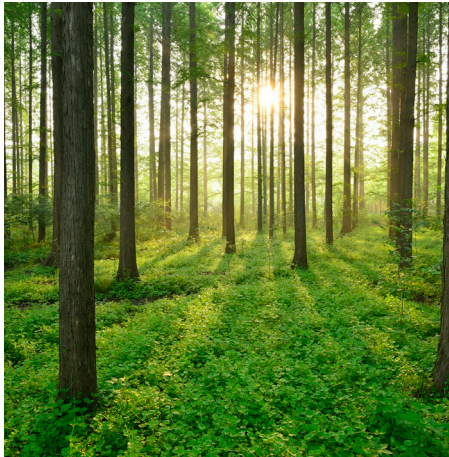


ANALYS AV NÄTUTVECKLINGSPLANER OCH FLEXIBILITET

RAPPORT 2024:1043



ELNÄTENS HÅLLBARA TEKNIK-
UTVECKLING OCH DIGITALISERING



Analys av nätutvecklingsplaner och flexibilitet

Möjligheter för digitalisering

ELIAS HARTVIGSSON

DAVID STEEN

ISBN 978-91-89919-43-3 | © Energiforsk augusti 2024

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

Förord

Projektet *Undersökning av prognoseringsunderlag för nätutvecklingsplaner - krav och möjligheter* ingår i programmet Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering. Enligt EU direktivet 2019/944 behöver elnätsbolag göra nätutvecklingsplaner som bygger på prognosunderlag. Projektet har undersökt om processen kring nätutvecklingsplaner kan digitaliseras eller automatiseras inklusive metoder för att mäta flexibilitet hos transport som nätplaneringsåtgärd.

Motivet att effektivisera arbetet med nätutvecklingsplanerna är att frigöra resurser hos nätbolagen. Projektet har undersökt hur ladd-strategier påverkar flexibilitetspotentialen. Elias Hartvigsson och David Steen på Endre har genomfört projektet.

Projektet har följts och biståtts av referensgruppen med deltagarna:

- David Håkansson Borås Elnät,
- Olle Bergström Jämtkraft,
- Emil Lindahl Ellevio och
- Lena Jaakonantti EI.

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

- Kristina Nilsson, Ellevio (ordförande)
- Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution
- Hampus Bergquist, Svenska kraftnät
- Dennis Ossman, Göteborg Energi Elnät
- Olle Bergström, Jämtkraft Elnät
- Per-Olov Lundqvist, Gävle Energi /Elinorr
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät
- Göran Sandström, Umeå Energi Elnät
- Tilda Nordin, Mälarenergi Elnät
- Karl-Johan Mannerback, Jönköping Energi Nät
- Johan Ribrant, Nacka Energi
- Matz Tapper, Energiföretagen Sverige
- Claes Wedén, Hitachi Energy Sweden
- Magnus Lindström, Grid Diagnoze
- Staffan Bjurulf, Sveriges Ingenjörer (MF)

Stockholm, april 2024

Susanne Stjernfeldt, Energiforsk

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

I och med direktivet 2019/944 så kommer elnätsbolag i EUs medlemsländer behöva skapa nätutvecklingsplaner och rapportera dessa till berörda myndigheter. Det finns en stor osäkerhet kring vad detta kommer kräva i form av resurser från elnätsbolagen.

Nätutvecklingsplaner skall också innehålla prognoser på förväntat behov av flexibilitet. Det saknas idag etablerade metoder för att mäta flexibilitet, vilket gör det svårt för elnätsbolag att rapportera detta, samtidigt som det skapar en osäkerhet kring hur mycket resurser ett sådant arbete kommer att ta.

Detta projekt har två mål. Dels ämnar projektet att undersöka resursanvändning kopplat till nätutvecklingsplaner, hur denna resursanvändning ser ut och vad för möjligheter det finns att jobba med digitala verktyg för att minska resurserna. Utöver det så syftar även projektet på att påvisa en metod för att jobba med flexibilitetsprognoser för att identifiera flexibilitetsbehov.

Projektet har intervjuat personer på elnätsbolag i Storbritannien och Portugal som jobbat med nätutvecklingsplaner i respektive land. Intervjuerna har fokuserat på resursanvändning i arbete med eller angränsande till nätutvecklingsplaner. Totalt intervjuades 7 personer. Från intervjuerna framkom att extrahering, hantering och exportering av data var det mest resurskrävande i arbetet. Genom standardisering av dataformat, och användning av öppna APIer i mjukvaror skulle betydande resurser kunna sparas. När det kommer till beräkning av investeringar så finns mjukvarulösningar för att optimera dessa tillgängliga på marknaden, men kräver fortfarande underlag på förväntat effektbehov.

Projektet har tagit fram en övergripande metod att skapa prognoser på flexibilitetsbehov och testat denna för ett område i Stockholm. Metoden förlitar sig på hur olika antaganden kring beteenden påverkar elanvändning per timma. I projektet testades utfallet på personbilsladdning. Genom att kvantifiera detta så identifierades ett potentiellt flexibilitetsbehov från 20 kW – 450 kW, och från 6 timmar till ca 427 timmar. Skillnaden mellan de olika utfallen härrör från transparenta antaganden, vilket gör det möjligt för aktörer att själva avgöra vad som anses mer, eller mindre, rimligt.

Nyckelord

Flexibilitet, nätutvecklingsplaner, elfordon, digitalisering, prognoser

Summary

With EU directive 2019/944, electricity grid companies in EU will need to create grid development plans and report them to relevant authorities in the coming years. There is a significant uncertainty regarding the resources this will require from the power grid companies. Grid development plans must also include forecasts of expected flexibility needs. Currently, there are no established methods for measuring flexibility, making it difficult for electricity grid companies to report this. Further creating uncertainty about the resource requirements.

This project has two goals. Firstly, the project aims to investigate resource usage related to grid development plans, which tasks require the most resources, and what opportunities there are to utilize digital tools to reduce resource use. In addition, the project also aims to demonstrate a method for working with flexibility forecasts to identify flexibility demand.

The project has interviewed individuals at electricity grid companies in the United Kingdom and Portugal who have worked on grid development plans in their respective countries regarding resource usage. A total of 7 individuals were interviewed. The interviews revealed that data extraction, handling, and exporting were the most resource-intensive aspects of the work. By standardizing data formats and using open APIs in software, significant resources could be saved. Software solutions for automating grid investments already exists today, but still require inputs on expected demand.

The project has developed an overarching method for forecasting flexibility demand and tested it in an area in Stockholm. The method relies on how different assumptions about behaviors affect flexibility demand. By quantifying this, we identified a potential flexibility need ranging from 20 kW to 450 kW, and from 6 hours to approximately 427 hours. The difference between the different outcomes originates from different assumptions, all which are transparent, enabling stakeholders to determine for themselves which of the outcomes are more or less likely.

Innehåll

1	Introduktion	7
2	Nätutvecklingsplaner	9
2.1	Nätutvecklingsplaner i Storbritannien	9
2.2	Nätutvecklingsplaner i Portugal	9
2.3	Nätutvecklingsplaner i Tyskland	10
2.4	Nätutvecklingsplaner i Sverige	10
3	Intervjuer med elnätsbolag	12
4	Nätutvecklingsplaner digitaliseringsmöjligheter	15
4.1	Resursanvändning	15
4.2	digitaliseringsmöjligheter	18
4.3	Sammanställning	21
5	Flexibilitet	24
5.1	Behov av flexibilitetstjänster	24
5.2	Undersökning av Flexibilitet	25
6	Flexibilitetuppskattning fallstudier	28
6.1	Nätkapacitetsbehov för elbilsladdning	28
6.2	Kostnad för flexibilitetstjänster	31
7	Slutsatser	32

1 Introduktion

I och med EU direktivet 2019/944 så har EU infört nya regler rörande elnätplanering. Direktivet har implementerats i olika medlemsländer, och i Sverige har Ei specificera vad det kommer innebära för svenska elnätbolag. En punkt i direktivet som fått mycket uppmärksamhet är nätutvecklingsplaner samt prognoser på effekt och flexibilitet. Detta då EU direktivet nämner att nätutvecklingsplanerna skall tas fram av nätbolag, samt att dessa ska vara baserade på prognoser på förväntad elanvändning samt flexibilitet. Elnätbolag lägger idag ner mycket tid på att uppfylla krav från regleringsmyndigheter. Samtidigt så har många elnätbolag ett stort antal förfrågningar på nya anslutningar, och har dessutom svårt att hitta resurser för att kunna genomföra detta. Med ytterligare krav finns det därför risk att detta kommer kräva ytterligare resurser som många elnätbolag idag saknar. Det finns därför ett behov att undersöka hur elnätbolag arbetar med nätutvecklingsplaner idag. Med nya lösning och tekniker som utvecklas kontinuerligt är det också intressant att undersöka hur mycket av arbetet med nätutvecklingsplanerna som kan digitaliseras och automatiseras. Om mycket av arbetet kring nätutvecklingsplaner kan automatiseras kan elnätbolag spara resurser i form av tid och pengar.

De dokument som publicerats pekar mycket på att flexibilitetens roll i nätplanering kommer lyftas fram. Idag används flexibilitet på korta tidsskalor i flera olika projekt (bla. Stockholm flex och effekthandel väst) I dessa projekt kommer man på förhand överens om att etablera en så kallad "baseline". "Baseline" skall motsvara vad elförbrukningen skulle varit om ingen flexibilitet hade använts. Flexibiliteten mäts således i förhållande till denna "baseline". Det finns dock flera utmaningar med att etablera vad "baselinen" ska vara, och flera projekt har undersökt specifikt denna problematik¹. På långa tidsskalor blir det ännu svårare att avgöra hur mycket flexibilitet som kommer finnas tillgängligt, då en "baseline" för elförbrukningen om 10 år i praktiken är omöjlig att skapa. Detta blir t.ex relevant för flexibilitet kopplat till transport där det är oklart hur laddbehov kommer variera över tid och val av laddstrategi. Kommer hushåll ladda hemma, när elprisen är billigast eller med andra strategier? Hur man svarar på dessa frågor får stor påverkan på hur mycket flexibilitet som finns, och vad behovet av flexibilitet kommer vara.

Hur man mäter och prognostiserar flexibilitet kommer därför få stor påverkan på flexibilitetens roll för elnätet. Det finns därför behov av att utvärdera olika metoders påverkan på både flexibilitets-behov samt -potential på lång sikt. Dessa metoder avser specifikt laddningsstrategier som kan utvärderas baserat på rörelsedata samt prisdata. Långsikt anses här vara 10 år i enlighet med direktivet

¹ Alavijeh, N. M.; Steen, D.; Lee, Tuan A.; Nyström S., Capacity limitation based local flexibility market for congestion management in distribution networks: Design and challenges, International Journal of Electrical Power & Energy, 2024

2019/944. Den här rapporten har ett två-delat fokus. Den kommer delvis fokusera på utmaningar och digitaliseringsmöjligheter i arbete med nätutvecklingsplanerna. Vidare kommer utmaningar och förslag på hur flexibilitetsbehovet kan presenteras i nätutvecklingsplanerna diskuteras. Detta innefattar resultat från en fallstudie som undersökt hur olika beteendescenarion kan påverka behovet av nätkapacitet i ett nätområde i Sverige.

Projektets två övergripande syften är således:

- 1) Analysera hur elnätsbolag i andra EU länder jobbat med direktiv 2019/944 (EIFS:2024:1 i Sverige), och hur detta arbete kan digitaliseras.
- 2) Analysera hur flexibilitetsbehov varierar beroende på olika scenarier, och presentera en metod för hur flexibilitetsbehov kan uppskattas

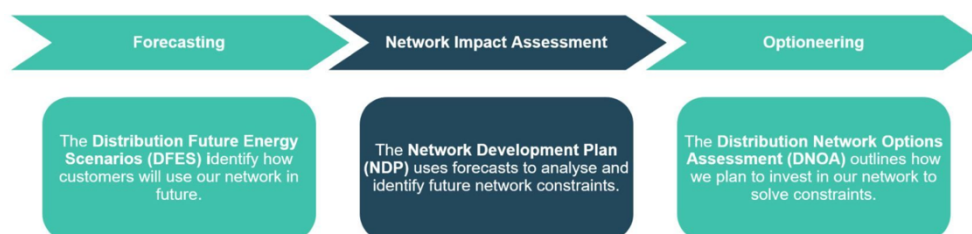
2 Nätutvecklingsplaner

Det här kapitlet presenterar status och beskrivning av nätutvecklingsplaner i Sverige och några andra länder i Europa.

2.1 NÄTUTVECKLINGSPLANER I STORBRIANNIEN

Nätutvecklingsplaner togs för första gången fram i Storbritannien under 2022 och skall skickas in vartannat år enligt Ofgem. Delar av nätutvecklingsplanerna uppdaterades dock redan 2023. Nätutvecklingsplanerna skall innehålla förväntade nätverksförstärkningar i distributionsnätet under de nästkommande 5 till 10 åren. Elnätsbolagen ska i rapporteringen skicka in minst 3 rapporter. En metodrapport om hur man gått tillväga i sitt arbete, en rapport kring identifierade nätkapacitetsbrister samt en rapport kring nätförstärkningar för att undvika kapacitetsbrister.

Nätutvecklingsplanerna i Storbritannien följer en etablerad metod, beskriven i Figur 1. Metoden innefattar tre steg. Steg 1 innehåller scenarier på den förväntade ökning av nya produktions och användnings tillgångar. Dessa kallas "Distribution Future Energy Scenarios" (DFES) och tas fram enligt en etablerad metod från Energy Network Association (ENA)². Steg 2 är en analys av nätbegräsningar baserat på DFES. Steg 3 är en plan på investeringar och åtgärder för att hantera de begräsningar som identifierats under steg 2.



Figur 1 Beskrivning av processen för nätutvecklingsplaner i Storbritannien.

2.2 NÄTUTVECKLINGSPLANER I PORTUGAL

EU direktivet 2019/944 implementerades i portugisisk lag 2019.

Nätutvecklingsplaner har dock gjorts i Portugal sedan 2014, men då med en 5 årig tidshorisont och enligt andra krav. Enligt portugisisk lag skall nätbolag i Portugal presentera 10 åriga nätutvecklingsplaner varje jämt år. Varje nätutvecklingsplan skall utgå ifrån tidigare godkända nätutvecklingsplan, och vara anpassad för scenarier på produktions- och konsumtions-anläggningar. Fram till implementeringen av EUs direktiv 2019/944 var fokus i nätutvecklingsplanerna att

² Energy Networks Association, 2022, FES and DFES Purpose of Energy Scenarios, [https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/ON22-WS1B-P2%20FES%20and%20DFES%20Purpose%20of%20Energy%20Scenarios%20\(30%20May%202022\).pdf?1712558122](https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/ON22-WS1B-P2%20FES%20and%20DFES%20Purpose%20of%20Energy%20Scenarios%20(30%20May%202022).pdf?1712558122) (accessed april 4 2024)

förbättra leveranssäkerheten och elkvaliteten. I och med det nya EU direktivet så har fokus skiftat mot integration av anläggningar med intermittent generering och laddbara fordon. I Portugal är det Energy Services Regulatory (ERSE) som är mottagare och godkänner de inskickade planerna. Till skillnad från andra länder så är nätutvecklingsplanerna i Portugal juridiskt bindande.

2.3 NÄTUTVECKLINGSPLANER I TYSKLAND

Artikel 2019/944 har implementerats i Tyskland men innefattar bara elnätsbolag med fler än 100 000 kunder. För nätbolag med mindre än 100 000 kunder så skall dessa tillhandahålla data till överliggande elnätsbolag med fler än 100 000 kunder för att dessa skall kunna göra nätutvecklingsplaner. Till skillnad från andra länder så baseras nätutvecklingsplaner i Tyskland på regionala tillväxtscenarion. Dessa regionala scenarion görs i 6 regioner³ och genomförs gemensamt av elnätsbolagen i dessa regioner. Elnätsbolag ska från och med sommaren 2023 ha utvecklat regionala scenarion på produktions och konsumtions-anläggningar. Detta skall sedan följas av publicerade nätutvecklingsplaner 2024. Denna process skall göras vartannat år. Från de gemensamt utvecklade regionala scenarion skall individuella nätbolag anpassa dessa till sina respektive områden. De regionala scenarierna skall publiceras 10 månader före publiceringen av nätutvecklingsplanerna. Scenarierna på nya produktions- och konsumtions-anläggningar skall göras fram till 2045, vilket är Tysklands mål att vara klimatneutralt.

2.4 NÄTUTVECKLINGSPLANER I SVERIGE

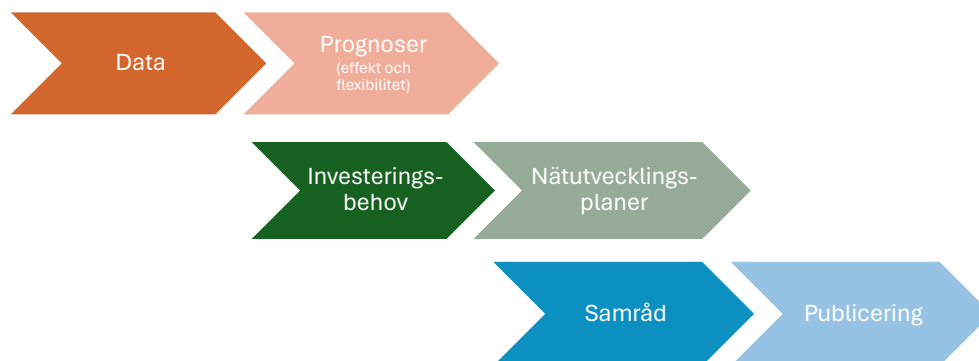
Artikel 2019/944 har implementerats i Sverige⁴. Den första omgången med nätutvecklingsplaner ska lämnas in senast 31 december 2024. I Sverige så ska samtliga nätbolag, oavsett storlek lämna in nätutvecklingsplaner till Ei. Ei har i och med detta lanserat en "Vägledning för upprättande av nätutvecklingsplaner"⁵ för att förtydliga vad som ska rapporteras in. I Sverige ska nätutvecklingsplanerna visa investeringar och flexibilitet de nästkommande 10 åren. De investeringar som presenteras i nätutvecklingsplanerna är inte juridiskt bindande i Sverige. Nätutvecklingsplanerna i Sverige kan förenklat delas in i 3 arbetspaket: prognoser (på effekt och flexibilitet), nät analys och investeringsbehov, samt samråd. Samrådet ska innefatta berörda systemanvändare och enligt Ei ta minst 6 veckor. Ifall nätbolaget gör större ändringar i sin nätutvecklingsplan så ska samrådet dessutom göras om. Ett sista steg är publicering av nätutvecklingsplanerna. Här pågår fortfarande arbete på hur detta kan ske, t.ex via rapporter eller en interaktiv

³ VNBdigital, Regionalszenario, 2023, <https://www.vnbdigital.de/service/region> (accessed 4 april 2024)

⁴ Energimarknadsinspektionen, Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om nätutvecklingsplaner, 2024, <https://ei.se/download/18.49940cc118cdf65e28e5eba/1705390180724/EIFS-2024-1-om-n%C3%A4tutvecklingsplaner.pdf> (accessed 4 april 2024)

⁵ Energimarknadsinspektionen, Vägledning för upprättande av nätutvecklingsplaner inför inrapportering avseende 2025-2034 enligt EIFS 2024:1, <https://ei.se/download/18.4d81ae1718d2a7183aa22ba/1705991042847/V%C3%A4gledning-f%C3%B6r-uppr%C3%A4ttande-av-n%C3%A4tutvecklingsplaner.pdf> (accessed 4 april 2024)

visualiseringsmiljö. Ett flödesschema för hur processen att ta fram nätutvecklingsplaner ser ut kan ses i Figur 2.



Figur 2 Schematisk figur över processen för nätutvecklingsplaner i Sverige.

3 Intervjuer med elnätsbolag

För att undersöka de möjligheter för digitalisering och automatisering som finns i EIs utkast av nätutvecklingsplaner har en metod för klassificering av resurser samt identifiering av digitaliseringsmöjligheter tagits fram. Som ett första steg så har elnätsbolag som redan jobbat med nätutvecklingsplaner i Europa kontaktats och intervjuats om sitt arbete. Även om nätutvecklingsplaner skiljer sig åt i olika länder så finns även tydliga likheter. I projektet har elnätsbolag i Storbritannien och Portugal intervjuats.

Intervjuerna har gjorts över Teams och spelats in med den intervjuades godkännande. Intervjuerna har genomförts semi-strukturerade med fördefinierade frågor, med möjligheter att ställa ytterligare frågor baserat på svaren. Intervjuerna transkriberades via Microsofts AI tjänster för att sedan analyseras. Från intervjuerna identifierades områden som tar mycket tidsresurser för nätbolagen idag, samt hur man jobbar med olika lösningar kring detta.

Totalt kontaktades 12 elnätsbolag som tidigare jobbat med nätutvecklingsplaner i Europa för intervjuer. Av dessa ställde 3 (25%) upp för intervju. De intervjuade elnätsbolagen befann sig i Storbritannien samt Portugal. Intervjuerna tog i genomsnitt 1h och 15 min och gjordes via Teams. Vid varje intervju så fanns alltid ansvarig för planeringsarbetet, eller personen som ansvarade för arbetet med nätutvecklingsplanerna med. Totalt intervjuades 7 personer.

Arbetet med nätutvecklingsplaner kan delas in i fyra steg: prognoser, beräkningar, investeringar/åtgärder samt rapportering. Samtliga nätbolag hade innan lagkravet på nätutvecklingsplanerna infördes jobbat med steg 1, prognoser/scenarier. De var också överens om att planeringsarbetet har fått en högre prioritet sedan lagkravet infördes. Beroende på landet så skiljer sig det hur mycket arbete själva rapporteringen kräver. I Portugal så uppgår rapporten som skickas in till myndigheterna till ca 1 000 sidor. I Storbritannien är det istället uppdelat på fyra dokument som berör olika delar av arbetet. De intervjuade var överens om att nätutvecklingsplanerna medfört något positivt till planeringsarbetet. I och med de nya direktiven har man dessutom fått ökade mängd resurser till planering vilket lett till ett bättre planeringsarbete. I Portugal genomförs nätutvecklingsplaner varje år, och lämnas in i oktober för nästkommande år. Planerarna innehåller delvis en strategi för hur investeringar skall göras samt en lista på planerade investeringar. Till skillnad från andra länder så är nätutvecklingsplanerna i Portugal juridiskt bindande för nästkommande år.

Det finns en konsensus att insamling, analys och kvalitetssäkring av data som ligger till grund för prognoser och investeringar är mycket tidskrävande. Ett problem är att data kommer från många olika källor, har varierande kvalitet, och olika format. Dessa kan vara interna system (NIS, mätardata system, projekthantering osv.) samt från kommuner/myndigheter. Denna problematik förtydligas i nedanstående två citat.

"I can tell you that that the amount of time collecting data is more or less the same compared to making the study or actually more time getting the data than making the study."

"I would say which part of the network development plans is most resource demanding for the organization is gathering the data."

Det framgår från intervjuerna att insamling av data ofta är komplicerad och tidskrävande och är bieffekt av svårarbetade system. Trots att man idag har system som innehåller information på t.ex belastning av komponenter, är det svårt att kunna exportera denna informationen för vidare analys eller sammankoppling med andra system. En standard som ett av nätbolagen har börjat använda sig av är CIM (Common Information Model) för att förenkla kommunikation mellan olika mjukvaror rörande nätberäkningar. Problemet med överföring av data mellan system för att t.ex göra beräkningar förtydligas i nedanstående citat.

"It is difficult to integrate data to make simulations from the data sources."

Trots identifiering av resursanvändningen så har man fokuserat resurser mot optimering av investeringar. Förutom att optimera vilka investeringar som ska göras, så är även prioritering av investeringar ett stort problem. Trots att de tillfrågade nämnde datahantering som ett stort problem var det ingen som nämnde det som ett område där det fanns existerande lösningar⁶. Detta kan vara på grund av problemets komplexa natur, samt att det finns kommersiella lösningar på andra problem (som t.ex optimering av investeringar). Detta kan exemplifieras med nedanstående citat.

"A software that optimizes our portfolio is quite an important thing for us, and we are already working on that."

Laddbara fordon och lokal förnyelsebar produktion förväntas bli mycket problematiskt, detta gäller framförallt på isolerade och svaga system. Påverkan förväntas i förstahand vara på lågspänningsnivå. Man särskiljer också på påverkan från publik laddinfrastruktur, särskilt snabbaddare, och laddning som sker vid hemmen. Arbetet kring laddning fokuserar primärt på hur dessa ska kunna kontrolleras. Den förväntade påverkan på lågspänningsnäten, jämfört med Sverige, är troligen ett resultat av att man har mindre ledig kapacitet än vi har i Svenska lågspänningsnät, och distributionsnät överlag.

"Like NN said, if the vehicles or the electrical mobility is not well planned in terms of control, it has the ability to collapse the grid."

Mycket datahantering, analys och modellering görs manuellt. Med manuellt avses här att det antingen sker i projekt med t.ex universitet som har andra modelleringsresurser (mindre nätbolag) eller att det behövs mycket samarbete mellan personer för att kunna koppla ihop system. Excel är det vanligaste verktyget att använda för just dataanalys, konvertering, och ibland även för modellering. Nedanstående citat exemplifierar detta.

⁶ En kommersiell lösning som identifierades under projektet är Envelio (www.envelio.com) som har en produkt för att integrera olika existerande plattformar.

“At the moment we use Excel but not to do all the analysis obviously when we’ve got all the data sets, we actually just do the crunching in Excel.”

Samtidigt så förklarade flera av de intervjuade problemen som Excel medför och att man vill gå bort från Excel.

“I don’t want another Excel based at all.”

“It’s a lot of Excel files and all those things are difficult to organize you know.”

Att Excel inte bara var vanligt förekommande bland de intervjuade, utan bland elnätsbolag generellt dök upp under intervjuerna. Anledningar till att just Excel var så vanligt var delvis på grund av säkerhetskrav och att man därför inte fick använda andra mjukvaror. Trots det så noterade flera av de intervjuade att man använde Python till viss del. En av de intervjuade sammanfattade den övergripande utmaningen inom industrin som.

“I can just easily open Excel and anyone can run a macro and of course it causes havoc ... I think that’s probably an industry problem. Imagine if the aviation industry just suddenly decided they were going to start using Excel for all of their modelling.”

Det faktum att mycket arbete fortfarande görs i Excel, trots att man är medveten om andra lösningar i t.ex. Python indikerar på att det finns ytterligare drivkrafter till att fortsätta arbetet i Excel.

Det är ovanligt att personer jobbar heltid med nätutvecklingsplaner, utan de gör ofta detta tillsammans med annat planerings- och prognos-arbete. På grund av de juridiskt bindande nätutvecklingsplanerna i Portugal, för ett år framåt, så var det tydligt att man la ner mer resurser än i Storbritannien. Antal personer som jobbar med nätutvecklingsplaner och det omkringliggande arbetet per nätbolag varierar, men det motsvarar ca 1 person heltid per ca 40 000 – 80 000 anslutningar.

4 Nätutvecklingsplaner digitaliseringsmöjligheter

Genom att utgå från intervjuerna med elnätsbolag i Portugal och Storbritannien kring resursanvändning gjordes en sammanställning av resursanvändning för olika delar av de svenska nätutvecklingsplanerna. Då implementering av direktivet 2019/944, samt arbetssätt varierar stort mellan länder så har resultaten från intervjuerna anpassats till de svenska nätutvecklingsplanerna.

Som ett andra steg så klassificerades de svenska kraven utefter ett resursanvändningsperspektiv och ett automatiseringsperspektiv. För klassificering av resurser så användes underlag från intervjuerna. För klassificering av automatiseringsmöjligheter så utgick vi från tekniska möjligheter. Det innebär klassificering av vad som kan automatiseras, och inte nödvändigtvis vad det finns för lösningar idag. För varje klassificering så användes tre nivåer (Låg, Mellan och Hög) som representeras med en symbol. Se Tabell 1 och 2.

Klassificeringarna från Tabell 1 och 2 används för att skapa ett automatiseringsindex från 1 – 9, där 1 innebär små möjligheter och 9 stora möjligheter. Indexet skapas genom att ta produkten av de båda indexen för en given del av arbetet med nätutvecklingsplanerna. Detta sätt att beräkna ett index skapar ett större utfallsrum, vilket förstärker bra och dåliga alternativ. Det ger i sin tur en större möjlighet att kunna identifiera områden som särskilt lämpar sig för automatisering för att spara resurser.

4.1 RESURSANVÄNDNING

Nedan visas en sammanställning av uppskattade mängd resurser för de olika delarna av nätutvecklingsplanerna.

Tabell 1 Estimerad resursanvändning för olika delar av nätutvecklingsplanerna.

Avsnitt	Resurs- användning	Motivering
1 Uppgifter om företaget och företagens elnät		Delavsnitt beskrivs i detalj nedan.
1.1 Uppgifter om företaget	o	Finns redan tillgängligt
1.2 Uppgifter om företagens elnät	o	Finns redan tillgängligt
1.3 Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet	o	Finns redan tillgängligt via Energimarkandsinspektionen.
2 Behov av överföringskapacitet i elnätet		Delavsnitt beskrivs i detalj nedan.

Avsnitt	Resurs- användning	Motivering
2.1 Redogörelse för företagets prognosarbete	o	Redogörelsen anses endast innebära beskrivning av hur prognosarbetet genomförts, och bör därför inte ta mycket resurser.
2.2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034	ooo	Både utveckling av modeller, metoder och insamling av data anses ta mycket tid. I Storbritannien var utformandet av prognoserna det mest resurskrävande i arbetet med nätutvecklingsplanerna.
2.2.1 Redogörelse för ökning och minskning av överföringskapacitet	o	Om historiskt behov finns tillgängligt bör inte detta ta mycket resurser.
2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	ooo	Jämförelse mellan prognos och nätkapacitet kan vara olika tidskrävande beroende på systemets komplexitet (antal delområden) samt programvarornas möjligheter att få ut, eller ladda in information.
3 Planerade investeringar och alternativa lösningar		Delavsnitt beskrivs i detalj nedan.
3.1 Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder		Delavsnitt beskrivs i detalj nedan.
3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat	o	Likt redogörelsen för prognosarbetet anses detta endast vara en beskrivning av arbetet, och således inte särskilt resurskrävande.
3.1.2 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet	oo	Några av de intervjuade elnätsbolagen hade satt upp modeller för att räkna fram de tekno-ekonomiskt optimala investeringarna baserat på prognoserna. Dessa modeller kan vara mycket komplexa och resurskrävande om de byggs upp. Samtidigt kan det ifrågasättas huruvida dessa bidrar till ökat mervärde om prognosunderlaget är osäkert.

Avsnitt	Resurs- användning	Motivering
3.2 Planerade investeringar	ooo	Det anses att det kan krävas en stor mängd resurser för att matcha prognoser med kapacitetsbehov och skapa investeringsplaner. Vissa av de större intervjuade elnätsbolagen har utvecklat egna modeller för att skapa investeringsplaner eller använder mjukvaror som baserat på förväntat effektanvändning optimerar investeringar.
3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar	o	Anses inte vara tidskrävande för de flesta då det mesta bör ha inkluderats i tidigare avsnitt.
3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser		Delavsnitt beskrivs i detalj nedan.
3.3.1 Det förväntade behovet	ooo	Idag saknas metoder för att uppskatta flexibilitetsbehov. Att ta fram sådana metoder anses därför vara mycket tidskrävande.
3.3.2 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna	oo	Likt 3.3.1 så saknas det idag metoder för att utvärderar flexbehov. Det innebär att en redogörelse för hur stort behovet är, när det sker samt dess omfattning blir svårbedömt.
3.3.3 Omdirigering	o	Detta är endast aktuellt om elnätsbolaget lämnat in en rapport om omdirigering till EI, och då borde det materialet finnas tillgängligt.
4 Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2025–2034 möter behovet	o	Med tanke på information som presenterats i tidigare avsnitt bör detta vara en mindre del av arbetet.

Avsnitt	Resurs- användning	Motivering
5 Samråd	oo	Samrådsprocessen kan vara tidskrävande beroende på dess omfattning samt möjlighet att komma i kontakt med relevanta aktörer. Resurserna som krävs för detta skalar troligen olinjärt med mängden aktörer som tillfrågas i samrådsprocessen.
5.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd	o	Sammanställning av resultat kräver troligen inte större resurser.

4.2 DIGITALISERINGSMÖJLIGHETER

Nedan visas en sammanställning av uppskattade automatiseringsmöjligheterna för de olika delarna av nätutvecklingsplanerna. Med automatiseringsmöjligheter anses här möjligheterna att minska den mänskliga inputen som krävs för att genomföra en specifik aktivitet.

Tabell 2 Estimerad digitaliseringsmöjligheter av arbete med nätutvecklingsplanerna.

Avsnitt	Automatiserings- möjligheter	Motivering
1. Uppgifter om företaget och företagens elnät		Delavsnitt beskrivs i detalj nedan.
1.1 Uppgifter om företaget	o	Det finnas inte en central databas med information, varav en användare behöver fylla i detta.
1.2 Uppgifter om företagens elnät	o	Det finns inte en central databas med information, varav en användare behöver fylla i detta.
1.3 Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet	oo	Finns tillgängligt via EI. Idag kan kartan inte laddas ner via API utan EI behöver kontaktas manuellt.
2. Behov av överföringskapacitet i elnätet		Delavsnitt beskrivs i detalj nedan.
2.1 Redogörelse för företagens prognosarbete	o	Behöver skrivas av en person, och anses därför inte kunna automatiseras.

Avsnitt	Automatiserings- möjligheter	Motivering
2.2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034	oo	Mycket av arbetet kring datahantering och modeller anses kunna automatiseras. Vissa delar, och scenarion från kommuner, myndigheter kan behövas genomföras manuellt. EI indikerar dessutom att prognosarbetet bör ske i dialog med olika aktörer, vilket minskar möjligheterna för automatisering. Dock kan digitala verktyg för insamling av information och återkoppling öka automatiseringsgraden.
2.2.1 Redogörelse för ökning och minskning av överföringskapacitet	oo	
2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	ooo	Med möjlighet att koppla samman NIS verktyg med prognosverktyg kan kapacitetsbrister automatiskt identifieras.
3. Planerade investeringar och alternativa lösningar		Delavsnitt beskrivs i detalj nedan.
3.1 Företagets tillvägagångssätt vid planering av åtgärder		Delavsnitt beskrivs i detalj nedan.
3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat	o	Enligt EI mall är detta i huvudsak en beskrivning av metod, och har således lite möjligheter för automatisering.
3.1.2 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet	ooo	Genom att använda tillgängliga kostnadsposter från EI, ålder på utrustning, samt tariff strukturer bör en kostnadsoptimeringsmodell kunna utvecklas för att hitta det bästa alternativet.

Avsnitt	Automatiserings- möjligheter	Motivering
3.2 Planerade investeringar	oo	Beroende på hur planerade investeringsprojekt tas fram kan detta antingen i hög grad automatiseras om det finns sammanlänkning mellan NIS mjukvaror och prognosverktyg. Om det saknas kopplingar mellan mjukvaror eller om det är svårt att exportera/importera underlag mellan olika system kan automatisering bli svårt.
3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar	o	Kompletterande uppgifter
3.3 Behov av flexibilitetstjänster och andra resurser		Delavsnitt beskrivs i detalj nedan.
3.3.1 Det förväntade behovet	ooo	Likt avsnitt 2.2 så kan detta arbete automatiseras med hjälp av datainsamling och modell/metodutveckling. Vissa poster eller manuell handpåläggning kommer troligen behövas.
3.3.2 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna	ooo	Likt 3.3.1 så påverkas detta av att det idag saknas metoder på att estimerar flexibilitetsbehov. Vi anser dessutom att 3.3.2 går ett steg längre än 3.3.1 då elnätsbolag bör identifiera vilka resurser som behöver utnyttjas. Det innebär att man som elnätsbolag behöver kunna estimerar båda när flexibilitetsbehovet finns, men också vilka flexibilitetsresurser som finns tillgängliga vid denna tid.
3.3.3 Omdirigering	o	Anses vara lågt givet antagandet att processen för att skicka in rapporter för omdirigering av manuell.

Avsnitt	Automatiserings- möjligheter	Motivering
4. Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2025–2034 möter behovet	o	Anses vara en analys av resultatet som därför en person på nätbolaget behöver genomföra.
5. Samråd	ooo	Enligt EI kan samrådet för nätutvecklingsplanerna genomföras skriftligt vilket öppnar upp möjligheten för att använda digitala verktyg. Det kan t.ex vara digitala formulär, eller interaktiva plattformar där aktörer kan lämna in synpunkter på innehåller i nätutvecklingsplanerna.
5.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd	oo	Beroende på hur samrådet samlas in bör det finns möjligheter att göra automatiska sammanställningar av informationen. Det är dock rimligt att anta att sammanställningen behöver valideras av en person.

4.3 SAMMANSTÄLLNING

Nedan så visas en sammanställning av resultaten från resursanvändning och automatiseringsmöjligheter. De olika avsnitten i nätutvecklingsplanerna är sorterade baserat på deras automatiseringsindex. Automatiseringsindex är konstruerat för att fånga upp områden med både hög resursanvändning och stora möjligheter för automatisering.

Tabell 3 Sammanställning av resurser och automatisering.

Avsnitt	Resurser	Automatisering	Index
3.3.1 Det förväntade behovet	3	3	9
2.3 Systemets nuvarande förmåga att möta prognosen	3	3	9
2.2 Prognos för behovet av överföringskapacitet i elnätet 2025–2034	3	2	6
3.1.2 Redogörelse för valet av det mest kostnadseffektiva alternativet	2	3	6

Avsnitt	Resurser	Automatisering	Index
3.3.2 Redogörelse för olika typer av åtgärder inklusive omfattning av behovet av åtgärderna	2	3	6
5 Samråd	2	3	6
3.2 Planerade investeringar	3	2	6
1.3 Karta över området där företaget bedriver nätverksamhet	1	2	2
2.2.1 Redogörelse för ökning och minskning av överföringskapacitet	1	2	2
5.1 Redovisning av resultat från offentligt samråd	1	2	2
1.1 Uppgifter om företaget	1	1	1
1.2 Uppgifter om företagets elnät	1	1	1
2.1 Redogörelse för företagets prognosarbete	1	1	1
3.1.1 Redogörelse för valet av investeringar som företaget redovisat	1	1	1
3.2.1 Kompletterande information om planerade investeringar	1	1	1
3.3.3 Omdirigering	1	1	1
4 Företagets bedömning om de planerade åtgärderna för perioden 2025–2034 möter behovet	1	1	1

Avsnitt 3, som berör arbetet med flexibilitetsbehov har högst automatiseringsindex på 30 (genomsnittligt resursbehov 1.9), följt av avsnitt 2, som berör prognosarbetet, med ett automatiseringsindex på 17 (genomsnittligt resursbehov 2). Det tredje avsnittet med högst automatiseringsindex är avsnitt 5, som berör samrådsprocessen, med ett automatiseringsindex på 8 (genomsnittligt resursbehov 1.7).

Det bör nämnas att arbete kring flexibilitetsbehov (avsnitt 3) har en stor estimerad resursanvändning då det saknas etablerade metoder och modeller för att uppskatta detta i dagsläget. Det finns således en osäkerhet i hur detta arbete kommer se ut på sikt, samt hur man väljer att hantera det idag. Givet att just datahantering är mycket resurskrävande idag, och att flexibilitetsprognoser kommer behöva ett stort dataunderlag, finns det därför en stor osäkerhet kring hur resursanvändningen kommer bli. Flexibilitetsbehov anses här vara tiden en viss komponent/abonnemang är överbelastat/övertrasserat, hur mycket el (MWh) samt

med hur mycket effekt (MW). Flexibilitetsbehovet blir då behovet av att styra ner/om elanvändning till andra timmar för att undvika överbelastning/övertrassering. En viktig pusselbit i estimering av flexibilitetsbehov handlar därför om att kunna skapa lokala effektprofiler med en specifik tidsupplösning (t.ex timme eller 15 min) baserat på olika antaganden med fokus på att förstå vad som driver effektbehovet. Om målbilden dessutom är att kunna styra om denna elanvändning är det viktigt att undersöka när olika typer av elanvändning sammanfaller, t.ex elbilsladdning och uppvärmningsbehov. Om dessa tenderar att sammanfalla samtidigt så kan det i praktiken vara svårare att utnyttja flexibilitet, samtidigt som behovet kan vara stort. Metoder och modeller bör därför fokusera på att öka förståelsen kring vad som driver effektbehovet, och när detta kan tänkas ske. Det är rimligt att sådana framtida metoder och modeller kommer vara datadrivna, varav det är rimligt att dessa kommer kunna automatiseras i hög grad. Det skulle dock kräva att exporterat, och analys av data från relevanta system kan ske via API och med enkla medel.

När det kommer till prognosarbetet finns det stor variation i hur detta kan komma att utvecklas. En stor del av arbetet rör insamling av data från/dialog med olika aktörer i samhället. Det arbetet har tidigare gjorts manuellt till en uppskattad kostnad av ca 2 miljoner SEK för en stort/medelstort elnätsbolag i de intervjuade länderna, men med stor variation. Dialogen med nätbolag indikerade att det arbetet skulle kunna digitaliseras med hjälp av digitala frågeformulär (för t.ex samråds processen) eller andra medel. Att insamlingen kan digitaliseras effektivt går dock först att göra när man vet vilken information som behöver samlas in. Det är oklart hur arbetet med andra aktörer och insamling av information från dessa kommer att utvecklas. Här ser vi följande möjligheter. Om scenarier och data från Energimyndigheten, Svenska kraftnät, kommuner och regioner kan tillgängliggöras via databaser eller APIer kan detta möjliggöra viss automatisering. Dock behöver också dataunderlag från t.ex kommuner standardiseras. Utdrag på scenarier från t.ex SVK och Energimyndigheten följer idag inte samma mall. Dessutom så varierar kvalitén och vad som är tillgängligt stort mellan kommuner. Idag behöver man begära ut dessa, vilket komplicerar processen då inte alla aktörer vet om att relevanta dataset finns, eller hur man får tag på dem.

En ytterligare risk med resursanvändning kring prognoser, både för effekt och flexibilitet, är att kompetens kring detta specialiseras till några få personer. Om detta arbete dessutom genomförs mestadels i Excel, med dålig dokumentation finns det risker när dessa individer byter arbetsplats. Fokus på dokumentation och versionshantering är därför mycket viktigt. Det finns dessutom mycket resursbesparingar mellan nätbolag att ha dialog hur man jobbar med dessa externa scenarier och modeller. Även om det inte är ett krav från EI att förhålla sig till externa scenarier, så är det rimligt att flera nätbolag kommer göra detta. Att då dela kunskap kring hur man applicerar och jobbar med scenarierna kan spara resurser. När det kommer till dialog med kommuner, regioner och angränsande nätbolag kommer detta troligen handla om informationsutbyte.

5 Flexibilitet

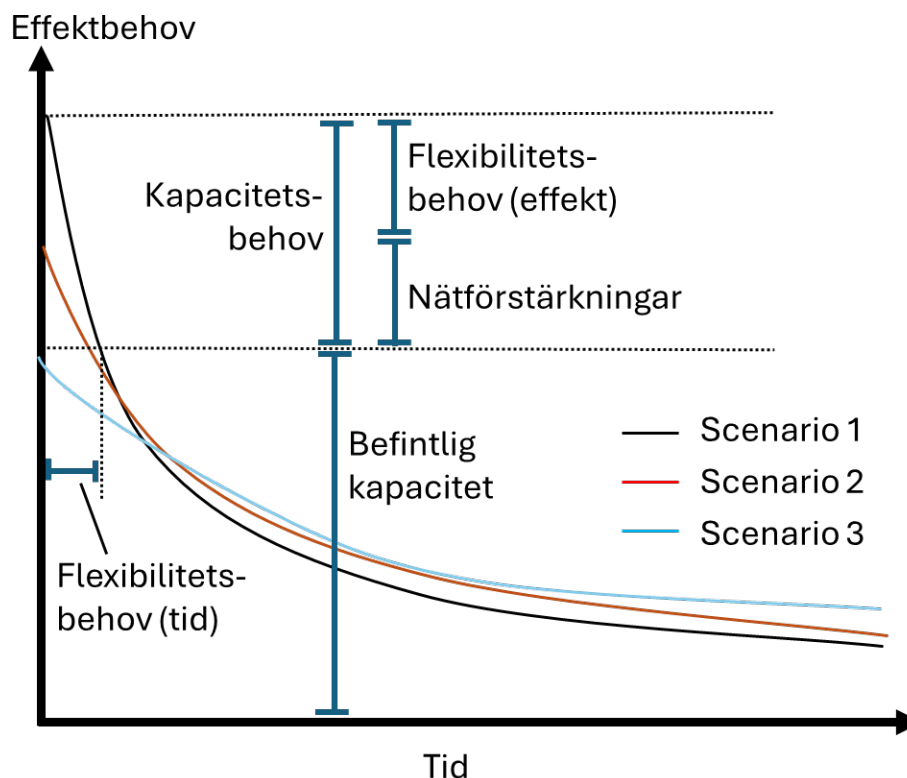
Användarflexibilitet definieras som förändring i elförbrukning jämfört med sitt normala förbrukningsmönster⁷. I takt med att kunderna blir allt mer flexibla är det svårt att uppskatta vad som är normalt förbrukningsmönster, kommer kunderna t.ex. ladda sin elbil direkt efter ankomst eller kommer laddningen styras till billigare timmar eller för att minska sin effekttopp? Detta leder till ett moment 22 när det kommer till att estimering av flexibilitetsbehov. Det behöver därför hanteras i nätutvecklingsplanerna då antaganden som görs över kundernas förväntade beteende kommer att påverka den prognostiserade elförbrukningen och därigenom hur stort behovet av flexibilitet blir i framtiden.

5.1 BEHOV AV FLEXIBILITETSTJÄNSTER

Behovet av flexibilitetstjänster kan, lite förenklat beräknas utifrån kapacitetsbehovet, befintlig kapacitet och planerade andra nätförstärkande åtgärder, se Figur 3. Då behovet av nätkapacitet varierar mycket beroende på olika scenarion bör nätkapacitetsbehovet presenteras för flera olika scenarion för att öka transparensen i nätutvecklingsplanerna. Det kan gälla både för antaganden om lasttillväxt men även för olika beteendescenarion. Genom att presentera ett utfallsspektrum för behovet av nätkapacitet samt antagandena som föranlett de olika scenariona så kan intressenter lättare förstå och själva bedöma sannolikheten för de olika utfallen. Det gör det enklare för dem att ta affärsmässiga beslut vid investeringar i flexibilitetsresurser.

Figur 3 presenterar ett förenklat varaktighetsdiagram över hur den förväntade elförbrukningen kan komma att se ut för tre olika scenarion. Det resulterande flexibilitetsbehovet blir som beskrivits tidigare skillnaden mellan det uppskattade behovet av nätkapacitet och befintlig nätkapacitet samt andra nätförstärkande åtgärder. I exemplet varierar behovet av flexibilitet mellan de olika scenariona både i kapacitet (MW) och tid (timmar), scenario 1 har ett relativt stort behov av flexibilitet medan scenario 3 inte har något behov av flexibilitet alls. För en flexibilitetsleverantör kan det vara värdefullt att utöver behovet av effektbehov även veta under hur många timmar flexibilitetsbehovet finns samt när under året behovet inträffar. Att utgå från typdagar kan vara tillräckligt för att uppskatta effektbehovet men för att indikera hur många timmar flexibiliteten behövs så ger lastprofiler över hela året ett bättre underlag. Det är också enklare att utifrån helårsprofiler visa påverkan av lokal överproduktion från t.ex. solceller.

⁷ Svensk författningssamling, 2023, Ellagen 2023:238 § 4



Figur 3 Schematisk bild av flexibilitetsbehov utifrån ett varaktighetsdiagram.

Då alternativa nätförstärkande åtgärder kan ta tid kan flexibilitetsbehovet komma att variera mellan olika år. Med hjälp av varaktighetsdiagrammen kan antalet timmar en komponent är överbelastad tydliggöras och användas som underlag för att avgöra om flexibilitetstjänster är kostnadseffektiva eller inte. Om en komponent enbart är överbelastad ett fåtal timmar varje år kan t.ex. flexibilitetstjänster vara kostnadseffektiva gentemot nätförstärkningar. Efter ett tag kan dock lasten ökat så att nätförstärkningar blir mer kostnadseffektiva. Det är därför rimligt att först när en komponent blir överbelastad ett visst antal timmar, eller med en tillräckligt hög effekt, som en nätförstärkning/investering blir lönsam. Även detta är viktig information för flexibilitetsleverantörer för att kunna estimeras marknadsstorleken för flexibilitetstjänster och hur denna kan variera i tiden.

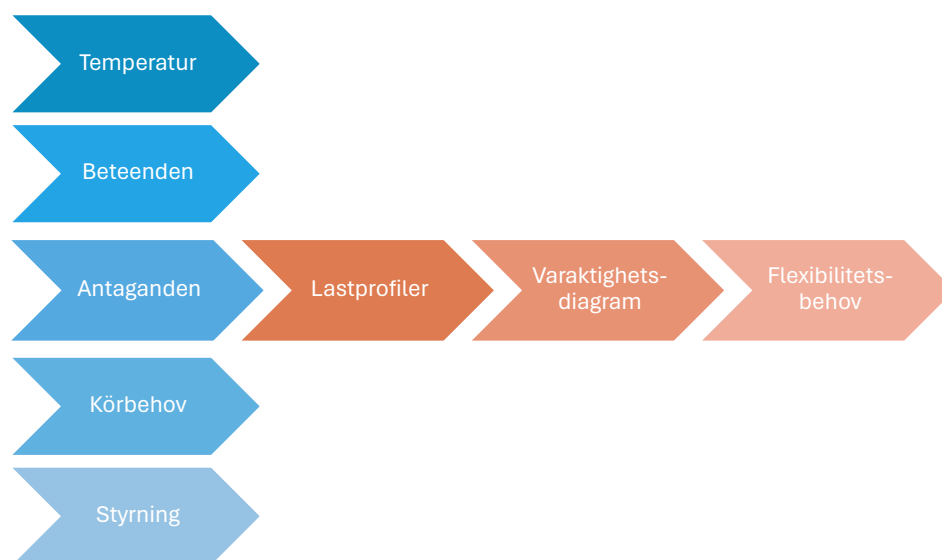
5.2 UNDERSÖKNING AV FLEXIBILITET

Det finns inte något explicit krav på att uppskatta flexibilitetstillgänglighet men då man i nätutvecklingsplanerna skall definiera och motivera varför man valt att vidta de åtgärder man gjort kan det vara värdefullt att även göra uppskattningar av den tillgängliga flexibiliteten. Likt för flexibilitetsbehovet varierar flexibilitetstillgängligheten mellan olika beteendescenarion. Genom att modellera flera olika beteendescenarion kan den tillgängliga flexibiliteten uppskattas och jämföras mellan olika scenarion. T.ex. för elbilsladdning kan scenarion med, direktladdning jämföras med en "nätvänlig" laddning och på så sätt uppskatta hur mycket flexibilitet som teoretiskt finns tillgänglig från elbilsladdning om kunderna styr/inte styr sin laddning. Om prognoserna visar på att det inte finns tillräckligt

med flexibilitet tillgänglig kan det indikera att andra lösningar kan behövas för att lösa kapacitetsproblemet.

För att kunna skapa en uppskattning på flexibilitetsbehovet enligt denna metod behövs två underlag. Dels olika scenarier (antaganden), och dels en möjlighet att baserat på dessa antaganden kunna skapa timprofiler. Detta då metoden utgår ifrån de genererade varaktighetsdiagram för att identifiera topplaster och deras varaktighet. Att prediktera vilka timmar som kommer vara kalla, eller ha högt laddbehov om 5-10 år är inte möjligt. Men om timprofiler kan genereras datadrivet kan detta skapa ett både kvalitativt och kvantitativt underlag för flexibilitet. Detta tankesätt är fundamentalt annorlunda från en prognos som genererar ett individuellt värde, ofta med en kvantifierbar osäkerhet.

Vid traditionell prognostisering prioriteras ofta noggrannhet, dvs en metod/modells förmåga att prediktera värden för ett givet antal tidssteg framåt. Den föreslagna metoden utgår istället från att låta en användare själv testa vad olika antaganden innebär. Dvs. en "what-if" modell. Modellens noggrannhet utvärderas då istället i form av hur bra modellen är på att kvantifiera antaganden, dvs från "what" till "if". Här kan utveckling av metoder inom AI hjälpa till att utveckla denna typ av modeller. Via denna process identifieras inte ett specifikt behov (e.g. en kvantifiering) utan ett utfall av behov baserat på olika antaganden. En användares val av antaganden blir istället källan till osäkerhet. Om vilka antaganden som genererar vilka utfall är tydliga blir resultaten (flexibilitetsbehoven) från metoden transparenta. Detta beskrivs schematiskt i Figur 4.



Figur 4 Schematisk beskrivning av metod för att analysera flexibilitetsbehov.

Möjliga scenarier (antaganden) är t.ex laddstrategier, temperaturer, uppvärmning och styrning. Med dessa, och andra, antaganden kan man skapa en stor mängd scenarier med olika variationer. Dessa olika scenarier kan sedan användas för att analysera vilka fall som leder till en viss mängd flexibilitet eller överbelastning. Exempel på "what-if" frågor som elnätsbolag kan ställa är: vad är riskerna för en framtida sportlovsvecka som är 10 grader kallare än normalt i Stockholm? Vilken

påverkan har olika V2G beteenden på flexibilitet? Det är sedan upp till den enskilda ingenjören eller analytikern att avgöra sannolikheten för de påståenden som testas.

6 Flexibilitetuppskattning fallstudier

Här presenteras de två fallstudier som projektet gjort för att uppskatta behov av flexibilitet. De två fallstudierna representerar ett område i Stockholm, samt ett generiskt område, som är baserat på SE3s timprofil.

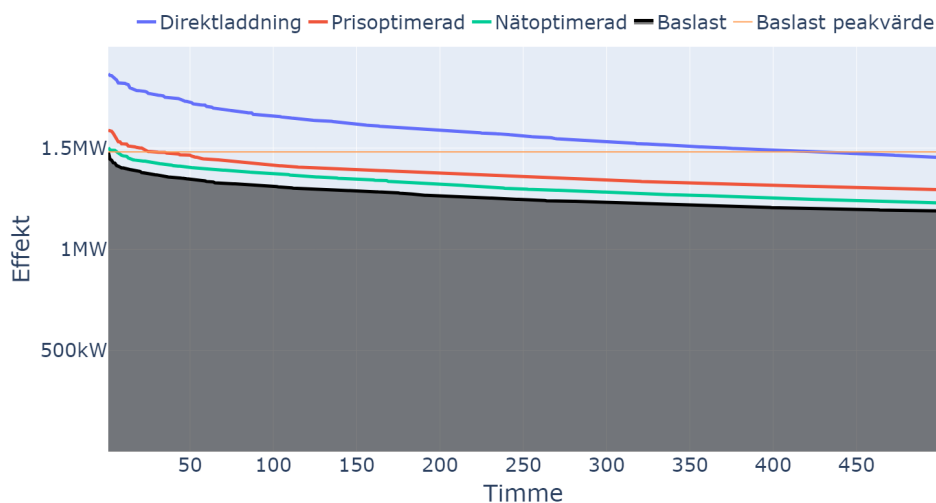
6.1 NÄTKAPACITETSBEHOV FÖR ELBILSLADDNING

För att exemplifiera hur ett nätbolag kan arbeta med olika scenarion har vi i projektet tagit fram lokala laddscenarier för elbilsladdning i Sverige. Prognoserna presenteras i form av beteendescenarion där kunderna väljer att ladda sin elbil på olika sätt. I projektet har tre antaganden kring laddscenarier använts: "Direktladdning" (laddning direkt vid ankomst), "Nätvänlig laddning" (laddning under nattetid), eller "Prisoptimerad laddning" (laddning när spotpriserna är som lägst).

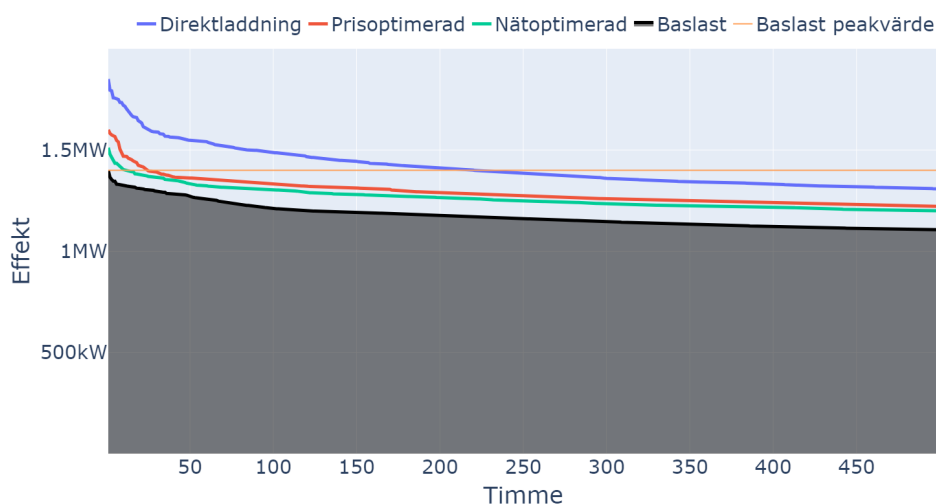
Laddscenarierna är baserade på tidigare utvecklade datadrivna transportmodeller. Utöver laddbehoven har också projektet fått tillgång till lastprofiler för områden i Stockholm och använt normaliserade timprofil för SE3 för att skapa netto-profiler. Endres laddningsmodeller bygger på metoder och modeller inom bigdata och AI som tagits fram via forskning vid Chalmers och andre. Metoden är en databaserad modell som genererar ett dataset över personbilar i Sverige och hur dessa körs. Modellen har en timupplösning och har validerats mot data från t.ex trängselskattpassager och kan skapa underlag för specifika år. Metoden genererar antal ankommande bilar, samt deras körsträcka. Dessa kan sedan användas för att undersöka laddbehov om dessa fordon hade varit elektrifierade, samt analysera olika laddningsstrategier. Flexibilitetsbehovet har undersökts genom att skapa och analysera hur varaktighetsdiagrammen ser ut för olika typer av scenarier. Då körmönster använts för att prognostisera laddbeteendet så kan vi även analysera hur körmönstret påverkar laddbehovet olika dagar/veckor. Då nätkapaciteten i de undersökta områden inte var känd har vi istället utgått ifrån nuvarande toppeffekt som nätkapacitetsbegränsning. Detta har gjorts för att påvisa metodens användning, och leder till en överestimering av lokalt flexibilitetsbehov.

Figur 5 presenterar en varaktighetskurva för nätkapacitetsbehovet för ett bostadsområde i Stockholm där den enda tillkommande lasten är i form av elbilsladdning. Figuren visar effektbehovet för de tre olika beteendescenarion, direktladdning, nätvänlig laddning och prisoptimerad laddning. Som framgår av figuren kommer effektbehovet öka framför allt för direktladdningsscenarioet men även prisoptimerad laddning har en tydlig effektökning (på grund av ökad sammanlagring) även om antalet timmar är färre i det här fallet. För nätvänlig laddning sker en liten effekttopsökning men den största delen av laddningen sker under låglasttid och påverkar inte effekttuttaget för området. I verkligheten kommer troligtvis olika kunder ha olika ladd-beteenden och olika kombinationer av ladd-beteenden kan analyseras för dessa fall för att se hur det påverkar behovet av nätkapacitet. Figur 6 visar motsvarande resultat men utgår istället från en normaliserad timprofil baserad på SE3. Som ses så visar Figur 6 liknande resultat,

men med mindre variationer. De mindre variationerna beror sannolikt på en ökad mix i elanvändning (hushåll, industri, och kommersiell).



Figur 5 Varaktighetsdiagram för de 500 värsta timmarna för olika laddningsscenarier. Timprofilen för baslast kommer från ett område i Stockholm.



Figur 6 Varaktighetsdiagram för de 500 värsta timmarna för olika laddningsscenarier. Timprofilen för baslast är baserad på SE3.

Från Figur 5 och 6 kan vi extrahera viktig information från ett flexibilitetsperspektiv. Om vi förenklat identifierar flexibilitetsbehovet som ökat effektuttag på grund av laddning (dvs att området ligger på 100% belastning idag) kan vi undersöka hur mycket effekt, och under hur lång tid som detta förväntas ske givet varje scenariers antaganden. Dessa resultat presenteras i Tabell 3 och 4. Det är tydligt att olika laddbeteenden ger väldigt olika behov av flexibilitet. Direktladdning sticker ut med ett betydligt högre flexibilitetsbehov än de två andra beteendena. Det ska dock noteras att prisprofilen har mycket stor påverkan på flexibilitetsbehoven för prisoptimerad laddning.

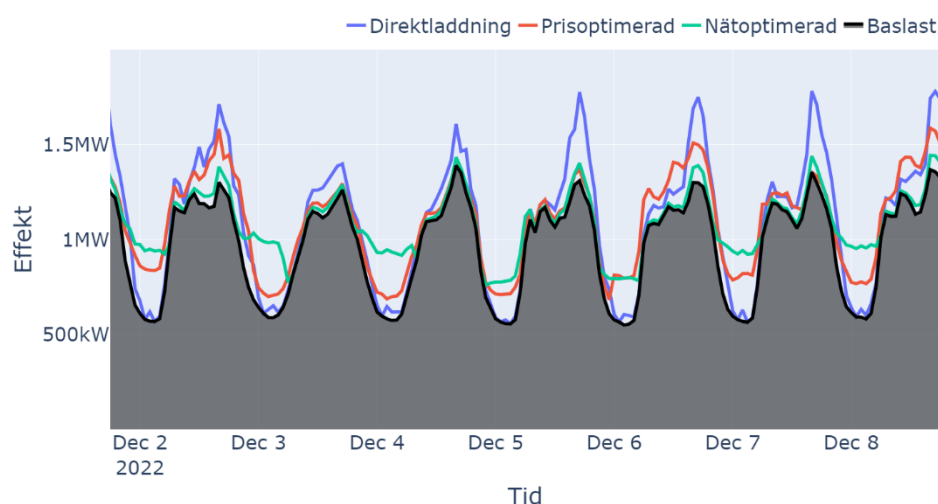
Tabell 4 Antal timmar med flexibilitetsbehov för olika laddbeteenden och baslaster.

	Direktladdning	Prisoptimerad- laddning	Nätvänligladdning
Stockholm	427	26	6
SE3	220	24	12

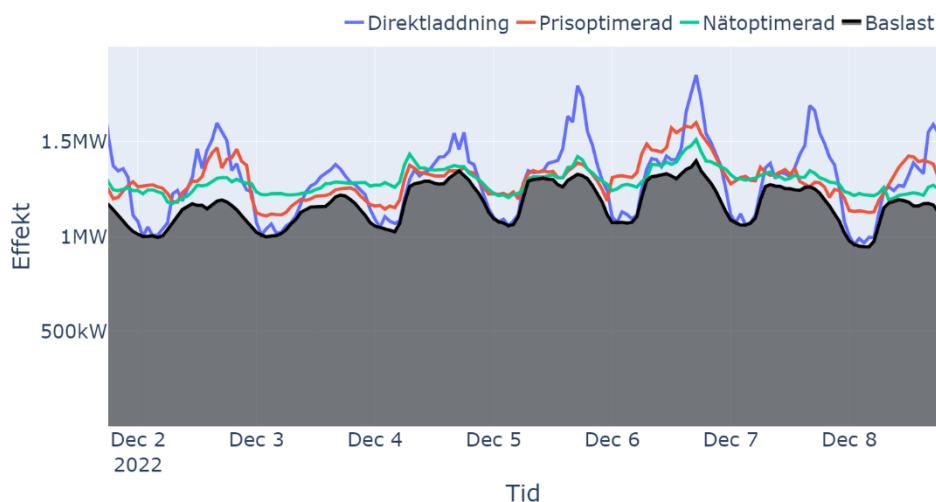
Tabell 5 Flexibilitetsbehov i maxeffekt för olika laddbeteenden och baslaster.

	Direktladdning	Prisoptimerad- laddning	Nätvänligladdning
Stockholm	390 kW	110 kW	20 kW
SE3	450 kW	200 kW	110 kW

Som nämnts tidigare så varierar resebehovet för olika dagar och olika områden. Figur 7 och 8 presenterar laddningsbehovet under två exempelveckor, en där blaslasten är från samma lokala område som laddning (Figur 7) och en med en generell baslast från SE3 (Figur 8).. När under året området har ett stort resebehov har en stor påverkan på effektuttaget i området. Sammanfaller resebehovet med ett befintligt högt effektuttag, t.ex. i fjällområden under lov, eller under kallare dagar, kan det medföra en ökad påverkan på effektuttaget medan för områden med där resmönstret är stort vid tillfällen med lägre effektuttag så har det en mindre påverkan. Att kunna identifiera sannolikhet för dessa dagar, och risker i sammanlagring innebär en bättre uppskattning på effekt och flexibilitetsbehov.



Figur 7 Utvald vecka för att visa variationer i laddbehov. Baslast från ett område i Stockholm.



Figur 8 Utvald vecka för att visa variationer i laddbehov. Baslast baserad på SE3 timprofil.

6.2 KOSTNAD FÖR FLEXIBILITETSTJÄNSTER

De analyser och resultat som presenterats har fokuserat på behovet av flexibilitet, dvs hur framtida lastprofiler med elbilsaddning kan komma att se ut. En mycket närliggande fråga är huruvida det finns tillgänglig flexibilitet under perioden då det finns ett behov. Baserat på hur mycket variation det finns i toppeffekt mellan de olika laddbeteendena. I Stockholmsområdet så är denna skillnad upp till 450 kW. Om denna ökning skulle innebära en ökning av nätstationskapacitet som motsvarar en kostnad på ca 100 000 SEK⁸, kan detta ses som ett uppskattat kostnadstak för flexibilitet under motsvarande livstids som en nätstation har (vanligen 50 år). Dessa värden skulle då ge ett uppskattat flexibilitetsvärde på drygt 4 SEK/kW/år under 50 år. Det troligaste användning av flexibilitet är troligen inte att ersätta nätförstärkningar, men för att skjuta upp dessa i tiden, eller öka utnyttjandegraden i nätet. Således kan varje scenario ges en kostnadsuppskattning för flexibilitetstjänster som alternativ till nätförstärkning. Man kan då för varje scenario få en analys av nätförstärkning kontra flexibilitet som kapacitetsåtgärd. Detta kräver dock att det också kommer finnas flexibla resurser tillgängliga dessa timmar. Om processen är transparent, och inkluderas i nätutvecklingsplanerna skulle det kunna validera marknadsstorleken för flexibilitet vilket kan leda till fler flexibilitetsaktörer.

⁸ Energimarknadsinspektionen, Normvärdeslista 2024-2027, <https://ei.se/download/18.61d7efeb18b048db98c4e12/1697032842473/Normv%C3%A4rdeslista-eln%C3%A4t-2024%E2%80%932027-f%C3%B6r-AOMO-ber%C3%A4kning.xlsx> (accessed april 4 2024)

7 Slutsatser

Detta projekt har undersökt arbete med nätutvecklingsplaner i andra europeiska länder, där man redan lämnat in flera iterationer av dessa. Genom att intervjua personer involverade i detta arbete har vi identifierat område som är resurskrävande och var nya lösningar kan spara tid och pengar. Detta kan sammanfattas i:

- Datadelning mellan olika system är dålig och tar mycket resurser. Öppna APIer, och standardisering av dataformat hos kommuner, regioner och myndigheter kan avsevärt spara tid.
- Datahantering sköts i dag till stor del i Excel, och till viss del i Python. Detta skapar problem med dokumentation, versionshantering och effektivitet.
- Marknadslösningar i form av mjukvaror finns idag för att optimera och prioritera investeringar, men kräver underlag på framtida effektbehov.
- Resursanvändning i svenska nätutvecklingsplaner är osäker på grund av osäkerheter kring vilken metodutveckling som behövs för att göra effekt, och flexibilitetsprognoser.

När det kommer till analys av flexibilitetsbehov för laddbara fordon så har projektet kommit fram till följande.

- Flexibilitetsbehov varierar stort beroende på vilket antagande beteende som bilägare kommer ha.
- I Stockholmsområdet som har undersökts så varierade flexibilitetsbehovet från 20 kW – 390 kW, och från 6 till 427 timmar givet att toppeffekten inte får öka.
- Med en mer generisk timprofil från SE3 så varierade flexibilitetsbehovet från 110 kW – 450 kW, och från 12 timmar till ca 220 timmar givet att toppeffekten inte får öka.
- Generiska profiler på baslast och elbilsladdning kommer ge en underskattning på under hur lång tid man förväntas ha behov av flexibilitet jämfört med lokala profiler. Samma profiler leder dock till en överskattning av flexibilitetsbehovet i form av effekt.

8 Bibliografi

Alavijeh, N. M.; Steen, D.; Lee, Tuan A.; Nyström S., *Capacity limitation based local flexibility market for congestion management in distribution networks: Design and challenges*, International Journal of Electrical Power & Energy, 2024

Energy Networks Association, 2022, *FES and DFES Purpose of Energy Scenarios*, [https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/ON22-WS1B-P2%20FES%20and%20DFES%20Purpose%20of%20Energy%20Scenarios%20\(30%20May%202022\).pdf?1712558122](https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/ON22-WS1B-P2%20FES%20and%20DFES%20Purpose%20of%20Energy%20Scenarios%20(30%20May%202022).pdf?1712558122) (accessed april 4 2024)

Energimarknadsinspektionen, *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd om nätutvecklingsplaner*, 2024, <https://ei.se/download/18.49940cc118cdf65e28e5eba/1705390180724/EIFS-2024-1-om-n%C3%A4tutvecklingsplaner.pdf> (accessed 4 april 2024)

Energimarknadsinspektionen, *Normvärdeslista 2024-2027*, <https://ei.se/download/18.61d7efeb18b048db98c4e12/1697032842473/Normv%C3%A4rdeslista-eln%C3%A4t-2024%E2%80%932027-f%C3%B6r-AOMO-ber%C3%A4kning.xlsx> (accessed april 4 2024)

Energimarknadsinspektionen, *Vägledning för upprättande av nätutvecklingsplaner inför inrapportering avseende 2025-2034 enligt EIFS 2024:1*, <https://ei.se/download/18.4d81ae1718d2a7183aa22ba/1705991042847/V%C3%A4gledning-f%C3%B6r-uppr%C3%A4ttande-av-n%C3%A4tutvecklingsplaner.pdf> (accessed 4 april 2024)

Svensk författningssamling, 2023, Ellagen 2023:238 § 4

VNBdigital, *Regionalszenario*, 2023, <https://www.vnbdigital.de/service/region> (accessed 4 april 2024)

ANALYS AV NÄTUTVECKLINGS- PLANER OCH FLEXIBILITET

Detta projekt har undersökt resursanvändning kopplat till nätutvecklingsplanerna, samt utvecklat en metod för hur man kan använda flexibilitetsprognoser för att identifiera flexibilitetsbehov.

För att undersöka resursanvändning för nätutvecklingsplaner har projektet intervjuat personer på elnätsbolag i Storbritannien och Portugal som jobbat med nätutvecklingsplaner i respektive land. Från intervjuerna framkom att extrahering, hantering och exportering av data var det mest resurskrävande i arbetet. Genom standardisering av dataformat, och användning av öppna APIer i mjukvaror skulle betydande resurser kunna sparas.

En övergripande metod att skapa prognoser på flexibilitetsbehov har tagits fram och testat denna för elbilsaddning i ett område i Stockholm. Metoden förlitar sig på hur olika antaganden kring beteenden påverkar flexibilitetsbehoven. Genom att kvantifiera detta så identifierades ett potentiellt flexibilitetsbehov från 20 kW – 450 kW, och från 6 timmar till ca 427 timmar. Skillnaden mellan de olika utfallen härrör från transparenta antaganden, vilket gör det möjligt för aktörer att själva avgöra vad som anses mer, eller mindre, rimligt.

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.