



TRÅNGT I ELNÄTEN – ETT HINDER FÖR OMSTÄLLNING
OCH TILLVÄXT?
SLUTRAPPORT

INNEHÅLL

INTRODUKTION	1
SAMMANFATTNING	2
1. SVERIGES ELNÄT	4
1.1 Elnätets struktur	4
1.2 Möjligheten (problemet)	4
1.2.1 Uttag av effekt	4
1.2.2 Innmating av effekt	6
1.3 Elnätskapacitet	7
1.3.1 Ledtider för nätinvesteringar	9
2. FRÅGESTÄLLNING	10
2.1 Delmoment	10
2.2 Avgränsning	10
3. METOD	11
3.1 Datainsamling och strukturering	11
3.2 Kvantifiering av nätkapacitetsutnyttjandet	11
3.2.1 Driftsituationer (högbelastningstimmar) i elnätet	11
3.2.2 Reservdrift - Schabloniserad approximation av N-1	12
3.2.3 Belastningsscenario mot 2030	12
3.2.4 Nätinvesteringar mot 2030	12
3.2.5 Uppdelning i ledningar och transformatorer	12
3.3 Samhällsekonomisk beräkning	13
3.3.1 Kundgrupper för anslutning	13
3.3.2 Ekonomiska konsekvenser per kundgrupp	14
4. RESULTAT	16
4.1 Utnyttjandegrad i elnäten	16
4.1.1 Effektbaserat överutnyttjande per elprisområde	16
4.1.2 Effektbaserat överutnyttjande per kundgrupp	18
4.2 Samhällsekonomiska konsekvenser	19
4.2.1 Ekonomiska konsekvenser per elområde och per kundgrupp	20
4.2.2 Ekonomiska konsekvenser per kundgrupp	21
4.2.3 Investeringstaktens påverkan på den samhällsekonomiska kostnaden	22
4.3 Ledtidsmatchning: Nätinvesteringar vs Kundgrupper	23
5. POLICYFÖRSLAG	24
5.1 Kortsiktiga åtgärder	24
5.2 Långsiktiga åtgärder	25

INTRODUKTION

Energiföretagen Sverige beskriver en situation där generellt stark ekonomi, tillväxt i näringslivet och kraftig befolkningstillväxt har gjort att det Svenska elnätet snabbt nått en högre utnyttjandegrad och i en del regioner ligger nära hundra procentigt utnyttjande. I områden där elnäten utnyttjas till max och där nätförstärkningar dröjer till följd av långsamma koncessionsprocesser kan nätföretagen tvingas lämna negativa svar till utbyggare av nya bostadsområden, till företag som vill ansluta till elnätet eller höja effekten på sina befintliga abonnemang och till elproducenter som vill ansluta ny produktion.

I studien du nu har framför dig har Pöyry på uppdrag av energiföretagen utrett frågeställningen om kapacitetsutnyttjandet i elnätet och föreslagit såväl metod till genomförande som en första tillämpning av en samhällsekonomisk beräkning baserat på denna metod. Rapporten slår fast att elnäten bär på ett mycket stort samhällsekonomiskt värde och att nästa steg i förvaltningen och utvecklingen av elnäten bör anpassas en ny tid med snabbare rörlighet, företag med globala valmöjligheter och korta tidshorisonter samt internationell anslutningskonkurrens även för nätkapacitet.

Studien har genomförts under våren med start i slutet av april och avslut med rykande färsk rapport och seminarium i Almedalen tisdag 3 juli 2018.

Vi i Pöyry önskar dig god läsning och effektiva tankar, så ses vi i över elnätsdiskussioner under hösten.

SAMMANFATTNING

Sverige Växer och det går fort. Industrin förnyas och robotisering och artificiell intelligens (AI) kommer på löpande band med Facebook, Bitcoin, blockchain och andra digitaliseringsfenomen i spetsen. De Svenska elnäten har fungerat utmärkt genom flera årtionden och har erbjudit en tillförlitlig överföring och tillgänglig kapacitet till alla som önskat ansluta. Det har inte funnits behov av att fundera särskilt mycket kring nyanslutningar i Sverige, det har varit lätt att ge alla den lagstadgade anslutningen utan att behöva vända varje sten för att få plats i nätet.

Nu börjar det dock se annorlunda ut. Den snabba tillväxten på både elkonsumtions- och elproduktionssidan och ökad sammankoppling med utlandet har lett till ett högre utnyttjande av näten. Samtidigt har flera stora nätutvecklingsprojekt dragits i långbänk i omständliga koncessionsprocesser där ledetiderna för de stora linjerna uppgår till 15 år och i vissa fall längre tid.

Om näringslivets behov av anslutningar inte möts riskerar Sverige på landsbasis att behöva neka 16000 MW nyanslutningar fram tills 2030 till en samhällsekonomisk kostnad om 150 mrd SEK om året i 2030. Redan nu är det möjligt att samhällskostnaden uppgår till 80 mrd SEK om året vilket kan sättas i proportion till värdet av det Svenska stam- och regionnätet som är 170 mrd SEK, eller försvarsbudgeten som är 50 mrd SEK. Det är därför tydligt att det är värt att göra rätt stora modifikationer och ny nätutveckling för att möta samhällets behov av el i syfte att undvika eller begränsa samhällsekonomiska konsekvenser.

El är kanske samhällets största enskilda värdebärare och det är viktigt att undvika suboptimering genom för stort fokus på elnätsnivå på bekostnad av ett helhetsperspektiv som inkluderar samhällskostnader och andra konsekvenser vid uteblivna anslutningar till elnätet. Ineffektivitet i processer bör undvikas. Endast konstruktiva diskussioner om ändamålsenlighet, rättssäkerhet och demokratiska principer bör avgöra hur snabbt eller långsamt det ska gå att bygga Sveriges elnät.

Tas frågan inte på allvar nu så kan det snabbt leda till en indirekt ofrivillig samhällsstyrningsfaktor som tvingar investeringar och befolkning i riktningar som i andra avseenden är suboptimala eller direkt icke-önskvärda. Det kan även leda till missade miljömål till exempel genom stopp eller försening i elektrifiering av transportsektorn, utebliven elektrifiering av industriprocesser och det kan leda till missade mål om värdskap för internationella IT-jättar och ny förnybar elproduktion.

I flera av Sveriges mest befolkningstäta storstadsregioner kan denna typ av samhällsstrukturerade konsekvenser utgöra en lika stor utmaning som den rena ekonomiska kostnaden. Det kan även nämnas att studien inte har undersökt någon kostnad av indirekt karaktär, dvs. förhindrad utbyggnad av elektrifierad kollektivtrafik etc. och hur dessa hinder i sin tur hämmar tillväxten av nya bolag, ny produktion och därigenom tillskott till BNP.

Befolkningsstrukturen och bostadsbyggandet riskerar att enbart styras av var det finns elektrisk plats snarare än var det anses lämpligt genom en avvägning av flera samhällskvalitéer, behov och nyttor.

Regionnätbolagen är oroliga för utvecklingen eftersom det är de som behöver hantera frågor om anslutning samtidigt som de är bakbundna när det gäller inmatning från stamnät och påverkan på koncessionsprocesserna för nya ledningar. De ser samtidigt ett antal snabba lösningar som tillämpas omgående och som dämpar problematiken

åtminstone temporärt tills Svk hinner genomföra effektuppgraderingar med inmatningar till regionnäten.

1. SVERIGES ELNÄT

1.1 Elnätets struktur

Det svenska elnätets ryggrad stamnätet, används för elöverföring över långa avstånd. Elen överförs exempelvis från vattenkraftverk i norra Sverige till elkonsumenter i södra Sverige. Från stamnätet förgrenar sig elnätet i region- och lokalnät. Det svenska elnätet är långt och har en samlad längd motsvarande drygt fjorton varv runt jorden.¹

- 15 000 km stamnät² Spänning 400 och 220 kV
- 31 000 km regionnät¹ Spänning 40 till 130 kV
- 160 stamnätstransformatorer²
- 2330 regionnätstransformatorer³

Samlat utgör de Svenska stam- och regionnäten ett bundet kapitalvärde om ca 170 miljarder SEK³. Regulatorisk livslängd för huvudkomponenterna i elnätet är 40 år.

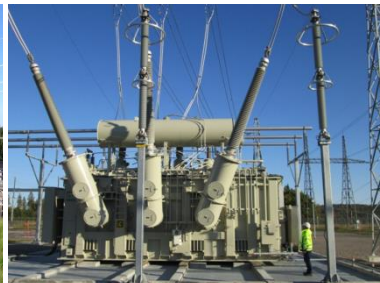
Ledning



Station



Transformator



Källa: Pöyry

Bilderna visar de tre huvudsakliga delarna som elnätet består av. Kraftledningsstolpar med 3 fasledare per kraftledning, stationer (utomhus) och transformatorer. Alla tre bilderna ovan avbildar 400 kV-komponenter. Motsvarigheterna på 130 kV-nivå är något mindre men snarlika till utformning. Trästolpar är vanligt förekommande upp till 130 kV-nivå (regionnät). Och återfinns i sällsynta fall även på 220 kV-nivå.

1.2 Möjligheten (problemet)

Härunder följer några utdrag från referat från Svenska Kraftnät sina planeringsmöten 2016 och 2017, samt statistik från SCB och Svensk Vindenergi:

1.2.1 Uttag av effekt

Serverhallar

Anslutning av stora serverhallar har blivit en stor fråga på senare tid. Det är ofta helt nya aktörer som inte förstår att stamnätets kapacitet är ändlig. Svenska kraftnät uppmanar Sveriges regionnätägare att de måste bli bättre på att informera om anslutningsprocessen och ledtider för anslutning av stora laster. Man kan inte ta anslutningen för given eftersom det inte är säkert att nätet klarar den högre lasten.

Utredningar i tidigt stadium

¹ Källa: Energiföretagen

² Källa: Svk

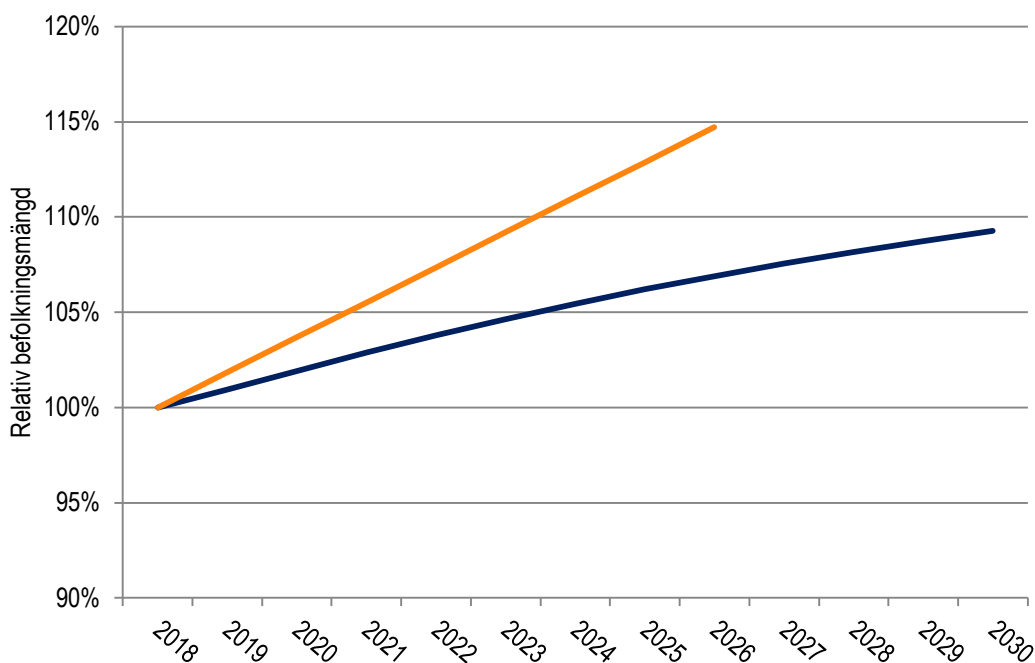
³ Källa: Ei

Det är fortsatt tryck på ökad kapacitet i storstadregionerna. Detta är en stor utmaning eftersom det i många fall kommer att kräva nätförstärkningar med långa ledtider. Regionnätägarna bör överväga alternativa lösningar där regionnät kan teckna avtal med producenter eller fundera på lösningar för bortkoppling av förbrukning. Johan Persson (E.ON) flaggade för problem med kapacitet kring Malmö och att kommunerna kommer att trycka på för mer kapacitet. Lennart Engström (Vattenfall Eldistribution) nämnde att man lyfte kapacitetsfrågan i Almedalen i somras och undrade om detta lett till något resultat. Elisabet Norgren (Svk) svarade att Svenska kraftnät har informerat departementet och söker en dialog med Länsstyrelsen i Stockholm.

SCB - Befolkningen ökar snabbt

I januari 2017 passerade Sveriges invånarantal 10 miljoner. Om tio år, 2028, beräknas folkmängden ha ökat med 1 miljon och befolkningen i Sverige passerar då elva miljoner. År 2070 kommer det bo nästan 13 miljoner i Sverige, enligt SCBs befolkningsprognoser.

Figur 1 – Sveriges- och Stockholms befolkningstillväxt 2017-2030



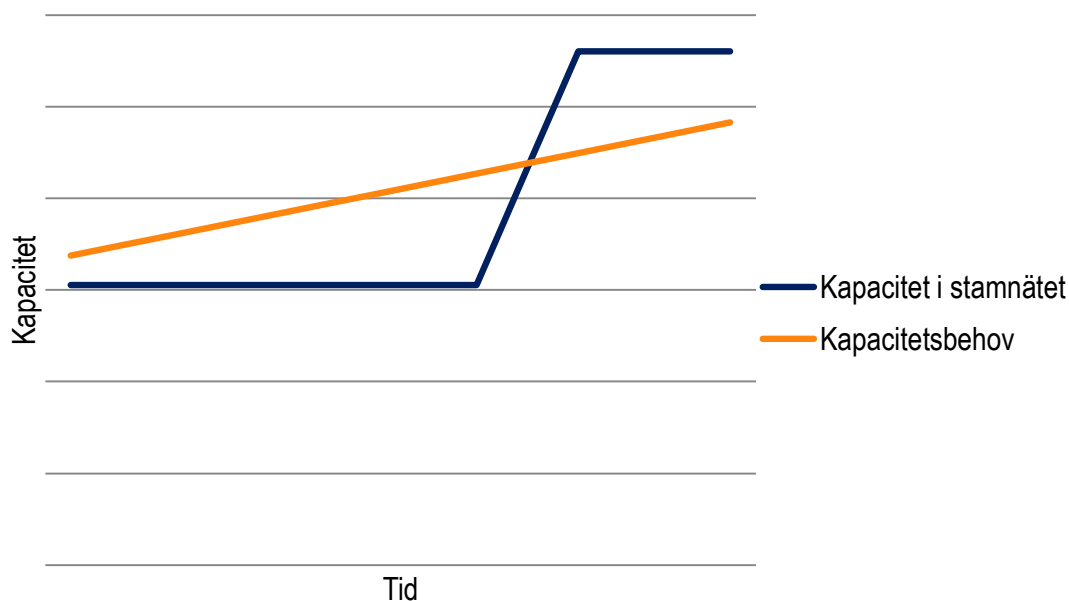
Källa: SCB & Stockholms läns landsting (SLL)

Sveriges befolkning (mörkblå) väntas öka med 10 % fram tills 2030 emedan Stockholms befolkning (orange) väntas öka med 15 % till 2026.

- Den största relativa befolkningstillväxten fram till 2026, 45 procent, väntas för Sundbybergs kommun. Järfälla kommun väntas öka sin befolkning med 30 procent och ytterligare fyra kommuner väntas öka sin folkmängd med över 20 procent, nämligen Upplands-Bro, Värmdö, Nykvarn och Vallentuna. Danderyds kommun och Södertälje förväntas få den relativt sett minsta befolkningsökningen, 6 procent.
- Totalt planeras ett tillskott av 341 000 bostadslägenheter i länet under perioden 2017–2030. Drygt 90 procent är lägenheter i flerbostadshus.
- Antalet planerade bostäder är högst i Stockholm (109 000), Nacka (25 000) och Järfälla (20 000).

- Antalet planerade bostäder i relation till bostadsbeståndet 2016 är högst i Sundbyberg, Upplands-Bro, Järfälla och Nacka, som alla har byggplaner motsvarande över 60 procent av beståndet.

Figur 2 - Stockholms effektsituation: En stilstudie i försenad kapacitetsökning



Källa: Pöyry

Figuren visar hur kapacitetsbehovet redan är högre än abonnerbar effekt från Svk i Stockholm. Bilden visar utvecklingen över 15 år och kunna lika gärna ha varit hämtad från ett annat trångt gränssnitt i en annan Svensk stad. Liknande situationer finns i flera storstadsområden och i Malmö behövde E.ON nyligen tacka nej till North Volts ansökan om anslutning till nätet eftersom Svk meddelade att det inte var möjligt inom given tidsram. I Figuren är skalan 500 MW per linje och effektsteget visar en effektökning om totalt 1200 MW som väntas färdig drifttagning strax innan 2030.

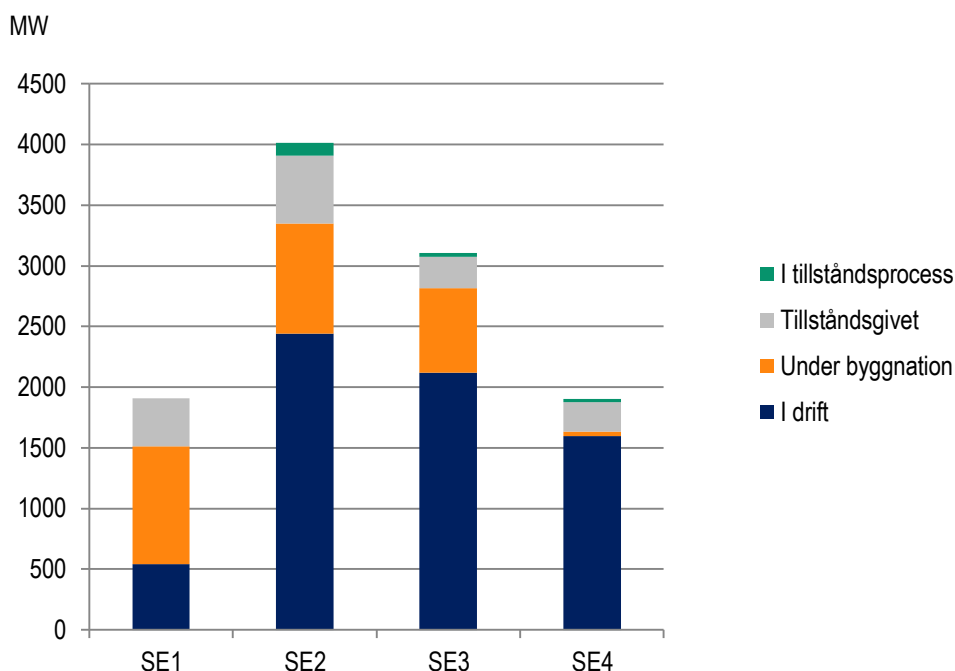
Situationen i Stockholm räddas i dagsläget av lokal elproduktion som finns tillgänglig inom Stockholm. Utan Stockholms lokalproduktion skulle nyanslutningar redan avvisas. Ökningen i stamnätskapacitet in till Stockholm är planerad att stå klar innan 2030, men transmissionsprojekten som ökningen är beroende av är stora och förknippade med tidslinjerisker, så något garanterat datum för drifttagning finns ännu inte.

I ett nät där det aldrig uppstår effektbrist ligger den orangea linjen alltid under den blå. Den tryggheten inträffar först efter Svks drifttagning av de stora nätförstärkningarna in mot Stockholm och bilden illustrerar fint hur flaskhalsen i nätet ser fram till dess, samt utvecklingen över en 15-årsperiod med start i dag. Figuren illustrerar även hur nya nätförstärkningar kommer behöva vara färdig utbyggda redan 5-10 år efter 2030.

1.2.2 Inmating av effekt

Svensk Vindenergi - Vindkraften växer snabbt

Figur 3 - Prognos för installerad effekt per elprisområde 2021 (base case)



Källa: Svensk Vindenergi

Figuren visar att det kommer anslutas ca 4000 MW ny vindkraftseffekt till det Svenska elnätet inom fyra år, varav ca 3000 MW i SE1 och SE2. I sammanhanget kan nämnas att maximal överföringskapacitet (NTC) mellan SE2 och SE3 är 7300 MW, ett gränssnitt som redan tidvis är fullt. Om vi adderar 3000 MW som ska överföras över detsamma snittet och väljer en driftstimme då snittet redan är fullt så blir det alltså $10300/7300 = 140\%$ belastning.

1.3 Elnätskapacitet

Elnätet är – trots sin stela natur – ett dynamiskt föremål som ändrar karaktär med vädret. Det betyder i klartext att nätet har olika hög kapacitet vid olika omgivningsförhållanden av den enkla anledningen att ledningarna behöver kylning och den varierar med temperatur, vind, solinstrålning och ledningens läge i terrängen. Elnätsbolagen översätter dessa variationer till olika rates och då vanligen en vinter-rate, en sommar-rate och en reservdriftsrate där ledningarna tillåts hålla en högre temperatur under en begränsad tid.

Kapacitetsutnyttjandet är därmed en sammanlagd funktion av vilken kapacitet som finns att utnyttja och till vilken grad just den kapaciteten utnyttjas. Elnäten har generellt en begränsning i överföringsförmåga som bestäms av maximal tillåten temperatur på luftledningarna innan de hänger ned så mycket så att de kommer för nära marken. Temperaturen övervakas dock inte kontinuerligt vilket medför att schabloniserade gränser sätts, en för vinter och en för sommar. Det finns även flera andra faktorer som kan vara begränsande⁴ för överföring av effekt, men för enkelhetens- och tydlighetens skull låter vi den termiska begränsningen vila i minnet som en visualisering av hur mycket effekt som kan överföras på en ledning.

⁴ Till exempel dynamiska begränsningar i nätens överföringsförmåga och nätens spänningsstabilitet som i sin tur är beroende av reaktiva effektlöden.

- Vinter
Näten kyls av kall luft och vind och ledningarna tillåts en effektöverföring som är 20 % högre än om sommaren.



- Sommar
Näten kyls sämre, omgivningstemperaturen är högre och solinstrålningen är starkare mot ledarnas metall. Tillåten effektöverföring är därmed 20 % lägre än om vintern.



- Dynamisk överbelastbarhet
Elnätets kapacitet är alltså inte fix, och det händer inte omedelbart något dramatiskt om en nät-del belastas över sin tillskrivna maxgräns för årstiden eller driftläggningen. Det är dock ett helt ofrånvikligt krav att fasledarna – av personsäkerhetsskäl - håller sin minimiavstånd till mark. Resultatet av den dynamiska överbelastbarhet är att elnätets kapacitet har ett mjukare tak att stånga i som kan stretchas lite genom en mer noggrann uppföljning av de direkta konsekvenserna på plats i nätet.
- Slutsats:
Näten är trängre om sommaren än om vintern, allt annat lika.
 - Fast är allt annat lika?

Historiskt har det inte varit det, utan belastningen i näten har varit avsevärt lägre sommartid eftersom uppvärmningen av Sveriges hem och industrier krävt mer el vinterstid. Med andra ord har vinterns högre belastning trots högre nätkapacitet gett utslag i ett väsentligt högre utnyttjande av näten. Vinter-rate kopplat med vinterförbrukningstopp har därmed varit dimensionerande för större delen av det Svenska elnätet.

Sammankopplingen av Nordeuropeiska elnät, starkare utlandsförbindelser, mer energieffektiva bostäder och utbyggnad av förnybar energi som producerar full effekt oavsett årstid, är emellertid i färd med att ändra den en gång så cementerade bild om trängre nät vinterstid. Hög elproduktion i norr i kombination med hög export till Tyskland kan ge stora transiterade effekter genom Sveriges elnät trots varmt väder och låga effektuttag inom Sverige. Tidigt i utredningen blev det klart att det är drifttimmar med sommarrating på ledningarna som ger de största överbelastningarna i regionnäten totalt sett.

1.3.1 Ledtider för nätinvesteringar

Figur 4 – Ledtider för projektprocess från investeringsbeslut till färdig anläggning

Ledtider för nätbygge	
Transformator	1-2 år
Problemstation i stad (regionnät)	6-7 år
Stamnätsledning	10-15 år
Regionnätsledning	5 år
Problemlledning regionnät	10-15 år

2. FRÅGESTÄLLNING

Beräkna de samhällsekonomiska konsekvenserna av kapacitetsbrist i det svenska elnätet. Elnätet begränsas i utredningen till stam- och regionnät.

2.1 Delmoment

- Utveckla en metod för kvantifiering av kapacitetsbrist som är systematisk enkel och tillförlitlig och tillämpa metoden för att ta fram en uppskattning av samhällsekonomisk förlust av otillräcklig nätkapacitet.
- Låt utredningen bygga på kvantitativ och kvalitativ information och inkludera de stora regionnätbolagen i en styrgrupp för utredningen.

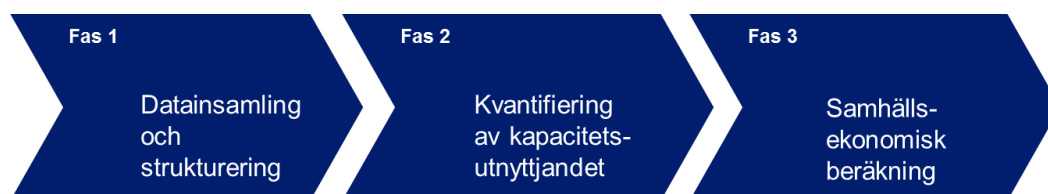
2.2 Avgränsning

Analyserna av de ekonomiska konsekvenserna knutna till avsaknad av kapacitet i dagens nät (2017) och i 2030 baseras på analyser genomförda på nätdata från nätdatabanken (NDB).

Inga investeringar i nytt nät under tiden mellan 2017 till 2030 kommer med i modellen. (Av omfattningsmässiga skäl). Det gör att överutnyttjandet systematiskt överskattas eftersom näten rimligtvis kommer byggas ut under tiden. Överutnyttjandet ska därför tolkas som ett överutnyttjande med år 2017 som bas och det går då att se vilken kapacitetsbrist det blir om inget görs. Försättningsvis betyder det även att den teoretiska samhällsekonomiska förlusten utgör en maximal ram där utfallet kommer bli lägre. Vidare visar analysen även det hela och fulla samhällsekonomiska värdet som näten bär upp om de tillåts utvecklas och byggas i en takt som avvärjer att kunder måste nekas anslutning.

3. METOD

Följande stegvisa metod har tillämpats:



3.1 Datainsamling och strukturering

Datainsamlingen inkluderar data från Svk, E.ON, Ellevio och Vattenfall och representerar därmed Sveriges stamnät och största delen av regionnätet. Utöver datainsamlingen har Pöyry ansökt om- och fått godkänd en access till nät databanken inom ramen för projektet. Nät databanken (NDB) är en samarbetsplattform för nätdata där Svk och regionnätbolagen samlar data om sina nät i en modell som det går att simulera elnätsflöden i och på så vis se flöden vid olika driftfall i det Svenska elnätet. Modellen är representerad i nätberäkningsprogrammet PSS/E.

Vidare har intervjuer genomförts med regionnätsschefer och planerare på samtliga av de medverkande bolagen vilket har adderat ett lager med kvalitativa inspel till arbetet med objektiva nätdata.

3.2 Kvantifiering av nätkapacitetsutnyttjandet

En sammansatt och tydlig statistisk metod med grund i elnätberäkningsprogrammet PSS/E och data från nätföretagens nät databank (NDB) har tillämpats och den beskrivs utförligt i kap.1.

Kvantifieringen av utnyttjandegraden i elnätet består av fem väsentliga delar med tillhörande antaganden och de är: Driftsituationer (specifika högbelastningstimmar), Reservdriftlägen (N-1), belastningsutveckling mot 2030 och ändringar i nätet till följd av investeringarsamt uppdelning på olika nätkomponenter.

3.2.1 Driftsituationer (högbelastningstimmar) i elnätet

Ett urval med högt belastade drifttimmar har undersökts genom simulering av NDB-modellen i PSS/E.

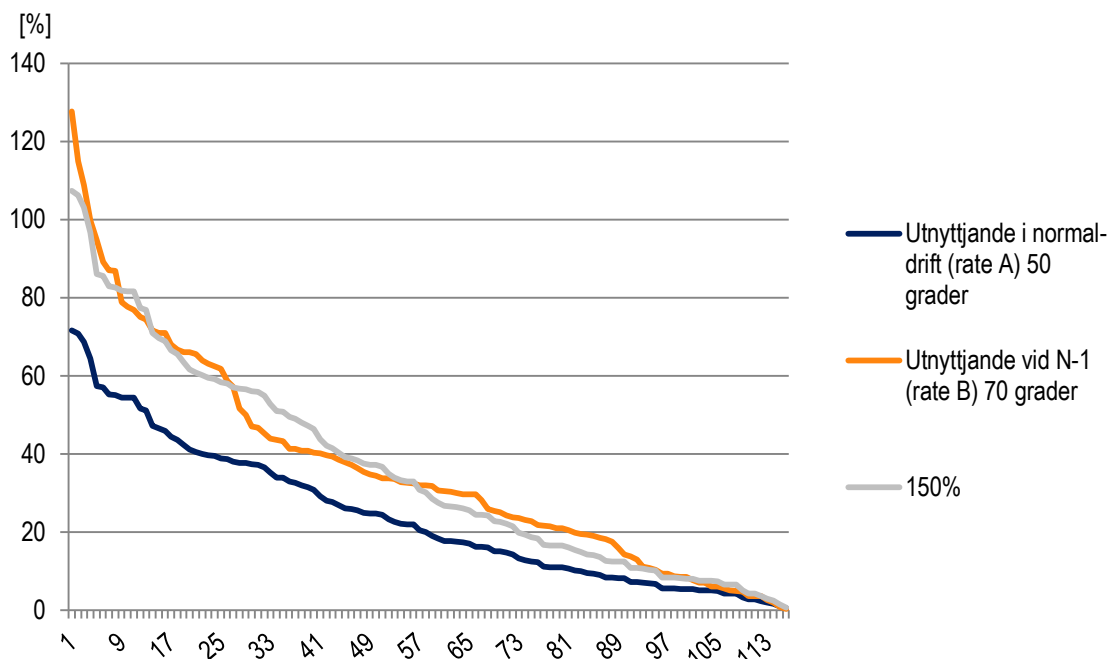
Tabell 1 - De två hårdaste nätbelastningstimmarerna har simulerats i NDB.

Förutsättning	Vintertimmen	Sommartimmen
A	Vinterrate på ledningarna	Sommarrate på ledningarna
B	Maxbelastning	Maxbelastning
C	Låg vindkraftsproduktion	Hög vindkraftsproduktion
D	Import i söder in till SE4	Export i söder ut från SE4
E	Normaldriftläggning	Normaldriftläggning

3.2.2 Reservdrift - Schabloniserad approximation av N-1

Resultande kapacitetsutnyttjande från drifttimmarna beskrivna i steg 1 har multiplicerats med 150 % för ett estimat på en belastning under N-1.⁵

Figur 5 – Ledningsbelastning, N-1-approximation



Källa: Pöyry

Figuren visar hur belastningen per ledning ser ut i normaldrift (blå linje) och vid N-1 (orange linje) och slutligen approximationen normaldriftsbelastning multiplicerat med 150 % (grå linje).

3.2.3 Belastningsscenario mot 2030

För 2030 har belastning och produktion i nätmodellen i NDB ökats linje med de prognoser och antaganden som regionnätbolagen själva lägger till grund i sina beräkningsarbeten för regionnätplanering.

3.2.4 Nätinvesteringar mot 2030

Inga. Av hänsyn till studiens begränsade omfattning och korta tidslinje valdes scenariopermutationer baserat på möjliga men inte än kända nätinvesteringar mot 2030 bort helt och hållet. Avgränsningen ger också en klar bild av den maximala tänkbara effektbristen eftersom nätet som representeras helt saknar utbyggnad mot 2030.

3.2.5 Uppdelning i ledningar och transformatorer

Analyserna av överutnyttjande för elprisområdena SE1-SE4 är fördelade på:

- Stamnätledning

⁵ Komparativa studier i PSS/E på större regionnätområden i Sverige visar att belastningen på den högst belastade delen av nätet ökar med ca 50 % under N-1.

- Stamnätstransformatörer
- Regionnätsledningar
- Regionnätstransformatörer

3.3 Samhällsekonomisk beräkning

Klargörande

Samhällsekonomiska konsekvensanalyser tar normalt utgångspunkt i en nollsituation som är en fortsättning baserad på dagens situation och kvantifierar samhällsekonomiska konsekvenser av diskret avgränsade åtgärder som är aktuella för genomförande.

Baserat på informationen och tidsaspekten inom ramarna för projektet är nollsituationen vald som utgångspunkt, sedan åskådliggörs utvärderingar av ekonomiska konsekvenser knutna till en möjlig framtida brist på kapacitet i elnätet. Analysperioden sträcker sig fram till 2030.

Investeringar i stamnät och regionnät har typiskt långa ledtider med utredning, koncessionsansökan och byggnation. Nyligen omtalade Svenska Kraftnät den akuta bristen på kapacitet i områden i Stockholmsregionen som troligen vill fortvara fram tills 2030. De har därför igångsatt flera projekt för kortsiktiga lösningar för att avhjälpa situationen fram mot 2030, bland annat ett pilotprojekt med dynamisk ledningskapacitet DLR. Analyserna i rapporten handlar därför inte om ekonomiska konsekvenser knutna till särskilda investeringsåtgärder, men fokuserar istället på vilka ekonomiska förluster avsaknad av nätkapacitet kan påföra det Svenska samhället i perioden fram till 2030.

Förklarar från ett annat perspektiv visar resultaten vilket ekonomiskt värde elektriciteten bär i det Svenska samhället.

Att ny industri eller datacenter inte kan anslutas inom ett givet område medför inte nödvändigtvis en samhällsekonomisk förlust för Sverige. Om anslutningen istället sker på en annan Svensk ort kan det snarare vara tal om en omfördelning av inkomster, jobbtillfällen etc. Ändrat placeringsbeslut för en anslutning har såklart lokala ekonomiska konsekvenser, men för Sverige som land kan ändringar i etableringsområden ha både positiva och negativa ekonomiska konsekvenser.

I analyserna av samhällsekonomiska konsekvenser har Pöyry inte kvantifierat de ekonomiska virkningarna knutna till re-lokalisering internt i Sverige. När samhällsekonomiska konsekvenser som följer av kapacitetsbrist utreds vidare här i rapporten är dessa baserade på förutsättningar om sannolikheten för att kunden heller etablerar sig utanför Sveriges gränser inom ramen för perioden fram tills 2030.

Samvariation i produktion och förbrukning inom en och samma ort har det inte tagits hänsyn till i analyserna.

3.3.1 Kundgrupper för anslutning

Indelning av kundgrupper är baserade på data från Vattenfall, och följande kundindelning är vald:

- Bostäder & laddinfrastruktur/transportelektrifiering
- Ny industri/industriell elektrifiering (Industri)
- Datacenter
- RES (Vindkraft)

Där vi har information om andel kunder inom varje område har vi använt den för fördelning av andel och tillväxt. Vid avsaknande av- eller bristfällig information har vi tillämpat genomsnittssiffror för fördelning av kunder.

visar andel kunder segment och elprisområde.

Figur 6 – Nätbelastningens uppdelning per kundgrupp och nätområde

Kundeindelning	Bostäder & laddinfrastruktur	Industri	Datacenter	Vindkraft
SE1	30%	1%	15%	54%
SE2	9%	1%	12%	77%
SE3-S	57%	6%	16%	21%
SE3-Ø	49%	7%	15%	29%
SE3-V	64%	3%	10%	23%
SE3-G	59%	5%	13%	22%
SE4	59%	5%	13%	22%

SE3-S = Stockholmsregionen, SE3Ø = Øst-Sverige, SE3-V = Vest-Sverige, SE3-G = Gjennomsnitt SE3

3.3.2 Ekonomiska konsekvenser per kundgrupp

Kapacitetsbrist vill få olika ekonomiska konsekvenser beroende på vilka aktörer som drabbas.

Vid kapacitetsbrist och nekad anslutning i ett område eller i Sverige, vill konsekvensen till följd av detta variera beroende på hurvida det är en permanent lösning (inom perioden till 2030) där kunden etablerar sig i annat område med tillgänglig kapacitet eller etablerar sig utomlands.

För kundgruppen "Bostäder och laddinfrastruktur" förutsätts att det är liten sannolikhet för att kundgruppen etablerar sig utomlands. Samtidigt är det en grupp som är starkt "skyddad" av lagar och politiska önskemål samtidigt som gruppens tålamod med avseende på "time to market" är längre än för de andra kundgrupperna.

Kundgruppen med störst sannolikhet för etablering utanför Sverige om anslutning till elnätet inte är möjlig till följd av kapacitetsproblematik, är kundgruppen "datacenter". Etablering av datacenter i Sverige har stor politisk draghjälp. Samtidigt är det en grupp med mycket kort ledtid för investeringar och förväntningar om omedelbar implementering av byggprojekt. Sverige uppfattas som ett attraktivt land för etablering av datacenter, men det gäller även för övriga nordiska länder⁶. Sannolikheten är därför stor för att en nekad anslutning i Sverige medförer flytt eller nyetablering till ett annat Nordiskt land.

Förseningar av anslutningar som överstiger 6 mnd⁷ medför stora ekonomiska konsekvenser för datacenter och bidrar till att kundsegmentets krav till ledtid är kort.

⁶ Världens största Bitcoin mining facility, Enigma, ligger på Island och är sannolikt en av landets största elkonsumenter.

⁷ <https://www.business-sweden.se/contentassets/cd7d2c2584d64e8694e92ec1f6408069/bcg-capturing-the-data-center-opportunity-june-2016.pdf>

Figur 7 – Förväntade ledtider per kundgrupp

Ledtider	
Bostäder & laddinfrastruktur	> 10 år
Industri	< 5 år
Datacenter	< 2 år
Vindkraft	> 5 år

Källa: Pöry

3.3.2.1 Kundgruppernas MW-specifika ekonomiska förluster

För att beräkna de samhällsekonomiska förlusterna förknippade med kapacitetsbrist i perioden fram till 2030 har vi valt att basera oss på nyckeltal för kostnad/värde (MSEK/MW).

- Bostäder och laddinfrastruktur: Nyckeltal 0,5 MSEK/MW & år. Huvudsakligen knutet till eltransport.
- Industri: För 2017 utgjorde industrins bidrag av samlat BNP i Sverige ca 3200 mrdSEK, där tjänsteytande industri stod för ca 2/3. Samtidig utgjorde förbrukningen i industrin ca 50 TWh i 2017. Med antaganden om utnyttjandetid om ca 4000 timmar/år för tjänsteytande industri och 8000 timmar/år för produktion av varor så ger det en viktad utnyttjandetid om ca 5000 timmar/år. En förbrukning om 50 TWh och 5000 timmar ger en effekt lik 10 000 MW. Nyckeltalet till analyserna blir därför 320 MSEK/MW & år (3200 mrdSEK/10000 MW).
- Datacenter: Nyckeltal baseras här på beräkningar gjorda i förbindelse med etableringen av Facebook i Luleå⁸ med en samlad kapacitet om 120 MW.
 - Investeringskostnad: 4 mrd SEK, varav 2,3 mrd SEK i Sverige.
 - Årlig driftskostnad: 0,3 mrd SEK
 - Samlade ekonomiska bidrag till ekonomin över 10 år beräknades till ca 9 mrd SEK (inkluderat indirekta effekter och ringverkning både knutna till investering och drift.)

Det ger ett nyckeltal om 7,5 MSEK/MW & år (9 mrd SEK/10 år/120 MW)

- Vindkraft: Huvudsakligen vindkraft och lite solkraft. Nyckeltal är baserade på värdet av producerad electricitet. Data från 2016 visar installerad effekt om ca 6400 MW och en produktion om 15,5 TWh. Med en förutsetning om en kraftpris lik 40 öre/kWh ger det et samlat årligt produktionsvärde om 6200 MSEK

Det ger ett nyckeltal om ca 1 MSEK/MW & år (6,2 mrdSEK/6400 MW)

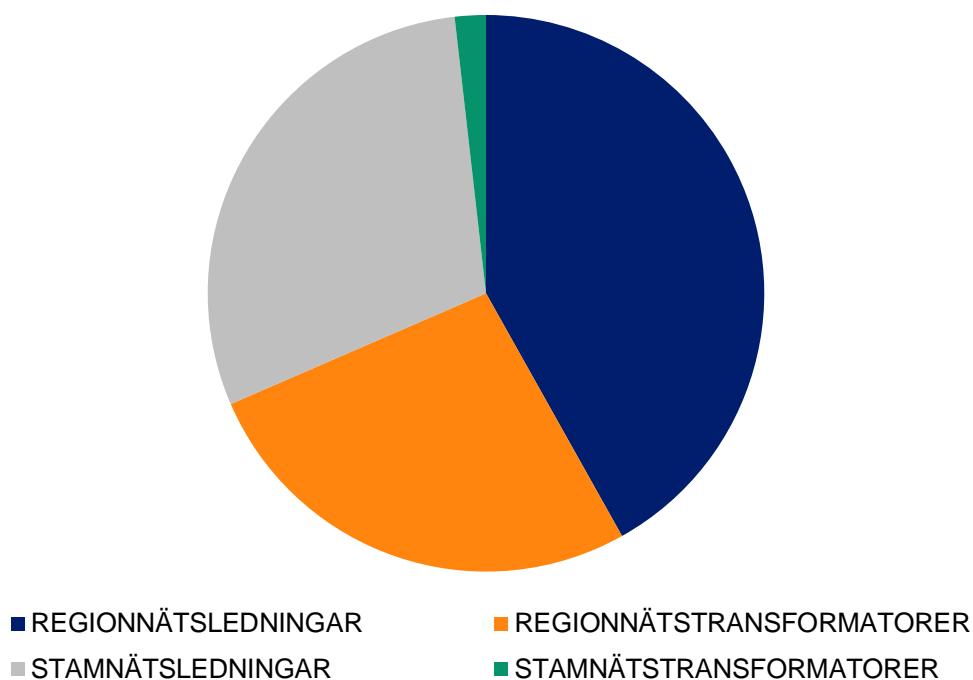
⁸ http://image-src.bcg.com/Digital-Infrastructure-Economic-Development-Jun-2014-Nordics_tcm22-29049.pdf

4. RESULTAT

4.1 Utnyttjandegrad i elnäten

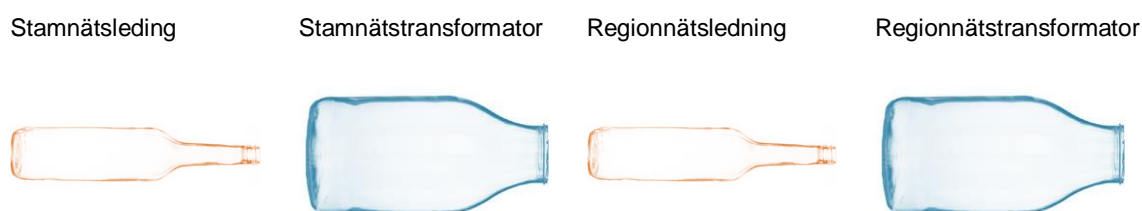
I följande kapitel redovises kapacitetsutnyttjandet.

Figur 8 - Överutnyttjad kapacitet per komponentklass.



Källa: Pöyry

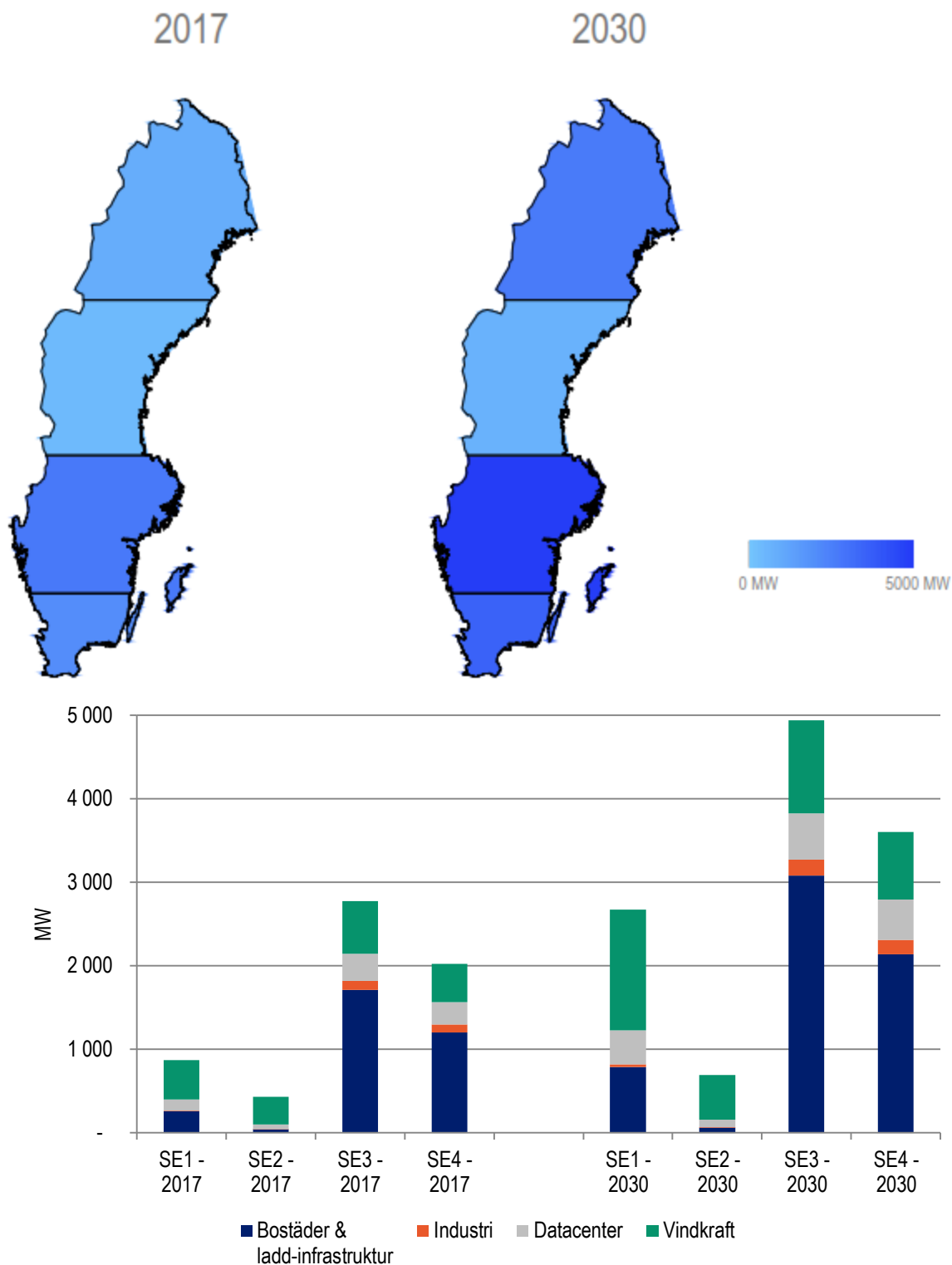
Figurena visar att det är i ledningsnätet som kapacitetsutnyttjandet är lättast att kvantifiera eftersom de i större utsträckning än transformatorerna är gränssättande för kapacitetsutnyttjandet.



4.1.1 Effektbaserat överutnyttjande per elprisområde

Överutnyttjandet visas i Figur 9 nedan.

Figur 9 a & b - Överutnyttjat kapacitet per elprisområde - MW

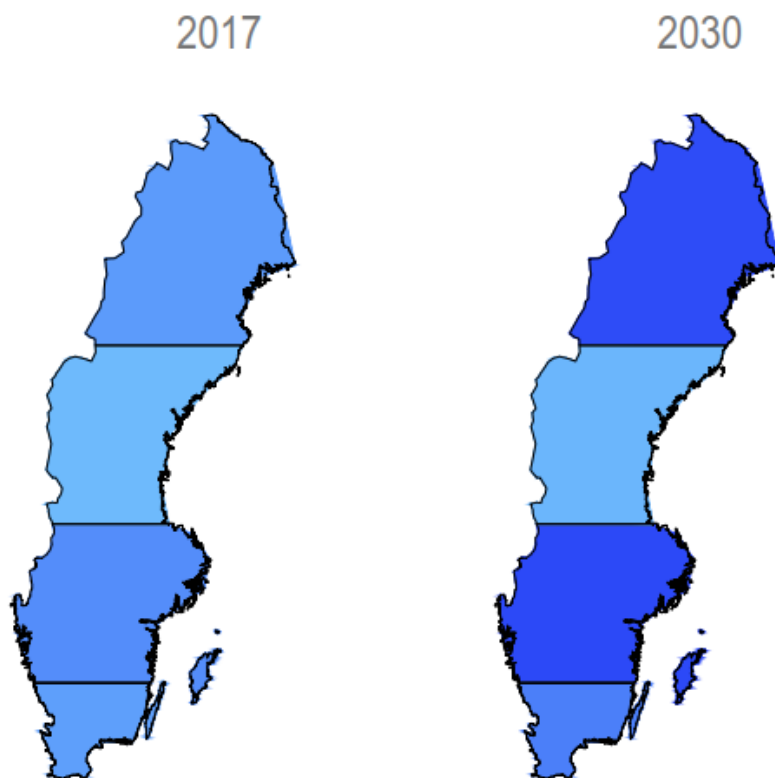


Källa: Pöyry

Fördelat per elprisområde är överutnyttjandet som väntat störst i SE3 och SE4, fast SE1 ligger inte långt efter. I SE3 uppgår det till om lag 4900 MW i 2030. Det är dock vitt skilda typer av överutnyttjande i SE1 och SE3/SE4 eftersom det i norr främst rör sig om inmatning av elproduktion kopplat till vindkraftstillväxten emedan det i söder rör sig om

uttag av effekt och då främst i storstadsområden och till punktlaster. En närmare undersökning visar intressant nog att områdena med störst ökning i överutnyttjandet är två elproduktionstunga regioner i Sverige, Värmland och Norrbotten som båda visar upp en ökning på mellan 200 % och 300 % i perioden.

Figur 10 – Ledningslängdsviktat överutnyttjande – MWkm



Källa: Pöry

Figuren visar antalet överutnyttjade MWkm. Det är med andra ord överutnyttjandet i MW multiplicerat med ledningslängden för varje överutnyttjad MW. Då visar det sig att mängden överutnyttjat nät är större i SE1 än i SE4 och det kan rimligtvis attribueras till de mycket längre ledningslängderna i norr. Det är likafullt en giltig observation eftersom ledningar när de byggs om eller byggs nya kräver åtgärder, projektering, tillstånd och entreprenad utmed sin fulla längd.

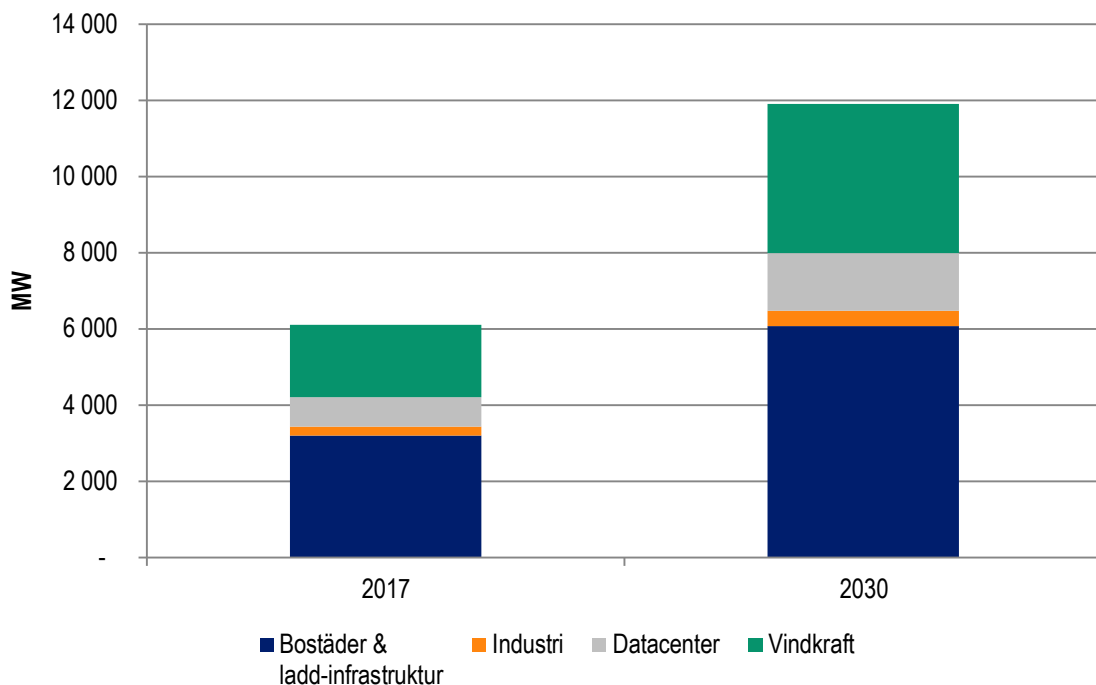
4.1.2 Effektbaserat överutnyttjande per kundgrupp

I de kvantitativa analyserna som ligger till grund för de samhällsekonomiska beräkningarna är regionnätledningarna valda som mått på kapacitetsutnyttjande och tillväxten läggs på befintlig belastning och befintligt nät. Det är längre processer och ledtider för att bygga ledningskapacitet än transformatorkapacitet och de högst belastade ledningarna är i dag fler och hårdare utnyttjade än transformatorerna. Regionnätledningarna och regional tillväxt uttryckt på ledningarnas överföring ger även en bra geografisk bild av hur det ökande nätutnyttjandet fördelas i Sverige. I många fall och regioner kommer Svenska Kraftnätets ledningar att utgöra flaskhals emedan regionnäten kommer hinna byggas ut i tid, men även då är regionnätledningarnas kapacitetsutnyttjande ett mått på hur mycket Stamnätet behöver uppgraderas.

Det är emellertid viktigt att understryka att snabb ökning av nätutnyttjande även kommer innebära stora investeringar i stationer vilka, speciellt i storstadsområden, också kan vara förknippade med långa ledtider. Storstadsstationernas längre ledtider beror på flera extraordinära hänsynstaganden än en normal nätutbyggnadsprocess med tillhörande ledtider. Till koncessionsprocessen kommer ytterligare hänsyn till detaljplaner, brist på mark etc. och det kan sammantaget fördröja projekt väsentligt (6-7 år)¹⁶ utöver en förväntad rak projekttidslinje med en normal nätprocess inom nätföretagens koncessioner.

- Samlat överutnyttjande av kapacitet är störst i SE3. Bostäder och laddinfrastruktur står för en stor del av kapacitetsutnyttjandet – om lag 50 % i 2030.
- I SE1 ökar behovet för kapacitet med 300 % och i SE2 med om lag 160 %.

Figur 11 – Överutnyttjande av elnätetskapacitet



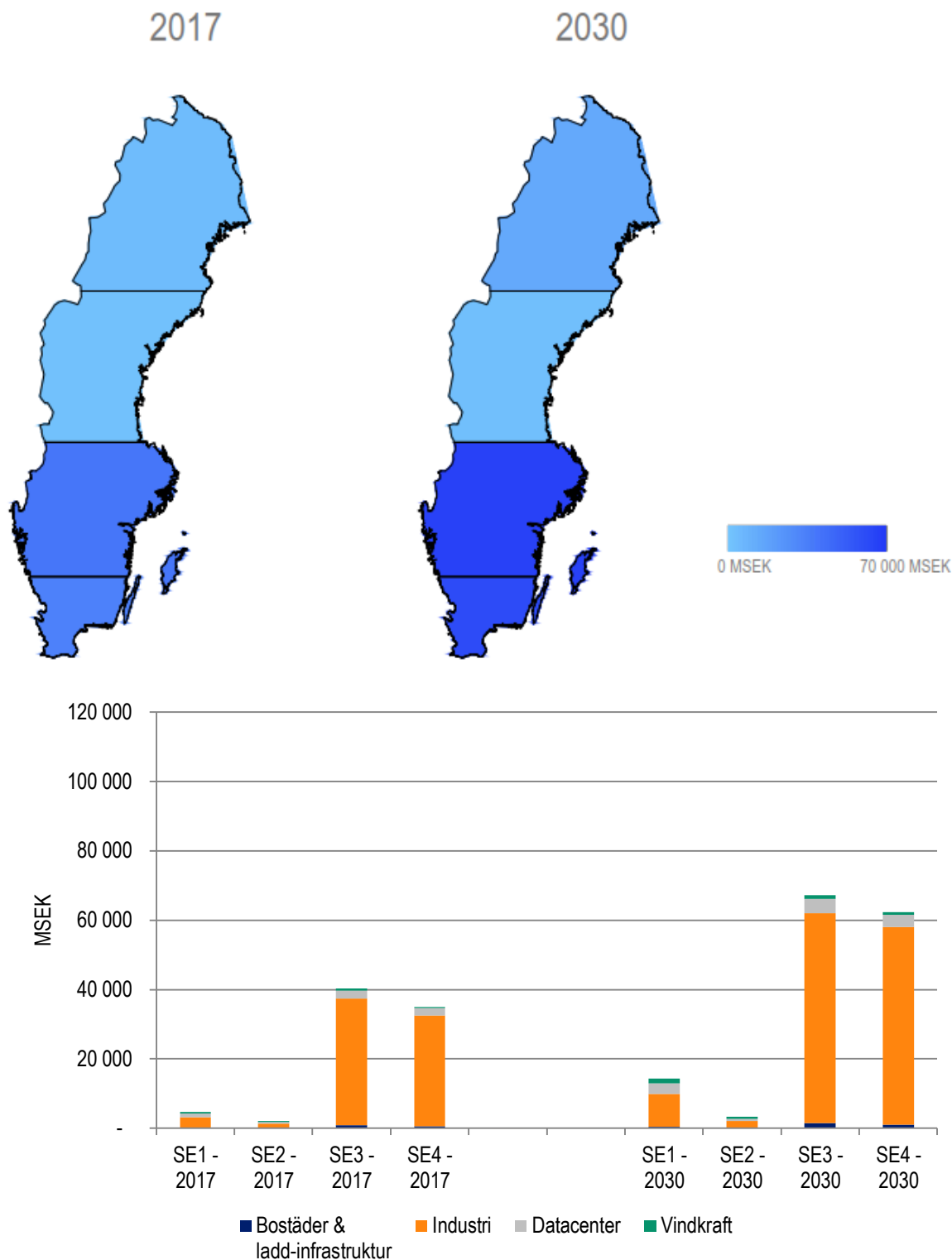
4.2 Samhällsekonomiska konsekvenser

Det effektbehov som inte mötes leder till en potentiell samhällsekonomisk kostnad om 80 mrd SEK per år redan i dag och 150 mrd SEK per år 2030. Resultaten är redovisade i ett antal figurer härunder.

¹⁶ Källa: E.ON och Ellevio

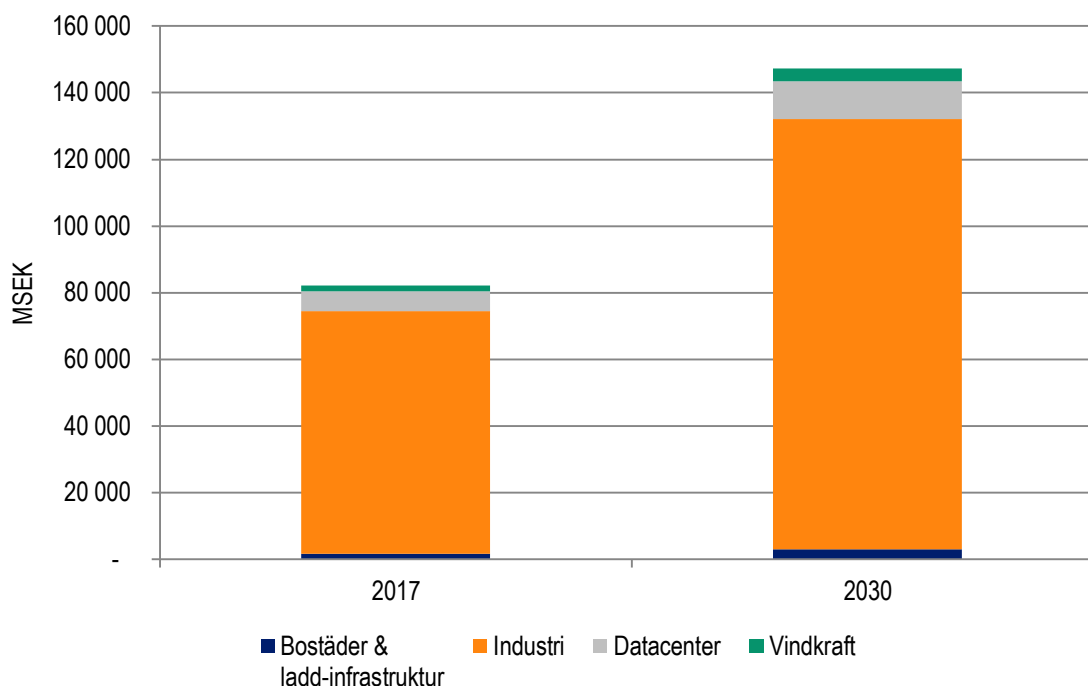
4.2.1 Ekonomiska konsekvenser per elområde och per kundgrupp

Figur 12 a & b – Årlig samhällsekonomisk kostnad av kapacitetsbrist



En kapacitetsbrist för regionnätens abonnenter vill totalt utgöra en potentiell värdeskapandeförlust om 80 mrd SEK per år 2017, och närmare 150 mrd SEK per år 2030. En ökning på knappt 80 % mellan 2017 och 2030. Den ekonomiska förlusten sker i det allt väsentligaste i SE3 och SE4.

4.2.2 Ekonomiska konsekvenser per kundgrupp



Källa: Pöyry

När MW översätts till kronor och ören blir det klart att industrins bidrag till BNP och risk för utomlandsflytt är avgörande gentemot den blygsamma bostadskalkylen i frågan om vad som dominerar den samhällsekonomiska kostnaden för nekade anslutningar. Industrin står för den klart dominerande andelen (90 %) av den samhällsekonomiska förlusten. Förädlingsgraden av Svensk el kan i sammanhanget anses vara hög eftersom BNP-drivet som elen står bakom är minst en storleksordning mer värd än elen självt.

Konsekvenserna av den största kapacitetsbristdrabbade kundgruppen sett till MW, nämligen bostäder och laddinfrastruktur är betydligt mindre och det förklarar vi med omlokalisering inom Sverige och att det inte finns någon tydlig bild om att det skulle vara samhällsekonomiskt negativt för Sverige.

Den samlade förlusten om 150 mrdSEK/år i 2030 är i storleksordning lik totalvärdet av hela det svenska stam- och regionnätet. Det borde betyda att det är vart att lägga ned relativt stora resurser för att undvika en försenad nätutveckling.

Det är en nationell angelägenhet sett till storleksordningen på den potentiella samhällsekonomiska förlusten.

4.2.3 Investeringstaktens påverkan på den samhällsekonomisk kostnaden

Figur 13 – Värdet av avsaknad kapacitet på ledningar 2030 fördelat på område och kundgrupp och täckning av investeringsbehov.

Årlig samhällskostnad per kundgrupp och område 2030 [MSEK] vid noll och halv täckning av nätutbyggnadsbehovet		Bostäder & ladd-infrastruktur	Industri	Datacenter	Vindkraft
Noll täckning	SE1	400	9500	3100	1400
	SE2	30	2100	600	500
	SE3	1500	60500	4100	1100
	SE4	1100	57000	3600	800
50 % täckning	SE1	200	4700	1500	700
	SE2	20	1000	300	300
	SE3	800	30300	2100	500
	SE4	500	28500	1800	400

Källa: Pöyry

- Totalt skulle värdet av kapacitetsbristen på ledningsnätet utgöra en samhällsekonomisk förlust om 150 mrdSEK till 2030 utan kapacitetshöjningar.
- De ekonomiska konsekvenserna skulle vara störst i SE3 och SE4 där brist på kapacitet potentiellt kan medföra en stor förlust pga. nekad anslutning och etablering av industri och datacenter.
- Klarar nätbolagen av att bygga ut hälften av det utökade kapacitetsbehovet genom olika åtgärder så vill också förlustvärdet halveras. (förutsätter relativ lik täckning av krav per kundgrupp)

4.3 Ledtidsmatchning: Nätinvesteringar vs Kundgrupper

Tabell 2 – Matchning av ledtider för nätbygge och kundbehov

Ledtider för nätbygge		Ledtider för kunder	
Transformator	1-2 år	< 2 år	Datacenter
Regionnätledning	5 år	5 år 5 år	Industri Vindkraft
Problemstation i stad (regionnät)	6-7 år		Tålmodig Vindkraft
Stamnätledning	10-15 år	> 10 år	
Problemledning regionnät	10-15 år	> 10 år	Bostäder & ladd-infrastruktur

Källa: Pöyry

Tabellen visar hur olika kundgrupper påverkas av de ledtider för nätbygge som finns i dag. Datacenter som gärna vill ha omedelbar anslutning kan – på sin höjd – acceptera att vänta på ny transformatorkapacitet om det är där flaskhalsen sitter för just deras anslutning. Det går också att konstatera att ingen större nätutbyggnad är görbar inom 5 år och att det därmed inte är stort andra kundgrupper än tålmodig vindkraft och bostäder/laddinfrastruktur som har tid att vänta på större förstärkningar av elnäten.

5. POLICYFÖRSLAG

5.1 Kortsiktiga åtgärder

Den bästa rekommendationen om åtgärder för förbättring av situationen är efter vår förståelse inte möjlig att genomföra, nämligen utbyggnad av tillräcklig kapacitet innan kapacitetstaket nås. Beroende på den faktiska framskrivningen av elbehovet föreligger skäl att förvänta att kortsiktiga åtgärder som förbättrar situationen tillräckligt till dess att ny kapacitet är tillgänglig måste verkställas.

Fler kortsiktiga åtgärder, alternativ till nätinvesteringar, beror i stor utsträckning på bättre övervakning och mätning i näten samt en ökad förståelse för nätets belastning samt starkare interaktion med existerande kunder.

Följande kortsiktiga åtgärder kan bidra till att avhjälpa situationen fram tills utbyggnad av ny kapacitet är fullbordad:

- Flexibiliteten i dagens system:
 - Lokal produktion i belastningsdominerade nät. I de områden där högre effektuttag är obstruerade av flaskhalsar i överliggande nät (läs stamnät) är det angeläget att behålla befintlig elproduktion, alternativt ersätta befintlig med ny eller modernisera befintlig elproduktion. Utfasning av elproduktion utan ersättning vill ofrånkomligen leda till ett högre kapacitetsutnyttjande i övrigt nät och därmed försämrade marginaler att ansluta nya kunder, samt större effektbrist där det redan är fullt i nätet.

Regionnätbolagen bedriver ett intensivt arbete med att försöka öppna möjligheter för nätkapacitetsavhjälparende produktion inom ramen för vad ellagen tillåter mtp. Unbundlingen och oberoendet av nätverksamhet och elproduktion.
 - Genom tariffutformning och eventuella andra mekanismer kan det skapas en marknad där kapaciteten i nätet utnyttjas mer effektivt. T.ex. kan etablering av avtal om fränkopplingsbar belastning i ansträngda perioder göras. Här vill det bli viktigt att identifiera aktuella kunder där belastningen är störst. Avtalen kan vara bilaterala där kunden får kompensation enligt en avtalad tariff när elen fränkopplas.
 - Ny teknik ger nätföretagen bättre förståelse för var i nätet kapacitetsproblemen är störst och vid vilka tidpunkter. Med utveckling av en flexibilitetsmarknad också på lägre nätnivå, eventuellt i avtal med andra aktörer (aggregatorer) vill möjligheterna för förskjutning/flytt av belastning öka.
- Avtal med producenter:
 - Det kan göras avtal med nya/existerande producenter om reducerad produktion tills tillräcklig kapacitet är tillgänglig. Typiskt vill det röra sig om produktion med möjlighet för lagring.
 - Avtal kan också etableras med vindkraftsaktörer där anslutningen är betingad. Om behovet för vindkraft är X och kapaciteten i nätet är begränsad till $\frac{1}{2} X$, kan avtal slutas om fränkoppling/effektreglering mot kompensation i perioder då produktionen är hög.

- Ändrad exportmodus

För vissa villkor baserat på nätflöden och kapacitetsutnyttjande (särskilt med avseende på SE3) är det möjligt att ändra reglerna och marginalerna för export av el ur Sverige. Det kan avlasta regionnätssdelar och möjliggöra anslutning av mer last utan fara för bortkoppling vid hög export.

- Alternativ till nät:
 - Åtgärder för att utnyttja befintlig nätkapacitet på ett mer effektivt sätt är tänkbara och skulle kunna begränsa inverkan av- och skjuta upp kapacitetsbristens inträffande i vissa områden under vissa omständigheter. Dynamic line rating (DLR) är en sådan tänkbar åtgärd. DLR är särskilt intressant i sommarscenarier med mycket vindkraft eftersom det finns en samvariation mellan hög vindkraftsproduktion och konvektiv kylning av luftledningarna.
 - Lokal lagring. Batterier och annan lagring blir mer och mer aktuellt flera ställen i världen pga. sjunkande kostnader och bättre funktionalitet och affärsmodeller. Det föreligger dock legala hinder för att nätbolagen ska ta ansvar för dessa lösningar per i dag. Ändrade ramvillkor kan snabbt ändra detta.

5.2 Långsiktiga åtgärder

För att säkerställa en ändamålsenlig elnätsutveckling bör det finnas en demokratisk överenskommelse med ett holistiskt perspektiv på hur Sverige vill utveckla samhälle och näringsliv i termer av befolkningstillväxt och ekonomisk tillväxt samt teknologisk tillväxt (läs digitalisering och IT-sektor/datacenter).

- Där det finns möjlighet att mot en mindre kostnad effektivisera processer för att korta ledtider i handläggning bör det göras.
- Introducera styrmedel för att driva samkörning av planering av kritisk infrastruktur från olika samhällsaktörer.
- Utvärdera förenklade tillståndsprocesser där så är lämpligt med fortsatt beaktande av rättssäkerhetsaspekten.



Pöyry är ett internationellt konsult- och ingenjörföretag. Vi erbjuder tjänster inom kraftproduktion, transmission & distribution, skogsindustri, bioraffinering & kemi, gruv- & metall, samt infra, vatten och miljö. Tillsammans levererar vi smarta lösningar och arbetar med de senaste digitala innovationerna. Pöyrys nettoförsäljning 2017 var 522 miljoner euro och företaget är noterat på Nasdaq Helsinki.

Omkring 5 500 experter. 40 länder. 115 kontor.

Pöyry



Pöyry Sweden AB
P.O Box 240 15
SE-104 50 Stockholm
Sweden

+46 10 474 00 00

www.poyry.com
poyrysweden@poyry.com