

north
european
power
perspectives



Krav på framtidens elnät - smarta nät

Rapport till Samordningsrådet för smarta elnät

Sweco

Uppsala Universitet



NEPP report

Oktober 2014

Copyright © 2014 Sweco Energuide AB

All rights reserved

No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior written permission of Sweco Energuide AB.

Disclaimer

While Johan Linnarsson & Jakob Helbrink Energuide AB ("Sweco) considers that the information and opinions given in this work are sound, all parties must rely upon their own skill and judgement when making use of it. Sweco does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this report and assumes no responsibility for the accuracy or completeness of such information. Sweco will not assume any liability to anyone for any loss or damage arising out of the provision of this report.

Version and revision record

Version	Date	Author	Checked by	Released by
A	2014-06-23	J. Helbrink	M. Lindén	J. Helbrink
B	2014-10-08	J. Helbrink	J. Linnarsson	J. Helbrink

Innehållsförteckning

Sammanfattning	7
1 Inledning	9
1.1 Bakgrund	9
1.2 Syfte	9
1.3 Disposition	11
1.4 Framtidens krav på elnäten – tidigare arbete	11
1.5 Frågeställning	12
1.5.1 Stamnätsnivå	12
1.5.2 Distributionsnätsnivå	14
1.5.3 Avgränsningar	15
1.6 Olika typer av flexibilitet och smarta-nät tillämpningar	15
2 Metod för kvantitativ analys	19
2.1 Metod	19
2.1.1 Stamnät	19
2.1.2 Distributionsnät	26
3 Resultat	31
3.1 Stamnät	31
3.1.1 Instängd kraft, "nollpriser"	31
3.1.2 Prisspikar, höga priser	33
3.1.3 Prispåverkan till följd av flexibilitet	33
3.1.4 Känslighetsanalys – placering av vindkraft	36
3.2 Distributionsnät	37
4 Slutsats och konklusion	40
4.1 Stamnät	40
4.2 Distributionsnät	43
5 Diskussion	44
Appendix A. Syntes: Teknik för smarta elnät för själva elnäten – kartläggning och behovsanalys	46
Inledning	46
Rapporten	46
Teknik för teknik	47
Mer effekt i befintligt nät	47
Teknik för framtidens transnationella och interkontinentala stamnät	48
DSON som stamnätsoperatör	49

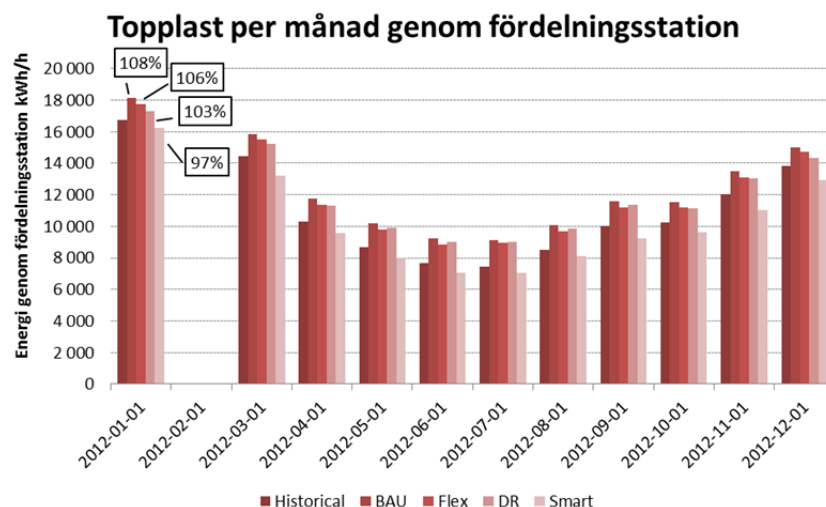
Sammanfattning

Denna studie utreder huruvida smarta nät-applikationer kan användas för att undvika investeringar i elnäten till följd av introduktionen av elbilar och distribuerad produktion (vind- samt solkraft). Det finns utmaningar kopplat till såväl distributionsnäten som för stamnätet till följd av denna förändring av kraftsystemet. På distributionsnätets nivå så bedöms primärt ökade lasttoppar från elbilsladdning utgöra en utmaning vintertid då toppbelastningen på nätet ökas. Från den tidigare Elforsk-studien Krav på framtidens elnät så uppskattades ungefär 30 % av landets distributionsnät stå inför ett investeringsbehov till följd av detta. Ett nedslag i år 2037 har gjorts, och avstamp har tagits ifrån NEPPs Green Policy scenario.¹

På stamnätets nivå så bedöms primärt prisspikar och prisbottnar vara två av flera utmaningar, till följd av stort respektive litet produktionstillskott från intermittenta kraftkällor (sol- och vindkraft) kombinerat med hög/låg efterfrågan. Dessa utmaningar kan hanteras genom en flexiblare elanvändning (efterfrågefleksibilitet) som kan härstamma från olika aktörer på marknaden.

Utmaningarna på distributionsnivå har simulerats, och nyttan som smarta-nät kan bistå har kvantifierats. Nyttan kan härstamma från flera olika applikationer, koordinerad laddning av elbilar (scenario Flex), inmatning och koordinerad laddning från elbilar (scenario Smart), eller från efterfrågefleksibilitet från hushållskunder (scenario DR). Alla de olika scenarierna lyckats minska effektökning till följd av introduktionen av elbilar, dock är det enbart scenariot med Smart som lyckats reducera effekttopparna till lägre än ursprungsfallet (97 % jämfört med historisk toppbelastning). Vid referensfallet så bedömdes ca 30 % av landets distributionsnät stå inför förstärkningsbehov, vilket rimligen begränsas m h a efterfrågefleksibilitet eller koordinering av elbilsladdning. Det bedöms rimligt att en halvering av effektökningen resulterar i en halvering av antal nät med investeringsbehov, m.a.o. om effekttoppen reduceras från 108 till 103 % (reducering med 63 %) så reduceras antalet distributionsnät med investeringsbehov från 30 till ca 11 %. Se figur nedan för figur över den maximala belastningen i distributionsnäten för de olika simulerade scenarierna.

¹ http://www.nepp.se/pdf/four_main.pdf



Figur 1. Maximalt energiflöde genom fördelningsstation per månad och scenario. Det historiska värdet motsvarar den historiska lasten utan varken elbilar eller solcellsproduktion. Procentvärdena vid respektive stapel för januari månad illustrerar maxlasten relativt det historiska utfallet. Det kan ses att BAU, Flex och DR har en ökad topplast (108, 106 samt 103 %) som resultat av att elbilsladdning sker samtidigt som topplast för övrig elanvändning. I scenario Smart så reduceras effekttoppen med 3 % relativt historiskt utfall för januari månad.

För stamnätssimuleringarna så användes Swecos elmarknadsmodell APOLLO för att kvantifiera påverkan på stamnätet med resp. utan smarta-nät applikationer. Simuleringarna visade på att efterfrågefleksibilitet var gynnsamt för systemet, dock med relativt marginell påverkan. Antalet timmar med prisspikar reducerades, dock så reducerades primärt antalet timmar med prisbottnar (noll-priser) m h a smarta nät-applikationer. Detta bedöms gynnsamt ur systemperspektiv eftersom det skapar ett bättre investeringsklimat för förnybar elproduktion (vind samt solkraft) vilket bedöms vara önskvärt. Värt att nämna är att efterfrågefleksibilitet kan användas för att avlasta belastningen på stamnätet under en övergångsperiod då nätförstärkningar genomförs. Förstärkningar på stamnätets nivå är mycket tidskrävande, och spänner ofta över flera år av tillståndsprövningar och konstruktionstid. Efterfrågefleksibilitet är något som kan relativt snabbt realiseras och introduceras till systemet.

1 Inledning

1.1 Bakgrund

Under hösten 2012 träffade Samordningsrådet för smarta elnät och NEPP-projektet (företrätt av El-forsk) en överenskommelse om en utvidgning av projektet med fokus på utvecklingen av smarta elnät i Sverige. Denna överenskommelse utvidgades under hösten 2013, i syfte att ytterligare analysera utvecklingen av smarta elnät i Sverige, och kom då att även omfatta en analys av vad i samhällsutvecklingen som driver utvecklingen av smarta elnät. Sweco har på uppdrag av NEPP genomfört denna analys, och föreliggande rapport är en avrapportering av de resultat som analysen lett fram till. Denna rapport är en vidareutveckling av ett tidigare Elforsk-projekt "Framtida krav på elnäten" som genomfördes under år 2014, och utgår därför primärt ifrån den tidigare rapporten.

1.2 Syfte

I denna rapport har vi studerat och analyserat skillnader och likheter - ur smarta elnätsperspektiv - beträffande påverkan på elnäten på olika (spännings)nivåer:

- Systemnivå
- Region(näts)nivå
- Lokal(näts)nivå

Utvecklingen på elmarknaden förväntas ge upphov till en rad nya utmaningar för elnätet såväl på systemnivå som på regional- och lokalnivå.

På systemnivå förväntas en ökad andel vind- och solkraft ställa ökade krav på stamnätet både inom landet och genom ett ökat behov av utbyte med våra grannländer. På lokalnivå förväntas en ökad andel småskalig och decentraliserad produktion, från främst sol- och vindkraft, leda till ett ökat behov av investeringar i de lokala näten, men även i regionnäten. Vidare förväntas en ökad andel elbilar, och andra nya elanvändningstekniker, ställa nya krav på lokalnäten om många exempelvis ska ladda sina bilar samtidigt.

Arbetet kommer att baseras på resultaten dels från delprojekt 1b (se appendix A), dels från ett tidigare Elforsk-projekt om "Framtida krav på elnäten". Elforsk-projektet tar sin utgångspunkt från NEPPs Green policy scenario och analyserar framtida driftfall i perspektivet 2037 samt med utblickar mot 2050. Baserat på detta analyseras sedan de framtida investeringsbehoven för stam-, region- och lokalnät. I arbetet till Samordningsrådet har kompletterande analyser gjorts avseende framtida investeringsbehov med särskilt fokus på de delar som kan hänföras till området smarta elnät. I arbetet ingår vidare att analysera i vilken utsträckning som smarta elnät, (mätning, övervakning, efterfrågeflexibilitet, etc.) kan ersätta eller komplettera de ökade investeringar som annars skulle krävas.

Lokalnätsägarna kommer i allt större utsträckning att agera som stamnätsoperatörer på DSO-nivå och kommer att kunna leverera systemtjänster till överliggande nät. Denna fråga hanteras kvalitativt i denna studie.

Ett väletablerat konsensus råder om att den europeiska elsektorn genomgår en radikal förändring för att nå målen om att bli CO₂-neutral fram till år 2050. För att elsektorn skall bli CO₂-fri så förväntas stora delar av den fossilberoende kraftproduktionen att bli ersatt med förnybar kraftproduktion (RES), delvis genom vind- och solkraft. Både vind- och solkraft är så-kallade intermittenta teknologier, som är helt beroende av rådande väder vilket i sin natur är intermittent och varierande. Det som kännetecknar båda dessa kraftslag är att de har låga variabla kostnader vilket betyder att de i praktiken kommer att generera el när kraftproduktionen är möjlig (instrålningsenergi och vind). Energimixen förväntas variera, delvis som funktion av rådande väder. Ytterligare en fundamental skillnad jämfört med dagens situation är att produktion med största sannolikhet kommer att anslutas på lägre spänningsnivåer, jämfört med historiska centrala produktionsanläggningar som anslutits till stam- och regionnät. Detta ställer nya krav på distributions-, regions- och transmissionsnäten. Dessa nya krav förändrar förutsättningarna på såväl systemnivå (stam- och regionnät) som på regional- och lokalnivå (distributionsnät).

På stamnätsnivå förväntas en ökad andel vind- och solkraft ställa ökade krav på stamnätet både inom landet och genom ett ökat behov av utbyte med våra grannländer för att få avsättning av kraft under timmar med gynnsamma förhållanden för intermittent kraftproduktion. På lokalnivå förväntas en ökad andel småskalig och decentraliserad produktion, från främst sol- och vindkraft, leda till ett ökat behov av investeringar i de lokala näten. De ökade kraven förväntas till viss del uppkomma även i regionnäten, dock inte lika tydligt som bland distributionsnäten. Regionnäten är mestadels byggda för att hantera inmatning (produktion), uttag(last) eller både och. Det är svårt att generalisera detta varför fokus primärt har varit på stamnätet och distributionsnätet. Vidare förväntas en ökad andel elbilar, och andra nya elanvändningstekniker, ställa nya krav på distributionsnäten, exempelvis om många elanvändare skall ladda sina elbilar samtidigt. Samtidigt så kan dessa elbilar utgöra en flexibel resurs genom att man har en koordinerad laddning avlasta nätet vid hög lokal inmatning alternativt koordinerad inmatning till nätet vid hög belastning.

Arbetet har baserats på resultaten dels från delprojekt 1b(se appendix A), dels från ett nyligen avslutat Elforskprojekt "Framtida krav på elnäten"². Rapporten Framtida krav på elnäten tar sin utgångspunkt från NEPPs³ Green policy scenario och analyserar framtida driftfall i perspektivet 2037 samt med utblickar mot 2050. Förklaringen till att just år 2037 valdes som nedslag beror på att rapporten "Krav på framtidens elnät" simulerar och utreder just detta år. I den rapporten så valdes det p.g.a. att delar av kärnkraftsflottan avvecklats, dock så genereras fortfarande ca 50 TWh/år från kärnkraften. Detta för att undvika diskussionen relaterat till kärnkraftens avveckling, eller förnyelse. Baserat på detta analyseras sedan de framtida investeringsbehoven för stam-, region- och lokalnät. I arbetet till Samordningsrådet görs kompletterande analyser avseende framtida investeringsbehov

² Elforsk rapport 14:26 Framtida krav på elnäten, 2014

³ North European Power Perspectives - NEPP

med särskilt fokus på de delar som kan hänföras till området smarta elnät. Vidare så ingår det i denna studie att analysera i vilken utsträckning som smarta elnät, (mätning, övervakning, efterfrågefleksibilitet, etc.) kan ersätta eller komplettera de ökade investeringar som annars skulle krävas.

Med simuleringar med Swecos marknadsmodell Apollo kan de förstärkningar som krävs i stamnätet uppskattas, både mot utlandet och mellan prisområden, och hur efterfrågefleksibilitet kan påverka behovet av dessa investeringar. Det är primärt under tillfällena med hög RES produktion (timmar med stor inmatning från sol- samt vindkraft) alternativt tillfällena med hög last (t.ex. många elbilar som laddar simultant) som lastförflyttning kan hjälpa till att balansera nätet genom att balansera produktion och konsumtion (last). Genom att flytta last, och utnyttja trögheten i t.ex. uppvärmning av hushåll, så kan systemet balanseras och olika delar i nätet avlastas och användas mer effektivt.

1.3 Disposition

Rapporten är disponerad enligt följande:

En beskrivning av tidigare arbete och slutsatser från dessa relaterat till introduktion av såväl elbilar som distribuerad produktion. Därefter följer en beskrivning av metodiken för analysen på såväl stamnäts- och distributionsnätetsnivå. Sedan följer resultat för respektive simulering på de två olika nivåerna, efterföljande återfinns sammanfattning och diskussion.

1.4 Framtidens krav på elnäten – tidigare arbete

Under 2013 och första kvartalet av 2014 genomfördes en studie finansierat genom Elforsk med titeln "Framtidens krav på elnäten". Studien tittade på förändringar i energiflöde för olika typer av distributionsnät i ett scenario med betydande mängd förnybar distribuerad elproduktion (solceller) samt elbilar. "Framtidens krav på elnäten" byggde på ett tidigare definierat scenario *Green Policy scenario* (GP) som utvecklats inom ramen för NEPP.

Scenariot GP baseras på att tillräckliga stödsystem finns för att förnybar elproduktion skall konkurrera ut fossilberoende kraftproduktion, och därmed innehåller den nordeuropeiska kraftproduktionen en betydande mängd intermittent förnybar elproduktion, primärt i form av vind- och solkraft. Denna intermittenta elproduktion leder rimligen till en spotprisbildning som är volatil jämfört med dagens situation, och ett transmissionsnät som blir ansträngt beroende på hur mycket det genereras av RES samt i vilken region. Under timmar med stort tillskott av elenergi från RES, så är priserna låga samt exporten hög till omkringliggande länder, där överskottet av elenergi är mindre (och därmed priserna högre).

Produktionen från solceller (PV) bedöms primärt komma från lägre spänningsnivåer i distributionsnätet, vilket torde leda till i en betydande förändring jämfört med dagens situation där centraliserad kraftproduktion transmitteras till en decentraliserad konsumtion. Det är utifrån dagens förutsättningar som transmissions- och distributionsnät byggts och dimensionerats, varför eventuella problem och utmaningar förväntas uppkomma vid fler distribuerade produktionsanläggningar.

En signifikant ökning av elbilar (EV) antas även gälla för framtidsscenarioet, där 1 miljon elbilar är i bruk. Dessa 1 miljon EVs utgör ca 20 % av personbilsflottan år 2037. Dessa elbilar antas även primärt laddas på de lägre spänningsnivåerna, vilket bedöms vara en tillkommande last jämfört med dagens situation. Det årliga energibehovet hos 1 miljon elpersonbilar uppskattas till 4,6 TWh.⁴

1.5 Frågeställning

I denna studie så utreds möjligheten att med så kallade smarta-nät tillämpningar minska behovet av att förstärka elnäten. Två olika nivåer av elnätet studeras explicit; stamnäts- samt distributionsnät-nivå. Nedan följer en beskrivning av utmaningar för respektive nivå.

1.5.1 Stamnät-nivå

I detta delkapitel så lyfts några av de utmaningar som stamnätet står inför till följd av introduktion av intermitterande förnybar kraftproduktion. Tidigare har NEPP genomfört en studie för samordningsrådet för smarta-elnät där detta delvis belysts⁵.

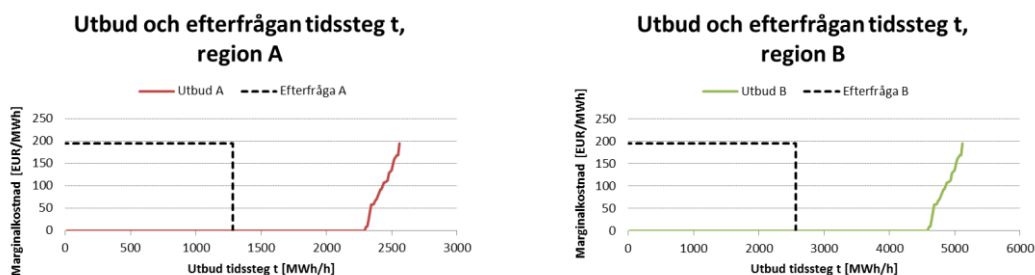
På stamnät-nivå så förväntas primärt två utmaningar uppkomma i ett system med betydande andel förnybar elproduktion; minimal last på stamnätet samt instängd kraft ("nollpriser"). Även prisvolatilitet förväntas öka i ett system med stora delar intermitterande förnybar kraftproduktion, vilket kan anses vara en utmaning i sig. Dessa utmaningar är delvis sammankopplade.

Instängd kraft är en viktig frågeställning som är kopplad till de marknadsmässiga utmaningarna för elsektorn. Instängd kraft är att bedöma som samhällsekonomiskt suboptimalt, eftersom den "instängda" kraften i ett extremt fall leder till priskollaps. Praktiskt så innebär instängd kraft att vissa delar av transmissionsnätet blir maximalt belastade och att all elproduktion inte kommer elanvändarna (som har betalningsvilja) till nytta. De marknadsmässiga effekterna kommer att resultera i en obefintlig intäkt för producenter (de får mindre betalt jämfört med scenariot utan flaskhalsar) under timmarna med nollpriser. Med en ökad prisvolatilitet så ökar investeringsrisken för investerare, och risken för konsumenter (när i tiden sker prisspikar och hur sammanfaller det med elanvändning). GP inkluderar de nordiska länderna, och en viktig frågeställning i ett sådant scenario är sammanlagringseffekter av vind- och solkraft. Även prisvolatilitet är kopplat till transmissionsförmåga i ett scenario så som GP. En analys av transmissionsförmåga samt sammanlagring (t.ex. simultan produktion från intermitterande förnybara teknologier i angränsande länder och regioner) kommer att indikera möjligheten till avsättning av kraft givet en viss transmissionskapacitet och installerad kapacitet av vind- respektive solkraft. Antaget ingen storskalig kortsiktig efterfrågerespons (flexibilitet) förväntas antalet timmar med flaskhalsar och priskollaps/prisspikar att öka, jämfört med dagens situation. Det finns, förenklat, två typer av priskollaps. Den ena typen av priskollaps är så kallad "total priskollaps". *Total priskollaps* uppkommer om utbudet överstiger lasten i samtliga

⁴ Elforsk 12:68 Roadmap för ett fossiloberoende transportsystem 2030, 2013

⁵ Sweco för Samordningsrådet för smarta elnät: Utmaningar som det svenska elnätet står inför, 2013.

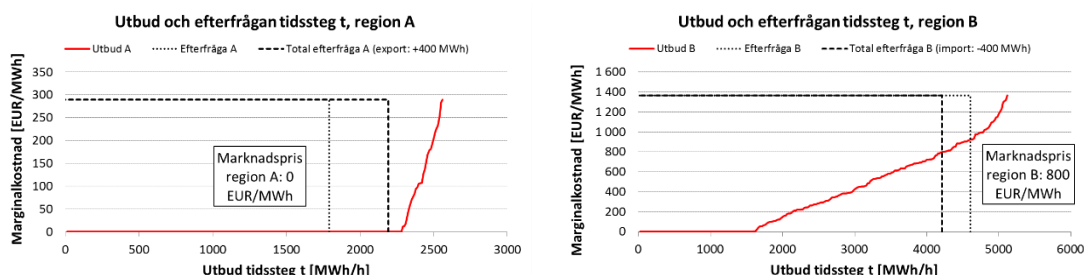
närliggande regioner, vilket leder till överskottsproduktion. Se figur nedan för en schematisk illustration av total priskollaps för region A & B.



Figur 2. Illustration över total priskollaps i region A & B. Det kan ses att utbudet av kraftproduktion till låg marginalkostnad (noll) överstiger efterfrågan i båda regionerna, vilket kommer att leda till priskollaps i både region A & B oberoende av transmissionskapacitet mellan regionerna.

En *priskollaps* förväntas uppkomma om sammanlagringen av både intermittent kraftproduktion samt last är hög mellan angränsande regioner. Detta fenomen kan undvikas genom att antingen bygga mer transmissionskapacitet till omkringliggande regioner (som har knappare utbud i förhållande till efterfrågan) eller genom att flytta konsumtion från omkringliggande tidssteg med en knappare utbudskurva (lastförflyttning) och därmed öka efterfrågan för det givna tidssteget och minska efterfrågan i omkringliggande timmar (med knappare utbud).

Den andra typen av priskollaps är flaskhalsar och ”instängd kraft”. Flaskhalsar uppkommer när transmissionskapaciteten mellan två sammankopplade prisområden (t.ex. mellan region A och B enligt **Error! Reference source not found.**) överskrids. Se illustration nedan över flaskhals och instängd kraft i region A.



Figur 3. Illustration över regional priskollaps i region A. I figuren så blir marginalpriset i elområde A 0 EUR/MWh, medan i region B så blir priset 950 EUR/MWh. Orsaken till prisdifferensen är att transmissionskapaciteten inte är tillräcklig för att jämma ut prisdifferensen mellan de två regionerna, vilket resulterar i instängd kraft i region A.

I figuren ovan så illustreras prisbildningen i två hypotetiska prisområden (region A och B) samt handel mellan dessa två. Situationen förväntas uppkomma då regionala väderskillnader möjliggör intermittent kraftproduktion i den region som har vind och/eller

solinstrålning. Här finns det två alternativa lösningar till att jämna ut prisbilden; förstärkning av transmissionskapaciteten och/eller lastförflyttning i region A. Genom att förstärka nätet så jämnas prisbilden i region A & B ut. Ett annat alternativ är att applicera så-kallad lastförflyttning. Då kan efterfrågan i region A öka under det aktuella tidssteget (timmen), och därmed så ökar marginalpriset med den ökade efterfrågan. Under senare tidssteg så reduceras eventuellt efterfrågan eftersom delar av den tillgodosätts under det tidigare tidssteget. Detta förutsätter att lasten är av sådan karaktär (t.ex. trög värmelast, alternativt koordinerad laddning av elbilar) att den kan flyttas mellan tidssteg.

1.5.2 Distributionsnätets nivå

På lokalnivå (distributionsnät) förväntas en ökad andel småskalig och decentraliserad produktion, från främst sol- och vindkraft, leda till ett ökat behov av investeringar i de lokala näten. Detta förväntas även delvis för regionnäten. En nyligen genomförd studie visar på att var femte hushåll överväger att investera i egenproduktion.⁶ Vidare förväntas en ökad andel elbilar, och andra nya elanvändningstekniker, ställa nya krav på lokalnäten om många exempelvis ska ladda sina elbilar samtidigt (ökar spetslasten).

Detta arbete har tagit ett avstamp i flera nyligen genomförda projekt och nedan följer en sammanfattning av problematiken på lokalnätets nivå.

Distributionsnäten har traditionellt byggts utifrån att produktionen finns på överliggande nivå och att produktionen matas från högre spänningsnivåer och enbart rör sig åt ett håll. Denna riktning är överliggande nät ned till kunderna som är anslutna på lägsta nivån i lokalnät. Även om näten ofta är byggda maskade så drivs de radiellt med öppna punkter (brytare) ute i nätet. I fallen då det finns produktionsanläggningar i distributionsnät (enstaka vindkraftverk, småskalig vattenkraft) är ofta de berörda näten byggda och anpassade efter detta.

I en framtid där lokal produktion i lågspänningsnätet blir allt vanligare förändras förutsättningarna för den traditionella nätbyggnaden, speciellt när produktionen är intermittent och dessutom vid tillfällen är så pass omfattande att nettoflödet i distributionsnätet byter riktning. Samtidigt träder en ny typ av last in i bilden som kan få påverkan: elbilarna. Dessa elbilar laddas med relativt höga effekter som dessutom riskerar att sammanfalla för abonnenter med liknande dygnsrytm och beteende. Dessutom så bedöms risken vara stor att laddningen kommer att sammanfalla med spetslast från övrig energianvändning (~kl 18-19 vardagar).

För enskilda hushåll med solelsproduktion är det naturligt att produktionen vissa dagar överstiger användningen, exempelvis en solig sommardag då efterfrågan är låg. Överskottsenergin leds ut på nätet och används eventuellt av omgivande elanvändare (t.ex. hushåll). Om flertalet elanvändare i samma område är i samma situation skulle resultatet för nätstationen också bli att nettoflödet skiftar riktning. Om flertalet nätstationer på samma linje (kabel) är i samma situation kan linjen få skiftat nettoflöde och resonemanget kan föras vidare uppåt i nätet.

⁶ Svensk energi, elmätaren 5, 2014

En ökad elbilsanvändning och tillhörande elbilsaddning förväntas höja effektbehovet i lokalnätet. I studien "Framtida krav på elnäten" tydliggörs att lokalnäten står inför högre effekttoppar p.g.a. elbilsaddning och de simuleringar som är genomförda visar på att elbilsaddningen överskrider kapacitetsgränsen på vissa ställen i de nät som utgjort grunden för simuleringarna. På lokalnätsnivå uppgår lastökningarna för vissa punkter till 30 % relativt historiskt utfall och under vissa tillfällen står nätet inför omvänt nettoflöde och överskrider kapacitetsgränsen. Branschens bedömning är att dagens lokalnät generellt har en god restkapacitet⁷ men trots det bedöms en sammanlagd elbilsuppladdning leda till att kapacitetsgränserna överskrider lokalt i vissa områden. Inom samma område bedöms det dessutom inte osannolikt att förbrukare har ett liknande upphandlingsbeteende (grannar påverkar varandra och köper elbilar), vilket ytterligare stärker argumentet att nätet kan få överskridningar i särskilda punkter. Enligt bedömningar gjorda i rapporten *Framtida krav på elnäten* kommer 30 % av dagens ytterstadsnät inte klara av effekttopparna som simulerats för 2037.⁸

1.5.3 Avgränsningar

Regionnät hanteras inte explicit, eftersom det är svårt att generalisera de ökade kraven på regionnäten till följd av distribuerad produktion och elbilar. Orsaken till svårigheten är att regionnät kan vara produktionsnät, konsumtionsnät eller både och vilket betyder att dessa är svåra att generalisera.

Förändring av toppeffekten de senaste åren har främst drivits av en stor omställning till värmepumpar. Detta har medfört att lastkurvan har blivit något spetsigare, om än inte att topparna har höjts⁹. I nuläget bedöms penetrationen av värmepumpar röra sig sidledes, och tillskottet till topplastökning från värmepumparna är inte lika uppenbart som tidigare.

Det har antagits att laddning av elbilar sker i hemmet, vilket betyder att de laddningar som förväntas uppkomma på arbetsplatsen har det bortsetts ifrån. Dessa bokförs i simuleringarna istället på "hemadressen". Resultatpåverkan till följd av detta diskuteras i diskussionskapitlet.

Systemtjänster så som reglerkraft, frekvensavvikelse samt tröghetsmoment är inte hanterade explicit i de olika simuleringarna för såväl distributionsnät som på stamnätsnivå.

1.6 Olika typer av flexibilitet och smarta-nät tillämpningar

Från rapporten *Framtida krav på elnäten* framkommer det att elbilsuppladdningen som simuleras ger upphov till nya ökade effekttoppar i nätet. Ur resursutnyttjande synpunkt bör den restkapacitet som finns i nätet nyttjas så effektivt som möjligt. Detta kan göras genom fler styr-, mät- och övervakningsåtgärder. Genom att styra om effekt på ett fördelaktigt sätt kan gränsen för när kapacitetshöjande åtgärder behövs skjutas framåt i tiden. Elbilsaddningen leder alltså till ökade effekttoppar som rimligen torde kunna begränsas med hjälp av samordning och smarta-nät applikationer. Detta projekt har för avsikt att simulera

⁷ Skillnad mellan faktisk kapacitet och toppeffekt.

⁸ Elforsk rapport 14:26 Framtida krav på elnäten, 2014

⁹ Elforsk 06:62 Elförbrukningens karaktär vid kall väder

hur en styrning av denna karaktär kan se ut och vilka effekter en sådan styrning kan få, detta samtidigt som nätet har en betydande mängd solesproduktion och behov för laddning av elbilar.

Som tidigare nämnt så är näten i vårt system byggt ursprungligen principiellt för centraliserad kraftproduktion som ska förse en decentraliserad konsumtion. Om andelen decentraliserad produktion ökar kan problem uppstå. För att förebygga detta kan befintligt nät förstärkas, vilket bedöms kostsamt. Ett alternativ är att förenkla för efterfrågefleksibilitet, detta rent principiellt genom att kunder kan öka konsumtionen under de timmar då den lokala produktionen är hög eller minska konsumtionen under de timmar då produktionen är låg.¹⁰

Efterfrågefleksibilitet kan göra nytta inte enbart för elsystemet i sin helhet men också för lokalnätet och i de flesta fall sammanfaller dessa nyttor. I framtiden bedöms efterfrågefleksibilitet vara en viktig komponent i elsystemet. Detta inte minst med den expansionstakt som exempelvis intermittent kraftproduktion eventuellt kan komma att få under kommande år/decennium. Då bedöms det ännu viktigare att kunna flytta last för att balansera systemet. Det bedöms även finnas potential att utnyttja efterfrågefleksibilitet som en del av behovet av reglerkraft för att optimera driften av elnätet.¹¹

Studier visar att det finns stora möjligheter att få större industrikunder att dra ner produktionen och på så sätt sin kraftkonsumtion när priset är som högst. Även mindre elkonsumenter med timvis mätning har idag möjlighet att med hjälp av värmepumpar och lämplig styrutrustning styra sin last för att undvika prisspikar. Olika fältförsök har visat att en miljon eluppvärmda hushåll har en reglerkapacitet på minst 2 000 MW upp eller mer vid 0°C utomhustemperatur och ännu mer om det är kallare. Det är troligt att stora reglerresurser används för systemets nytta (som det gjorts historiskt, primärt från produktionssidan) medan de små reglerresurserna eventuellt kan användas för lokalnätets utmaningar. I de flesta fall kommer också den lokala efterfrågefleksibiliteten att bidra till systemets balans, då topplasten för lokalnätet och systemet ofta sammanfaller.¹²

När enskilda hushåll reagerar på spotpriset som publiceras på Nord Pool Spot kl. 13 dagligen och anpassar sin förbrukning efter prissignalen kallas det för reaktiv efterfrågefleksibilitet eller Demand Respons (DR). Detta kan i förlängningen automatiseras relativt enkelt med dagens teknik. Skulle endast ett fåtal kunder reagera på elpriserna skulle det inte få någon särskild inverkan på prisbildningen. Skulle däremot ett stort antal kunder reagera simultant, kan effekterna istället bli negativa, med ökad osäkerhet och volatilitet på elmarknaden.¹³

Ett annat alternativ med efterfrågefleksibilitet kallas explicit efterfrågefleksibilitet eller Demand Side Management (DSM) och innebär att kunders efterfrågefleksibilitet bjuds in redan på spotmarknaden dagen innan leverans. Detta förfarande är mer komplicerat då det kräver att

¹⁰ Elforsk, *Övergripande drivkrafter för efterfrågefleksibilitet*, 12:73, maj 2013

¹¹ Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågefleksibilitet bättre

¹² Elforsk, *Övergripande drivkrafter för efterfrågefleksibilitet*, 12:73, maj 2013

en balansansvarig och/eller elhandlare tillåts styra lasten åt kunderna samt kräver en förändring av nuvarande spotmarknadsalgoritm.¹³

Konceptet efterfrågeflexibilitet är i grunden positivt då det stabiliserar elpriserna och leder till en viss priskänslighet hos kunderna. Fördelarna är många men problemet med efterfrågeflexibilitet ligger i hur marknaden är utformad. I dagsläget saknas regelverk som är anpassade för att på ett effektivt sätt kunna utnyttja flexibiliteten. Ofta har centrala aktörer som elleverantörer och nätägare mer att förlora på ökad efterfrågeflexibilitet än de har att vinna, då kostnaderna är relativt höga relaterat till nyttan. Dock värt att nämna är att t.ex. en tidsdifferentierad tariff för elnätsdistribution kostar relativt lite, och kan avhjälpa systemet och därmed ge nytta. Vidare kan de nödvändiga förändringarna i flera fall innebära minskad frihet för aktörerna och mer detaljreglering. Ett exempel är att säkerställa att efterfrågeflexibilitet kommer med i prisbildningen på day-ahead marknaden Elspot för att försäkra sig om att det kommer till nytta.¹⁴ Anledningen till detta är att day-ahead marknaden har identifierats med bäst förutsättningar för efterfrågeflexibilitet från hushållssektorn, då den inkluderar den termiska trögheten och känsligheten i ett dynamiskt system (som det termiska systemet in ett hushåll utgör) bäst genom att priserna publiceras i förväg. En viktig aspekt när det gäller efterfrågeflexibilitet för hushåll blir således att den delvis är beroende av värmelast och med andra ord säsongsberoende, vilket medför att potentialen är olika beroende på säsong.¹⁵

Introduktionen av elbilar och laddningen av dessa tros leda till högre effekttoppar, vilket leder till ett antal kostnadsdrivare. I rapporten Framtida krav på elnäten beskrivs två faser i samband med dessa kostnadsdrivare, en kapacitetsfas och en expansionsfas. Kapacitetsfasen handlar om att utnyttja restkapaciteten i nätet på ett bättre sätt. Trots ett bättre utnyttjande av restkapaciteten tros nätet behöva förstärkas i förtid. I expansionsfasen är det aktuellt med styrning av uppladdning av elbilar för att undvika att elbilar laddas samtidigt. Genom styrning kan elbilarna använda nätkapaciteten på ett bättre sätt.

I framtidens elnät med betydande mängd förnybar elproduktion så är utmaningarna primärt volatil lastkurva sommartid samt ökade lasttoppar vintertid. Även säsongsvariationer tas i beaktning i de fall då det innebär problem men också i de fall då det innebär en ökad flexibilitet. Vintertid har det svenska kraftsystemet höga lasttoppar med en förhållandevis trög värmelast. Detta gör att systemet har en viss flexibilitet. Sommartid har systemet försumbar värmelast, vilket gör att flexibiliteten försvinner. Då bedöms efterfrågeflexibilitet från framför allt elbilar vara dominerande, även om elbilar bör kunna bidra med flexibilitet även vintertid.

Data och tidsserier för användning och laddning av elbilar är svårt, om inte omöjligt, att få tag på. Detta för att antalet elbilar som finns och används i Sverige är relativt få. För att få tag i tidsserier så har Uppsala universitet utvecklat matematiska modeller för att generera

¹³ Elforsk, 13:95, *Efterfrågeflexibilitet på en Energy Only-marknad*, december 2013

¹⁴ Elforsk, *Övergripande drivkrafter för efterfrågeflexibilitet*, 12:73, maj 2013

¹⁵ Elforsk, *Efterfrågeflexibilitet på en energy-only marknad*, 13:95, december 2013

syntetiska tidsserier för elbilsladdning, som baseras på mänsklig aktivitet i hushåll.¹⁶ Modellen för elbilsladdning är baserad och kompletterar en tidigare modell som förutspår belysningsbehov för hushåll baserat på dess aktivitet.¹⁷ Från Grahn så genererades 1000 st unika elbilsladdningsprofiler, vilka användes för de olika hushållen i såväl den tidigare elforsk-projektet Framtidens krav på elnäten, som för denna studie.

Resonemang för efterfrågefleksibilitet för hushållssektorn har erhållits från tidigare projekt gjort inom Elforsk¹⁸. I rapporten simuleras hur stor flexibilitet som hushållen kan bidra med på marknaden, utan att ge avkall på komforten i hushållet. För att göra detta användes optimeringsmodellen *Ngenic*. Denna modell minimerar uppvärmningskostnaden för slutanvändare av el genom att ta hänsyn till rådande innetemperatur, prognostiserad temperatur i närtid samt genom styrning av värmepump. Simuleringarna tar hänsyn till en temperaturvariation på $\pm 2^\circ\text{C}$ i hushållet, samt nuvarande temperatur, framtida temperatur samt en maximal ackumulerad obalans.¹⁹

¹⁶ Grahn P., Munkhammar J., Widén J., Alvehag K., Söder L., "Plug-in-vehicle home charging model based on residential activity patterns", IEEE Transactions on Power Systems Vol 28, No. 3,(2012).

¹⁷ J. Widen, E. Wäckelgård - A high-resolution stochastic model of domestic activity patterns and electricity demand, Uppsala Universitet 2010

¹⁴ ¹⁹ Elforsk, *Efterfrågefleksibilitet på en energy-only marknad*, 13:95, december 2013

2 Metod för kvantitativ analys

2.1 Metod

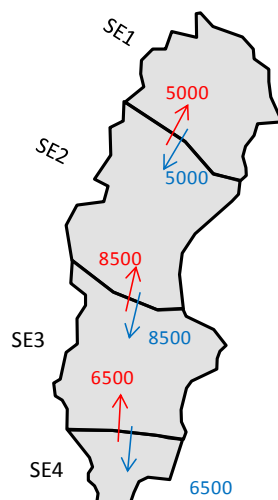
Två olika ansatser har genomförts för att kvantifiera nyttan som s.k. smarta nät-applikationer kan utgöra i ett framtida system, m a p nätbegränsningar. Då utmaningarna skiljer på system- respektive lokalnätsnivå så har olika ansatser genomförts för respektive nivå. Denna studie analyserar ett scenario för år 2037 med respektive utan efterfrågefleksibilitet.

2.1.1 Stamnät

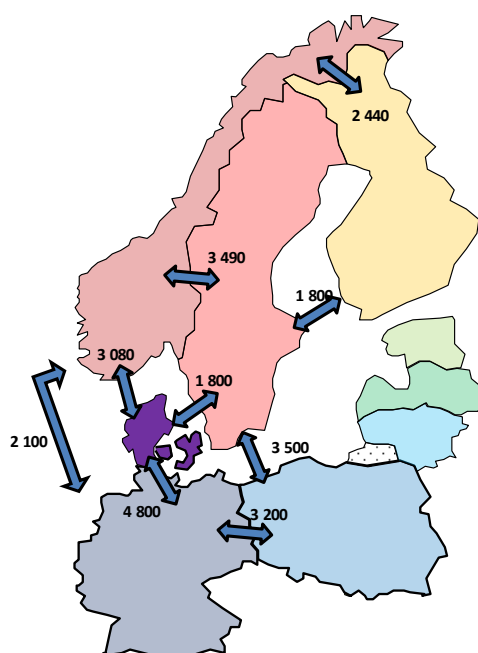
Problemställningarna relaterat till transmissionskapacitet och regionala produktionsöverskott simulerades m h a den fundamentala kraftmarknadsmodellen APOLLO.

Systemet som simulerats i APOLLO bygger på det tidigare framtagna scenariot Green Policy scenario (GP) inom ramen för NEPP. Även transmissionskapacitet är extraherat från GP.

Transmissionskapacitet har extraherats från GP, se tabeller nedan för interna samt externa transmissionskapaciteter i Sverige.



Figur 4. Transmissionskapacitet (MW) inom Sverige i ett scenario för 2037.



Figur 5 Transmissionskapacitet (MW) mellan länder i GP scenario för år 2037, samt dagens kapacitet. Källa: Nord Pool spot.

I scenariot som simulerats har de installerade kapaciteterna i Norden extraherats från GP, med den skillnaden att respektive elområde har simulerats explicit i APOLLO medan GP simulerar elsystemet på nationell nivå. För att översätta kapaciteterna från GP till kapaciteter per elområde i APOLLO så har samma distribution per kraftslag antagits. T.ex. om 40 % av den installerade kapaciteten av vindkraft idag är i SE3, så blir 40 % av den totala kapaciteten av vindkraft i Sverige installerad i SE3 vid simulering av GP med APOLLO. Detta bedöms eventuellt överskatta produktion från vindkraft i södra Sverige, och underskatta produktion från vindkraft i norra Sverige. Följden av detta är att effekterna av lokal överskottsproduktion och spill vid höga vattenflöden (vilket leder till stor oreglerbar vattenkraftproduktion) och

mycket vindkraft i systemet eventuellt underskattas. Dessa effekter skulle materialiseras genom instängd kraft och lokal priskollaps. Å andra sidan så bedöms denna effekt vara relativt begränsad, eftersom osäkerheten i installerad kapacitet av vindkraft är mindre än transmissionskapaciteten mellan norra och södra Sverige. En känslighetsanalys gjordes där merparten (60 % av den totala ökningen) hamnade i SE1 och SE2, och 20/20 % hamnade i SE3 och SE4. Se tabell nedan för installerad kapacitet och andel per elområde.

Region	SE1	SE2	SE3	SE4
Installerad kapacitet vindkraft Std (MW)	1 593	5 311	3 942	3 055
Andel Std	11 %	38 %	28 %	22 %
Installerad kapacitet vindkraft Känslighet (MW)	2 436	5 684	3 256	2 523
Andel känslighet	18 %	41 %	23 %	18 %

Tabell 1. Tabell över ökning av vindkraft i känslighetsscenario, samt ursprungsscenario (Std).

I denna studie har primärt prisdifferenser och flaskhalsar varit av intresse för att kvantifiera behovet/nyttan med smarta-nät applikationer i två olika scenarier (med respektive utan efterfrågeflexibilitet). Antalet timmar med pris överstigande vissa tröskelvärde, och antal timmar med flaskhalsar har varit måttstocken för nyttan som smarta-nät kan utgöra. Även förändring av prisnivån på årsbasis har analyserats.

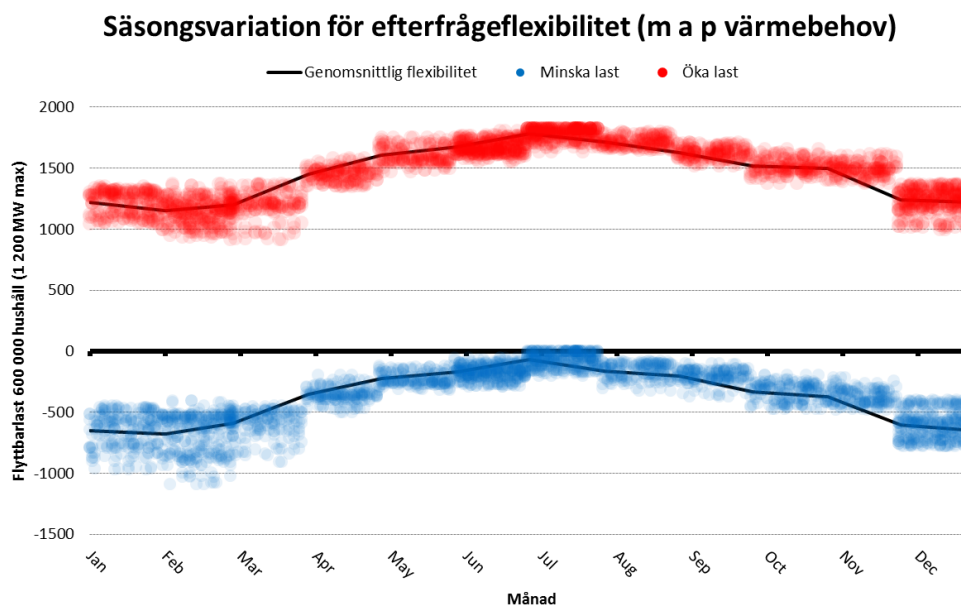
Potential för efterfrågeflexibilitet – stamnätetsnivå

Tidigare utredningar har kvantifierat den övergripande potential som finns för lastflytt i Sverige. Sett över ett par timmar uppskattas den tekniska potentialen för hushåll till uppemot 2000 MW (2 kW i 1 000 000 småhus)²⁰, potentialen bland större fastigheter (köpcentra, kontorsverksamhet, skolor och industrilokaler) till ca 200 MW och potentialen för

²⁰ Sweco, Rapport till Samordningsrådet för smarta elnät, *Beskrivning av de konkreta utmaningar som det svenska elnätet står inför med anledning av den pågående omställningen av energisystemet*, 2013

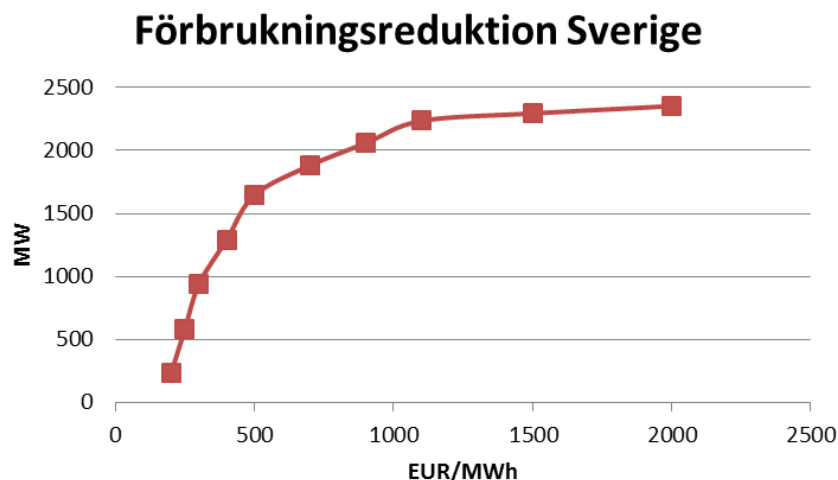
industriföretag nästan 2 000 MW²¹. Vad som ofta förbises är säsongsvariationen i kapacitet för efterfrågeflexibilitet. Ett exempel på detta är hushållssektorn och det underliggande värmebehovet vintertid respektive sommartid som varierar. Under vintertid så finns det ett betydande uppvärmningsbehov, vilket resulterar i en given reglerförmåga eftersom värmetrögheten i ett hushåll kan utnyttjas. Sommartid är detta uppvärmningsbehov (mycket) begränsat, vilket betyder att samma tröghet inte kan användas för att förflytta last mellan omkringliggande timmar. Under sommarhalvåret så finns det fortfarande en trög last från värmning av tappvarmvatten, dock är denna relativt liten i förhållande till uppvärmningsbehovet vinter. Även värt att nämna är att ett eventuellt kylbehov kan potentiellt användas på liknande vis som värmebehovet vintertid, dock har denna studie bortsett ifrån denna potentiella flexibilitet eftersom det inte är kartlagt hur behovet av kyla och dess flexibilitet kommer att se ut i framtiden. För att kvantifiera säsongsvariationen av (värme)-efterfrågeflexibilitet från hushållssektorn så användes beräkningsunderlag från elforsk-studien Efterfrågeflexibilitet från en Energy-Only marknad. Även asymmetrin mellan upp- respektive nedreglering av konsumtionen spelar roll för lastförflyttning. Flexibiliteten är uträknad utifrån referenshushåll för respektive elområde, samt med hänsyn tagen till historisk temperatur samt efterföljande temperatur (timmar). För illustration av flexibiliteten fördelat över året, se figur nedan.

²¹ Sweco, Rapport till Samordningsrådet för smarta elnät, *Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning idag och i framtiden*, 2013



Figur 6. Illustration av minskning respektive ökning av lasten för 600 000 hushåll (ca 600 MWh/h vintertid minskning av förbrukningen) och säsongsvariationen över året. De röda markeringarna representerar ökning av last (MWh/h), och de blåa markeringarna representerar minskning av last (MWh/h). De svarta heldragna linjerna representerar medelvärdet per månad, vilket användes i simuleringar med APOLLO.

Efterfrågeflexibilitet har simulerats på tre olika vis; dels förbrukningsreduktion vid prisspikar, dels lastflyttning, dels koordinerad laddning av elbilar. Förbrukningsreduktion vid prisspikar gäller främst för industrier som kortvarigt reducerar sin förbrukning vid lasttoppar. Dessa kan främst reducera antalet prisspikar, d.v.s. vid en knapphet i effektutbud. Då det finns olika grader av "priskänslighet" för olika segment, har en "utbudskurva" antagits enligt figur nedan. För övriga nordiska länder har motsvarande efterfrågeflexibilitet antagits i proportion till dess industriella efterfrågan.



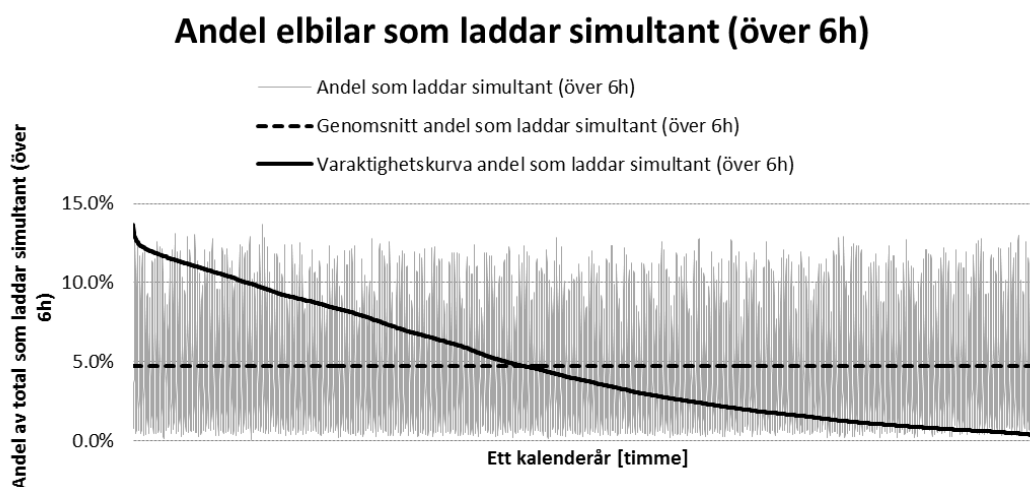
Figur 7. Förbrukningsreduktion vid prisspikar i Sverige (industri). Ett scenario har simulerats, antaget en maximal lastreduktion av 2 300 MWh/h.

Lastförflyttning har simulerats på liknande sätt som ett energilager. D.v.s. att vissa timmar kan hushållen reducera konsumtionen, för att under efterföljande timmar öka lasten för att återställa "balansen". Det kan även inträffa att hushållen ökar konsumtionen, för att under senare timmar minska konsumtionen och därmed återställa "balansen". Även "koordinerad" laddning av elbilar har simulerats på samma vis som lastförflyttning. Med koordinerad laddning så avses så-kallad smart laddning av elbilar, d.v.s. beroende på elnätets behov så kan energin som efterfrågas från laddning av elbilar planeras över en viss tidsperiod. Eftersom där finns många elbilar i systemet, så koordineras laddning av respektive bil för att hjälpa och avlasta systemet under tidsperioden, och samtidigt tillgodose den totala energi som elbilarna efterfrågar.

I simuleringen för såväl elbilar som (värme)efterfrågefleksibilitet så antogs även en viss priskänslighet. Detta, för att säkerställa att hushållen och elbilarna inte flyttar last såvida inte prisdifferensen mellan "hög- och lågpristimmar" överstiger 15 EUR/MWh (skillnad mellan låg (öka last) och högpristimmar (minska last)).

Den totala kapaciteten av efterfrågefleksibilitet för de svenska hushållen antogs vara 1 200 MW ökning och 600 MW minskning (motsvarande ca 600 000 hushåll med eluppvärmning). Eftersom efterfrågefleksibiliteten är asymmetrisk samt säsongsvarierande så antogs det att 1 200 MW gäller för maximal ökning vintertid (MWh/h), vilket då resulterar i ca 600 MW minskning av lasten under samma tidsperiod (vinter). Detta betyder att, såvida den maximala kapaciteten (1 200MWh/h) utnyttjas, det krävs dubbelt så många timmar med lastreduktion (600 MWh/h) än för lastökning för att "balansera" (summan av upp respektive nedreglering lika med noll) efterfrågan inom den antagna längden på cykeln (6 h). Sommartid är potentialen för minskning av (värme)last relativt försumbar, medan potentialen för ökning är markant större. Det bör poängteras att eftersom förbrukningen måste vara i "balans" inom närliggande timmar (antaget 6h-cykler i APOLLO), blir den faktiska (värme)efterfrågefleksibiliteten liten under sommarperioden eftersom lastreduktionen är nära noll (summan över 6 h måste vara lika med noll).

Elbilarnas användning varierar inte nämnvärt med årstiderna. Istället varierar elbilsanvändningen (och därmed laddningsbehovet) med det sociala beteendet enligt beskrivet tidigare i kapitel 1.6. I simuleringarna antogs samma krav som för värmebehovet från hushållen att elbilen skall vara laddad (i "balans") inom 6 timmar. Modelltekniskt så är elbilarna simulerade som en lastökning på efterfrågan, samt med en viss flexibilitet (priskänslig lastförflyttning).



Figur 8. Approximation av andel av elbilsbeståndet som laddas inom 6 h. Det kan ses att laddningen varierar inom dygnet, och mellan veckodagar men att det är en liten tendens till årstidsvariation. Den svarta heldragna linjen illustrerar varaktighetskurvan för andelen laddande fordon per timme (ex 10 % betyder att 10 % av fordonsflottan laddas inom 6 efterföljande timmar). Den streckade linjen (4,8 %) illustrerar medelandelen som laddar över året (inom 6 h).

För att det modelltekniskt skulle vara möjligt att simulera flexibiliteten som härstammar från elbilar så antogs det att det kontinuerligt var 4,8 % av elbilsflottan som fanns tillgängligt som en flexibel resurs i respektive elområde. Fördelning av elbilar antogs vara jämnt, och det antogs att det inte är någon regional skillnad i elbilsanvändning och flexibilitet. Antal fordon per elområde från år 2013 användes för att distribuera elbilarna mellan olika prisområden.

Elområde	Andel av totala fordonsbeståndet	Antal elbilar (utav totalt 1 M)	Tillgänglig kapacitet MW
SE1	4,5 %	45 015	23,8
SE2	9,3 %	92 599	48,9
SE3	57,0 %	570 425	301,2
SE4	29,2 %	291 961	154,2
Antagen flexibilitet (laddning, kWh/h)		11	∑ 528,0 MW
Antagen tillgänglighet av totala fordonsbeståndet för flexibilitet		4,8 %	

Tabell 2. Fördelning av elbilar mellan elområde samt deras laddningskapacitet. Statistik kring personbilar från SCB, Statistik årsbok, 2013.

2.1.2 Distributionsnät

För att kunna analysera de beskrivna frågeställningarna på lokalnätetsnivå på ett så realistiskt sätt som möjligt så utgick studien "Framtidens krav på elnäten" från timmätvärden från faktiska kunder. Dessa simuleringar har återanvänts i denna studie. I den tidigare studien så genomfördes simuleringar för tre olika typdistributions-nät: landsbygds-, ytterstads, samt innerstadsnät. I denna studie simulerades enbart ett nät; ytterstadsnätet. Orsaken till att enbart detta nät användes i denna studie är att de övriga distributionsnäten som simulerats (landsbygds- och innerstadsnät) var fiktiva²² nät och byggde på många olika mätserier från olika typer av konsumenter, på olika geografiska platser. Vidare så bedömdes den största utmaningen ligga just i ytterstadsnätet eftersom det är här majoriteten av såväl elbilar som solceller förväntas hamna. Ytterstadsnätet som använts för simuleringarna innehåller ca 5 800 st slutkunder, fördelat enligt faktisk nättopologi.

I det lokala perspektivet skiljer sig såväl ansats som problemformulering jämfört med i systemperspektivet. I ett lokalt perspektiv är det primärt styrning (koordinerad laddning samt elbilar som energilager) av elbilar, och eventuellt värmelast som kan vara av intresse. Syftet med styrning av elbilar och uppvärmningsbehov är att avlasta nätet från dels toppbelastning (vintertid) och från volatil inmatning sommartid. Enligt tidigare studier så ökar topplasten med ca 20 % på fördelningsstationsnivå jämfört med historisk belastning, detta till följd av den simulerade elbilsaddningen. Elbilsaddningen sker med sammanlagring (många som laddar samtidigt till följd av liknande elbilsanvändning) mellan flera hushåll. Elbilsaddningsprofilerna kommer från en stokastisk modell utvecklad vid Uppsala universitet, som grundar sig i att när

²² Då data från ett fullt distributionsnät ej var tillgängligt så komponerades ett fiktivt nät genom att lägga ihop många olika tidsserier från olika distributionsnät och därigenom få en variation i konsumtionsmönster. Ca 1 600 olika tidsserier från olika kategorier (lägenheter, villor, kommersiella förbrukare) lades ihop enligt kategorier från ett verkligt nät.

en viss bil anländer till hushållet så laddas den (motsvarar att koppla in bilen i eluttaget när den parkeras vid hushållet). Eftersom hemkomst från t.ex. arbetsplatsen (då bilen parkeras och kopplas in i eluttaget) ofta infaller med stor sammanlagring som den historiska topplasten (kring klockan 18-19), så förstärks topplasten. Orsaken till att laddning på arbetsplatsen bortses ifrån bottnar i att det inte finns data att tillgå för detta, konsekvensen av denna förenkling finner ni under diskussion. Under sommartid, då inmatning är stor från den lokala produktionen från solceller, blir många hushåll så-kallade nettoproducenter under vissa timmar, vilket då leder till inmatning på nätet (negativt energiflöde). Då produktionen i ett visst geografiskt område (t.ex. i ett villaområde) sammanfaller till stor del så förväntas inmatningen under dessa timmar vara betydande. Om flera abonnenter på samma linje (elnät) blir nettoproducenter, så vänds energiflödet i nätet och kan fortplanta sig flera spänningsnivåer upp i nätet.²³

I nätet så distribuerades elbilar och solcellspanel slumpmässigt för olika kundkategorier, dock med antagandet att olika kundkategorier aldrig kommer att vara nettoproducenter på årsbasis. Vidare så antogs det att olika typkunder hade olika storlekar på solcellsanläggningarna; 1, 5, 30 samt 50 kW_p. Antagandet kring de olika nivåerna av solesproduktion per kategori grundades och kalibrerades så att totalen för det simulerade ytterstadsnätet motsvarade total installerad kapacitet på nationell basis (14,5 TWh årsproduktion från solceller). Nivån per kategori är antaget sedan tidigare inom projektet Krav på framtidens elnät. Se tabell nedan för distribution per kundkategori i det simulerade distributionsnätet.

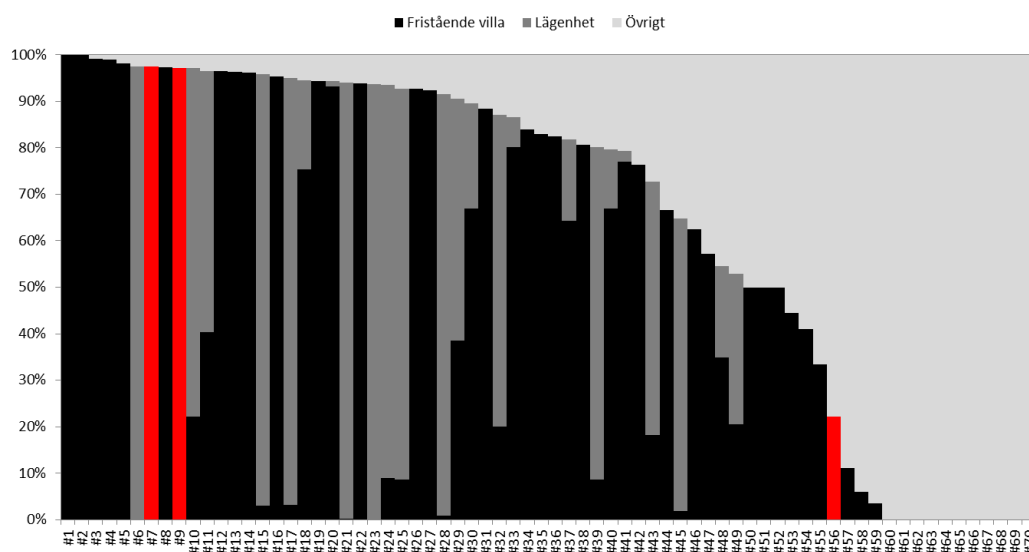
²³ Elforsk 14:26 Krav på framtidens elnät, 2014

Kategori	Antal kunder	Andel kunder	Andel med elbil	Andel med 1 kWp	Andel med 5 kWp	Andel med 30 kWp	Andel med 50 kWp
Lägenhet	2436	42 %	24 %	30 %	0	0	0
Småhus	2377	41 %	37 %	0	45 %	0	0
Liten verksamhet	813	14 %	0	0	25 %	0	0
Medelstor verksamhet	87	1 %			0	35 %	
Stor verksamhet	117	2 %	0	0	0	0	40 %
Totalt	5830						

Tabell 3. Tabell över installerad kapacitet samt elbilar per kundkategori i det simulerade distributionsnätet.

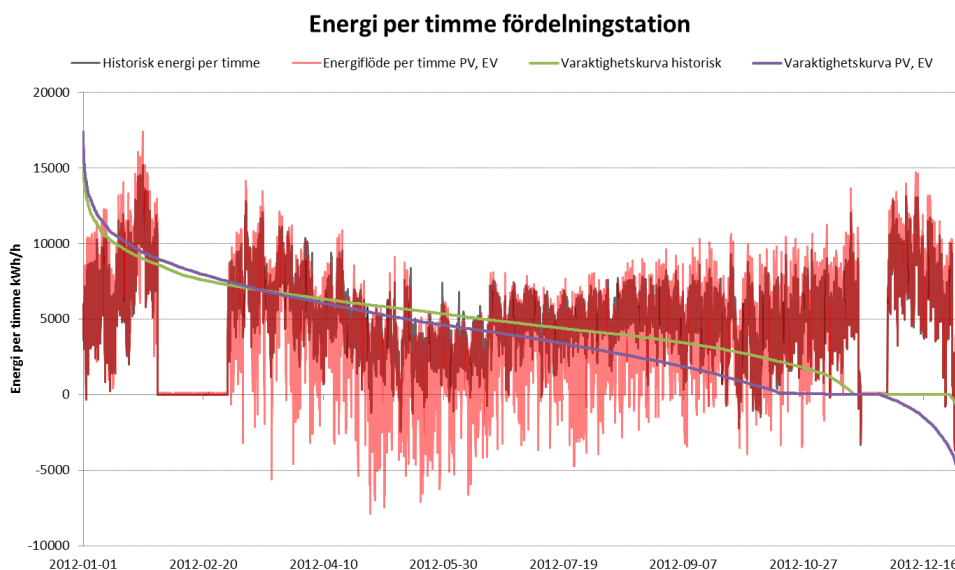
Olika nätstationer i distributionsnätet har olika antal av vissa kundkategorier, och t.ex. ett bostadskvarter har stor andel av dels fristående villor, dels av lägenhetskunder. Se figur nedan för fördelningen av olika kundtyper per nätstation.

Andel kundkategorier per nätstation



Figur 9. Fristående villor, lägenheter samt övriga kundkategorier per nätstation. De rödmarkerade nätstationerna är "stressade" stationer där en högre andel av elbilar samt solcellspaneler har blivit placerade.

Två flexibla resurser antas finnas i lokalnäten, trög värmelast (primärt vintertid) samt koordinerad laddning (och urladdning) av elbilar. Båda dessa resurser antas vara priskänsliga, och att lasten flyttas till omkringliggande timmar (från högpris till lågpristimmar). I ett lokalnät med stor andel distribuerad produktion och elbilar varierar lasten betydligt mer än jämfört med dagens scenario, och såväl effekttoppar bedöms öka (vintertid) som betydande lokal inmatning sommartid. Inmatning har historiskt varit relativt ovanligt, eftersom konsumenterna traditionellt inte har matat in på nätet, vilket i sig kan vara problematiskt med negativt energiflöde. Den tidigare studien visar dock på att den inmatade toppeffekten (sommartid) inte överstiger den uttagna toppeffekten (vintertid), och att detta därför inte bedöms vålla några betydande problem. Därför fokuserade vi i simuleringarna på framför allt minskning av effekttoppar vintertid genom koordinerad laddning av elbilar. Det finns, som tidigare nämnt, en flexibilitet som härstammar från styrning av värmebehov och därmed använda värmetrögheten i hushåll. Efterfrågefleksibilitet från uppvärmningsbehovet simulerades. Eftersom det inte var känt vilken uppvärmning de olika hushållen hade så aggregerades den totala elanvändningen i nätet (summerades på fördelningsstationsnivå), och den totala flexibiliteten antogs variera och vara samma kapacitet som simuleringarna på systemnivå, dock motsvarande ungefär 1/1000 storleksmässigt ($5\,800 \approx 1/1000$ av 5 miljoner). På grund av modelleringstekniska orsaker så bortsågs det ifrån antagandet att efterfrågefleksibiliteten skulle "balanseras" inom 6 timmar, utan istället över 24 timmar (varje dygn).



Figur 10. Energiflöde per timme genom fördelningsstationen med respektive utan elbilar och solcellsproduktion. Även varaktighetskurvor för historisk respektive framtidens energiflöde är illustrerat i figuren. Det kan ses att toppbelastningen (januari/februari) ökar till följd av introduktion av elbilar. Även betydande inmatning (negativt energiflöde) sker sommartid till följd av solcellsproduktion kombinerat med låg last. Lastkurvan är volatilare jämfört med den historiska belastningskurvan, vilket utläses av den brantare varaktighetskurvan.

Fyra olika scenarier med flexibilitet har simulerats; ett koordinerat scenario (Flex) där laddning av elbilar koordineras inom dygnet, ett koordinerat scenario där elbilarna dels planerar laddning samt matar in på nätet vid behov (Smart), ett scenario med efterfrågefleksibilitet från elanvändare (DR), samt referensfallet (Ref). I scenario Smart antogs det att 25 % av elbilarna är tillgängliga för koordinering/styrning, och övriga laddas efter behov. Dessa 25 % refererar till antal bilar som laddas simultant, vilket varierar från dag till dag. Beroende på antalet bilar som laddas, antogs kapaciteten att variera linjärt. För varje fordon med ett laddningsbehov antogs ha en kapacitet motsvarande laddningskapaciteten, 11 kWh/h. I scenario Smart så antogs det att bilarna även kunde ladda ur med 11 kWh/h. I scenario DR så inkluderades efterfrågefleksibilitet från hushållskunderna (totalt 900 kWh/h efterfrågefleksibilitet vintertid). Referensfallet antar ingen flexibilitet vad beträffar koordinering av laddning.

Genom att använda elbilar som energilager så kan inmatningen effektivt reduceras till följd av efterfrågan tillgodoses (delvis) m h a elbilar som "laddar ur" istället för att matas med energi via fördelningstationen.

3 Resultat

Denna sektion innehåller resultat från simuleringar från både systemnivå och från lokalnätetsnivå.

3.1 Stamnät

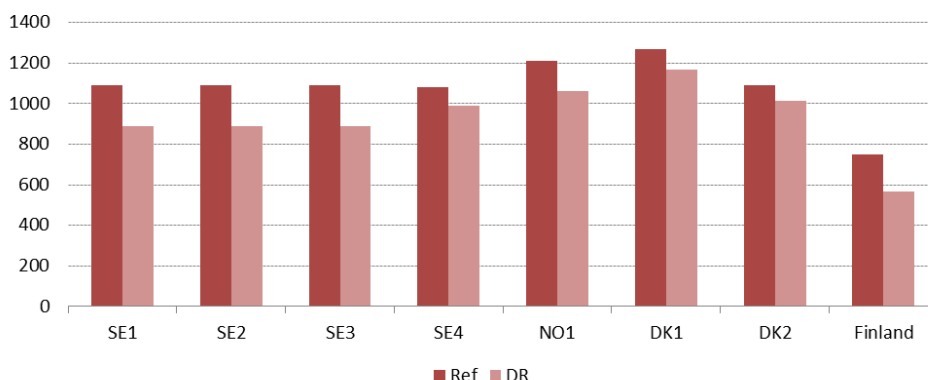
Två olika scenarier simulerades på systemnivå, vilka var identiska förutom flexibilitet. Scenariot med flexibilitet benämns som scenario "DR" (demand-reponse), och scenariot utan flexibilitet kallas "Ref" (referens). "DR" har flexibilitet härstammande från tre olika grunder; priskänslig lastreduktion, priskänslig lastförflyttning, och priskänslig laddning av elbilar. Referensscenariot är baserat på identisk indata (efterfrågan, produktionskapaciteter, transmissionskapacitet, etc.), och helt utan de flexibla resurser som nämns ovan. Vidare så simulerades ett känslighetsscenario med en annorlunda bedömning av var (i vilket elområde) vindkraften kommer att placeras i framtiden.

3.1.1 Instängd kraft, "nollpriser"

Antalet timmar med nollpriser är ett mått dels på prisvolatiliteten, dels på kapaciteten av transmission. Vid många timmar med nollpriser så indikeras ett behov av traditionell nätförstärkning, alternativt behov för flexibilitet. Nollpriser kan tänkas vara gynnsamt för slutkonsumenter, dock så speglar det snarare ett illa tillpassat system utifrån rådande efterfrågan, produktion och infrastruktur. Detta bör betraktas som samhällsekonomiskt sub-optimalt eftersom det då inte finns avsättning för all kraftproduktion.

Antalet simulerade timmar med nollpriser i de svenska elområdena var 1 092 st för elområde SE1-3 respektive 1082 st för SE4 för fallet utan flexibilitet (Ref). Med flexibilitet tillgängligt så reduceras antalet timmar med nollpriser för samtliga elområden, 887 st för elområde SE1-3, respektive 992 st för SE4.

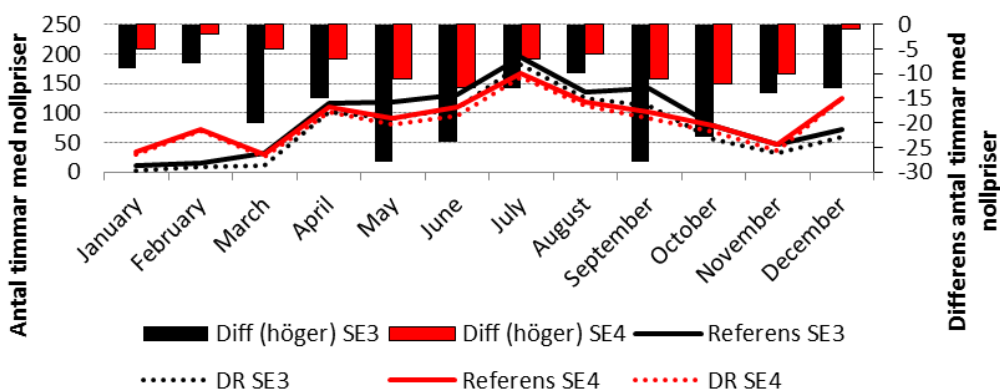
Antal timmar med nollpriser



Figur 11. Graf med antalet timmar med nollpriser för de svenska elområdena, NO1, DK1-2 samt Finland, med (DR) respektive utan (Ref) flexibilitet. Antalet timmar med nollpriser minskar med flexibilitet tillgängligt för samtliga elområde.

Antalet timmar med nollpriser uppkommer i simuleringarna primärt under sommartid. Det kan ses att där är en stark säsongsvariation av antal timmar med nollpriser, där flest antal timmar med nollpriser sker sommartid.

Antal timmar med nollpriser per månad



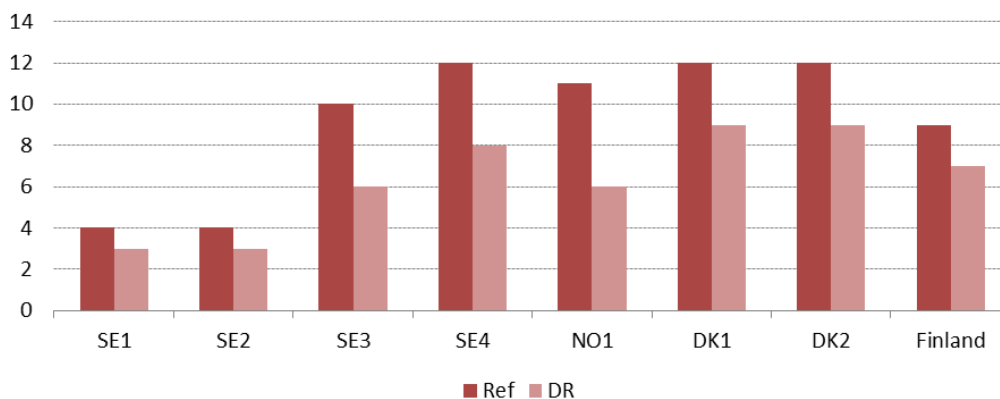
Figur 12. Figur av antal timmar med nollpriser för SE3 och SE4 för Ref respektive DR-scenariot. Det kan ses att antalet timmar med nollpriser reduceras med hjälp av DR. Det kan även observeras att flest antal timmar med nollpriser sker sommartid, detta p g a den låga lastnivån.

Förklaringen till att flest timmar med nollpriser observeras sommartid är att lastnivån är lägre under sommartid, jämfört med vintertid. Detta kombinerat med en stor solelproduktion, och delvis vindkraftproduktion, resulterar i ett stort produktionsöverskott och priskollaps. Antalet timmar med nollpriser reduceras dock m h a flexibilitet.

3.1.2 Prisspikar, höga priser

Prisspikar är ett mått dels på prisvolatiliteten, men framförallt en signal av rådande kraftsituation. Vid en knapphetsituation så indikeras detta genom höga spotpriser som ger elkonsumenter incitament att minska efterfrågan. Knapphet kan både undvikas och importeras via starka transmissionsförbindelser, det senare får som konsekvens att prisvolatilitet "smittar" mellan prisområden. I scenariot GP, där det är antaget en markant ökning av transmissionskapacitet till kontinenten och förstärkta transmissionsförbindelser inom Sverige, så förväntades (mycket) volatila priser till följd av betydande mängder intermittert förnybar kraftproduktion såväl i Norden som på kontinenten. Antalet timmar med priser över 200 EUR/MWh (gränsvärdet för priskänslig lastreduktion) var 4 timmar för SE1-2, 10 st för SE3 samt 12 st för SE4 i referensscenariot. I scenariot med flexibilitet så reducerades dessa timmar till enbart 3,3,6 respektive 8 timmar för elområde SE1-4.

Antal timmar med priser > 200 EUR/MWh

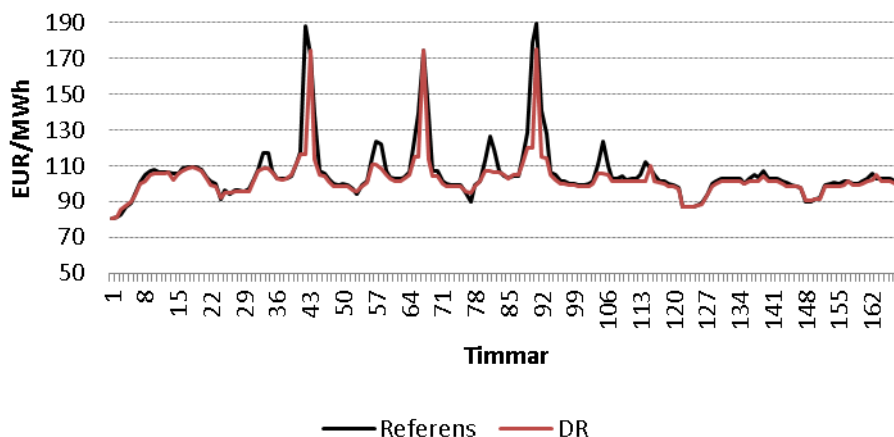


Figur 13. Antal timmar med priser överstigande 200 EUR/MWh för de svenska elområdena, NO1, DK1-2 samt Finland. Det kan ses i figuren att antalet timmar med prisspikar reduceras med flexibilitet, och att flest antal timmar med flexibilitet observeras för SE4.

3.1.3 Prispåverkan till följd av flexibilitet

Genom att minska efterfrågan under timmar med knappt utbud (höga priser), samt öka efterfrågan under timmar med stort utbud (låga priser) så uppnås dels jämnare prisstruktur, dels lägre genomsnittliga priser. En (intuitiv) påverkan blir då att priserna under knapphetstimmarna minskar (lägre efterfrågan), och priserna ökar under "lågpristimmar" till följd av att lasten flyttas.

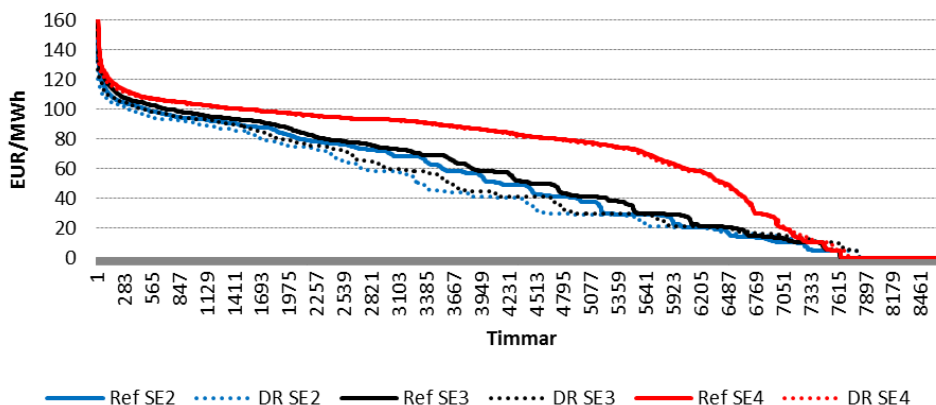
En januarivecka, simulerat 2037



Figur 14. Prisvolatilitet med (DR) respektive utan (Ref) flexibilitet. Det kan observeras att såväl prisspikar som prisbottnar (timme 148) jämnas ut, och att det blir en jämnare prisstruktur med flexibilitet.

Varaktighetskurvor över prisnivån visar på hur dels prisspikar, dels hur prisbottnar ("nollpriser") förändras till följd av flexibilitet. En volatilare prisbild ger en brantare lutning på varaktighetskurvan.

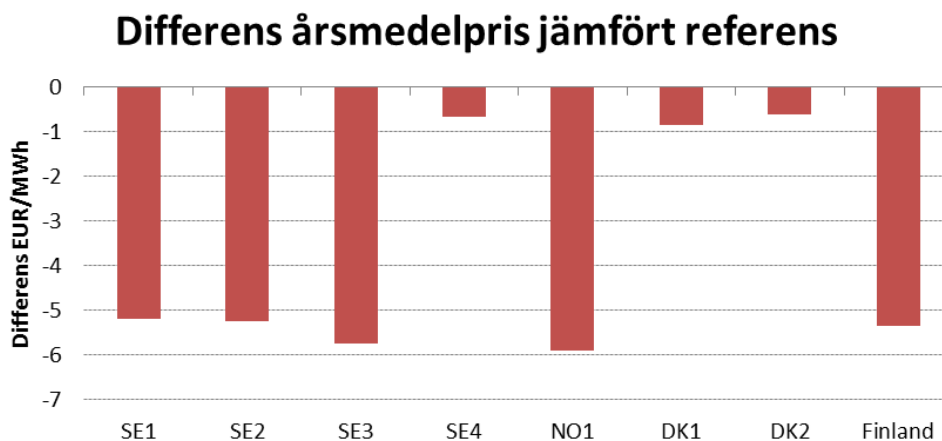
Varaktighetskurvor SE2-4



Figur 15. Varaktighetskurvor för elområde SE2-4 med (streckad, DR) respektive utan (heldragen, Ref) flexibilitet. Kurvorna för respektive scenario (Ref, DR) överlappar varandra för SE4, vilket indikerar snarlik prisstruktur. Kurvorna för DR (streckade) ligger lägre än den heldragna (ref) för höga priser, medan för lägre priser är förhållandet omvänt (streckad högre än heldragen). Detta betyder att även prisbottnarna (låga priser) blir reducerade med flexibilitet.

Genomsnittligt oviktat årspris sjunker med flexibilitet för samtliga elområde utom för SE4, jämfört med fallet utan flexibilitet. Detta förklaras genom användning av de tre olika flexibiliteter (lastreduktion vid prisspikar, priskänslig lastförflyttning samt koordinerad

elbilsaddning) som påverkar prisbildningen. Största påverkan fås i SE3, vilket kan förklaras genom att största potentialen av flexibilitet återfinns här. Det finns en även relativt stor potential i SE4, dock är den mindre jämfört med transmissionskapaciteten mot kontinenten. Den lägsta påverkan fås därför i SE4 och DK1-2, detta diskuteras mer i detalj senare.



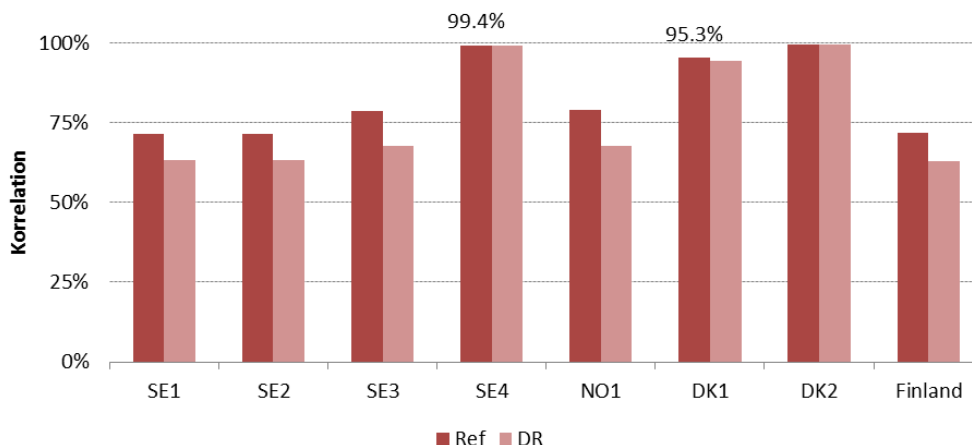
Figur 16. Differens i årsgenomsnittliga elpriser per elområde jämfört med referensfallet (utan flexibilitet). Den största (svenska) differensen observerades för SE3, där medelpriset minskade med knappt 6 EUR/MWh. Anmärkningsvärt är den måttliga reduktionen för SE4, ca -0,5 EUR/MWh. Förklaring till detta återfinnes nedan.

En trolig förklaring till att minst påverkan på årsgenomsnittligt pris observeras i SE4 är dess relativt starka priskoppling till kontinenten, där ingen lokal flexibilitet har simulerats (Tyskland, NL, etc.). Samma resultat uppkommer för DK1+2. Den starka priskopplingen i DK1+2 beror på tre faktorer, och delvis samma resonemang kan föras över till SE4;

- Danmark är ett termiskt system som redan idag har starkare koppling till den kontinentala prisen jämfört med Sverige och Norge, som har vattenkraftdominerade kraftsystem,
- Relativt mycket transmissionskapacitet mot kontinenten i förhållande till transmissionskapacitet mot Sverige & Norge (4 800 MW mot Tyskland att jämföra mot 1 800 + 3 000 MW från Sverige & Norge). Kapaciteten mellan Sverige och Tyskland motsvarar 3 500 MW),
- I större omfattning samma vädersystem som inträffar samtidigt (t.ex. en lågtryckfront som träffar Nordsjön träffar ungefär samtidigt Nordsjön/Östersjön och de vindkraftverk i Tyskland/Nederländerna) vilket gör att tillfälliga överskott (t.ex. mycket vindkraftproduktion). Detta leder även till att den temperaturkänsliga lasten samvarierar i högre grad med kontinenten, än för Sverige och Norge.

Korrelationen mellan de olika spotpriserna i de olika elområdena och de tyska spotpriserna visar att korrelationen är starkare för SE4 och DK1-2, än för övriga elområden.

Korrelation mot det simulerade tyska spotpriset



Figur 17. Korrelation mellan respektive elområde och simulerade tyska spotpriser. Det kan ses att den starkaste korrelationen mot de tyska spotpriserna återfinnes för SE4, samt DK1-2.

3.1.4 Känslighetsanalys – placering av vindkraft

En känslighetsanalys genomfördes genom att placera ut mer vindkraft i norr jämfört med extrapolering av dagens kapaciteter. Simuleringsresultaten indikerar att detta spelar en relativt liten roll i såväl prisspikar som för prisbottnar (noll-priser). Antalet timmar med noll-priser för de fyra svenska elområdena minskar med en ökad andel vindkraft i norr (SE1 & SE2), och mindre i söder. Den största skillnaden återfanns för SE4, där antalet timmar med nollpriser reducerades med 6 respektive 12 timmar för fallet utan och med efterfrågefleksibilitet.

<i>Antal timmar</i>		Noll-priser				>200 EUR/MWh			
		SE1	SE2	SE3	SE4	SE1	SE2	SE3	SE4
BAU	NO DR	787	787	787	969	4	4	11	13
	DR	611	611	611	860	3	3	6	8
Känslighet	NO DR	786	786	786	963	4	4	10	12
	DR	605	605	605	848	3	3	6	8
Differens	NO DR	-1	-1	-1	-6	0	0	-1	-1
	DR	-6	-6	-6	-12	0	0	0	0

Tabell 4. Känslighetsanalys genomfördes där antalet noll-priser och prisspikar (>200 EUR/MWh) jämfördes för de fyra svenska elområdena.

Orsaken till att störst påverkan blev en reduktion av antalet timmar med noll-priser i SE4 är samvariationen av vindkraftproduktion med omkringliggande länder. När det blåser i t.ex. Danmark så är sannolikheten mycket stor att det blåser i SE4 samtidigt. Denna effekt blir mindre om större kapacitet av vindkraften läggs i SE1 och SE2. Påverkan bedöms vara relativt liten och effekten av antagandet kring i vilket elområde vindkraften läggs i är begränsad.

3.2 Distributionsnät

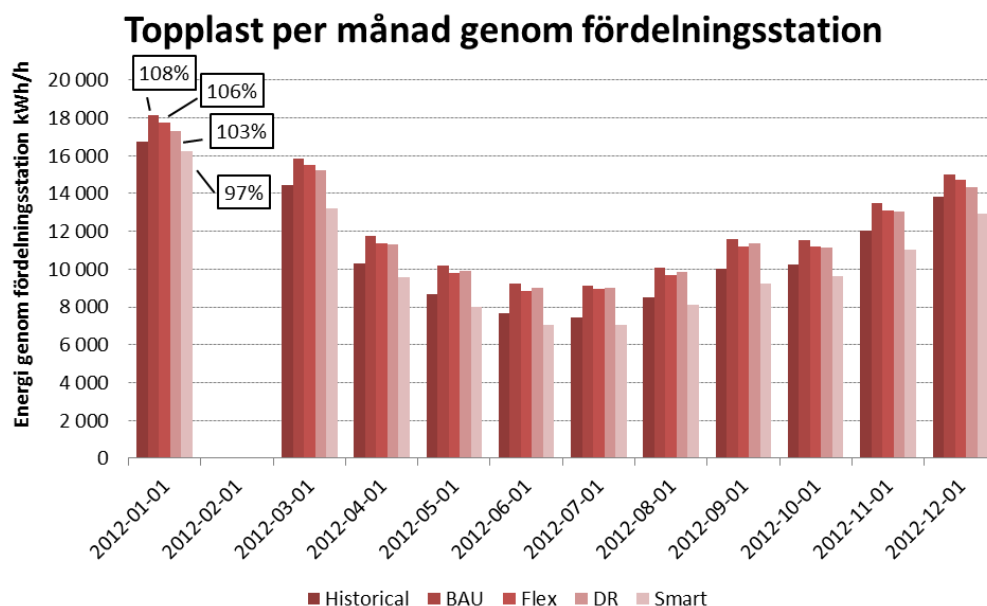
Simuleringar på lokalnätets nivå har genomförts delvis baserat på simuleringsresultaten från rapporten Framtida krav på elnäten, och med vissa antaganden gjorda kring flexibel priskänslig efterfrågan från elbilar och efterfrågeflexibilitet från hushåll. I ett lokalnät bedöms framförallt två typer av flexibiliteter finnas; koordinerad laddning av elbilar samt värmetrögheten i hushåll.

Fyra olika scenarier har simulerats; ett referensscenario där ingen flexibilitet har antagits (BAU), ett scenario där lasten omplaneras utifrån ett antagande att 25 % av antalet bilar som laddar är flexibla inom dygnet (Flex), ett scenario där 25 % av elbilarna med laddningsbehov både kan ladda i och ur flexibelt (Smart) samt ett scenario med efterfrågeflexibilitet från hushållen (DR). Alla scenarier relateras till den historiska lasten (last exkl. elbilar, solcellsproduktion och efterfrågeflexibilitet), som inte simulerats i denna studie (Historisk). Scenario BAU tar den historiska lasten och applicerar såväl elbilsaddning som solcellsproduktion utan styrning. Scenario Flex betyder att ett visst antal bilar har laddningsbehov för en given dag, och att detta behov kan förskjutas inom dygnet. Scenario Smart antar att de bilar som har ett laddningsbehov är tillgängliga för både laddning och urladdning inom dygnet. Det totala energinettet av laddningen för alla tre scenarier motsvarar laddningsbehovet per dygn i BAU-scenariot.

Scenario	Andel flexibla elbilar	Elbilar kan planera om laddningsbehovet inom dygnet	Kan ladda ur elbilar	Hushållen bidrar med efterfrågeflexibilitet
Historisk	N/A	Inga EV	Inga EV	Nej
BAU	0 %	Nej	Nej	Nej
Flex	25 %	Ja	Nej	Nej
Smart	25 %	Ja	Ja	Nej
DR	0 %	Nej	Nej	Ja

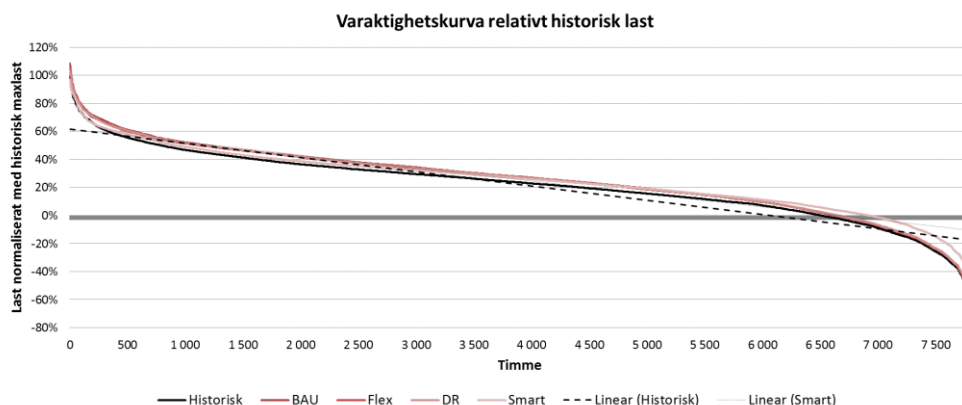
Tabell 5. Sammanställning av de olika scenarierna; historisk, BAU, flex, smart och smart DR.

En utmaning som distributionsnäten står inför är den ökade topplasten vintertid till följd av elbilsaddning som sammanfaller med befintlig topplast (kvällstid, vardagar). Sommartid så kommer det troligen att vara betydande "negativa" energivolymer, vilket betyder inmatning på nätet från elanvändarna. I rapporten Framtidens krav på elnäten så bedömdes det att ökningen vintertid primärt kommer att påverka näten, medan den betydande inmatningen sommertid inte bedöms vålla några stora problem. Därför har det primärt fokuserats på att reducera effekttopparna vintertid. Fyra olika scenarier inkluderas i resultatfigurerna; historisk, BAU, Flex, Smart och DR.



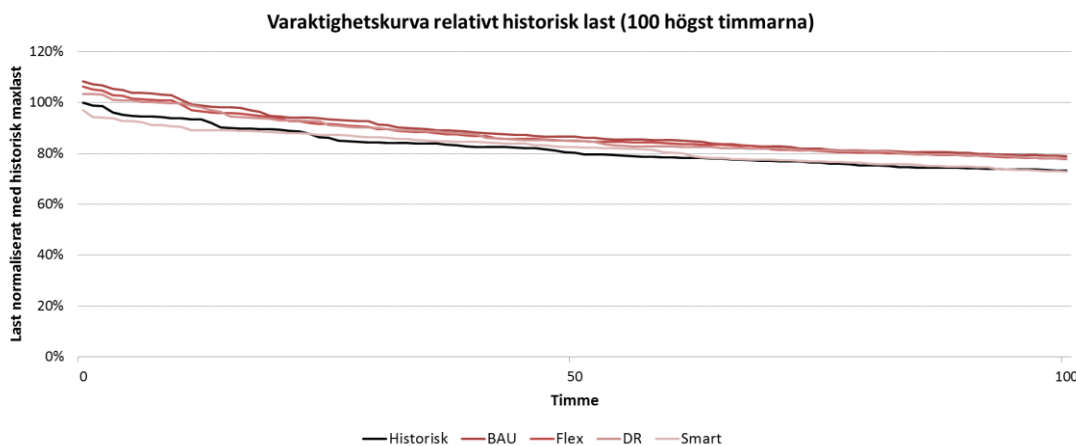
Figur 18. Maximalt energiflöde genom fördelningsstation per månad och scenario. Det historiska värdet motsvarar den historiska lasten utan varken elbilar eller solcellsproduktion. Procentvärdena vid respektive stapel för januari månad illustrerar maxlasten relativt det historiska utfallet. Det kan ses att BAU, Flex och DR har en ökad topplast (108, 106 samt 103 %) som resultat av att elbilsladdning sker samtidigt som topplast för övrig elanvändning. I scenario Smart så reduceras effekttoppen med 3 % relativt historiskt utfall för januari månad.

Det kan ses i Figur 18 ovan att topplasten reduceras enbart för scenario Smart relativt det historiska utfallet för varje månad. Varaktighetskurvorna för respektive scenario visar på hur volatiliteten av lasten minskar m h a smarta nät. Volatilitet kan utläsas som lutningen av varaktighetskurvan, d.v.s. om lutningen är stor bedöms volatiliteten vara stor.



Figur 19. Varaktighetskurvor för samtliga scenarier. Även de linjära trenderna för historisk samt smart-scenariot är illustrerat (streckat resp. punktad linje). Det kan ses att lutningen (volatiliteten) är mindre för smart-scenariot jämfört med historiska scenariot.

De högsta timmarna är av speciellt intresse eftersom det är toppbelastningen som dimensionerar nätet. De 100 högsta timmarna för respektive scenario är illustrerat i figuren nedan.



Figur 20. De 100 högsta timmarna över det simulerade året för de olika scenarierna. Det kan ses att toppbelastningen är högre för scenario BAU, Flex samt DR jämfört med det historiska utfallet, medan scenario Smart har lägre toppbelastning jämfört med det historiska utfallet (för de ~20 högsta timmarna).

Topplasten reduceras i scenario Smart jämfört med det historiska utfallet. Topplasten reduceras inte för scenario BAU, Flex och DR, utan tvärtom ökar med 8, 6 respektive 3 % jämfört med det historiska utfallet.

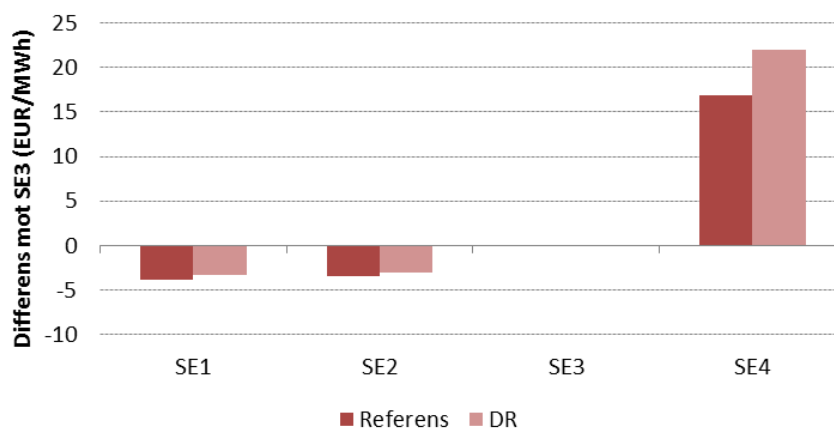
4 Slutsats och konklusion

Smarta-nät teknologier kan användas för att delvis avlasta näten, och därmed minska behovet av utbyggnad och förstärkning. Dock så visar simuleringsresultaten med APOLLO att smarta-nät och flexibilitet inte helt kan ersätta behovet av nätförstärkning i det simulerade scenariot för snittet SE3-SE4. För elområde SE1-3 så visar smarta-nät flexibilitet på en god förmåga att reducera såväl spilld energi, som prisdifferenser (flaskhalsar). På lokalnätetsnivå så visar simuleringarna god förmåga att avlasta lokalnätet, och därmed reducerar behovet av förstärkning och investeringar i nätet.

4.1 Stamnät

I simuleringarna som genomförts så visar flexibilitet och smarta nät på minskad volatilitet och lägre priser för SE1-3. Flexibilitet får en (mycket) begränsad prisseffekt för SE4. Prisbilden för SE4 har 99,4 % förklaringsgrad av det tyska spotpriset (för bägge scenarierna), medan övriga svenska elområde ligger kring 60-70 %. Korrelationen mot det tyska spotpriset sjunker för samtliga svenska elområde med en introduktion av smarta nät-flexibilitet, om än marginellt för SE4. Elområde SE1-3 ligger kring 70 % för referensscenariot, och sjunker till ca 60 % för fallet med flexibilitet. Även prisdifferensen mellan elområde SE1-3 reduceras med introduktion av flexibilitet, även om prisdifferensen mot SE4 ökar.

Differens mot SE3

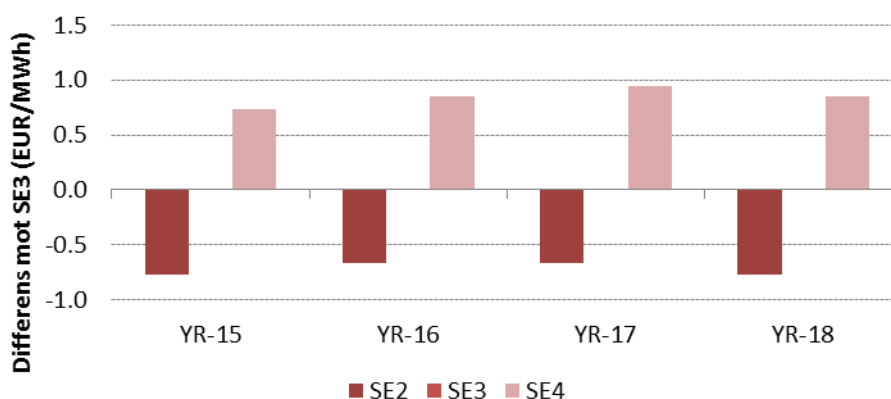


Figur 21. Simulerade differens mellan de svenska elområdena för referens respektive DR-fallet. Det kan ses att differensen mellan de svenska elområdena SE1-3 minskar, medan differensen mot SE4 ökar med införande av flexibilitet.

Förklaringen till att prisdifferensen ökar mellan SE4 och övriga svenska elområden är att överföringsförbindelserna mot utlandet är markant större än de interna transmissionskapaciteterna inom Sverige, samt större än den samlade flexibiliteten. Detta gör att SE4 blir "kontinentalt", vilket i sin tur fränkopplar SE4 från övriga svenska elområde. Därför fokuserar resultaten mestadels på SE3, som antas vara representativt för Sverige (mestadels av elkonsumenterna finns här). Den minskade prisdifferensen mellan elområde SE1-3 visar på ett minskat behov av transmissionskapacitet till följd av smarta nät-

flexibilitet. Traditionell nätförstärkning på stamnätetsnivå är, från ett marknadsperspektiv, primärt för att reducera prisvolatilitet och prisdifferenser. Det finns inga väldefinierade "krav" på prisvolatilitet, ej heller för antal timmar med flaskhalsar mellan elområde. Prisdifferensen mellan SE1-3 är i nuläget mindre än prisdifferensen som simulerats m h a APOLLO för år 2037. Detta indikerar att, med de antagna transmissionskapaciteterna i simuleringar, smarta-nät teknologier inte kan helt ersätta behovet av nätförstärkningar antaget så betydande transmissionsökningar mot kontinenten. De prisdifferenser som finns idag håller på att förstärkas bort genom byggandet av Sydvästlänken. Dock skall det klargöras att behovet av stamnätetsförstärkningarna reduceras m h a smarta-nät teknologier jämfört med scenariot utan efterfrågefleksibilitet, om än i begränsad omfattning.

Prisdifferens mellan svenska elområde, relativt SE3

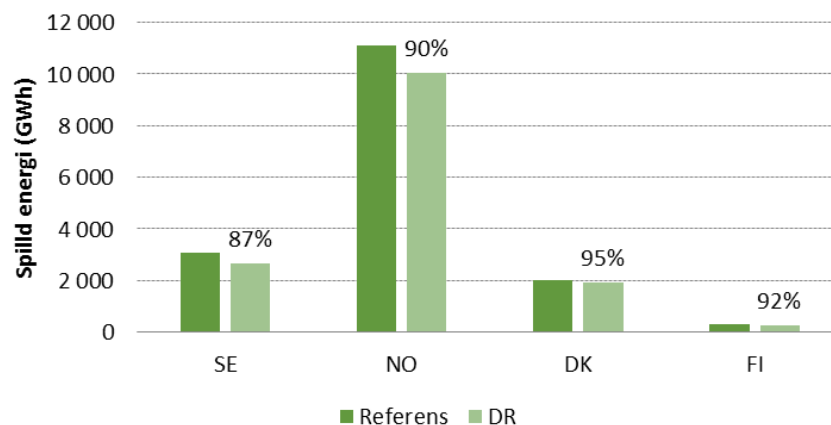


Figur 22. Prisdifferens relativt SE3 för kommande tre år på Nord Pool. Det kan ses att SE2 är ca -0,7 EUR/MWh billigare än SE3, medan SE4 är ca 0,9 EUR/MWh dyrare.

Historiskt har prisdifferensen mellan SE1, SE2 och SE4 relativt SE3 legat på ca -0.4 EUR/MWh *lägre* SE1 och SE2, och ca 1.1 EUR/MWh *högre* för SE4.

Även prisbottnar och överskottsproduktion reduceras m h a flexibilitet. Även detta är relaterat till transmissionskapacitet på systemnivå, och den traditionella åtgärden för att förhindra detta är nätförstärkningar. Mindre spill och prisbottnar kommer att ge ett gynnsammare investeringsklimat för intermittert förnybar elproduktion eftersom de timmar då prisbottnar sker reduceras, vilket sammanfaller med de timmar då det är stort tillskott från intermittert kraftproduktion. Kortfattat så leder stort momentant utbud (mycket vindkraft i systemet) med samtidigt låg efterfrågan (sommartid, nattetid) till priskollaps. Prisbottnar representeras som spill av elkraft från Apollo. Se överskottsproduktion ("spill") per nordiskt land i de två scenarierna i figuren nedan.

Spilld energi per scenario, per land



Figur 23. Figur som visar spilld energi per land från de två simulerade scenarierna. Det kan ses att den spillda energin reduceras m h a flexibilitet, jämfört med referensfallet. Procenttalen anger mängden spilld energi relaterat till referensscenariot.

Det kan ses i figuren att de spillda volymerna reduceras för respektive land med ökad flexibilitet. Förklaringen till detta är att efterfrågan ökar under timmar med stort utbud av intermittent förnybar kraftproduktion (vattenkraft älvskraftverk som producerar när det finns tillrinning av vatten, vindkraft samt solkraftproduktion), vilket gör att den spillda energin minimeras. Detta sker primärt sommardag, vilket gör elbilarna till en (mycket) avgörande faktor av huruvida flexibilitet finns tillgänglig eller inte eftersom tillskottet från hushållen är relativt obefintligt sommardag. Ytterligare diskussion relaterat till detta finns under rubriken diskussion.

Simuleringarna visar på att smarta teknologier delvis kan ersätta utbyggnad av transmissionsnät, till följd av effektivare elanvändning. Detta är dock relativt marginellt, och smarta-nät tillämpningar kan inte helt ersätta transmissionskapacitet och förstärkningar. En annan aspekt som anses viktig att lyfta är tiden för implementering; stora transmissionsprojekt tar lång tid att genomföra. Detta bland annat för att det inkluderar exploatering av mark, och kräver därför stor administrativ börda för att hantera markfrågan. Ovanpå den administrativa bördan så kräver transmissionsprojekt betydande kapital. Det som bedöms primärt driva behovet av transmissionsförstärkning är utbyggnaden av vindkraft, som går markant snabbare än transmissionsutbyggnad. Ett konkret exempel på detta är att vi idag i norra Tyskland (Schleswig-Holstein) kan se en stor utbyggnad av vindkraft, och en långsammare utbyggnad av transmissionskapacitet, vilket lett till stora interna flaskhalsar och problem med transmission av överskottskraft från berörda områden.²⁴ Praktiskt hanteras detta genom systemtjänster för att säkerställa driften av näten, vilket också är kostsamt. Flexibilitet och smarta nät-teknologier kan, om viljan finns, antagligen

²⁴ Ecofys – Analysis of curtailment in Schleswig-Holstein, 2013

implementeras snabbare än nätförstärkning vilket kan i alla fall avlasta nätet under en förstärkningsperiod.

Den faktiskt kostnadsbesparingen som smarta-nät applikationer förväntas ge bedöms vara starkt fall-specifikt. Detta betyder att beroende på de lokala förutsättningarna (produktion, last, nät) och alternativinvesteringen (traditionellt förstärka nätet) så kommer värdet av smarta-nät att variera. Smart-nät teknik, främst använd utifrån möjligheten att öka utnyttjandet av befintligt utbyggt nät genom mät-, övervakning- och styråtgärder möjliggör redan idag utökat kapacitetsutnyttjande. Rimligen så kommer utvecklingen för olika teknologier att fortsätta, och möjliggöra utökat kapacitetsutnyttjande i befintliga nät.

4.2 Distributionsnät

Simuleringarna för lokalnätet visar att en koordinering av laddning enbart reducerar ökningen av topplasten, vilket bedöms vara relativt linjärt mot andelen elbilar som anses vara disponibla för flexibilitet. Desto fler bilar som är disponibla för koordinering, desto större bör rimligen reduktionen i lasttopp (alternativt minskning av ökning) bli.

I scenario "Smart" så reduceras topplasten jämfört med det historiska utfallet, vilket visar på en god förmåga att hjälpa lokalnätet även om samtliga elbilar inte är tillgängliga för styrning. Det antogs att 25 % av de bilar som har laddningsbehov var disponibla för dels koordinering av laddning, dels för att mata in på nätet och avlasta vid topplast.

Scenario "DR" inkluderade flexibilitet från efterfrågeflexibilitet från hushållen. Resultaten visade på att topeffektökningen reduceras med 5 respektive 3 % från BAU- samt Flex-scenariot (108, 106 respektive 103 %) med ett antagande om totalt ca 900 kWh/h flexibilitet. Detta motsvarar ungefär samma antaganden som gjordes för simuleringar med APOLLO. Simuleringarna visar att efterfrågeflexibilitet från hushållen inte är tillräcklig för att hantera ökningen i lasttopparna som uppkommer från laddning av elbilar. I studien Krav på framtidens elnät så uppskattades ca 30 % av distributionsnäten stå inför förstärkningsbehov vid introduktionen av elbilar. Eftersom topplasten reducerades genom DR scenariot jämfört med BAU-fallet så kan det antas att dessa 30 % reduceras, uppskattningsvis till ett investeringsbehov för ca 10-15 % av landets distributionsnät.

I studien Framtidens krav på elnäten så bedöms en ökning på upp till 40 % av topplasten i vissa stressade sektioner av distributionsnäten. Detta leder till ett behov av nätförstärkning på ca 30 % av distributionsnäten i Sverige, dock bedöms en stor del av dessa att falla in under det normala förnyrningsprogrammet. Det belyses även att det kan vara svårt att prognosticera och förutspå exakt var i distributionsnätet som elbilarna och topplastproblematiken kommer att uppstå, varför det kan vara aktuellt att ta höjd för detta när nätplaneringen genomförs. Eftersom lasten i scenario Smart reduceras jämfört med det historiska utfallet bedöms elbilar utgöra en flexibilitet som kan innebära att näten kan dimensioneras mindre, vilket betyder minskade kostnader för nätägare och kunder. Detta kommer kunderna till gagns eftersom kapitalbasen då reduceras vilket betyder lägre kostnader att fördela på underliggande kunder. Vidare så reduceras lasten ytterligare med hjälp av efterfrågeflexibilitet från hushållen.

5 Diskussion

I scenario GP så presenteras transmissionskapacitet mellan Sverige och övriga länder, dock inte de interna transmissionskapaciteterna i Sverige. Denna studie ämnar att utreda huruvida smarta-nät teknologier kan minska behovet av investeringar i transmissionskapacitet. Med bakgrund i detta så antogs relativt lite intern kapacitet, relativt transmissionskapaciteten mellan Sverige och kontinenten. Därför så simulerades ett relativt hypotetiskt scenario, av två anledningar. Den ena är att det bedöms osannolikt att så pass stor ökning av nuvarande transmissionskapacitet byggs mellan Sverige och kontinenten. En bedömning från Svk är att maximalt 2 500 MW byggs mellan Sverige och Tyskland, samt 2 000 MW mellan Sverige och Polen. Den andra anledningen är att det är för lite kapacitet inom Sverige, vilket leder till markanta prisdifferenser inom Sverige. I dagens system så är där ca 0,6 EUR/MWh prisdifferens mellan SE3 och SE4 för kommande år, vilket kan ses som en indikation på "acceptabel" prisdifferens (efter sydvästlänken är på plats). En annan aspekt relaterat till samma problemställning är spänningsstabiliteten vid så starka förbindelser mot kontinenten jämfört med de interna kapaciteterna. Svk bedömer att spänningsstabiliteten eventuellt kan få svårigheter att upprätthållas med en så "skev" balans mellan dessa två (intern respektive extern kapacitet), detta har dock inte analyserats vidare. Med ovanstående i beaktning så anser Svk att de flesta slutsatserna från ett svenskt perspektiv bör dras från simuleringsresultaten i SE3, snarare än SE4.

I scenariot GP så simuleras Sverige som helhet, och inte respektive svenskt elområde. I arbetet med att konvertera installerade kapaciteter från Sverigenivå till elområdesnivå så gjorde antagandet att respektive teknologi distribuerades enligt nuvarande fördelning. Riktigheten i detta kan diskuteras, och då framför allt för vindkraft. En stor andel av de eventuellt kommande vindkraftprojekten förväntas komma i norra Sverige. Med den valda ansatsen så hamnade en stor del av vindkraftskapaciteten i SE3 och SE4, eftersom en stor del av dagens andel finns där, vilket kan diskuteras. Det bedöms att ytterligare spilld energi är att förvänta vid större installerade kapaciteter i norr, och svårigheter med överskottsproduktion sommartid kommer att öka eftersom vattenkraftens reglerbarhet redan ansträngs (vilket ledde till spill under sommarmånaderna i simuleringarna).

I simuleringarna så visas det att elbilar hjälper till på såväl system som lokalnivå under framför allt sommaren. Det kan diskuteras hur stor del av elbilsflottan som är tillgänglig för laddning, eftersom en markant del av personbilsflottan är på semester och därmed "används". Dessa kan även då, antaget de fortfarande är inom Sveriges gränser, hjälpa till som flexibla resurser dock rimligen med andra användningsrutiner än vad som antas när de är "hemma". En annan aspekt värd att lyfta är det "smarta" scenariot i lokalnätssimuleringarna. Det kan diskuteras huruvida dessa bilar kommer att vara tillgängliga som energilager eftersom det rimligen bör resultera i ökat slitage på batterier. För att elbilsägarna ska godkänna att deras bil bidrar till systemet som energilager, så bör även tillverkarna inkludera detta i deras batterigaranti. Det bedöms vara osäkert om de godkänner detta. Effekten och elbilar och användningen av dessa kan även uppnås med dedikerade energilager. Det som talar för att använda elbilarna som energilager är att den höga anskaffningskostnaden (kapitalkostnad) som traditionella energilager har försvinner. Det finns en rad utmaningar kopplade till energilager och deras användning. Teoretiskt kan

energilagrar användas till en mängd olika applikationer, och beroende av de lokala förutsättningarna och systemets nuvarande tillstånd så förväntas detta variera med såväl värde som över tid.

I de simulerade elbilsladdningarna så antogs det att laddning skedde i hushållen, och ingen laddning gjordes på arbetsplatsen. Detta är ett konservativt antagande och kommer rimligen att leda till att lastökningen från elbilarna är högt räknad, åtminstone för distributionsnät med hög penetration av hushåll med elbilar. För distributionsnät med stor andel kontorslokaler, där dessutom arbetstagarna tar bilen till arbetsplatsen så kommer påverkan av elbilar vara underskattad.

Enbart ytterstadsnätet har simulerats och analyserats, vilket bedöms vara relativt konservativt eftersom en stor del av utmaningarna framför allt förväntas hamna i ytterstadsnäten. Detta eftersom en relativt stor andel av elbilarna, och därmed lastökningen, förväntas hamna i ytterstadsnäten.

En annan frågeställning som bör lyftas är incitament och vem som hanterar flexibiliteten. Det bedöms troligt att en elhandlare med balansansvar koordinerar styrning av de flexibla resurserna på systemnivå med nuvarande regelverk, dock finns det måttlig insyn i behovet för lokalnätet. Rimligen sammanfaller mestadels behovet på systemnivå med behovet på lokalnätsnivå, men i ett scenario med ökad lokal intermittent produktion så är det inte självklart att så alltid är fallet. De stressade nätstationerna (de stationer med mycket egenproduktion och/eller elbilar) kanske har inmatning som dimensionerande "last", vilket då skiljer från systemnivå. Hur säkerställs det att incitamenten ("signaler") är harmoniserade mellan lokal och systemnivå, och när går dessa isär? Ytterligare en frågeställning kopplad till detta är hur balanshållningen i stamnätet ("systemet") blir harmoniserat med de lokala behoven. Från tidigare studier²⁵ så har elnätstariffen vara det mest effektiva i termer besparing och styrsignaler för slutkunder, vilket rimligen kan inkludera elbilsladdning som utgör ett problem då det sammanfaller med övrig topplast. Alltså bedöms elbilsladdning under topplasten relativt enkelt hanteras genom en tidsdifferentierad tariff som stimulerar elbilsladdning under övrig tid än under topplasttimmar.

²⁵ Samordningsrådet för smarta elnät – Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågeflexibilitet bättre, 2014

Appendix A. Syntes: Teknik för smarta elnät för själva elnäten – kartläggning och behovsanalys

Inledning

Begreppet smarta elnät har flera dimensioner. Dels smarthet hos kunder anslutna till elnätet, ex efterfrågefleksibilitet och smart elbilsladdning, vilket är beskrivet i kapitel 1.6.

Dels smarthet i tekniken i sig själv (teknik för teknik), exempelvis på den typen av teknik är att utökad mätning/övervakning av befintliga installationer (kablar, transformatorer etc.) kan ge ökad kapacitet genom att mätning kan ge information om status i nätet, exempelvis om väder/vind påverkar uttjning av ledningar. Teknik kan även vara tekniska landvinningar (s.k. tekniksprång) som möjliggör att teknik kan användas på nya sätt (ex stamnät med enbart likström).

Rapporten

Inom Samordningsrådet för smarta elnäts arbete har NEPP rapporten Teknik för smarta elnät för själva elnäten publicerats av Elforsk i april 2014.

Rapporten analyserar teknik för smarta elnät med utgångspunkt i ett antal konkreta exempel och utmynnar i två st. konkreta förslag:

- Skapa ett samlat program för utveckling av teknik för smarta elnät för tillämpning i befintliga elnät.
- Skapa en nationell samverkansplattform för utveckling av teknik för framtidens transnationella och interkontinentala stamnät.

Första punkten handlar främst om att öka kapacitetsutnyttjandet. Att kunna öka kapacitetsutnyttjandet i befintliga nät är, utifrån ett resurs- och miljöperspektiv, fördelaktigt. Att exempelvis förstärka lokalnät genom att bygga nya ledningar kräver att nya miljöintrång, något som kan medföra minskade miljövärden och som t.ex. kan påverka fastigheters marknadsvärde negativt. Att med hjälp av ny teknik kunna öka överföringskapacitet i befintliga ledningar kräver inga nya miljöintrång och är att föredra.

Andra punkten, att utveckla teknik för framtidens transnationella och interkontinentala stamnät, har en helt annan dimension. Sverige har en framgångsrik historia gällande högspänd likströmsöverföring och mycket god teknisk kompetens. I rapporten redovisas ett exempel gällande ABBs utveckling av likströmsbrytare. Ett annat exempel är enmegavoltsutmaningen²⁶. Enmegavoltsutmaningen är en strategisk forsknings- och innovationsagenda för hur Sverige ska utveckla framtidens högspänningskabelsystem.

²⁶ Elforsk Rapport 14:21

Den aktuella rapporten²⁷ utgår från reella exempel från olika delar av elnät främst i Sverige idag. Rapporten innefattar inte balansering av volatil elproduktion med hjälp av annan elproduktion, inte heller användning av efterfrågefleksibilitet.

Teknik för teknik

Grundläggande för att kunna öka kapacitetsutnyttjandet i befintliga elnät och elnätsapparatur är mätning. Elnät byggs med över- och reservkapacitet. Historisk dimensionering, och det enda rimliga sättet, har varit att utgå från erfarenhetsvärlden och teoretiska beräkningar.

Med modern mätning med hög upplösning och realtidsanalys av mätvärden finns möjlighet att hitta ex säsongsstyrd överkapacitet och utnyttja denna kapacitet. Exempel på säsongsstyrd överkapacitet att ledningar töjer sig av värme. Vid varmt väder som inte kyler är tillgänglig kapacitet mindre än vid kallt väder då värmealstringen i ledningarna motverkas av kylan i luften/vinden.

Rapporten redovisar flera olika exempel där en övergripande indelning är:

- Mer effekt i befintligt nät
- Nätstabilitet
- Minskade avbrott
- Minskade förluster
- Ökad effekt på transnationella och interkontinentala stamnät

Teknikmognadsgraden är olika i de redovisade exemplen. Dialog har förts med rapportens författare för att försöka exemplifiera vilka storheter de i rapporten olika redovisade exemplen skulle kunna ge. På grund av att flertalet av exemplen fortfarande mer eller mindre handlar om grundforskning så har det visat sig vara svårt att få en övergripande bild.

Mer effekt i befintligt nät

Möjlighetens att skapa utrymme för utökad överföring av effekt i befintliga nät gäller samtliga nätnivåer (lokal, region och stam). Bedömningen är att det i första hand kommer att gälla lokal och region (och/eller produktionsnät). Rapporten exemplifierar möjligheterna via ett projekt i Naum i Västergötland där mätning, analys och styrning har skapat möjlighet att överföra större effekter i befintliga ledningar. Rapporten redovisar även ett exempel från Kårehamn på Öland där mätning och övervakning av ledningstemperaturen har gjort möjligt att installera 48 MW vindkraft även om ledningsnätet bara klarar 30 MW när kylningen är som sämst. I exemplet från Kårehamn har med andra ord den installerade effekten kunnat ökas med 60 %.

Nätstabilitet

Att upprätthålla stabilitet i elnäten är A och O för problemfri elöverföring. Risken är aldrig noll, idag hanteras risken genom att hålla goda marginaler i överföringarna. Marginaler är ofta

²⁷ Teknik för smarta elnät för själva elnäten – kartläggning och behovsanalys, Elforsk, NEPP rapport april 2014.

konservativa och konstanta, vilket innebär att de inte är anpassade till den aktuella situationen. Med kontinuerlig mätning och analys finns möjlighet att minska marginalerna om förutsättningarna är det rätta. Denna typ av teknik används i viss mån redan idag. I rapporten beskrivs hur kontinuerlig registrering av spänning med hjälp av ett större antal elmätare analyseras och utifrån resultaten styrs transformatorerna så att de hjälper till att hålla spänningen i nätet inom givna gränser. Rapporten redovisar även hur mätning och analys samt styrning skulle kunna användas på stamnätets nivå. Genom att kontinuerligt mäta spänningar och strömmar och analys effektpendlingar så kan styrsignaler skickas till utrustning som kan dämpa svängningarna.

Minskade avbrott

Att minimera avbrotten är något som samtliga nätägare jobbar aktivt med kontinuerligt. Ny teknik, ny mätning och nya analysmetoder har skapat nya möjligheter att ytterligare minska avbrotten. Rapporten exemplifierar detta med ett exempel ifrån Kanada där den elektriska störning ett tillslag från en trädgren ger övervakas och sänder information till underhållspersonalen.

Minskade förluster

Att minska förlusterna i elöverföring har aktualiserat i Sverige nu under hösten. Ny reglering har börjat gälla och från 2015. I regeringsperioden 2016 till 2019 så kommer förluster vara en påverkbar kostnad istället för som idag, en opåverkbar kostnad. Detta innebär att elnätsägare inte kommer att kunna föra vidare hela kostnaden för förluster om de överstiger en given gräns. Alla detaljer är inte kända än men EI (Energimarknadsinspektionen) bedömer själva att exempelvis elnätsägare kommer att behöva jobba med tidsdifferentierade tariffer för att uppnå lastutjämning.

Tekniskt sätt, vilket också redovisas i rapporten med ett exempel från Marknadsgatan i Falköping, så kan en elnätsägare exempelvis använda ett energilager för att minska transformeringsförluster genom att "spara" överproduktion inom spänningsnivån istället för att transformera upp produktionen till överliggande nät och sedan transformera ned inmatning när behov uppstår.

Teknik för framtidens transnationella och interkontinentala stamnät

Dagens elnät, i Sverige likväl som internationellt, är generellt växelströmsbaserade. Alternativ teknik till växelsström är likström. Elöverföring innebär förluster, det är oundvikligt. Likströmsöverföring innebär mindre förluster över avstånd men större förluster i steget mellan lik- och växelström. När det gäller högspänd likström används tekniken på dedikerade förbindelser (HVDC-länkar) över större avstånd för att minimera överföringsförlusterna. Likströmstekniken kan optimeras ytterligare med hjälp av teknik för mätning och analys. Rapporten exemplifierar detta genom att redovisa hur smart styrning av likströmssystem kan användas för att hålla hög stabilitet och på så sätt öka förmågan att överföra effekt.

Högspänd likström är svårare att hantera på så sätt att det inte är lika lätt att bryta och heller inte lika lätt att koppla på för utbyggnad, dvs. att bygga en station utmed en befintlig

förbindelse. Den stora utmaningen är att bygga brytare som fungerar på ett säkert och effektivt sätt. Rapporten exemplifierar det arbete som görs genom att nämna ABBs utveckling av brytare för högspänd likström. Ett annat arbete som är värt att nämna i sammanhanget är det s.k. enmegavoltsutmaningen

Uppsidan i att få en bra teknik är stor. Stora investeringar kommer att behövas för det transnationella och interkontinentala stamnät. Elia group (www.eliagroup.eu) presenterade i september 2013 en tioårsöversikt över behov av investeringar i stamnät i Tyskland. Den uppskattade investeringen i högspända likströmsförbindelser är €4,6 miljarder.

Germany: Ten Year Grid Plan



German ten year grid development plan

- Cooperation 4 German TSO's for one grid development plan for Germany, accepted by BNetzA & Bundesrat
- Measures to optimize existing routes
- Grid expansion in new routes, including DC corridors
- Total investment value foreseen at € 16,5 billion, of which € 4,6 billion is relating to DC corridors (A,C & D)

DSOn som stamnätsoperatör

Distributionsnäten är konturerade för att leverera el i en riktning, från den högre spänningsnivån ut till kunderna på den lägre spänningsnivån. Med en ökad andel produktion i lokalnäten kommer kraftflödena att variera i en större utsträckning än tidigare. Det kan tidvis bli så att kraften tidvis går i motsatt riktning och matas ut från lokalnät till överliggande nät. Detta kommer att ställa högre krav på distributionsföretagen att bevaka och styra spänningen i nätet.

Med ny teknik kommer DSO:n få möjlighet att styra spänningen i nätet genom att exempelvis styra omriktarna hos kundernas solpaneler eller vindkraftverk.

I rapporten "Framtidens driftcentral"²⁸ konstaterar man att mätvärden från slutkonsument kommer användas i driftcentralerna för att ge operatören en utförligare bild av nätet och dess momentana dynamik. Vidare skriver man att *"det kommer att finnas möjlighet för driftcentralerna att stänga av alla enskilda serviser per fjärr. Det kommer dock inte att ske en omfattande utbyggnad för att aktivt utföra styråtgärder (såsom omkoppling, spänningsreglering etc.)"*. I den rapporten ser man således inte framför sig att DSO:n på 10-15 års sikt kommer att utnyttja den nya tekniken i någon större utsträckning.

De teknologier som beskrivs i rapporten "Teknik för smarta elnät för själva elnäten" beskrivs främst teknologier som kan användas för att utnyttja befintliga anläggningar mer effektivt och på så sätt tillåta mer produktion i nätet och skjuta upp investeringar. Dessa teknologier lämpar sig mindre väl för att sälja tjänster till överliggande nät, exempelvis spänningshållning (reaktiv effekt) och frekvensstyrning. Genom att styra vind- och solkraft kan man t.ex. bara erbjuda nedreglering.

Energilager däremot skulle kunna möjliggöra att man säljer systemtjänster till överliggande nät. Idag är detta problematiskt då DSO:n inte med dagens reglering inte kan utnyttja ett energilager fullt ut, vilket också konstateras i en rapport från Power Circle²⁹. Det blir slutligen en optimeringsfråga om ett energilager ska användas för att stödja det egna nätet eller för att leverera systemtjänster till det överliggande nätet, i de fall dessa inte sammanfaller.

Förutom energilager så bedömer vi att roterande massa, sk svängmassa, skulle kunna vara en tjänst som skulle kunna gå att förpacka och sälja till överliggande nät. I den aktuella rapporten beskrivs hur den roterande massan i vindkraftverk skulle kunna hjälpa till att stötta fallande frekvens innan den automatiska frekvensregleringen i upphandlad av stamnätsoperatören aktiveras.

Sammanfattning

Genom att utnyttja teknikutvecklingen finns goda möjligheter att öka kapaciteten i befintliga nät. Nyckeln till ökat kapacitetsutnyttjande är mätning, analys och styrning. Rapporten redovisar flera exempel på hur mätning, analys och styrning kan användas och används (ex Kårehamn). Ökat effektutnyttjande är positivt både ekonomisk (mät, analys och styrning är många gånger billigare än att bygga utökad överföringskapacitet), det är positivt ur miljöperspektiv då ökad effektutnyttjande minskar behovet av utökade miljöintrång.

Vi har inte haft underlag att kvantifiera i vilken mån de tekniker som redovisas kan ersätta nödvändiga investeringar i elnäten. Att teknik kan utnyttjas, som de i rapporten angivna exemplen från Naum i Västergötland och Kårehamn på Öland, är redan i dag tydligt. Vår bedömning är att det fortsatt kommer att finnas möjlighet att utnyttja beskriven teknik för att möjliggöra större installationer av exempelvis vindkraft. Vår bedömning är dock att de teknologier som redovisas endast marginellt kan bidra till ett effektivare utnyttjande av

²⁸ Elforsk 14:43 - Framtidens driftcentral. En framtidsspaning om elnätsdriftcentralens stödsystem och verksamhet om 10-15 år

²⁹ Energilager i energisystemet, Power Circle 2014

stamnätet och kommer på sikt inte fullt ut kunna ersätta behovet av investeringar i nya ledningar på stamnätets nivå för att klara av en ökad andel vind- och solkraft i systemet.

Flera av exemplen i rapporten är fokuserade på möjliggöra ökad produktion. Vi ser att det finns en ytterligare dimension på frågeställningen kring teknik för teknik. Används teknik, som exempel för att öka möjligheterna till att öka inmatning av produktion så skulle ett haveri av tekniken innebära att produktionen måste minskas alternativt stoppas. Detta skulle resultera i en ekonomisk skada för producenten i form av förlorade intäkter. Att använda samma typ av teknik för att öka överföring till kunder skulle kunna, om tekniken fallerar, innebära ett avbrott i leveransen och därmed kunna förorsaka både material skador (sönderfrysning under kall period) och i ekonomisk skada i form av stängda arbetsplatser etc.

Fortsatt teknikutvecklande avseende svensk kompetens av högspänd likströmsöverföring borde kunna ge Sverige framtida exportmöjligheter.

About Sweco

Sweco's experts are working together to develop total solutions that contribute to the creation of a sustainable society. We call it sustainable engineering and design. We make it possible for our clients to carry out their projects not only with high quality and good economy but also with the best possible conditions for sustainable development.

With around 9,000 employees, Sweco is among the largest players in Europe and a leader in several market segments in the Nordic region and Central and Eastern Europe.

Sweco Energy Markets delivers value to our clients through deep insights on energy markets. We work with market design, regulation and market analysis. We support a continuous development of the market and help our clients to effectively participate on the energy markets.

Insights. Delivered.

Sweco

Gjörwellsgatan 22
P.O. Box 34044
SE-100 26 Stockholm, Sweden
Telephone +46 8 695 60 00
Fax +46 8 695 60 90

Sweco Energuide AB
Reg. No. 556007-5573
Stockholm
Member of the Sweco group

