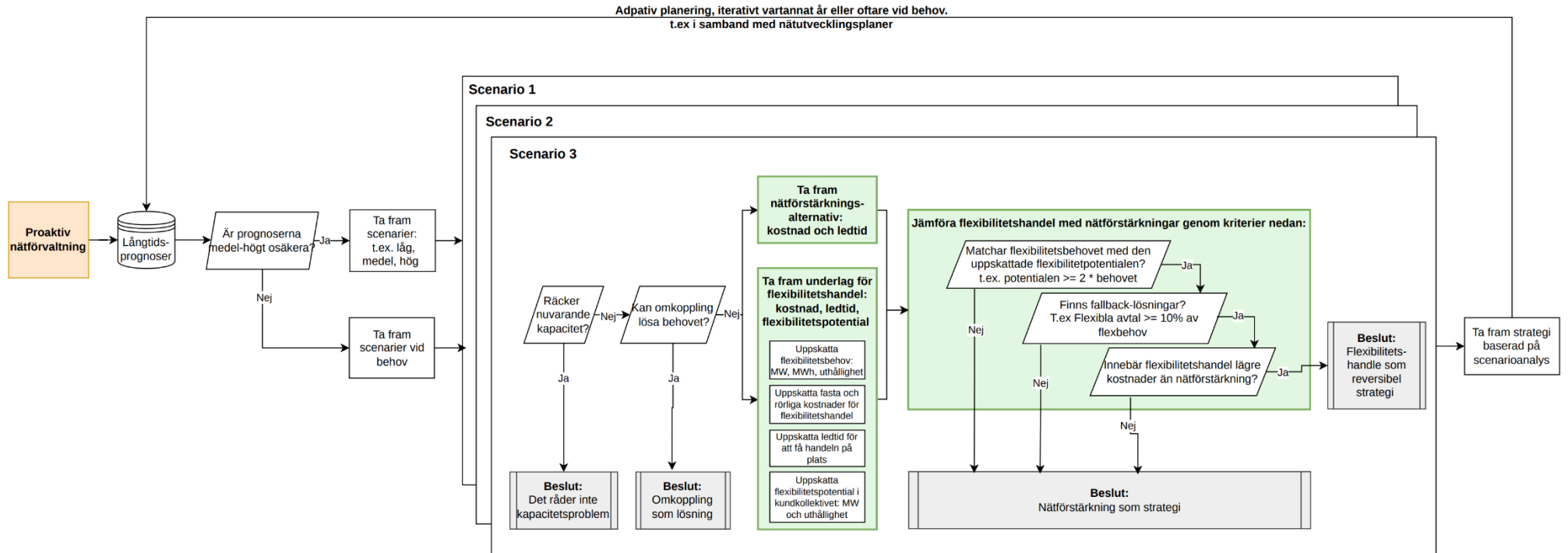
Figur 3 Korttidsprocess för anslutningsärenden

## 4.2 PROCESS FÖR LÅNGTIDSPLANERING

I Figur 4 nedan visas processen för långtidsplanering. Processen är tänkt att tillämpas i den långsiktig strategiska planeringen med tidshorisont  $\geq 5$  år. Processen inleds med en långtidsprognos över kapacitetsbehovet. Beroende på prognosens osäkerhet tas scenarier fram för att förstå vilka kapacitetsbehov som kan uppstå och vilken lösning som mest effektivt uppfyller behovet i respektive scenario. Alternativ till nätförstärkning och flexibilitetshandel ställs mot varandra och väljs ut baserat på lägst årlig kostnad. Till skillnad mot korttidsplanering och hantering av anslutningsärenden bedöms inte samhällsekonomisk analys som relevant i långtidsplanering där målet är att alla anslutningar beviljas inom skälig tid.

På grund av stora osäkerheter i prognoser och att behovet snabbt kan förändras mellan olika år ses långtidsplanering som en iterativ process som åtminstone bör återupprepas vartannat år likt arbetet med officiella nätutvecklingsplaner. Nätets storlek, risk och prognososäkerhet påverkar planeringsfrekvensen och vissa elnätsföretag kan behöva se den som en ständigt pågående process. Vid val av lösning är flexibilitetshandel en mer adaptiv förmåga som kan skjuta på investeringar vid prognososäkerheter. För att ytterligare minska risker kopplat till kapacitetsproblem bör den proaktiva nätförvaltningen även ses över i samband med långtidsplaneringen. Särskilda områden med hög risk för kapacitetsproblem kan exempelvis kräva fler proaktiva åtgärder.

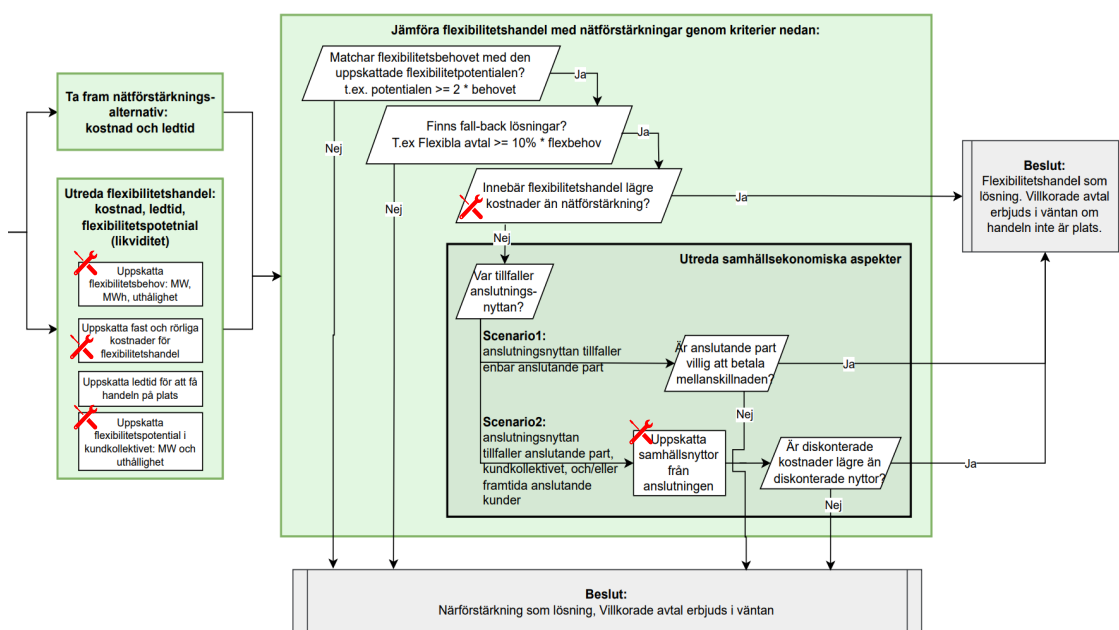
Olika skäl för att utvärdera flexibilitet i jämförelse med nätförstärkning kan innefatta tillfälliga kapacitetsbehov, kortvariga effekttoppar, samt möjlighet till besparingar i jämförelse med nätförstärkning.



Figur 4 Långtidsprocess för strategisk nätplanering

### 4.3 KRITERIER FÖR VAL AV LÖSNING MOT KAPACITETSPROBLEM

För att bedöma om flexibilitetshandel är ett alternativ till nätförstärkning är det ett flertal analyser och uppskattningar som behöver genomföras i processen. I Figur 5 har ett antal steg markerats som bedöms vara osäkra eller svåra för de flesta elnätsföretag att hantera med nuvarande resurser och kompetenser. En beskrivning om vad som behöver genomföras inom respektive steg och eventuella utmaningar erhålls i Tabell 1. Exempel på metod och kriterier för att fullfölja beslutsprocessen har utforskats i fallstudien under avsnitt 5.2.



Figur 5 Behov för specialiserade utvärderingsaktivitet i processen

Tabell 1 Beskrivning av vad som behöver genomföras inom respektive steg och eventuella utmaningar.

Aktivitet/processsteg	Genomförande	Utmaningar/osäkerhet
Uppskatta flexibilitetsbehov (MW, MWh, uthållighet)	Undersöka vilka tidpunkter och hur ofta det finns ett flexibilitetsbehov, samt storleken på behovet	Kräver en djupare analys av kapacitetsproblem i jämförelse med nätförstärkning
Uppskatta fasta och rörliga kostnader för flexibilitetshandel	Prognosticera kostnader för flexibilitetshandel, baserat på kundunderlag och historisk data	Finns begränsat med historisk data från lokala flexibilitetsmarknader Ingen standardiserad ersättningsmodell Svårt att jämföra med andra elmarknader

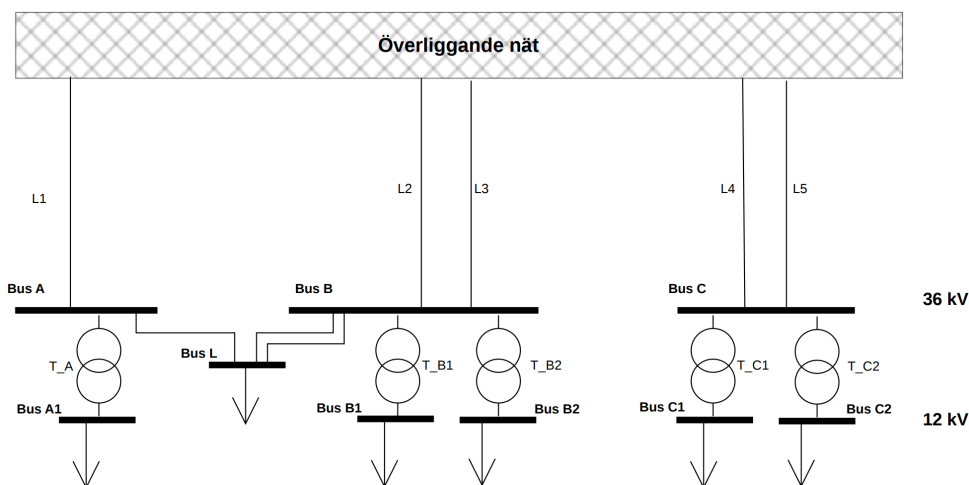
Aktivitet/processteg	Genomförande	Utmaningar/osäkerhet
Uppskatta flexibilitetspotential i kundkollektivet (MW, uthållighet)	Undersöka vilka kunder som potentiellt kan bidra med flexibilitet för att avgöra om det finns ett tillräckligt underlag för handel	Svårt att bedöma vilka som kommer vilja handla med flexibilitet och har flexibilitetspotential. Kräver ofta tät dialog med kunder och djupa dataanalyser
Innebär flexibilitetshandel lägre kostnader än nätförstärkning?	Jämförelse av kostnader mellan flexibilitetshandel och nätförstärkning, utslaget på hela investeringsperioden	Flexibilitetshandel innebär flera fasta och rörliga kostnader som är svåra att uppskatta. Årlig kostnad behöver räknas fram med hänsyn till alla kostnader som nätförluster, DoU-kostnader, kostnader för systemstöd etc.
Uppskatta samhällsnyttor från anslutningen	Bedömning av vilka samhällsnyttor som en anslutning innebär för anslutande part, kundkollektivet och/eller framtida kunder	Svårt att göra samhällsekonomisk bedömning och svårt att veta vilka kunder som omfattas, om kunder utanför nätet ska inkluderas.

## 5 Fallstudie – Tillämpning av framtagen beslutsprocess

Den framtagna beslutsprocessen har provats på en verklig fallstudie för att förtydliga hur olika steg och verktyg i processen kan se ut. Flera utvärderingssteg behöver genomföras i processen ex. uppskattning av flexibilitetsbehov, och potentialen i kundkollektivet. En detaljerad metodutveckling för hur utvärderingar bör ske kräver ett utvecklingsarbete och är utanför projektets ramar. Detta avsnitt inkluderar problembeskrivning, tillämpning av processen, en förenklad metod för utvärdering, samt resultatet av fallstudien.

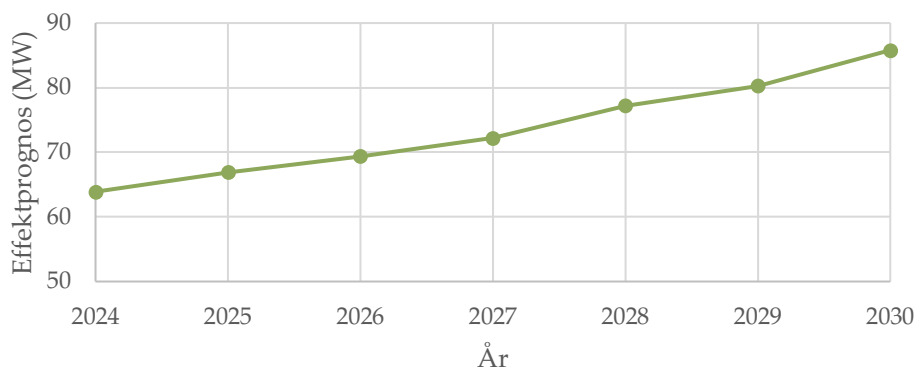
### 5.1 PROBLEMBESKRIVNING

Effektprognoser tyder på en ökad tillväxt i ett nätområde hos ett elnätsföretag. En förenklad översikt av fallstudieområdet är presenterad i Figur 6. Området matas av fem 36 kV ledningar från överliggande nät. Effektprognosen för hela området visar en ökning av drygt 20 MW mellan 2024-2030 (Figur 7). Ökningen beror på borgerlig tillväxt samt effektökning av industri på Nod L (på engelska, Bus i figuren).



Figur 6 Förenklad ritning av fallstudieområdet. Termen Bus motsvarar en nod/skena.

Nuvarande kapacitet är tillräckligt vid normalkopplat nät men problem kan uppstå vid felfall. Elnätsföretaget har förstärkt nätet genom en ny redundanskabel för att säkra tillgänglighet för lasten på Nod L och planerar att bygga ytterligare nya redundanskablar mellan A-C, B-C.

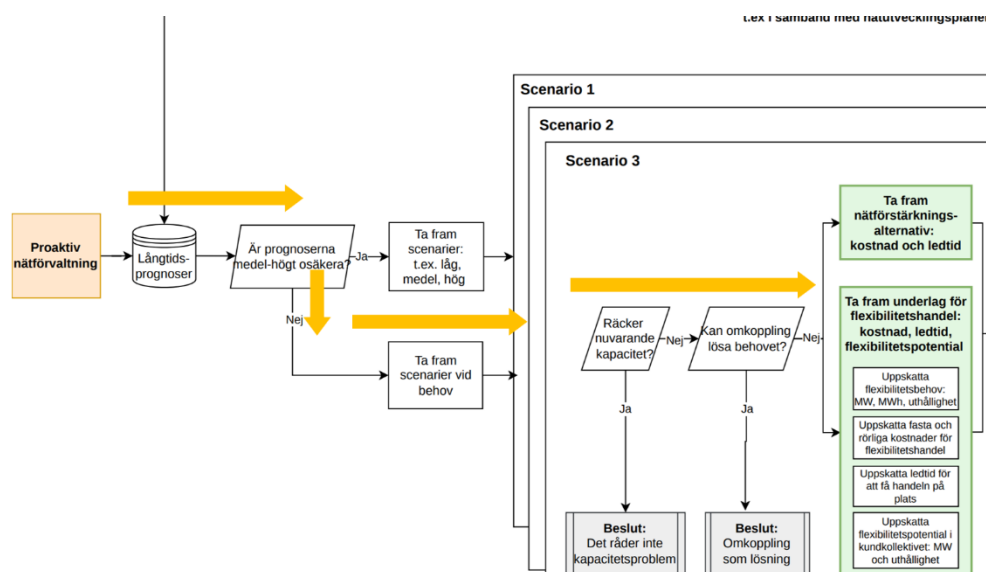


**Figur 7 Effektprognos för fallstudien, ett område hos elnätetsföretaget**

Frågan som skulle kunna utvärderas av elnätetsföretaget är när redundanskablarna ska byggas. Vid tidigare byggnation, 2027, behöver elnätetsföretaget stå för hela kostnaden medan vid senare byggnation, 2030, kan schaktkostnader delas med kommunen och andra ledningsägare. Huvudfrågan är om alternativa lösningar till nätförstärkningar kan användas för att senarelägga byggnationen. Tre alternativ är intressant för jämförelse: **Alternativ 1:** Förstärkning 2027; **Alternativ 2:** Förstärkning 2030, flexibilitetslösningar 2027–2029; **Alternativ 3:** Endast flexibilitetslösningar.

## 5.2 TILLÄMPNING AV PROCESSEN

Fallstudien handlar om en strategisk fråga och inte ett särskilt anslutningsärende då de stora anslutningsfrågorna redan har beviljats. Den strategiska processen för långtidsplanering har därför valts ut för fallstudien. Tillämpning av den första delen av processen har presenterats i Figur 8. Skälet för att jämföra flexibilitetslösningar med nätförstärkning är eventuella kostnadsbesparingar om byggnationen senareläggs. Med hänsyn till tidshorisonten (2027–2030) är effektprognoserna relativt säkra och endast ett scenario utvärderas. På grund av tidshorisonten bör beslutet fattas idag och en iterativplanering är därmed inte tillämplig för detta fall. Resterande steg i processen har beskrivits i följande avsnitt.



Figur 8 Tillämpning av process i fallstudien.

### 5.2.1 Ta fram nätförstärkningsalternativ

Elnätsföretaget har tagit fram en kostnadsuppskattning för byggnation av redundanskablarna med och utan fördelning av schaktkostnader (Tabell 2).

Tabell 2 Kostnader för nätförstärkning

	Förstärkning 2027	Förstärkning 2030
Nätförstärkningskostnad	6,5 mkr	4,7 mkr

### 5.2.2 Uppskatta flexibilitetsbehov

Flexibilitetsbehov behöver uppskattas i MW, MWh och antal timmar. Eftersom problemet uppstår vid felfall har behovet i MW tagits fram baserat på felfallen i området. Behovet i MW har sedan använts i kombination med varaktighetsdiagrammen per station för att ta fram behovet i MWh och antal timmar.

#### *Flexibilitetsbehov i MW*

En förenklad översikt av fallstudieområdet presenteras i Figur 6. Huvudfelfallen som har varit tillgängliga i fallstudien inkluderar sju case: fem case för fel i varje transformatorer, och två case relaterade till felfall i en av inmatningsledningarna till antingen Nod B eller C.

Förstahandsåtgärden vid felfall innefattar förflyttning av last till andra stationer genom 12 kV redundansslingor (inte presenterade i Figur 6 för simplificering). För kvantifiering av flexibilitetsbehov i MW har stegen nedan beräknats per år:

1. Ta fram lastförflyttningar vid varje felfall och år
2. För varje felfall och år:

- 2.1. Beräkna belastning på ledningar och transformatorer efter lastförflyttningar
  - 2.2. Identifiera eventuell överbelastning i transformatorer och inmatningsledningar, eller i vissa fall kvarstående last som inte kunde förflyttas.
  - 2.3. Kvantifiera flexibilitetsbehov per nod som är lika med storlek av överbelastningen eller kvarstående lasten
3. Sammanställ flexibilitetsbehoven för året baserad på maximibehov i MW per nod

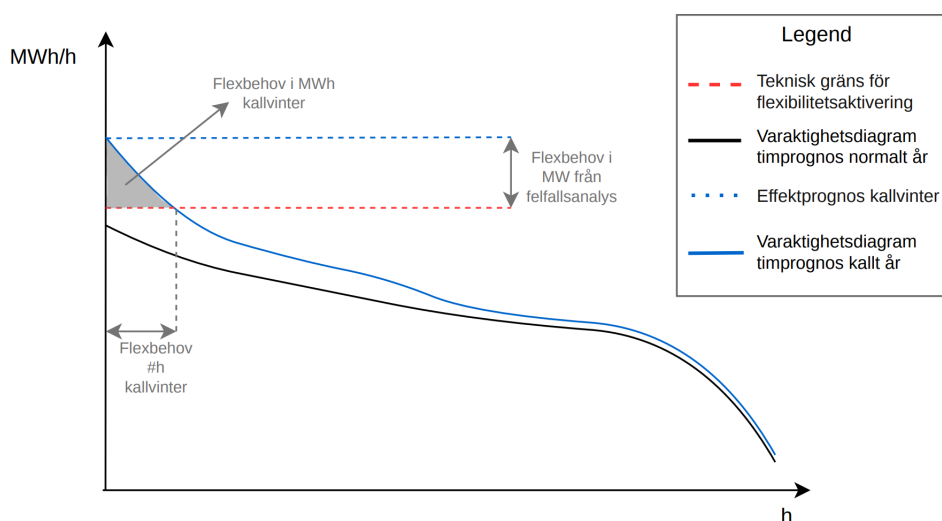
Ett exempel på stegen ovan presenteras i sektion 5.3.

### *Flexibilitetsbehov i MWh, antal timmar, och uthållighet*

För att kunna bedöma flexibilitetskostnader samt tillförlitlighetsanalys behövs en uppskattning på:

- Hur många timmar flexibilitet behövs
- Hur mycket uthållighet bör finnas hos resurserna
- Hur mycket aktivering behövs i MWh

För att kunna ta fram dessa bör långtidsprognoser med timupplösning användas tillsammans med flexibilitetsbehov i MW. För tillförlitlighetsanalys bör prognos vara för en kallvinter. Att använda flexibilitet som redundans och vid felfall innebär att flexibilitetsbehovet uppstår mer sällan i praktiken. För att uppskatta flexibilitetskostnader kan en mer normal prognos förse en mer realistisk uppskattning. Figur 9 visualiserar hur flexibilitetsbehov i MWh och antal timmar (#h) kan beräknats utifrån behov i MW och varaktighetsdiagram. Uthållighet kan definieras utifrån maxantal på varandra följande timmar bland de timmar som är ovanför den tekniska gränsen.



Figur 9 Beräkning flexibilitetsbehov i MWh och antal timmar (#h) baserad på flexibilitetsbehov i MW

I avsaknad av ovannämnda prognoser i fallstudien har historisk lastdata och temperaturer använts för att bedöma hur historiska laster förhåller sig till en kallvinter.

### 5.2.3 Uppskatta flexibilitetskostnad

Kostnader för flexibilitet kan delas i tre kostnadsposter per år:

- Fasta kostnader: till exempel handelsplattform, korttidsprognoser, personalkostnader
- Rörliga kostnader:
  - Tillgänglighetsersättning till flexibilitetsleverantörer
  - Aktiveringsersättning till flexibilitetsleverantörer

Fasta kostnader kan bero på nuvarande interna förmågor och omfattning av flexibilitetsbehovet.

För uppskattning av rörliga kostnader, kan steg nedan tas:

1. Ta fram flexibilitetsbehov i MWh baserat på varaktighetsdiagram för ett normalt eller konservativt normalt år
  - a. Ifall behovet i MWh visar sig vara noll, uppskatta en miniminivå för tillgänglighet och aktivering med avsikt att behålla engagemanget i marknaden. Till exempel kan tillgänglighet köpas för morgon- och kvällstoppar på vardagar under vintermånader, alternativt ett temperatur-baserat tillgänglighetsinköp. Pulsaktiveringar kan göras under t.ex. 10 timmar per år för att behålla aktiveringsförmågorna samt kapa toppar för import från överliggande nät. Detta kan även minska abonnemangskostnader mot överliggande nät.
2. Ta höjd för eventuella kostnader för en 10-års vinter, till exempel 10% av 10-årsvinterskostnader kan inkluderas i årliga kostnader

För rörliga kostnader kan historisk marknadsdata och uppskattningar från forskning användas. I fallstudien har vi använt data från Power Circles projekt FlexAbility, delrapport 1<sup>17</sup>. Rapporten presenterar både historiska priser och en uppskattning på marginalkostnader för att erbjuda flexibilitet per resurskategori.

Marginalkostnader har ett stort gap jämfört med marknadshistorik i Sverige och historiska priser är högre än uppskattade marginalkostnader. Därför har historiska priser använts för fallstudien. Historiska priser presenteras i Tabell 3.

<sup>17</sup> Powercircle (2025), *Flexibilitetsresurser, Potential Och Behov År 2030, FlexAbility, Delrapport 1*, [https://powercircle.org/flexability\\_delrapport\\_1.pdf](https://powercircle.org/flexability_delrapport_1.pdf).

Tabell 3 Historiska indexjusterade priser baserade på data från FlexAbility, delrapport 1

	Aktiveringspris (SEK/MWh)	Tillgänglighetsersättning (SEK/MWh/h)
<b>Nedre kvartil (Q1)</b>	1490	230
<b>Median</b>	2590	430
<b>Övre kvartil (Q3)</b>	3830	2370

Det kan vara relevant att påpeka att en uppskattning av flexibilitetskostnad kan bytas ut mot en flexibilitetsbudget som baseras på flexibilitetens värde. Flexibilitetsbudgeten kan därefter översättas till ett pristak som kan jämföras med andra flexibilitetstjänster för att utvärdera konkurrenskraften hos lokal flexibilitetshandel, exempelvis gentemot stödtjänster.

#### 5.2.4 Uppskatta flexibilitetspotential

Uppskatta flexibilitetspotentialen i kundkollektivet är bland de mer komplicerade stegen i processen. Utvärderingen kan användas för bedömningar gällande flexibilitetshandel och tariffer. I flexibilitetshandel bör flexibilitetspotentialen jämföras med flexibilitetsbehov som en del av tillförlitlighetbedömning. Nedan är förslag på vad som kan ingå i en metod för att uppskatta flexibilitetspotentialen:

- Ta fram hur mycket varje kundgrupp eller SNI-kod påverkar topplasttimmarna. Identifiera eventuell flexibilitetspotential per grupper med högst påverkan på topplasttimmarna
- Identifiera anläggningar med eventuell reservkraft, ex. räddningstjänst, industri, m.m.
- Ta fram eventuella villkorade avtal
- Kartlägg eventuella fjärrvärmeanläggningar dvs. kraftvärmeverk, värmepumpar, och elpannor
- Kartlägg och för dialog med största produktions/konsumtions-anläggningarna i nätområdet, t.ex. anläggningar över 0.1 MW, eller 0.5 MW beroende på nätets storlek och kundunderlag.
- Kartlägg fristående batteri och laddstationer samt analys av effektprofilerna
- Kartlägg aggregerad flexibilitetspotential från små kunder:
  - Identifiera flexibla små kunder baserat på effektprofilsanalys
  - Uppskatta/identifiera hemma-batteriers totala kapacitet
  - Identifiera hemma-elbilsaddare genom antingen elbilsregister från ex. Transportstyrelsen eller effektprofilsanalys

För att gå från identifierade små kunder till flexibilitetspotential behöver antaganden tas fram baserad på forskning och demonstrationsstudier, alternativt mer sofistikerade beräkningsmodeller. Antaganden kan innebära genomsnitt värmepumpsstorlek, uthållighet under kallvinter, genomsnitt storlek på elbilsaddning, m.m.

### 5.2.5 Ekonomisk analys

Vid bedömning av det alternativ som är mest ekonomiskt effektivt har nettonuvärdet för kostnader samt EAA (equivalent annual annuity) beräknats för att uppskatta den årliga kostnaden för de olika alternativen. Eventuella skillnader i kostnadstäckning för elnätbolaget har förbisetts och det antas att intäktsreglering ger liknande kostnadstäckning för respektive alternativ. Därmed blir det mest ekonomiskt effektiva det alternativ med lägst kostnader.

Kostnadsposter för ekonomisk analys i fallstudien erhålls i Tabell 4 nedan. Utöver de direkta kostnader som uppstår vid investering i nya elnätskomponenter eller handel med flexibilitet så kan även antalet avbrott, nätförluster samt drift- och underhållskostnader påverkas i de olika alternativen. I analysen har kostnader för nätförluster och avbrott exkluderas för att underlätta kalkyl. Den årliga kostnaden för DoU antas vara ca 2% av elnätets nuanskaffningsvärde.

Tabell 4. Kostnadsposter för ekonomisk analys i fallstudien.

Kostnadspost	Kommentar
Investeringskostnad elnät	Kostnad för investering i elnätskomponenter
Total Flexkostnad	Kostnad för systemstöd, tillgänglighetsersättning, avropsersättning, resurser för handel
Restvärde Investering	Återstående värde efter kalkylperiod
Kostnad Överliggande nät	Kostnad för abonnemang till överliggande nät
Avbrottskostnad	Kostnad för avbrott
Nätförlustkostnad	Kostnad för nätförluster
DoU-kostnad	Kostnader för drift och underhåll

## 5.3 RESULTAT OCH DISKUSSION

Resultatet från fallstudien och diskussioner presenteras nedan inklusive underlag för att utvärdera flexibilitetsalternativ, jämförelse av nätförstärkning och flexibilitetsalternativ, förslag på beslut och nästa steg.

### 5.3.1 Underlag för att utvärdera flexibilitetsalternativ

#### Flexibilitetsbehov

Flexibilitetsbehov bör tas fram i MW, MWh, #h och uthållighet per år och nod. Baserad på felfallsanalysen har flexibilitetsbehov i MW framtagits per år och nod. Tabell 5 presenterar ett exempel på hur behovet i MW har kvantifierats. Lastprognos för kallvinter och under felfall på T\_C1 har jämförts med rating av komponenter för att bedöma eventuella överbelastningar. Överbelastningen är antagen som flexibilitetsbehov nedström av respektive komponent. I vissa felfall kvarstår det last som inte kunde förflyttas som också har beaktats som grund för

kvantifiering av behovet. Det sammanställda behovet i MW har presenterats i Tabell 6.

Tabell 5. Exempel på kvantifiering av flexibilitetsbehov vid felfall i T\_C1 år 2029, enheter: MVA och MW

	T_A1	T_B1	T_B2	T_C1	T_C2	L1	L2+L3	L4+L5
<b>Rating</b>	20	16	16	20	20	20	40	40
<b>Lastprognos kallvinter normal-kopplat</b>	9.7	10.5	12.1	13.4	15.9	18.2	31.1	29.3
<b>Lastprognos kallvinter vid felfall på T_C1</b>	9.7	13.2	13.9	0.0	21.0	18.2	35.6	21.0
<b>Överbelastning (Flexibilitetsbehov)</b>	0	0	0	0	1	0	0	0

Flexibilitetsbehov i MWh, antal timmar och uthållighet är framtaget baserat på varaktighetsdiagram för en kall vinter tillsammans med identifierade behovet i MW (se Figur 9 för schematisk metod). Behovet presenteras i Tabell 6. Detta ska användas för en rimlighetsbedömning samt tillförlighetsanalys i jämförelse med flexibilitetspotentialen hos kundkollektivet. Antal timmar för behovet varierar mellan cirka 30–2200 timmar beroende på år och plats. Uthållighet varierar mellan 6–17 timmar. Den övre delen av spannet bedöms vara hög och inte implementerbar vilket innebär att flexibilitetslösningen inte kan vara ett alternativt till redundanskablarna. Emellertid kan dessa höga siffror bero på antaganden om varaktighetsdiagrammet för en kall vinter. I fallstudien har varaktighetsdiagram från ett konservativt normalt år skalats upp för att matcha maxeffekt under en kall vinter. Ett mer representativt varaktighetsdiagram för en kall vinter är snarare mer spetsig än ett uppskalat normalårsdiagram.

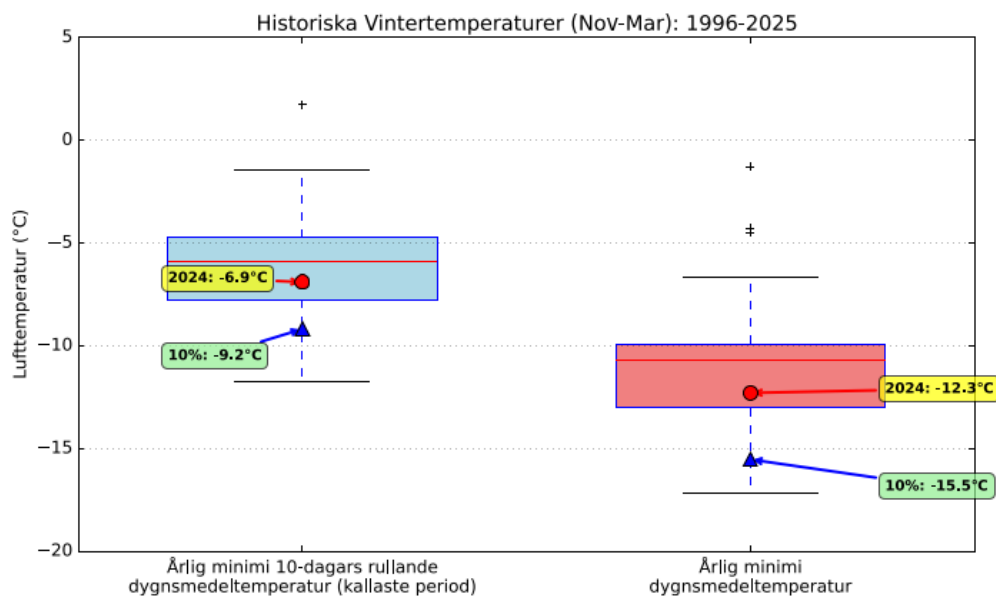
Tabell 6 Sammanställning flexibilitetsbehov i MW, MWh, antal timmar (#h), uthållighet per år och plats för en kallvinter

År	Nod	Behov (MW)	Topplast kall vinter (MW)	Teknisk gräns för flexibilitetsaktivering (MW)	Behov (#h)	Behov (MWh)	Uthållighet (#h)
2027	<b>B2</b>	2	11.7	9.7	592	335	13
	<b>B1</b>	0	10.2	10.2	0	0	0
	<b>C2</b>	1	15.4	14.4	29	14	6
	<b>C1</b>	0	12.9	12.9	0	0	0
	<b>A1</b>	0	9.4	9.4	0	0	0
2028	<b>B2</b>	2	11.9	9.9	568	321	13
	<b>B1</b>	0	10.3	10.3	0	0	0
	<b>C2</b>	1	15.6	14.6	29	14	6

År	Nod	Behov (MW)	Topplast kall vinter (MW)	Teknisk gräns för flexibilitetsaktivering (MW)	Behov (#h)	Behov (MWh)	Uthållighet (#h)
2029	C1	0	13.1	13.1	0	0	0
	A1	0	9.5	9.5	0	0	0
	B2	2	12.1	10.1	548	307	13
	B1	1	10.5	9.5	150	53	10
	C2	1	15.9	14.9	28	14	6
2030	C1	0	13.4	13.4	0	0	0
	A1	1	9.7	8.7	268	79	12
	B2	3	12.8	9.8	1123	1067	15
	B1	2	11.1	9.1	897	478	13
	C2	2	16.8	14.8	93	69	16
	C1	0	14.1	14.1	0	0	0
	A1	3	10.2	7.2	2219	2293	17

För att ta fram underlag för flexibilitetskostnader har analysen gällande Tabell 6 upprepats för ett konservativt normalt år som är skalat upp med lastutvecklingskvoter. År 2024 bedöms vara ett konservativt normalår baserat på en temperaturanalys (Figur 10). Flexibilitetsbehov i MWh, antal timmar och uthållighet under ett konservativt normalt år är noll. Emellertid behövs en minimi årlig aktivitet för att behålla marknadsförmågor och leverantörers engagemang. Därför har följande antagits för aktivering och tillgänglighet:

- Tillgänglighet: 180 timmar per år (3 timmar per morgon- och kvällstopp vardagar, dec-feb); 3 MWh/h
- Aktivering: 10 timmar fullaktivering per år för att testa och behålla flexibilitetsförmågan samt skapa eventuella nyttor för minskning av abonnemangskostnader mot överliggande nät; 3 MWh/h



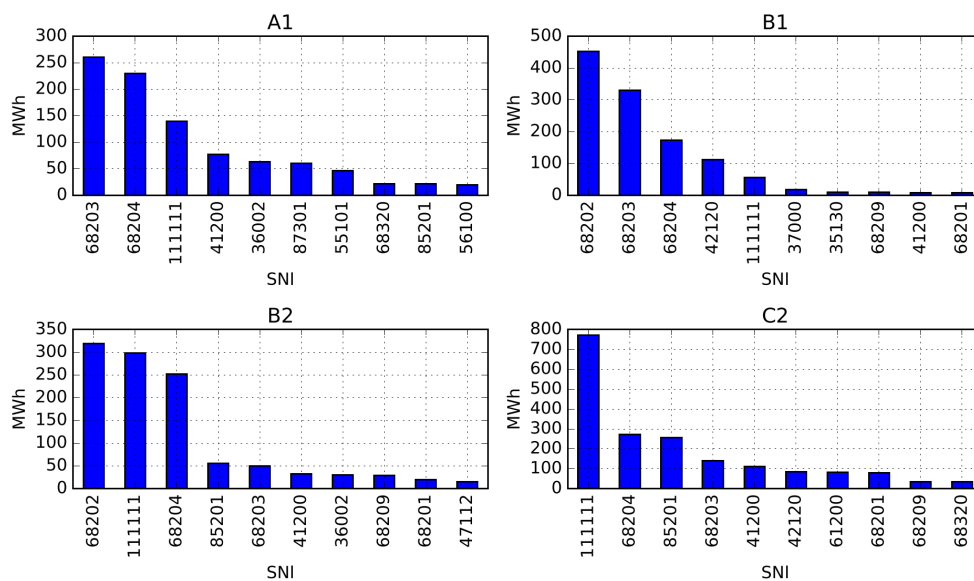
Figur 10 Temperaturanlys. Data<sup>18</sup> från SMHIs station Stockholm-Observatoriekullen A

### Flexibilitetspotential:

Gällande uppskattning av flexibilitetspotential har följande utforskats: identifiering av SNI-grupper med störst påverkan på 200 topplasttimmar, framtagning av batterier och laddstationer, eventuella fjärrvärmeanläggningar, och villkorade avtal.

De största SNI-koderna i noder med flexibilitetsbehov redovisas i Figur 11 och Tabell 7. SNI-klassificeringen är inte alltid helt tillförlitlig men det var den data som var tillgänglig att använda i fallstudien. SNI-kodsanalysen visar att flexibilitetspotentialen hos de största grupperna framför allt är distribuerade resurser och industrilokaler som kräver en djupare analys för att kvantifiera potentialen baserad på verksamheten, förbrukningsprofiler och databaser för elbilsregister, batterier, värmesystem, m.m.

<sup>18</sup> SMHI (n.d.), 'Temperatur', <https://www.smhi.se/data/temperatur-och-vind/temperatur>, accessed 6 Mar. 2026.



Figur 11 SNI-koder med högst konsumtion under topp 200-lasttimmar för noder med flexibilitetsbehov

Tabell 7 Sammanställning av topp 5 SNI-koder under transformatorer med flexibilitetsbehov

SNI-kod	Beskrivning	Exempel på omfattning	Flexibilitetspotential
68203	Uthyrning och förvaltning av egna eller arrenderade, andra lokaler	Kontors-, butiks- och affärslokaler, Hotell och andra fritidsbyggnader	Flexibelt värmesystem
68204	Förvaltning i bostadsrättsföreningar	Bostadsrättsföreningar	Flexibelt värmesystem, elbilsaddning
68202	Uthyrning och förvaltning av egna eller arrenderade industrilokaler	Verksamhetslokaler, industrilokaler, fabriksbyggnader	Svårt att bedöma. Kräver insikter om verksamheten
85201	Grundskoleutbildning och förskoleklass	Skolor	Flexibelt värmesystem
41200	Byggande av bostadshus och andra byggnader	-	-
42120	Anläggning av järnvägar och tunnelbanor	-	-
87301	Vård och omsorg i särskilda boendeformer för äldre personer	-	-
55101	Hotellverksamhet med restaurangrörelse	Gästhem, hotell med restaurang	Flexibel uppvärmning
61200	Trådlös telekommunikation		Reservbatteri för telekommunikationstorn

SNI-kod	Beskrivning	Exempel på omfattning	Flexibilitetspotential
11111	Okänd/övrig	-	Hemmabatterier, elbilsaddning, flexibelt värmesystem

Fristående batterier finns endast under Nod A och motsvarar cirka 750 kW/750 kWh. Laddinfra finns under Nod A med en utnyttjad effekt av 250 kW. Elnätsföretaget har varken kunder med villkorade avtal eller fjärrvärmearläggningar anslutna till sitt elnät.

#### **Flexibilitetskostnad:**

Gällande flexibilitetskostnader har flexibilitetsbehov använts tillsammans med median-priser i Tabell 3. Detaljer av kostnadsposter är presenterade i Sektion 5.3.2.

### **5.3.2 Jämförelse nätförstärkning och flexibilitetsalternativ**

#### *Tillförlitlighetsanalys*

Avvägningar och kravställning för tillförlitlighet inkluderar en risk-konsekvensanalys. Att använda flexibilitet som ersättning till redundans för detta fall innebär att behovet uppstår när ett felfall inträffar på en extrem kall dag. Detta innebär en låg sannolikhet och mindre kostnader för inköp av flexibilitet under de flesta vintrarna. Emellertid är konsekvensen av marknadsmisslyckande bortkoppling av last när uppvärmningsbehovet är som högst. Den här kombinationen lyfter antingen behov för en hög och pålitlig flexibilitetspotential hos kundkollektivet eller/och fallbacklösningar som kan vara i form av villkorade avtal för att säkerställa en högre tillförlitlighetsgrad. Dessutom kan eventuella villkorade kunder utnyttja en hög tillgänglighetsgrad eftersom sannolikheten för felfall en kallvinterdag bedöms vara låg. Avtalet kan även innebära rabatterat anslutningserbjudande eller tariff som både gynnar den enskilde kunden samt kollektivet.

Den genomförda analysen av flexibilitetspotential hos kundkollektivet visar att behovet inte matchar potentialen. Därför bedöms flexibilitetshandel inte vara en pålitlig lösning i processen. Emellertid har omfattning av analyserna varit begränsade på grund av avgränsningar i projektet. Det finns potential att ytterligare utreda krav på tillförlitlighet och huruvida lösningen uppfyller detta genom ett mer probabilistiskt synsätt med hänsyn till sannolikhet och konsekvens av potentiella utfall.

Trots att processen skulle ha avslutat på grund av brist av pålitlighet och innan en ekonomisk-jämförelse har den ekonomiska analysen genomförts för att redovisa hur alla delar av processen kan implementeras.

#### *Ekonomisk analys*

Flexibilitetskostnader har beräknats enligt kostnadsposter i Tabell 8. Kostnadsjämförelse mellan de olika alternativens totala kostnader erhålls i Tabell 9. Siffrorna är en grov uppskattning och beror på varje fall och elnätsföretagets förutsättningar. Fokuset har i stället varit på att redovisa kostnadsposter och beräkningsmetod.

Tabell 8 Kostnadsposter och beräkningsantaganden för flexibilitet. Siffrorna är en grov uppskattning och beror på varje fall och elnätsföretagets förutsättningar.

Kostnadspost	Beräkning	Kommentarer
Prognosverktyg	50 tkr/år	Kostnaden kan delas med eventuella övriga behov för prognoser
Personal	1000 tkr/år	En deltid-/heltidsanställd för leverantörsrekrytering och marknadsdrift
Handelsplattform	200 tkr/år	Kostnaden är en grov uppskattning i brist på öppen data
Tillgänglighets- ersättning normalt år	243 tkr/år  =180 timmar/år * 3MWh/h * 430 kr/MWh	180 timmar: 3 timmar per morgon- och kvällstopp vardagar, dec-feb  3 MWh/h: ett konservativt balanserat behov för ett normalt år baserad på flexibilitetsbehov i MW år 2027–2029 (Tabell 6)  430 kr/MWh: medianpris (Tabell 3)
Aktiverings- ersättning normalt år	78 tkr/år  = 10 timmar/år * 3MWh/h * 2590 kr/MWh	10 timmar: aktivering per år för att testa och behålla flexibilitetsförmågan samt skapa eventuella nyttor för minskning av abonnemangskostnader mot överliggande  3MWh/h: ett konservativt balanserat behov för ett normalt år baserad på flexibilitetsbehov i MW år 2027–2029 (Tabell 6)  2590 kr/MWh: medianpris (Tabell 3)
Tillgänglighet- och aktiverings- ersättning för en eventuell 10- årsvinter	106 --138 tkr/år  = 0,1* (2590+430) kr/MWh * $E_{flexbehov,y}$ MWh	0,1: sannolikhet 10-årsvinter  2590+430 kr/MWh: medianpriser för tillgänglighet och aktivering  $E_{flexbehov,y}$ : Flexibilitetsbehov i MWh för 10-årsvinter (Tabell 6)

Tabell 9 presenterar jämförelseresultat mellan alternativen. Alternativ 1 (nätförstärkning 2027) beräknas vara det mest kostnadseffektiva alternativet med lägst årlig kostnad enligt EAA-beräkning.

Tabell 9. Kostnadsjämförelse mellan alternativ 1-3, baserat på en 50 års investeringsperiod. Beräkning av NPV (nettonuvärde) och EAA (equivalent annual annuity) baserat på de totala kostnaderna för respektive alternativ.

	Alternativ 1 (nätförstärkning 2027)	Alternativ 2 (nätförstärkning 2030)	Alternativ 3: (ej nätförstärkning)
NPV	-9 070 508 kr	-9 358 652 kr	-45 770 095 kr
EAA	-461 229 kr	-475 881 kr	-2 327 377 kr

### 5.3.3 Beslutsförslag och rekommendationer

Analysen visar att alternativ 1, Nätförstärkning 2027, är både mer tillförlitlig och kostnadseffektiv för detta fall. Nedan listas de viktigaste faktorerna som kan ha påverkat resultatet och som kan undersökas vidare:

1. Flexibilitetsbehov:
  - a. Uppskalning av ett normalt års varaktighetsdiagram för att användas som en kallvinters har sannolikt överskattat flexibilitetsbehovet i antal timmar och MWh, vilket leder till högre behov och kostnader.
  - b. Felfallsanalysen för inmatningsledningarna (L1–L5) bör omprövas med hjälp av nätberäkningsprogram för att kontrollera antaganden om lastförflyttningar.
  - c. Fördelningen av flexibilitetsbehov mellan stationer kan optimeras. En jämnare fördelning kan minska det totala behovet i både timmar och MWh.
2. Flexibilitetspotential:
  - d. Bedömningen av kollektivets flexibilitetspotential är komplex och kräver ytterligare utvecklingsarbete. Därmed är det sannolikt att kollektivets potential har underskattats i fallstudien.
3. Ekonomisk analys:
  - e. Prognososäkerheter kan påverka träffsäkerheten för toppplasttimmar och därmed möjligheten att minska abonnemanget mot överliggande nät. Planeringen av pulsaktiveringar, antal timmar, tidpunkt och omfattning, bör analyseras vidare för att säkerställa maximal nytta.
  - f. Personal- och handelsplattformskostnader utgör cirka 70 % av den totala flexibilitetskostnaden i alternativ 2. Åtgärder som minskar dessa kostnader, exempelvis genom automation eller samarbete mellan mindre elnätsföretag, kan påverka slutsatsen.

Ett ytterligare alternativ som kan undersökas är flexibla avtal med längre löptid än "skälig tid", dvs. två år. Behovet i fallstudien uppstår sällan och främst vid felfall under extrem kalla vintrar. Detta innebär inte bara en hög tillgänglighetsgrad för villkorade kunden men även nytta för kollektivet genom förskjutning av nätinvesteringar. Alternativet har inte utvärderats i fallstudien eftersom

mognadsgrad av liknande avtalsformer bedöms vara låg och även kräver juridisk analys.

## 6 Slutsatser

Projektet syftade till att sammanställa elnätsföretagens erfarenheter av strategiskt beslutsfattande kring olika kapacitetshöjande åtgärder samt att utveckla en generell och öppen process för att identifiera en balanserad åtgärds mix för elnätsföretag. Erfarenheter från andra länder, forskning och svenska elnätsföretag har sammanställts genom litteraturstudier och intervjuer.

Två beslutprocesser har föreslagits. Den ena vid kortsiktig planering för hantering av anslutningsförfrågningar och ökat kapacitetsbehov. Den andra processen tillämpas vid långsiktig strategisk planering. De två processerna skiljer sig främst på grund av osäkerheter vid långtidsplanering som kräver scenariorhantering och en mer iterativ planeringsprocess. Dessutom identifierar processerna vilka verktyg och analyser som behövs. Processerna jämför lösningarna genom tillförlitlighetsavvägning samt ekonomisk analys.

Kopplingen mellan kapacitetshöjande åtgärder i processerna bygger på erfarenheter från andra länder, forskning och intervjuer med svenska elnätsföretag. Nättariffer ses som en proaktiv praxis för nätförvaltning som påverkar långtidsprognoser, snarare än som ett verktyg för att styra specifika kapacitetsnivåer. Omkoppling betraktas som en förstahandsåtgärd i samband med avvägningar om tillgänglighet. Nätförstärkning och flexibilitetshandel bedöms som likvärdiga alternativ och jämförs utifrån tillförlitlighet och ekonomi. Villkorade avtal ses som en fallback-lösning till flexibilitetshandel eller när marknaderna inte bedöms vara tillräckligt tillförlitliga som huvudlösning. Flera andra verktyg kan nyttjas för att proaktivt minska risken för kapacitetsproblem. Permanenta flexibla avtal lyfts som ett intressant alternativ för vidare analys och utveckling, både som potentiell fallback-lösning men även vid proaktiv nätförvaltning.

För att möjliggöra en bredare användning av verktygen i branschen är kostnad- och resursfrågan viktig att belysa och vidare arbete behöver därför ske för att standardisera och öka samarbetet i branschen. De framtagna beslutsprocesserna kan stötta elnätsföretagens arbete med deras egna processer och underlätta dialog i samtal med andra i branschen.

Detta arbete utgör ett första steg i att besvara den komplexa frågan om hur optimal nätutveckling kan planeras. För fortsatt utveckling rekommenderas följande:

- Utveckla fördjupade metoder för de identifierade utvärderingar som behöver ske i processerna, exempelvis: uppskattning av flexibilitetspotential, definition av kriterier för tillförlitlighetsanalys baserad på risk och konsekvens, m.m.
- Utveckla permanenta flexibla avtal som alternativ till flexibilitet där marknadspotentialen är låg. Flexibilitetsbehov vid felfall och kalla vintrar inträffar sällan, vilket möjliggör hög tillgänglighet för anslutna parter samt ekonomiska nyttor för kundkollektivet om nätförstärkningar kan undvikas eller senareläggas.
- Genomför en fallstudie av adaptiv planering under hög osäkerhet för att utforska värdet av flexibilitetslösningar som ett reversibelt beslut.

- Analysera finansieringsmodeller för flexibilitet samt hur intäktsregleringen påverkar valet av lösningsmix.
- Utveckla långtidsprognoser med timupplösning.
- Följ upp beteendeförändringar som uppstår till följd av införandet av nättariffer i praktiken.
- Standardisera metoder och undersök hur kostnader för systemstöd, kompetens och resurser kan delas mellan olika elnätsbolag.
- Undersök hur nätplanering kan utvecklas för att bli mer probabilistisk, med mindre fokus på "Worst Case" scenario.
- Vidareutveckla metod för optimering mellan flexibilitet och nätförstärkning.

## 7 Referenslista

- Alliander (2025), 'Capacity Management and Planning- Exchange Alliander and Vattenfall Distribution'.
- El Gohary, Fouad (2024), *Diagnosing Demand Flexibility : On the Limitations of Price Signals*, <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-533319>, accessed 6 Mar. 2026.
- Enedis (2023), *Network Development Plan 2023 Preliminary Document*, <https://www.enedis.fr/new-electric-france-2027-and-2032-enedis-publishes-preliminary-document-its-future-network>.
- Energimarknadsinspektionen (2023), *Ei R2023:08 Villkorade avtal*, <https://ei.se/download/18.3505eeff187793de11f49c6/1681906296806/Villkorade-avtal-Ei-R2023-08.pdf>.
- Energy Systems Integration Group, dir. (2026), *Webinar: Alliander System Operations: Managing Flexibility* [01:31:33], <https://www.youtube.com/watch?v=deE-CPWW1Po>, accessed 31 Mar. 2026.
- Hofmann, Matthias, et al. (2025), 'Grid Tariff Design and Peak Demand Shaving: A Comparative Tariff Analysis with Simulated Demand Response', *Energy Policy*, 198: 114475, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2024.114475>.
- Lanot, Gauthier, and Mattias Vesterberg (2021), 'The Price Elasticity of Electricity Demand When Marginal Incentives Are Very Large', *Energy Economics*, 104: 105604, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105604>.
- Nilsson, A., and C. Bartusch (2025), 'Consumer Perspectives on Demand-Based Electricity Tariffs: Lessons from a Swedish Pilot Study', *Utilities Policy*, 96: 102003, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2025.102003>.
- Öhrlund, Isak (2020), *Demand Side Response : Exploring How and Why Users Respond to Signals Aimed at Incentivizing a Shift of Electricity Use in Time*, <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-416907>, accessed 6 Mar. 2026.
- Öhrlund, Isak, Mårten Schultzberg, and Cajsa Bartusch (2019), 'Identifying and Estimating the Effects of a Mandatory Billing Demand Charge', *Applied Energy*, 237: 885–95, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.028>.
- Powercircle (2025a), *Det Ekonomiska Värdet Av Flexibilitet För Lokala Elnät, FlexAbility, Delrapport 3*, [https://powercircle.org/flexability\\_delrapport\\_3.pdf](https://powercircle.org/flexability_delrapport_3.pdf).
- Powercircle (2025b), 'FlexAbility', *PowerCircle* (3 October), <https://powercircle.org/flexability/>, accessed 6 Mar. 2026.
- Powercircle (2025c), *Flexibilitetsresurser, Potential Och Behov År 2030, FlexAbility, Delrapport 1*, [https://powercircle.org/flexability\\_delrapport\\_1.pdf](https://powercircle.org/flexability_delrapport_1.pdf).
- Ruiz, M. A., T. Gómez, and J. p. Chaves-Ávila (2025), 'Trigger Rules Optimization for Adaptable Electricity Distribution Planning: Untapping the Value of Flexibility', preprint, 5 July, <http://hdl.handle.net/11531/104893>.

Schachter, Jonathan A., et al. (2016), 'Flexible Investment under Uncertainty in Smart Distribution Networks with Demand Side Response: Assessment Framework and Practical Implementation', *Energy Policy*, 97: 439–49, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.07.038>.

SMHI (n.d.), 'Temperatur', text, <https://www.smhi.se/data/temperatur-och-vind/temperatur>, accessed 6 Mar. 2026.

Tidningen Energi (n.d.), 'Effektavgiften minskade kundernas elnätskostnader', <https://www.energi.se/artiklar/2025/december-2025/effektavgiften-minskade-kundernas-elnatskostnader/>, accessed 16 Mar. 2026.

Valarezo, Orlando, et al. (2025), 'Co-Optimizing Network Investment, Reconfiguration, and Third-Party Flexibility for Congestion Management in Active Distribution Networks', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 172: 111094, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2025.111094>.

# EN HOLISTISK NÄTUTVECKLINGS- STRATEGI

Rapportens visar ett holistiskt angreppssätt vid nätplanering med beslutsprocesser som gör det möjligt att analysera, jämföra och kombinera flera åtgärder vid kapacitetsproblem. Rapporten föreslår två kompletterande beslutprocesser: en för kortsiktig planering med fokus på hantering av anslutningsförfrågningar och en för långsiktig strategisk planering med ett iterativt arbetssätt för osäkerhetshantering.

Praktiskt visar rapporten hur elnätsföretag kan gå från separata spår (investeringar, flexibilitet, tariffutveckling) till en integrerad beslutsprocess där man tidigt kan testa kombinationer av åtgärder och välja en strategi över tid.

Arbetet har även identifierat vilka utvärderingssteg som behövs för processgenomförandet och exemplifierat förfarandet genom en fallstudie. Det betonas samtidigt att detta arbete är ett första steg i att besvara en komplex fråga.

Förslag på vidare arbete innefattar bland annat fördjupade metoder för att uppskatta flexibilitetspotential, tillförlitlighetskriterier, långtidsprognoser, samt analyser av hur finansiering och intäktsreglering påverkar valet av åtgärdsmix. För bredare användning i branschen föreslås ytterligare standardisering och samarbete där kostnader för exempelvis systemstöd kan delas mellan elnätsföretagen.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi.

Läs mer på [energiforsk.se](http://energiforsk.se).

