

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Smart Grid Gotland	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska Smart Grid Gotland	
Universitet/högskola/företag Gotlands Energi AB (GEAB)	Avdelning/institution
Adress Gotlands Energi AB Håkan Gustavsson Box 1095 621 21 VISBY	
Namn på projektledare Håkan Gustavsson	
Namn på ev övriga projektdeltagare Mattias Wedberg	
Nyckelord: 5-7 st Smarta elnät, efterfrågefleksibilitet, integration av vindkraft	

Förord

Smart Grid Gotland är ett forsknings-, utvecklings-, demonstrations- och pilotprojekt som drivs av ett konsortium som består av parterna Gotlands Energi AB, Vattenfall AB, ABB AB, Svenska Kraftnät och Schneider Electric.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	2
Summary	4
Inledning	5
Bakgrund.....	6
Smarta elnät	6
Smart Grid Gotland.....	7
Mål	8
1. Höjning av gränsen för av den maximalt acceptabla installerade vindkrafteffekten.....	8
2. Höjning av elkvaliteten	8
3. Aktiv kundmedverkan.....	8
Metod	9
Styrgrupp (STECO)	9
Projektledning	10
Media och Kommunikation	10
Referensgruppen	10
R&D-activities	11
Integration av Vindkraft.....	11
Elkvalitet med Distribuerad Generering	12

Smart Kund Gotland	13
Smart Grid Research Platform	14
Informations- och kommunikationsteknologi (ICT).....	14
Smart Grid Control Center (Smart SCADA).....	14
Smarta Mätare (Övervakning av lågspänningsnätet).....	15
Smarta fördelningsstationer och landsbygdsnät	15
Energilager.....	16
Genomförande	16
Integration av Vindkraft.....	16
Automatisk styrning av vindkraftverk	17
Laststyrning	17
Vindkraftintegration ur ett transmissionsnätsperspektiv	18
Syntetisk tröghet från vindkraftverk	18
Elkvalitet med Distribuerad Generering	19
Energilager.....	20
Smarta stationer	21
Smarta landsbygdsnät	24
Övervakning av lågspänningsnät	26
Kundinformationsystem.....	29
Mikroproduktion.....	30
Smart Kund Gotland	31
Smart Kund Gotland – Privathushåll	32
Smart Kund Gotland – Företagskunder	34
Diskussion.....	34
Summering av slutsatser	36
Bilagor/Publikationer.....	36
Integration av Vindkraft.....	36
Laststyrning	36
Syntetisk tröghet från vindkraftverk	37
Elkvalitet med Distribuerad Generering	37
Övervakning av lågspänningsnät	37
Kundinformationsystem.....	37
Smart Kund Gotland	37
Övriga bilagor	37
Referenser, källor.....	38

Sammanfattning

Smart Grid Gotland var ett storskaligt demonstrations-, forsknings- och utvecklingsprojekt inom ”smarta elnät” med syfte att utnyttja modern kommunikations- och informationsteknologi för att uppgradera ett befintligt distributionsnät. Just ambitionen att befinna sig i ett befintligt elnät innebär att projektet kompletterade andra nationella och internationella forskningsprojekt i detta högprioriterade forskningsområde, vilket bidrog till att projektet beviljades forskningsmedel från Energimyndigheten och startade under andra halvan av 2012.

Det fanns många anledningar till att projektet utfördes på just Gotland, varav den främsta var att Gotland, redan när projektet startade, uppnått en andel förnyelsebar elproduktion som resten av landet eftersträvar, och förväntades uppnå, framtiden. Faktum var att flaskhalsar i systemet redan begränsade fortsatt utbyggnad av vindkraft på Gotland. Det första av projektets tre övergripande målsättningar formulerades således naturligt – att höja gränsen den maximalt acceptabla installerade vindkrafteffekten på Gotland. Detta skulle göras med hjälp av den andra och tredje övergripande målsättningen - bibehållen, och helst ökad, elkvalitet respektive lastförflyttning som uppstår då kunder, som är aktiva på elmarknaden, flyttar last från timmar med högt elpris till relativt sett billigare timmar.

Projektet delades in i nio delprojekt varav sex delprojekt ansvarade för de fysiska installationerna i testområdet beläget i nätet mellan fördelningsstationerna Källunge och Bäcks (öster om Visby). De övriga tre delprojekten ansvarade för var sitt av de tre övergripande målsättningarna. Alla delprojekt var dock inte bundna till testområdet. För att vara med i marknadstestet, till exempel, räckte det med att man bodde på ön (och var elkund hos GEAB).

När projektet avslutades i juni 2017 kan en överlag mycket god måloppfyllnad påvisas. Den nya stationen i Källunge och den nya utrustningen i mellanspänningsnätet bidrar till en kraftig minskning av störningsdrabbade kunder i testområdet, helt i enlighet med projektets andra övergripande målsättning. Det kan det också visas att en höjning av gränsen för den maximalt acceptabla installerade effekten på Gotland, i enlighet med den första övergripande målsättningen, kan genomföras relativt riskfritt med hjälp av lastförflyttning, aktiv kundmedverkan, nedstyrning av vindkraft och syntetisk tröghet. De tydligaste avvikelserna från det förväntade resultatet återfinns finns i marknadstestet (som inte fick förväntat antal medverkande kunder) som också fick det mest oväntade positiva resultatet (väldigt nöjda kunder).

I enlighet med projektets ursprungliga åtaganden utvecklades ett system för övervakning av lågspänningsnätet med hjälp av befintliga och nya funktioner i kundernas egna elmätare. Att lågspänningsövervakningen implementerades praktiskt taget omgående i delar av Vattenfalls nät på fastlandet antyder om projektets relevans. Utöver dessa resultat kan projektet presentera en lång rad kostnadseffektiva lösningar för förbättring av elkvaliteteten (zonbrytare), ökad säkerhet (optiska ljusbågvakter), ökad effektivitet och minskad miljöpåverkan (mätsensorer i och fjärrmanövrering av fördelningsstationerna).

De svåraste projektutmaningarna utgjordes av den så kallade unbundlinglagstiftningen, det vill säga den marknadsmässiga problematik som uppstår i gränsskiktet mellan den regionala monopolsituationen (distributionsbolaget) och den fria elmarknaden (elförsäljningsbolaget). Problemet löstes genom ett stort antal juridiska dokument och genom att förlägga hela marknadstestet till elförsäljningsbolaget och därmed, i viss mån, bidrog till marknadstestens svårighet att uppnå sitt mål.

Summary

Smart Grid Gotland was a large scale demo-, research- and development project with the overall ambition to grasp the whole, rather loosely defined, Smart Grid concept. By use of modern communication- and information technology an existing distribution system was to be upgraded. The location, an existing distribution system (in relation to other national and international smart grid projects with focus on new installations) and the fact that smart grids was a highly prioritized research topic, lead to the Swedish agency's decision to grant the project funding during 2012.

There was more than one reason for placing the project on Gotland. The largest one, however, was that Gotland already had a sizable renewable energy production and already faced challenges, such as hot spots and bottlenecks, which can be expected in the whole of Sweden within a couple of decades. The first of the projects three overall objectives was thus formed rather naturally – to increase the distribution grids capacity host wind hosting on Gotland. This should be achieved with the second and third overall objective in mind – to increase, or at least maintain, the power quality on the island and attract a large number of electricity customers to participate in a market test.

The project was divided into nine subprojects, whereof six was in charge over the installation of equipment in the grid between the substations in Källunge and Bäcks (east of Visby). The remaining three subprojects was responsible for one each of the three overall objectives. All subproject was however not limited to the area east of Visby. The market test, for example, included customer from the whole island.

When the project ended in 2017, after being prolonged twice, a generally high target achievement could be determined. The new smart grid in the test area and the substation in Källunge contributed to a large increase of the power quality, in accordance with the second overall objective. Although the study became entirely theoretical, it can be proven that an increase of the hosting capacity on the island, in accordance with the first general objective, can be achieved by use of load shift from active customers, regulation of wind power and synthetic inertia. The most obvious deviation from the expected result is found in the market test (where the expected number of participating customer could not be achieved) which also could present the most unexpected positive result (very satisfied customers).

As planned, the project developed a system for low voltage surveillance, based on existing and new features in customers own electric meters. The fact that the system was implemented almost immediately in large parts of Vattenfalls grid on the mainland gives an idea of the projects relevance. In addition to these results, the project can present a number of cost efficient solutions for improvements in power quality (reclosers), safety (optical arc detectors), efficiency and environmental impact (measurement sensors and remote I/O in the substations)

One of the toughest challenges during the project was connected to the, so called, unbundling and cross subvention legislation, which is applied in the intersection between the regional monopoly (the distribution grid) and the free market (electricity sales). The problem was solved by a very large amount of juridical agreements and by placing the market test in the electric sales company, thus contributing slightly to the market test difficulties to attract customers.

Inledning

Smart Grid Gotlands förstudie avslutades i mitten av 2011. Därefter påbörjade de dåvarande projektparterna arbetet med ansökan om finansiellt stöd till huvudprojektet. Ansökan beviljas nästan ett år senare, i juni 2012, mot bakgrund av de förväntade förändringarna i distributionsnätets roll, då energisystemet anpassas för att uppnå EU:s mål för hållbar utveckling, samt miljö kvalitetsmålen begränsad miljöpåverkan, frisk luft och enbart naturlig försurning. Projektet Smart Grid Gotland ansågs komplettera andra satsningar på smarta nät. Särskilt mervärde låg i att det skulle genomföras i ett befintligt distributionsnät, där till exempel marknadstest utförs med befintliga kunder, samt i att det skulle ha ett tydligt fokus på att hantera stora mängder vindkraft. Kunskapen som förväntades genereras från projektet bedömdes även vara ett viktigt bidrag för utvecklingen av kraftsystemet i stort.

Vid tidpunkten för finansieringsbeslutet ansågs smarta nät (eng. Smart grid) vara ett mycket aktivt utvecklingsområde. Nationellt (till exempel Royal Seaport och Hyllie) och internationellt (till exempel Jeju Island, Sydkorea och EcoGrid, Bornholm) fanns det många demonstrationsprojekt varav endast få hade hunnit starta. Forskningsområdet hade pekats ut av regeringen som särskilt prioriterat och var ett av Energimyndighetens fem prioriterade forskningsområden. Även inom det specifika utvecklingsområdet Elkraft prioriterades förändringar i elnäten som är nödvändiga för att stora mängder sol och vind skall kunna bidra till elförsörjningen.

Det ursprungliga projektet Smart Grid Gotland delades upp i två delprojekt där de mer forskningsbetonade och teoretiska delarna förlades till det som sedermera kom att kallas Smart Grid Gotland Etapp-1. De delar som syftade till en implementering av forskningsresultaten förlades till Smart Grid Gotland Etapp-2.

Smart Grid Gotland Etapp-1 finansierades med forskningsmedel från Förordning (2008:761) om statligt stöd till forskning och utveckling samt innovation inom energiområdet (Dnr: 2011-001089, Projektnr: 34716-1). Smart Grid Gotland Etapp-2 som ursprungligen sökte stöd inom NER300-utlysningen beviljades istället anslag med stöd av förordning (2003:564) om bidrag till åtgärder för en effektiv och miljöanpassad energiförsörjning, i december 2013. Vid tiden för beviljandet kallades projektet Smart Grid Gotland Etapp-2a eftersom energilagret förlagts till ett helt parallellt projekt kallat Smart Grid Gotland Etapp-2b. Det existerade aldrig någon formell koppling mellan de båda projektetapperna och därför saknas också information om eventuell framdrift i parallellprojektet.

Faktum kvarstår dock, något verkligt energilager fanns aldrig tillgängligt för Smart Grid Gotland.

Trots den tidsmässiga förskjutningen på nästan ett och halvt år mellan projektetapperna har uppdelningen i huvudsak varit formell. I själva verket har projektet hela tiden drivits som en enhet med gemensam projektledning, projektresurser och projektmål. Under projektiden har försök att harmonisera etapperna genomförts genom förlängningsansökningar men när Smart Grid Gotland Etapp-2a nådde sitt slutdatum, vid årsskiftet 2016/2017, förelåg återigen en tidsskillnad. I enlighet med Energimyndighetens beslut redovisades därför Smart Grid Gotland Etapp-2a i en separat slutrapport. I den här rapporten avrapporteras projektet Smart Grid Gotland i sin helhet, i vilken Etapp-2a alltså ingår.

Bakgrund

Smarta elnät

Begreppet ”smarta elnät” saknar enhetlig definition och synen på vad som ingår i ett smart elnät varierar mellan olika platser i världen, inte minst på grund av skillnader i klimat och marknadsregleringar. I Sverige brukar begreppet innefatta utnyttjandet av kommunikations- och informationsteknologi för förbättrad styrning och övervakning av nätet, energilager för hantering av volatil, förnyelsebar elproduktion och aktiv kundmedverkan (efterfrågefleksibilitet). Genom att utnyttja förnyelsebar energi när den är tillgänglig och begränsa konsumtionen vid andra tidpunkter, och samtidigt öka elanvändningen i sektorer som tidigare förlitat sig på andra energikällor, är tanken att både koldioxidutsläppen (minskat behov av fossilbaserad reglerkraft och färre fossildrivna bilar) och kostnaderna skall minskas.

En ökad andel förnyelsebar, volatil, elproduktion (vindkraftverk och solceller) förändrar distributionsnätens roll i energisystemet. Exempel på utmaningar, som uppstår när elproduktion som inte kan styras ansluts direkt till elnät anpassade för konsumtion, är:

- Förändrat behov av balanskraftproduktion. I situationer där konsumtionen överskrider tillgången på vind- eller solbaserad elproduktion krävs annan elproduktion eller reduktion av elanvändningen för att bibehålla spänningsnivån.
- Snabbt varierande elproduktion påverkar nätfrekvensen, varför ökad andel vindkraft ger ökat behov av frekvensregleringseffekt.
- Kraftigt varierande marknadspriser. Vid hög produktion i de intermittenta tillgängliga produktionsenheterna fås troligen låga elpriser och det omvända vid låg produktion. I andra länder har man till och med sett situationer där elpriset kortvarigt varit negativt.

- Mycket snabba produktionsändringar. Vid tillfällena med extrema vindar då vindkraftverk ställs av, av säkerhetsskäl, går vindkraftverken på mycket kort tid från full produktion till ingen produktion alls, eller vid tillfällena när moln passerar över solcellsanläggningar.

När allt fler samhällsfunktioner förlitar sig på lättillgänglig elektricitet och när användning av eldrivna fordon ökar, ökar betydelsen av el som energibärare. Tillförlitlig tillgång på el är därför högprioriterat. Det övergripande intresset för smarta elnät ligger alltså i möjligheten att genomföra en omställning till förnyelsebara energikällor med bibehållen eller ökad leveranssäkerhet och elkvalitet, till en rimlig kostnad och en rimlig fördelning av kostnaden. Resultaten från Smart Grid Gotland och andra liknande demonstrationsprojekt i Sverige, Europa och världen bidrar således med viktig kunskap om hur framtidens storskaliga elnät kan utformas på effektivast möjliga sätt och hur befintliga och nya marknadsmodeller påverkar denna utveckling.

I många situationer, i synnerhet bland nätägare och teknikleverantörer, avser begreppet smarta elnät en naturlig teknikutveckling, i likhet med vad som skett för till exempel telefoner och TV-apparater, där modern informationsteknologi bidragit till nya marknadsmöjligheter, ökat produktvärdet och sänkta driftkostnader.

Smart Grid Gotland

Redan idag står vindkraften för en väsentlig andel av den el som produceras på Gotland. Under 2010 producerades 0,2 TWh vindkraftsel på Gotland och i augusti 2011 fanns det 158 vindkraftverk på Gotland med en total installerad effekt på 118 MW [1]. När många små vindkraftverk ersätts av större aggregat ökar den totala installerade vindkraftskapaciteten snabbt. Idag uppgår den totala installerade effekten till cirka 170 MW [2].

För att undvika överbelastning av högspänningslänken till fastlandet har nätägaren, GEAB, infört en begränsning för den maximala transmissionen till fastlandet vid 195 MW [3]. Den nuvarande situationen på Gotland orsakar alltså inte några kritiska situationer, men i takt med att andelen installerad vindkraft ökar kommer det att bli mer och mer aktuellt med en kapacitetsökning av högspänningslänken för att undvika till exempel frekvenshållningsproblem. En ny högspänningslänk är ett stort infrastrukturellt åtagande. Smart Grid Gotland antar samma utmaningar men med en betydligt blygsammare budget.

Utöver att Gotland har redan idag en energimix och står inför en rad utmaningar, som utgående från nationella miljömål, kan förväntas i hela Sverige inom några decennier, finns det en rad anledningar till att genomföra projektet på just Gotland.

- Det gotländska elnätet har få (endast ett, faktiskt) gränssnitt till andra distributionsnät.
- Gotland har lagom antal kunder.

- GEAB är ensam elnätsägare.
- Svensk elmarknadsreglering.
- Likartad teknisk utrustning som resten av landet.
- Vattenfall/GEAB ansvarar för frekvenshållning.
- GEAB har mycket bra relation till sina kunder.

Smart Grid Gotland är med andra ord ett storskaligt demonstrations-, forsknings- och utvecklingsprojekt som syftar till att skapa en modell för hur ett befintligt distributionsnät bör uppgraderas för att bäst möta framtida krav från kunder och samhälle.

Mål

Smart Grid Gotlands övergripande målsättning var att, med hjälp av framförallt modern kommunikations- och informationsteknologi, modernisera ett existerande distributionsnät till ett bli att smart elnät. Det övergripande projekt målet konkretiseras i följande tre projekt mål:

1. Höjning av gränsen för av den maximalt acceptabla installerade vindkrafteffekten

Målet är att höja gränsen för den maximalt acceptabla installerade vindkraftseffekten på Gotland, som nätägaren GEAB beräknat till 195 MW, med 5 MW. Siffran 5 MW, som kan anses blygsam i sammanhanget, motsvarar ungefärligen ett modernt vindkraftverk. 5 MW motsvarar också den förflyttning av last (från höglasttillfällen till låglasttillfällen) som uppstår då aktiv kundmedverkan testas hos 2000 privathushållskunder och 30 företagskunder samt det energilagret som planerades att byggas inom ramen för projektet.

När energilagret utgick ur projektet blev målsättningen i stor utsträckning teoretiskt.

2. Höjning av elkvaliteten

Målet är att visa hur nya tekniska lösningar, till en låg samhällsekonomisk kostnad, kan bidra till att öka elkundernas elkvalitet i ett landsbygdsnät med mycket distribuerad generering. Specifikt innebär detta att avbrottstiden per kund och år skall reduceras för kunder i nätet mellan fördelningsstationerna Källunge och Bäcks. Målsättningen är att reducera SAIDI (System Average Interruption Duration Index) med 20 %, från de 358 avbrottsminuter per kund och år som var medelvärdet för åren 2008-2010.

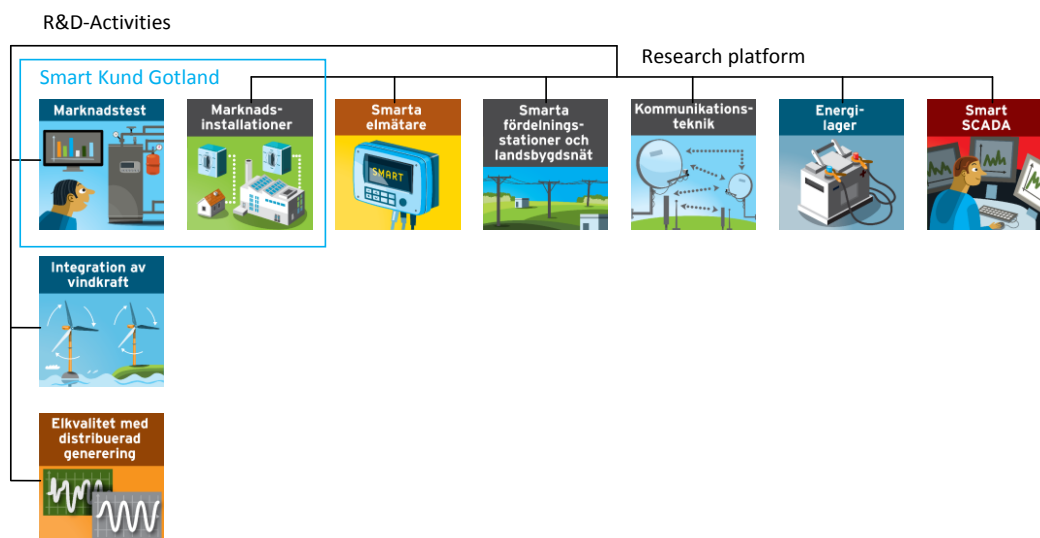
3. Aktiv kundmedverkan

Målsättningen är att ge 2000 privathushållskunder och 30 företagskunder möjlighet att sänka sina elkostnader genom att aktivt delta på elmarknaden samtidigt som systemkostnaderna sänks. Målet är att de aktiva kunderna skall

kunna bidra till en förskjutning av belastningen på nätet med +/-10 % och att lastförskjutningen, i någon mån, skall vara korrelerad till vindkraftsproduktionen (eller till en prissignal som är korrelerad till vindkraftsproduktionen) på Gotland.

Metod

Utöver projektstyrning och referensgrupp var projektet uppdelat i nio delprojekt varav tre ansvarar för varsitt av de tre övergripande projektmålen och kallades gemensamt för R&D-activities (eller aktivitetsdelprojekten). De övriga sex delprojekten ansvarade för de fysiska installationerna i försöksplattformen och kallades gemensamt för Research Platform (Se bild). Aktivitetsdelprojekten och plattformsdelen hade karaktären av beställare respektive utförare och i de flesta fall svarade plattformsprojekten mot mer än ett aktivitetsprojekt. I fallet med delprojekten Marknadstest och Marknadsinstallationer var relationen så tät att de valde att gemensamt kalla sig Smart Kund Gotland, åtminstone i extern kommunikation. Det är också så dessa delprojekt kommer presenteras i denna rapport.



Figur 1: Delprojekten i Smart Grid Gotland

Projektstyrning och referensgrupp

Styrgrupp (STECO)

Projektets styrgrupp, STECO, bestod av representanter från varje projektpartner samt projektledningen. Styrgruppen träffades mellan fem och sju gånger per år under projekttiden. Utöver leveranserna var styrgruppen väldigt engagerade i aktiviteterna under Almedalsveckan 2014 och 2016 (projektet hade inget bidrag under Almedalsveckan 2015).

Styrgruppens ordförande tillsattes av den största finansiären, Vattenfall, och utgjordes successivt av Johan Söderbom, Veijo Huusko och David Ringmar.

Projektledning

Projektledningen hade interna möten, via telefon, ungefär en gång i veckan (varannan vecka mot slutet av projektet) och sammankallade delprojektledarna i så kallade projektmöten ungefär en gång i månaden (vilket glesades ut under projektets sista år).

Utöver konventionell projektledning har projektledarna skrivit ansökningar om, och beviljats, ytterligare finansiering (Etapp-2a) samt förlängning av projektet (Etapp-1). I synnerhet tilläggsavtalet som undertecknades av samtliga projektpartners, och leveransavtalet, som upprättades mellan ABB och GEAB, i samband med Smart Grid Gotland Etapp-2a, tog mycket tid och resurser i anspråk.

Andra oväntade utmaningar som projektledningen lagt mycket tid på är unbundling-frågan, som löstes genom ett antal juridiska avtal mellan moder- och dotterbolag till GEAB.

Projektledningen ansvarade också för upprättande av avtal med så kallade Preferred Suppliers, det vill säga en möjlighet för teknikleverantörer att få använda sig av Smart Grid Gotland i sin marknadsföring i utbyte mot betydande rabatter eller andra värdefulla bidrag till projektet. Företagen som tecknade denna typ av avtal med projektet var mätartillverkarna NES (Echelon), ETM som är en leverantör av kommunikationsmodem via mobiltelefoni samt leverantören av mätvärdeshanteringssystem Powel.

Media och Kommunikation

Media och kommunikation utgjordes av en resurs som i själva verket var en integrerad del av projektledningen. Media och kommunikation ansvarade för att upprätta en grafisk profil, presentationsmallar, uppdatera hemsidan och så vidare.

De stora medie- och kommunikationshändelserna under projekttiden var projektstarten (kick-off), solcellsinstallationen, Almedalen 2014 och 2016, Slutseminariet på KTH och den officiella projektavslutningen på GEAB (i juni 2017).

Media och kommunikation var också med och tog fram presentationsmaterial till marknadstestet och det material som projektpartnererna använde vid presentationer på mässor, workshops och för presumtiva kunder.

Till Almedalen 2014 gjordes en film med övergripande presentation av projektet. Filmen, som finns i både svensk och engelsk version, användes sedermera av både ABB och Schneider Electric på till exempel Utility Week i Amsterdam.

Utöver dessa evenemang har projektet presenterats av delprojektledarna själva på bland annat the Norwegian smart grid centre, i Transmission & Distribution World Magazine, Ny Teknik, Elektroniktidningen och på CIRED-konferenser.

Referensgruppen

För att åstadkomma en bred förankring av projektet inom svenskt näringsliv och samhälle ingick en referensgrupp i projektet. Utöver syftet att föra ut information

om projektet visade sig referensgruppen även vara en bra kanal för projektet att få information från företag och organisationer som befinner sig utanför den direkta projektsfären.

Referensgruppen bestod av representanter från följande myndigheter och organisationer: Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten, Företagarna Gotland, Gotlands Vindelsproducenter, LRF, Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, Power Circle, Region Gotland, Samordningsrådet för smarta elnät, SEK - Svensk Elstandard, Svensk Energi, Svensk Vindenergi, Villaägarnas Riksförbund och Vinnova.

Referensgruppen träffades tre gånger det första året och ungefär två gånger per år därefter. Oftast i Visby. Under dessa möten diskuterades kundmedverkan, elkvalitet och integration av vindkraft.

Uppslutningen till mötena var till en början mycket god men minskade efter hand. Vid det första mötet 2015 konstaterades att antalet deltagare måste vara högre för att vara lönt att genomföra. När intresset för det följande mötet, som var tänkt att innefatta studiebesök i projektets anläggningar, fortsatt var lågt fattades beslut att ställa in mötena helt. Därefter bjöds referensgruppen in till projektets andra evenemang men inga ytterligare referensgruppsmöten genomfördes.

R&D-activities

R&D-activities utgjordes av delprojekten Integration av Vindkraft, Elkvalitet med Distribuerad Generering och Marknadstest som alltså svarade mot varsitt av de övergripande projektmålen. Här följer en inledande, övergripande, beskrivning av vad som ingick i delprojekten.

Integration av Vindkraft

Delprojekts målsättning var att möjliggöra integration av stora mängder vindkraft i existerande distributionsnät med ett minimum av stora nyinvesteringar, vilket svarade mot det första av Smart Grid Gotlands övergripande målsättningar (Höjning av gränsen för av den maximalt acceptabla installerade vindkrafteffekten på Gotland). Delprojektet genomförde fyra aktiviteter syftande mot denna målsättning:

- Automatisk styrning av vindkraftverk, det vill säga att ta fram den tekniska lösningen för mätning, skydd och styrning av vindkraftverk via drift- och övervakningssystemet (SCADA/DMS som även går under namnet Smart Grid Control Center).
- Laststyrning, som går ut på att definiera hur hushållens och industrins elkonsumention kan anpassas till den aktuella vindkraftgenereringen med avsikt att öka mängden installerad vindkraft på Gotland.
- Vindkraftintegration ur ett transmissionsnätsperspektiv, där förbättrat informationsutbyte mellan olika systemnivåer (mellanspänning och högspänning) har studerats i syfte att bättre kunna optimera dimensioneringen av transmissionsnätet.

- Syntetisk tröghet från vindkraftverk, som går ut på att visa hur vindkraftverk, utöver elproduktion, kan bidra med systemtjänster till nätet, såsom spännings- och frekvensreglering.

Utöver maximal tillåten vindkraftsproduktion förväntades aktiviteterna bidra till reducerade eller uppskjutna drift-, underhålls- och återställningskostnader samt sänkta kostnader förknippade med störningar. Delprojektet förväntades även bidra till effektivare optimering, förbättra elnätets störningstålighet och snabbare inkoppling av nyinstallerad produktion (genom till exempel standardiserade processer för att ansluta distribuerad elgenerering till distributionsnätet).

Ursprungligen ingick även en aktivitet som handlade om att definiera den ekonomiska brytpunkten för när installation av ett batterilagret kan ersätta en konventionell nätförstärkning. När det planerade batterilagret utgick ur projektet övergick detta, och ett flertal andra, av delprojektets aktiviteter till att bli rent teoretiska studier snarare än praktiska fältförsök.

Elkvalitet med Distribuerad Generering

Målsättningen med delprojektet var att visa att nya tekniska lösningar, till en låg samhällskostnad, kan bidra till att öka elkundernas elkvalitet i ett landsbygdsnät med mycket distribuerad generering, vilket motsvarar Smart Grid Gotlands andra övergripande målsättning (höjning av elkvaliteten). Planerade aktiviteter i delprojektet innefattade bland annat:

- Att inhämta teknisk kompetens om energilagring, med fokus på drift- och övervakningsprocesser vid olika driftsituationer (så kallad ”ramp rating”, lastbalansering, ö-drift, spännings- och frekvenshållning samt aktiv kundmedverkan).
- Utarbeta planer för kostnadseffektiv uppgradering av mättnings-, skydds- och kontrollprocesser i distributionsnätet, i fördelningsstationer och i driftcentralen, med avsikt att minska sannolikheten för apparatfel.
- Genomföra pilottester som syftar till att demonstrera kommersiellt gångbara tekniska lösningar för till exempel zonindelning av distributionsnätet och automatisk återställning.
- Demonstrera att investeringar som leder till individuell, och automatisk genererad information om nätstörningar i realtid är kommersiellt gångbart.
- Demonstrera övervakning av lågspänningsnätet med hjälp av tvåvägsmätare.
- Utföra pilotprojekt med avsikt att lösa de problem som hänger ihop med (över)produktion i lågspänningsnätet som uppkommer då privathushåll installerar solceller.

Förhoppningen var att detta skulle leda till bättre precision i investeringar samt ökad elkvalitet, till samma eller reducerad underhållskostnad jämfört med en konventionell lösning. Färre störningsdrabbade kunder, reducerade avbrottstider

och snabbare felavhjälpning förväntades leda till nöjdare kunder och sänkta felavhjälpningskostnader.

Smart Kund Gotland

Smart Kund Gotland var samlingsnamnet för aktivitetsdelprojektet Marknadstest och plattformprojektet Marknadsinstallationer. Eftersom delprojekten var så tätt sammankopplade och saknade egentliga kontaktytor till andra delprojekt, redovisas dessa som ett delprojekt med samma målsättning - att ge slutkunden möjlighet att sänka sina elkostnader genom att aktivt delta på elmarknaden samtidigt som systemkostnaderna sänks. Detta motsvarar alltså Smart Grid Gotlands tredje övergripande målsättning (aktiv kundmedverkan).

Delprojektets huvudsakliga aktivitet, att genomföra ett marknadstest på Gotland i vilket elpriset baseras på den rådande vindkraftsproduktionen och meddelas till kund via prissignaler, innefattade bland annat att utveckla en eller flera produkter som attraherade cirka 30 små och medelstora företag och cirka 2000 privathushållskunder till att delta aktivt på elmarknaden under marknadsmässiga förhållanden.

Det förväntade resultatet av marknadstesterna var en generell energieffektivisering och lastförskjutning som skulle bidra till ökad effektflexibilitet med i genomsnitt 10 % per deltagande kund.

Lärdomarna från marknadstestet var tänkt att användas för att utveckla produkter/tjänster som avser att reducera slutkundens energikostnader, reducera kostnader för balanskraft och öka utrymmet för förnyelsebar energiproduktion i elnätet.

Själva marknadstestet startade med 214 kunder i december 2013, förlängdes under 2014 och utökades med 50 kunder kort därefter. Marknadstestet avslutades i månadsskiftet april/maj 2016.

Delprojektet Marknadsinstallationer ansvarade även för genomförandet av kundtestet av kundinformationsystem (den tekniska utvecklingen av kundinformationsystem genomfördes av delprojekt Smarta Mätare). Under 2016 beslutade dock projektet att inte genomföra kundtestet. Vid det laget var dock den tekniska utvecklingen av systemet redan färdig.

Även det andra samarbetet med delprojekt Smarta Mätare, utvärderingen av elmätare utrustade med användargränssnitt, utgick ur projektet.

Elmätare utrustade med användargränssnitt, så kallade HAN-mätare (där HAN är en förkortning för Home Area Network), är grovt förklarade som elmätare som ägaren kan använda till att hämta information och styra hushållsutrustning via en skärm på själva mätaren. Tanken var att testa om en sådan mätare skulle kunna ersätta delar av den utrustning som utvecklades i marknadstestet. Själva idén föll dock på sättet elmätare är installerade i Sverige. Mätarna sitter nämligen väldigt sällan särskilt centralt placerade i en fastighet. På landsbygden är det till och med vanligt att mätaren är placerad vid tomgränsen (alltså utomhus), i ett uthus eller i

ett garage och därmed långt ifrån hushållets trådlösa internet och långt ifrån användaren själv. Även om HAN-mätare ansågs om en generellt bra idé blev slutsatsen att värdet av ett skarpt kundtest var tveksamt och därför skulle utgå ur projektet.

Smart Grid Research Platform

Smart Grid Research Platform var samlingsnamnet för de tekniska lösningar som installeras för att möjliggöra målsättningarna i aktivitetsprojekten. De sammanhållande delarna var informations- och kommunikationssystemet samt drift- och övervakningssystemet (Smart Grid Control Centre). I ett tidigt skede var avsikten att plattformen skulle göras tillgänglig för forskare på universitet och högskolor via fjärraccess.

Utöver delprojekten informations- och kommunikationsteknologi (ICT) och Smart Grid Control Centre (Smart SCADA) utgjordes Smart Grid Research Platform av delprojekten Smarta Mätare, Smarta Fördelningsstationer och Landsbygdsnät samt Energilager. Även Marknadsinstallationer ingick i plattformen men redovisas tillsammans med Marknadstest under Smart Kund Gotland.

Här följer en övergripande beskrivning av vad som ingick i delprojekten.

Informations- och kommunikationsteknologi (ICT)

Information och kommunikation är centrala begrepp i smarta elnät. Praktiskt taget alla tekniska installationer som ingick i projektet kopplades samman med varandra i ett mycket omfattande driftdatanät som stod klart i augusti 2014. Delprojektet ansvarade även för bland annat installation av GPS-antennor och upprättandet av processkartor.

IT-säkerheten, i synnerhet tredjepartsaccess till driftdatanätet, skulle visa sig bli delprojektets i särklass största utmaning.

Smart Grid Control Center (Smart SCADA)

Under projekttiden styrdes Smart Grid Gotlands testområde, som innefattade fördelningsstationerna Källunge, Bäcks och det mellanliggande nätet, av ett nytt och smart, drift- och övervakningssystem (ett så kallat SCADA). Systemet bestod av en operativ del som skötte den skarpa driften av nätet och en identisk, men icke-operativ, kopia (kallat R&D-SCADA) som användes för säker implementering av nya driftapplikationer och som forskningsmiljö.

Bortsett från den icke-operativa halvan, skiljde sig det nya drift- och övervakningssystemet, som installerades i projektet, från ett konventionellt SCADA dels i omfattning – normalt övervakas inte lågspänningsnätet, och dels i funktionalitet – distributionsledningssystem (DMS) återfinns sällan på den här systemnivån.

Delprojektet ansvarade för leverans av hård- och mjukvara inklusive installation och idrifttagning av systemet. Det operativa drift- och övervakningssystemet levererades till Gotland i februari 2014 och driftsattes nästan ett år senare (i

januari 2015). Distributionsledningssystemet levererades under april 2014 och R&D-SCADA kom till Gotland under det sista kvartalet samma år.

Smarta Mätare (Övervakning av lågspänningsnätet)

Delprojekt Smarta Mätare ansvarade för projektets allra första leverabel, i januari 2013, då samtliga mätare på Gotland ställdes om till timmätning för att tillhandahålla referensdata till marknadstestet.

Målsättningen för delprojektet var att bygga upp en informationsinfrastruktur som skulle sträcka sig från mätarna i varje enskild anslutningspunkt (kund) via samtliga systemnivåer (koncentratorer) till kontrollrummet, och därmed utgöra ett så kallat ”last mile SCADA”. Utöver de klassiska uppgifterna, att skapa underlag för kundfakturering, utvecklades systemfunktioner för att hantera avbrott, elkvalitet, nätverksförluster och allmänna nätstatusparametrar.

Utvecklingen av systemfunktioner samt installation av smarta mätare i testområdet stod klart i april 2015. Året därefter, 2016, var Vattenfall sannolikt den första distributionsnätägaren med lågspänningsövervakning, vilket blev möjligt med hjälp av utvecklingsarbetet som utfördes i Smart Grid Gotlands delprojekt Smarta Mätare.

I samband med installationerna blev det uppenbart att antalet installerade smarta mätare kunde sänkas från, planerade 3000 till cirka 1200 helt utan att påverka målsättningarna. Omfördelningen innebar en besparing som användes för att täcka merkostnader för förlängningen av Etapp-1.

I delprojektet ingick även ett test av ett mindre antal mätare med användargränssnitt (så kallande HAN-mätare), som sedermera skulle utgå ur projektet, samt den kundmässiga utvärderingen av kundinformationssystemet.

Smarta fördelningsstationer och landsbygdsnät

Delprojektet ansvarade för moderniseringen av 70/10kV-fördelningsstationen i Källunge, som togs i drift 28 oktober 2015, och för installationen av det smarta nätet i testområdet mellan fördelningsstationerna i Källunge och Bäcks, som installerades under december samma år.

Projektets allra första fysiska installation, en solcellsanläggning som stod klart i oktober/november 2013, ingick också som en del i detta delprojekt. Syftet med anläggningen (som också kallats testmiljö för småskalig generering på lågspänningsnätet) var att undersöka hur lågspänningsövervakningen skulle kunna bidra till att förebygga och avhjälpa problem som uppstår då produktionen överstiger konsumtionen i en transformator-krets. Anläggningen avvecklades under vintern 2016/2017.

Delprojektet ansvarade även för avveckling och överlämning av hela projektet.

Energilagrar

Syftet med detta delprojekt var att specificera vilken/vilka av energilagrets kontrollalgoritmer som är nödvändiga för projektet samt att definiera energilagrets storlek och placering i nätet.

Energilagrarlösningar kan uppfylla en rad skilda behov i ett distributionsnät varav de vanligaste tillämpningarna är:

- Ramp rating, som syftar till att åstadkomma mjuka övergångar från olika last/produktionssituationer (vid t.ex. last- eller produktionsbortfall).
- Lastbalansering där energi från temporär överproduktion kan användas för att täcka upp temporär överlast i ett senare skede.
- Ö-drift.
- Spännings-/frekvenshållning.

När batterilagret utgick ur projektet blev delprojektet helt teoretiskt och avslutades redan under hösten 2013.

Genomförande

Här följer en redogörelse för genomförandet av projektets ingående aktiviteter uppdelat efter respektive aktivitetsdelprojekt. Varje kapitel inleds med en kort beskrivning av bakgrunden och avslutas med resultat och diskussion.

Integration av Vindkraft

Aktivitetsdelprojektet Integration av Vindkraft svarade mot den första av Smart Grid Gotlands tre övergripande målsättningar - att öka den installerade vindkraftkapaciteten på Gotland från 195 MW till 200 MW. Det var tänkt att den utökade produktionen skulle beredas plats i det befintliga distributionsnätet på Gotland med hjälp av lastförflyttning hos hushålls- och industrikonsumenter samt batteribaserad energilagring.

Orsaken till att det finns en begränsning på 195 MW för transmission från Gotland till fastlandet står att finna i länken mellan det Gotländska elnätet och elnätet på det svenska fastlandet. Länken är baserad på ABBs teknik HVDC-classic och har en överföringskapacitet på 130 MW per pol, vilket innebär en total kapacitet på 260 MW då båda polerna överför effekt i samma riktning [4]. Eftersom elkonsumenterna vanligtvis överstiger produktionen på Gotland, det vill säga att nettoeffektflödet går från fastlandet till Gotland, måste en av polerna alltid vara riktad från fastlandet till Gotland för att undvika effektbrist under de sekunder det tar att vända effektriktningen. Följaktligen är den maximala exportkapaciteten från Gotland till det svenska fastlandet begränsat till 130 MW (en pol). Till detta kommer begränsningar i tekniken som gör att den lägsta tillåtna överföringen på den pol som är riktad från fastlandet till Gotland är 20 MW. Då denna reglering sker manuellt tillämpas dessutom en säkerhetsmarginal på 20

MW vilket alltså innebär att överföringen från fastlandet till Gotland aldrig får understiga 40 MW.

En kartläggning av uppmätt effekttransmission från Gotland visar att tillfällena då nettoeffektflödet går från Gotland till fastlandet är jämnt fördelade över året och att sådana situationer kan pågå mellan 30 minuter och 4 timmar. Antalet tillfällen då detta inträffar har ökat den senaste tiden beroende på en ökad installation av vindkraftverk och på grund av att gamla turbiner ersätts av nya turbiner med högre märkeffekt.

Den gotländska elförbrukningen utgörs av småhus (20 %), flerfamiljshus (4 %) samt industrier (ungefär en tredjedel). Bland industrierna är Cementa, som ensamt står för 30 % av den totala energiproduktionen på ön, den klart största elkonsumenten och därmed mångdubbelt större än de näst största industrikunderna, Arla och Nordkalk.

Automatisk styrning av vindkraftverk

Elnätet skall vara dimensionerat på ett sådant sätt att nätet vid normal drift aldrig hindrar konsumenter eller producenter från optimal drift av sina anläggningar. Vid störningar kan det dock vara aktuellt att begränsa konsumtion eller produktion för att säkerställa driften för så stor del av nätet som möjligt. Detta görs redan på Gotland när en av högspänningslänkens poler till fastlandet tas ur drift.

Syftet med denna studie var att föreslå en rättvis och automatisk kontroll- och styralgorithm för att reducera produktionen från vindkraft på Gotland under driftstörningar. Målet var att automatisera nedstyrningen och att begränsa den tekniska säkerhetsmarginalen för effektflödet från fastlandet och därmed upprätthålla en så stor mängd vindkraftsproduktion som möjligt.

Studien genomfördes i tät dialog med GEAB för att inhämta kunskap och data från rutinerna för den manuella redueringen av vindkraft. Därefter genomfördes ett testfall med avsikt att uppskatta förändringarna i högspänningslänkens effektflöde vid en nedstyrning av en given mängd vindkraftsproduktion.

Under studien visade sig kontrollalgoritmerna fungerade tillfredställande. Eventuellt finns det ett kvarvarande behov av justeringar för att åstadkomma samma styrning fast med mindre krävande beräkningar. Det påvisades också att utnyttjandet av befintliga standarder skulle innebära minskade kommunikationsbarriärer och lägre integrationskostnader.

Med den föreslagna lösningen kan säkerhetsmarginalen sänkas med upp till 85 % vilket motsvarar en reduktion av produktionsspillet med 4GWh/år och alltså kopplar direkt till projektets första övergripande målsättning (höjning av gränsen för av den maximalt acceptabla installerade vindkrafteffekten).

Laststyrning

Laststyrning, demand response eller efterfrågefleksibilitet är, åtminstone i den här rapporten, identiskt samma sak. I den här studien avser laststyrning möjligheten att anpassa privathushållskunders och Cementas elförbrukning till den aktuella

vindkraftgenereringen, och på så vis åstadkomma produktionsutrymme för 5 MW mer vindkraft på Gotland, utan att öka den maximala momentana transmissionen till fastlandet.

Studien, som var helt teoretisk, genomfördes med datorbaserad simulering i vilken lasterna för uppvärmning av kranvatten samt inomhusluften i bostadshus optimerades mot den verkliga elproduktionen på Gotland som ökats med 25 MW för att uppfylla referensförhållandena (195 MW).

I studien identifierades årstidernas (utomhustemperaturen och solinstrålningens) inverkan på kundernas möjlighet att anpassa sin konsumtion till den aktuella kraftproduktionen. För att klara av att flytta 5 MW elkonsumtion under samtliga fyra årstider krävdes totalt 1900 kunder fördelade på 1600 kunder med möjlighet att ändra sin konsumtion till följande dygn och 300 kunder med möjlighet att ändra konsumtionen från en timme till nästa. I en situation där industrin bidrog till lastförflyttningen kunde antalet privathushållskunder mer än halveras för vissa fall.

Vindkraftintegration ur ett transmissionsnätsperspektiv

Syftet med denna studie var att ge en översikt och identifiera hur vindkraftsproduktion ter sig i de högre spänningsnivåerna i elsystemet. För att åstadkomma detta studerades den uppmätta och prognostiserade produktionen från tre gotländska vindkraftparker och en fristående turbin. Datamängden studerades sedan utifrån olika aggregationsnivåer och tidsperioder. Initialt studerades mönster för den årliga produktionen och därefter per säsong. För att möjliggöra jämförelse mellan resultaten från olika aggregationsnivåer normaliserades värdena.

Resultatet visar att den totala vindkraftsproduktionen på Gotland är mindre än 30 % av installerad kapacitet under 50 % av tiden och mindre än 70 % av installerad kapacitet cirka 90 % av tiden. Enbart 8 % av tiden är produktionen 80-100 % av nominell effekt. Liknande resultat kan ses för alla tre aggregationsnivåer. Den högsta produktionen inträffar under vintern och hösten och sammanfaller således med höglastperioden på ön.

Variationer i installerad utrustning (turbin, aggregat osv.) innebär att produktionsprofilen från en vindkraftspark kan vara olik produktionsprofilen från en annan vindkraftspark även då dessa ligger väldigt nära varandra. De årliga produktionsprofilerna ser dock nästan identiska ut från ett år till ett annat, oberoende av geografisk placering.

Syntetisk tröghet från vindkraftverk

El måste produceras exakt samtidigt som den förbrukas. När en ny last ansluts till ett elnät måste detta kompenseras med en lika stor ökning av produktion i något av nätets alla kraftverk. I annat fall kommer generatorerna i synkronkopplade kraftverk att rotera långsammare och långsammare, det vill säga att frekvensen i nätet sjunker, tills frekvensen blir så låg att generatorerna inte kan upprätthålla sin funktion. Det som initialt avgör hur snabbt frekvensen minskar är skillnaden mellan aktuell produktion och konsumtion i nätet samt den mängd tröghet som

finns kopplad till nätet i form av tunga synkront roterande maskiner och generatorer. När frekvensen minskar kommer den automatiska primärregleringen att agera inom några sekunder för att häva frekvenssänkningen. För att återställa frekvensen ska den sekundära frekvensregleringsreserven vara fullt reglerad inom 15 minuter.

Vindkraftverk (och solceller) har historiskt sett varit anslutna till nätet på ett sådant sätt att de inte bidragit till systemets tröghet på samma sätt som ett klassiskt vattenkraftverk samt ång- och gasturbiner. Detta innebär en ökad sårbarhet hos elnät med en stor andel förnyelsebar elproduktion. Moderna vindkraftverk har dock möjlighet att via effektomriktarna bidra till frekvensstabiliteten i kraftsystemet genom extra tillförsel av aktiv effekt, så kallad syntetisk tröghet (syntetisk i den meningen att trögheten förmedlas av effektomriktarna).

I den här studien, som kopplar till projektets andra övergripande målsättning (Höjning av elkvaliteten), har olika metoder för att mata ut extra effekt simulerats i modeller av det gotländska respektive det nordiska elnätet. I simuleringarna har frekvenssänkningen skapats genom att lägga till en last eller genom att minska produktionen. Därefter studerades frekvenssvaret vid utmatning av syntetisk tröghet samt hur kraftsystemet påverkas av den efterkommande återhämtningen. Även hur verkningsgraden påverkades under utmatning av syntetisk tröghet och tillgängligheten till syntetisk tröghet undersöktes.

Vid utvärdering av de olika metoderna för att mata ut effekt bedömdes dels hur effektivt metoden motverkar frekvenssänkningen och dels den överkompensering som uppstår när frekvensen är återställd och/eller ytterligare frekvensreducering när den syntetiska trögheten upphör att förse nätet med extra effekt.

Studien visar tydligt att syntetisk tröghet bidrar till att stabilisera nätet men att det frekvenssvar som erhålls beror på det omgivande elsystemet. Specifika studier för varje enskilt elnät är alltså nödvändiga för att dra tillförlitliga slutsatser. Det är dessutom viktigt att studera den ursprungliga primärregleringen, som i fallet på Gotland utgörs av högspänningslänken och på fastlandet utgörs av frekvensreglerande vattenkraftverk. Det finns risk att den syntetiska trögheten motarbetar den befintliga primärregleringen och ger upphov till, snarare än förhindrar, frekvenssänkning.

Elkvalitet med Distribuerad Generering

Aktivitetsdelprojektet Elkvalitet med Distribuerad Generering svarade mot det andra av Smart Grid Gotlands tre övergripande målsättningar - att visa hur nya tekniska lösningar, till en låg samhällsekonomisk kostnad, kan bidra till att öka elkundernas elkvalitet i ett landsbygdsnät med mycket distribuerad generering. Höjningen av elkvaliteten, och dess koppling till den distribuerade genereringen, skulle i delprojektet åstadkommas genom att:

1. Minska antalet avbrott, och förkorta avbrottstiden, vid driftstörningar.

2. Försäkra att störningar som förknippas med intermittent elproduktion aldrig utgör ett hinder för optimal drift.
3. Förbereda för ytterligare elproduktion i de lägre spänningsnivåerna.

Med avsikt att sänka avbrottsstiden per kund och år (SAIDI, System Average Interruption Duration Index) i nätet mellan fördelningsstationerna Källunge och Bäcks med 20 %, i förhållande till medelvärdet för åren 2008-2010 som låg på 358 avbrottsminuter, genomfördes aktiviteter i sex delområden – energilagrar, smarta stationer, smarta landsbygdsnät, övervakning av lågspänningsnät, kundinformationsystem och mikroproduktion.

Energilagrar

Ett energilagrar som kan bidra med upp till 100MW under en eller ett par timmar, kan ge upphov till ökad elkvalitet och förbättrad integration av distribuerad elgenerering i distributionsnätet. De vanligaste funktionerna för detta ändamål är hjälpkraft vid dödnätsstart, spänningsrampning och frekvensreglering. Ett energilagrar kan också användas för att bistå med kraft under höglastperioder, ersätta redundant utrustning, som reservledningar och reservtransformering eller hålla ett lokalt nät självförsörjande under kortare avbrott, det vill säga ö-drift. Studierna av energilagret syftar därmed till att höja gränsen för av den maximalt acceptabla installerade vindkrafteffekten (det första övergripande delmålet) och att höja elkvaliteten (det andra övergripande delmålet).

Eftersom själva investeringen i energilagret utgick ur projektet i samband med ansökan om Smart Grid Gotland Etapp-2, fanns det aldrig något verkligt energilagrar att utvärdera. Samtliga dessa studier är alltså teoretiska, datorbaserade, simuleringar i befintliga modeller av det gotländska näten för 70- och 10kV.

I projektet utvärderades hur ett energilagrar bäst kan användas för att förbättra elkvalitet i ett nät med mycket distribuerad generering. Projektet studerade även förutsättningar och begränsningar av en installation. Utgångspunkten för studien var ABB:s energilagrar, baserat på Litium-jon-batterier, DynaPeaQ, installerat i 70/10kV-fördelningsstationen i Källunge. I studien identifierades fyra tillämpbara elkvalitetsapplikationer - elkvalitetsförbättringar vid avbrott, lokalt nätstöd, ö-drift och aktiv kundförbrukning.

I studien av elkvalitetsförbättringar vid avbrott, undersöktes om energilagret skulle klara av att häva spänningssänkningen i Källunge, genom att övergå i ö-drift i en situation då ett fel i det överliggande 70kV-nätet innebär att matningen av stationen faller ifrån. Resultatet visar att det skulle krävas en mycket snabb men kortvarig leverans av en hög ström för att åstadkomma detta och att det aktuella energilagret inte hade kapacitet att åstadkomma detta. Försöket att dimensionera energilagret för att upprätthålla ö-drift helt utan stöd från det överliggande nätet, genom att balansera produktionen från den lokala vindkraften, visade att det planerade energilagret i Källunge var klart underdimensionerat. För att åstadkomma regelrätt ö-drift skulle det krävas ett mer än dubbelt så stort energilagrar och även då skulle det vara nödvändigt med ett last- och

produktionsbortkopplingssystem för att säkerställa funktionen till 90 % tillgänglighet.

I landsbygdsnät begränsas överföringen mellan två stationer främst av spänningsfall. Energilagret skulle, i en sådan situation, kunna agera lokalt nätstöd genom att stabilisera spänningen i fördelningsstationen i Källunge och optimera överföringen på 10kV-ledningen till fördelningsstationen i Bäcks termiskt. Studien visade att sådan spänningsreglering kan åstadkommas men enbart med stöd från lokala kondensatorbatterier.

I studien av efterfrågefleksibilitet som huvudsakligen utfördes inom aktivitetsdelprojektet Integration av Vindkraft visade det sig att det tar ett tag för styrbar last att reagera på en nedkopplingssignal. Under denna tidsperiod skulle ett energilagret kunna bidra med omedelbar stöttning tills insvängningsperioden är över. Resultatet visade att energilagret i kombination med aktiv kundförbrukning påverkar det kortvariga effektflödet anmärkningsvärt. Detta, i sin tur, innebär möjlighet att minska kapacitetskraven på det överliggande nätet. Samtidigt är det dock denna applikation som sliter snabbast på energilagret.

Det är svårt att uppskatta den konkreta affärsnyttan med ett energilagret på grund av avsaknaden på tillförlitliga uppgifter på kostnader, prestanda, livslängd och underhåll. Det energilagret som ingick i studien var enbart en prototyp. Den mest positiva investeringskalkylen erhöles för utjämning av lastflöden vid aktiv kundmedverkan, vilket i någon mening också innebär ett inkomstbortfall (när kunderna flyttar last från timmar med högt elpris) som tyder på att det ekonomiska utrymmet för energilagret blir litet. Den övergripande slutsatsen är att ytterligare studier kommer bli nödvändiga när kostnadsbilden för batteribaserade energilagret ändras.

Smarta stationer

Distributionsnätet saknar i allmänhet den mer avancerade tekniska utrustning för övervakning, skydd och styrning som finns i transmissions- och regionnäten. Detta innebär att distributionsnätet står inför stora utmaningar när vindkraftparker och solceller ansluts direkt till distributionsnätet respektive lågspänningsnätet. Ambitionen med projektet var att modernisera 70/10kV-fördelningsstationen i Källunge till en pilotstation för att utveckla och utvärdera kostnadseffektiva och funktionella lösningar för hantering, uppsamling och fördelning av informationsflöde med avsikt att anpassa distributionsnätet för dessa nya utmaningar och att höja den befintliga elkvaliteten i området (delmål 2).

Studierna har framförallt omfattat transformatorövervakning, tillståndsbaserat underhåll av brytare, selektiv jordfelsdetektering, ljusbågsvakt med reläskydd, sensorbaserad mätning, fjärrmanövrerat användargränssnitt samt övervakning av stationen via summering av aktiv och reaktiv effekt.

Transformatorn i Källunges fördelningsstation installerades 1974 och närmar sig därmed slutet på sin tekniska livslängd. Transformatorn har dessutom utnyttjats till gränsen av sin maximala kapacitet under höglastperioder vilket påskyndat dess åldrande. Med avsikt att ta reda på om en modern transformatorövervakning kan

tillämpas på en relativt enkel transformator i ett landsbygdsnät och hur användbar detta är för nätbolaget, utvärderades ABBs produkt för transformatorövervakning, CoreTEC. Baserat på temperaturen hos transformatorns topp- och bottenolja, omgivningstemperaturen samt ström och spänning på transformatorns hög- respektive lågspänningssida, visualiserar CoreTEC befintliga ”hot spots” för en operatör i stationen eller i kontrollrummet. Utrustningen uppvisade tydliga ekonomiska incitament. Förutom möjligheten att få en korrekt bild av transformatorns tillstånd och därmed förlänga dess livslängd gav den även nätbolaget möjlighet att genomföra byten av utrustningen med en större träffsäkerhet.

Underhåll av apparater belägna på transformatorns primärsida sker idag med jämna (tidsmässiga) mellanrum vilket innebär att ingen hänsyn tas till apparatens verkliga förslitning. Med tillståndsbaserat menas att underhållet anpassas till apparatens verkliga slitage. Detta innebär möjlighet att minska underhållskostnader, rikta underhåll efter behov samtidigt som nätägaren får bättre överblick över sina tillgångar. Avsikten med studien var att utvärdera om stationens befintliga skyddsterminaler kunde förmås att själva tala om när det är dags för underhåll. Studien fokuserade på mellanspänningsbrytarna eftersom dessa aktiveras olika frekvent och för felströmmarna av olika typ och storlek, vilket innebär att olika brytare slits olika snabbt. I studien ingick även att utvärdera vilken indata som är nödvändig för funktionen samt vilka larm som skall genereras och hur detta skall presenteras för operatören. Slutsatsen av utredningen är att tillståndsbaserat underhåll bidrar till ökad elkvalitet genom att ge nätägaren bättre överblick över individuell utrustning under hela livscykeln och bättre möjlighet till effektivare planering av underhåll och utbyte. Leveranskvaliteten kan också höjas genom färre oplanerade avbrott, och troligtvis sker även färre planerade avbrott för till exempel underhåll.

Selektiv feldetektering innebär att endast felbehäftad ledningsdel kopplas bort, helst så snabbt att felets följd effekter inte hinner drabba resten av nätet. Det finns olika sätt att åstadkomma detta på, och i detta försök installerades jordfelsdetektering baserad på övertonsmätning. Fördelen med denna funktion i förhållande till traditionella jordfelsskydd är bland annat avsaknaden av den kabelströmstransformator som finns i traditionella jordfelsskydd. Själva idén med skyddet var att felstället skulle fungera som ett övertonfilter och dra till sig övertoner från övriga nätet och på så sätt peka ut den felbehäftade ledningen. Tyvärr kunde ingen ökning av den totala övertonshalten detekteras på den felbehäftade ledningen. Under jordfelsprovet var den sammanlagda övertonshalten lägre än skyddets lägsta inställning, som alltså inte var tillräckligt känsligt för just detta nät. Utredningen utesluter dock inte att skyddet går att använda i andra nät.

Generellt går det att säga att sensorer har en rad fördelar jämfört med ström- och spänningstransformatorer. Sensorer blir till exempel inte mättade och är inte förknippade med öppna strömkretsar. Sensorerna är dessutom mindre till storleken vilket kan leda till kompaktare installationer och mindre materialanvändning och därmed minskad miljöpåverkan. Mellanspänningsställverket som installerades i Källunge var av typen

UnigearDigital där ström- och spänningsvärden samplas med sensorer. Utvärderingen visar att teknikerna är helt likvärdiga, bortsett från att sensorerna är aningens känsligare vilket relativt enkelt kan hanteras med hjälp av tidsfördröjningar av olika slag.

Ljusbågar är ofta förenade med stora skador på anläggningen och personal och orsakar, när de inträffar, långa produktionsstopp. Optiska ljusbågvakter reagerar på ljuset från även mycket små ljusbågar och bryter effektivt kretsen så att skadorna minimeras. Traditionella överströmsskydd, inställda för att lösa selektivt gentemot andra typer av fel, innebär ofta att ljusbågen är väletablerad långt innan skyddet löser ut. I projektet testades en funktion för ljusbågvakt som finns installerad i varje reläskydd. Funktionen distribuerades alltså till varje enskilt ställverksfack istället för, som tidigare, vara centrerad till en enskild enhet för hela stationen. Utöver att minska antalet apparater i stationen, och därmed sannolikheten för apparatfel, reducerar installationen underhållskostnad och miljöpåverkan. Testerna som utfördes under fabrikstestet av stationen visade också att skyddet löste ut 12ms snabbare än traditionella ljusbågvakter vilket kan anses relevant i sammanhanget.

Även fjärrmanövrerat användargränssnitt minskar miljöpåverkan genom minskad materialanvändning när stationskommunikationen samlas ihop och överförs via databuss istället för att ha en tråd per signal. Fjärrmanövrerat användargränssnitt ökar även flexibiliteten att lägga till, ta bort och ändra signaler och innebär stora besparingar i för material, kabeldragning och terminering.

Summan av den aktiva effekten såväl som den reaktiva effekten skall, enligt Kirchhoffs lag, alltid vara noll i en nod. Avvikelse från detta skulle kunna ge en tidig fingervisning om att något i en station behöver uppmärksammas. Installationen är enkel med befintlig utrustning. Efter sex månader i drift var det tydligt att summan av den reaktiva effekten varierade mindre än den aktiva effekten. Avvikelse kunde enkelt spåras till kända händelser i stationen såsom när ett fack togs ur drift, ett reläskydd tappade kommunikationen, fjärrterminalen genomförde en omstart eller när en kommunikationslänk kopplades ur. Mätningen indikerade även för fel i komponenter som inte var direkt kopplade till funktionen, vilket ledde till bedömningen att funktionen var kostnadseffektiv och tillämpbar.

Slutsatsen är att övervakningen och skyddet av fördelningsstationen ökar, samtidigt som antalet objekt i stationen minskar, när fler funktioner inkluderas i befintlig utrustning som till exempel reläskydden. Bättre information om status i stationens olika objekt leder till bättre elkvalitet. Färre objekt i stationen innebär mindre miljöpåverkan och färre apparater att underhålla. Digitalisering möjliggör hantering av en större mängd data utan att för den skull innebära merkostnader som till exempel material, kabeldragning, terminering och så vidare. I framtida arbete bör kommunikationsmedia, protokoll och gränssnitt diskuteras i ett mycket tidigare skede. Även de nya funktionernas betydelse för organisationens sätt att arbeta bör adresseras.

Smarta landsbygdsnät

Det som definierar ett smart nät, och som skiljer det från ett konventionellt elnät, handlar i stor utsträckning om information som samlas in, ofta i realtid, och används för nätautomation eller av operatör. Den nätautomation som avses i Smart Grid Gotland syftar till en generell höjning av elkvaliteten (delmål 2) genom att minska antalet och förkorta driftstörningar och innefattar automatisk sektionering, bakmatning, lokalisering av fel samt loggning av driftstörningar i sökbar databas.

Sektioneringen av nätet åstadkoms genom att nätet i testområdet delades upp i nio zoner, med hjälp av reläskydden i stationerna samt sju stycken så kallade zonbrytare utlokaliserade i nätet. Zonbrytare är brytare utrustade med reläskydd som öppnar för fel som uppkommer nedströms i förhållande till brytaren och därmed lämnar kunder uppströms helt opåverkade. I ett radiellt matat nät får detta resultatet att uppkomna fel isoleras till enskilda zoner medan övriga nätet är i normal drift.

Zonbrytarnas utplacering i nätet gjordes med hänsyn till kundtätthet, linjetopologi (så kallade påstick, vilket betyder förgreningar), typ av terräng, ledningsgatans utseende, särskilt drabbade linjesträckningar och så vidare, med avsikt att få en så kostnadseffektiv höjning av elkvaliteten i testområdet som möjligt. Även parametrar som kan påverka kommunikationstillförlitligheten, som till exempel avstånd till nätstationer, togs med i beräkningarna.

När en zonbrytare löser ut för fel kan ihopkopplingspunkter, som inte används vid normal driftläggning, användas för att driftsätta även den feldrabbade (bortkopplade) zonen i större eller mindre omfattning. Detta kallas bakmatning.

Det optimala sättet att återställa driften för så många kunder som möjligt, (eller, om så önskas, i enlighet med andra prioriteringsordningar där t.ex. sjukhus, lantbruk eller industrier har företräde framför t.ex. hushåll), beräknas i Smart Grid Control Center i driftcentralen och kan ske helt automatiskt eller manuellt av operatör baserat på beslutsstöd från Smart Grid Control Center. I båda fallen skickas information om felet (feltyp och felström) från reläskydden via zonbrytarnas modem och/eller stationen via stationens fjärrterminal, till Smart Grid Control Center som ger geografiska anvisningar till möjliga felställen. När felstället är känt identifierar systemet samtliga laster i det drabbade området med hjälp av information från utmatande linjer i fördelningsstationerna och de lokala reläskydden, med avsikt att hitta den optimala driftläggningen.

I många fall finns det flera alternativa tillåtna driftläggningar. I situationer där tillåtna driftläggningar saknas presenterar systemet eventuella konsekvenser av olika otillåtna driftläggningar (som t.ex. kan vara att spänningen sänks till en viss nivå, vid inkoppling av ytterligare last). Resultatet presenteras som en kopplingsplan som visar vilket objekt som skall öppnas eller slutas för att ytterligare isolera, bakmata och/eller återuppbygga nätet efter ett fel. Vid manuell återställning är det alltså operatören som genomför kopplingsplanen och en del andra manövrar i den beskrivna processen. Vid automatisk återkoppling

genomförs kopplingsplanen av systemet självt, baserat på förinställda gränsvärden och säkerhetsmarginaler.

Helt automatisk återställning testades aldrig i skarp drift. Däremot genomfördes ett sådant test i det icke-operativa drift- och övervakningssystemet i samband med ett jordfelsprov. I provet presenterade det operativa distributionsledningssystemet en kopplingsplan för optimal nätkonfigurering för återställning med bakmatning som kunde genomföras utan överlast och med tillåten lastflödesanalys. Den totala tiden det tog för operatören att genomföra kopplingsplanen, från det att fel uppstod till det att felet isolerats och bakmatning upp till felställt etablerats, uppskattas till något under 3 minuter. Tiden det tog för det icke-operativa drift- och övervakningssystemet att genomföra motsvarande återställning med full automatik uppskattas till cirka 25 sekunder. I båda fallen skulle felet uppfattas som korta och därmed inte påverka den intäktsgrundande avbrottsstatistiken.

Distributionsledningssystemet i Smart Grid Control Center mäter automatiskt kvaliteten på eldistributionen, bland annat genom registrering av kvalitetsindexen SAIFI (ungefär felfrekvens), SAIDI (ungefär avbrottstid) och MAIFI (ungefär felfrekvens för avbrott som varar kortare än 3 minuter). Det tar dock flera år att erhålla en statistiskt relevant datamängd. För att i ett tidigt stadium kunna avgöra investeringarnas kostnadseffektivitet genomfördes en teoretisk beräkning av investeringens inverkan på kvalitetsindikatorerna i testområdet.

Beräkningen utgick från historisk elkvalitetsdata från området, felfallsstatistik från de komponenter som är installerade i nätet samt en uppskattning av tiden det tar att genomföra manuella manövrar. Vid bedömningen av det inkomstbortfall ett avbrott ger upphov till användes nätföretagets normvärde per kundtyp, som fastställs av Energimarknadsinspektionen i förväg årsvis för tillsyningsperioden.

Nätet i testområdet var, redan innan projektstart, utrustat med ett effektivt system för automatisk isolering av kontrollzon med felkälla, kallat RADIUS, vilket inte är särskilt representativt för ett svenskt landsbygdsnät. Därför jämfördes det nya systemet både med det befintliga nätet och hur situationen skulle sett ut om nätet inte varit utrustat med detta system. I det senare fallet användes ett definierat svenskt standardnät med liknande fysiska förhållanden som det som finns i testområdet. Studien innefattade även förslag, och effekten av, förbättringar, som t.ex. förflyttning av en befintlig zonbrytare till en annan position i nätet där den gör mer nytta.

Investeringens kostnadseffektivitet bedömdes i förhållande till konventionell nätförstärkning, vilket på Gotland innebär att isolera luftledningar eller lägga kabel. Resultatet antyder att installationerna som genomfördes i Smart Grid Gotland förbättrar medelavbrottstiden (SAIDI) i testområdet med 25 % jämfört med RADIUS-systemet. Genom byta plats på av en av zonbrytarna skulle siffran kunna öka till 27 %. Motsvarande förändring för felfrekvensen (SAIFI) och felfrekvensen för korta avbrott (MAIFI) är 61 % respektive -100 %. Beräkningen förutspår alltså att installationerna kommer fördubbla antalet korta fel i området.

Baserat på dessa siffror går det att göra slutsatsen att zombrytare är ett kostnadseffektivt alternativ till att ersätta ledningar med kabel i testområdet vilket innebär att alternativet absolut måste övervägas vid moderniseringar av landsbygdsnät som helt saknar system för lokalisering och isolering av fel. Den absolut bästa lösningen är sannolikt en väl vald kombination av automation och kabelfiering.

Övervakning av lågspänningsnät

Lågspänningsnätet, det vill säga det 400V-nät som de flesta av våra hushåll är anslutna till, har fram till idag varit helt oövervakat. Att nätet är oövervakat innebär att distributionsnätsoperatören får information om eventuella störningar först när drabbade kunder ringer in och upplyser om detta. Det snabbaste sättet för den drabbade kunden, i sin tur, att avgöra om det rör sig om ett fel i den egna fastigheten, eller ett större fel, är titta om det lyser hemma hos grannen. Även aktuell driftläggning är okänd för nätoperatören till dess att servicepersonal avlägger ett fysiskt besök vid en kopplingspunkt. Målsättningen med övervakning av lågspänningsnätet, som ingår i Smart Grid Gotland, var att nyttja informationsmängden som skapas i elkundernas egna elmätare till driftövervakning av lågspänningssystemet och för individuell avbrottsinformation. Den ökade medvetenheten om nätets tillstånd väntas leda till snabbare felavhjälpling och därmed ökad elkvalitet (delmål 2).

Dagens elmätare, som i princip enbart syftar till mätvärdesinsamling för kundfakturerings, är i praktiken ett programmerbart mätinstrument som, med hjälp av logik och algoritmer, kan bidra till att identifiera ett flertal olika tillstånd i elnätet och även beskriva den enskilda leveranspunktens elkvalitet. Installationen av det smarta mätarsystemet som ingick i studien baseras på elmätare från NES (tidigare Echelon) och mätdatainsamlingssystemet, Titanium 4, som levereras av Schneider Electric (tidigare Telvent). I systemet finns funktioner som ursprungligen utvecklats för drift- och underhåll av själva mätarsystemet men som istället med fördel kunde utnyttjas för att identifiera tillståndet i elnätet. Systemet byggde på att digitala larmsignaler, kallade Händelser (eller Event), skickades ut via elkabeln (PLC) till en kollektor i nätstationen och sedan vidare med trådlös kommunikation, när olika fel uppstår. Detta utvecklades succesivt till att även inkludera identifikation och definition av ett antal tillstånd i elnätet. Resultatet blev att operatören, i kontrollrummet, fick möjlighet att se nätet ur kundens perspektiv och alltså få information om fel i såväl låg- som mellanspänningsnätet.

Det smarta mätarsystemet använde sig av tre grundläggande funktioner för att identifiera olika drifttillstånd i elnätet – avfrågning, Last Gasp (engelska för ungefär ”sista andetag”) och klassisk mätvärdesinsamling.

Att en mätare inte svarar vid en avfrågning kan bero på kommunikationsfel eller elavbrott. Genom att hålla koll på kommunikationen med andra mätare i samma grupp och med mätare i närliggande grupper, samt genom att genomföra en avfrågning på fler än en fas, kunde systemet avgöra om det rörde sig om ett kommunikationsfel, ett fasmusfel eller ett trefasigt elavbrott.

Kollektorn som placerades i nätstationen utgjorde den del av systemet som samlade ihop informationen från en eller flera underliggande grupper. Kollektorn hade, med hjälp av en inbyggd kondensator, möjlighet att skicka iväg ett sista meddelande (ett så kallat Last Gasp) innan den blev strömlös. Last Gasp-funktionen utvecklades av NES för de nya kollektorer som testades i projektet. För befintliga, äldre, kollektorer utvecklades motsvarande systemlösning av leverantören ETM. Installationen av kollektorn gjordes på ett sådant sätt kollektorn blev strömlös när mellanspänningsnätet drabbades av ett avbrott eller när transformatorsäkringarna löst ut, vilket i båda fallen innebar att samtliga kunder i de underliggande lågspänningsnäten var utan ström.

Fasavbrott och nolledarfel är exempel på drifttillstånd som är svårare att identifiera och därför gör det nödvändigt att utnyttja klassisk mätvärdesinsamling i kombination med logik. I synnerhet identifiering av nolledarfel är värdefullt för en nätägare eftersom dessa kan utgöra en direkt fara för människor.

Larmsignalerna som skapades i det smarta mätarsystemet användes sedermera för lågspänningsövervakning i driftcentralen, för avbrottsinformation till drabbade kunder och för elkvalitetsanalys. Parallellt levererade mätarsystemet energimätdata för den ordinarie avräkningen och faktureringen.

Att avhjälpa ett faktiskt fel tar ganska lång tid och innefattar många steg, varav själva felanmälningen utgör det första. Andra viktiga aspekter är hur informationen presenteras för operatören i driftcentralen. I det smarta mätarsystemet klassades larmsignalerna in i nivåer som presenterades med hjälp av visualisering och alarm, enbart alarm eller möjligheten för operatören att själva avfråga (kallat att ”pinga”) enskilda mätare vid misstanke om fel. Visualisering innebar färgmarkering av ett drabbat område på en karta som föreställde elnätet och alarm innebar en textrad i en händelselista som presenterades för operatören. Bedömningen var att en tidsfördröjning på 5-10 minuter från det att felet uppstått till dess att det presenterades för operatören skulle innebära att avhjälpningsarbetet åtminstone påbörjats när de första drabbade kunderna ringde in. Längre tidsfördröjning skulle sannolikt inte innebära någon minskning i antalet felanmälningar från kunder. Kortare tidsfördröjning än 2-3 minuter var inte möjligt att åstadkomma eftersom systemet måste invänta och filtrera bort korta avbrott.

För att inte påverka kunder eller fältarbete genomfördes en stor del av testarbetet i en labbmiljö bestående av sex mätare som upprättades för ändamålet i Båberg (Västergötland) men som registrerades i GEAB:s mätarsystem på Gotland. Efter att systemet implementerades i testområdet på Gotland har det även installerats i delar av Vattenfalls elnät på fastlandet. Utvärderingen antyder så här långt att systemet erbjuder en mycket effektiv övervakning av lågspänningsnätet på ett mycket kostnadseffektivt sätt. Eftersom systemet utnyttjar befintlig utrustning för såväl mätvärdesinsamling (kundens egna elmätare) och informationsinfrastruktur (elledarna) är kostnaderna inte hårdvarudrivna utan är snarare förknippade med systemutveckling.

Vid sidan av det smarta mätarsystemet som alltså bygger på en rad existerande men outnyttjade funktioner i de befintliga mätarna, bedrevs en utveckling av helt nya systemfunktioner, så kallade applikationer (eller Appar), tillsammans med NES. Den första och mest betydelsefulla applikationen var nätkartlägningsapplikationen som identifierar och grupperar elmätare per nätstation med hjälp av signal/brus-förhållandet för varje mätare. På så vis kan den aktuella nättopologin, från nätstationen hela vägen ned till den individuella kundens mätare, åskådliggöras för operatören. Applikationen som uppdaterar sin bild av nätet varje gång topologin ändras (dock minst en gång om dagen) kan användas tillsammans med geografisk information (GIS) och övrig strukturell information för att ge en korrekt bild av nätets driftläggning, samt lösa tvister i situationer när informationen i övriga system inte överensstämmer. Denna nätkartlägningsapplikation ger fördjupad information om hur lågspänningsnätet är strukturerat och kan ses som ett komplement till andra funktioner i mätdatainsamlingssystemet (Titanium 4).

Nätkartlägningsapplikationen innefattade även en identifikation av hälsopunkter, det vill säga punkter med dokumenterad god kommunikationsförmåga och som kan antas representera en större del av nätet, och ett så kallat hälsoindex. Genom att scanna samtliga hälsopunkter efter till exempel strömavbrott eller fasfel, med ett intervall om cirka 45 minuter, kunde applikationen, med en siffra mellan 0 och 100, ge operatören en antydning till om någon av nätdelarna var i behov av extra uppmärksamhet.

Energibalanseringsapplikationen var den första applikationen som utvecklades utgående från Nätkartlägningsapplikationen. Energibalanseringsapplikationen mätte effekten och spänningen per fas i varje mätargrupp och kunde på så vis föreslå fasomläggningar i situationer där en transformator var väldigt ojämnt belastad. Funktionen bidrar därmed till optimering av planering, drift och felsökning.

Under utvecklingen av energibalanseringsapplikationen observerades att den första fasen i en av de undersökta nätstationerna hade 30 % högre belastning än den tredje fasen, vilket helt utan några andra konsekvenser skulle kunna avhjälpas genom att byta fasordningen i två av stationens mätargrupper. Upptäckten gjordes dock under en period med mycket låg belastning vilket ledde till beslutet att invänta kommande höglastperiod innan åtgärder vidtas.

Den sista i raden av applikationer som utvecklades inom projektet, Elkvalitetsanalysatorn, påminner mycket om Energibalanseringsapplikationen men syftar som namnet antyder till att analysera elkvaliteten i nätet. I detta sammanhang avsågs variationer i spänningen snarare än regelrätta avbrott med syftet var att ge operatörer och nätplanerare en tidig indikation om förändringar i nätet.

Med större andel enfasiga belastningar och solcellsinstallationer hos kunder kommer kontinuerlig mätning av effektbalans mellan faser och spänningsvariationer, och i synnerhet hur dessa förändras över tid, vara helt nödvändig för att upprätthålla optimal drift. Under de genomförda testerna

identifierades de förväntade dygnsvariationerna, som uppgår till några volt, men den övergripande lasten var, på grund av årstiden, allt för låg för att motivera någon åtgärd.

Kundinformationsystem

Nätbolagen har under en längre tid erbjudit tjänster med till exempel SMS-avisering om elavbrott till kunder. Eftersom lågspänningsnätet historiskt sett har varit oövervakat omfattas enbart störningar som kan registreras i överliggande mellanspänningsnät i dessa tjänster. Precisionen i dessa aviseringar blir därför nödvändigtvis låg. När det gäller störningar i lågspänningsnätet är informationsgången fortfarande den omvända - att kunden informerar nätägaren.

Det allmänna målet med kundinformationsystemet var att åstadkomma automatisk individuell störningsinformation till kunder inom 5 till 10 minuter. Informationen är densamma som användes för att åstadkomma lågspänningsövervakning. Det vill säga det smarta mätersystemet. Utmaningarna låg därför i att översätta teknisk information till meddelanden som är relevanta och begripliga för kunderna. Även tidsfördröjningen och tillförlitligheten ansågs vara högprioriterat eftersom meddelanden som kommer för sent (när strömmen redan är tillbaka) eller innehåller felaktig information (till exempel meddelanden om avbrott som aldrig förekommit) enbart utgör ytterligare irritationsmoment.

Ursprungligen fanns en förhoppning om att kundinformationssystemet skulle kunna bekräfta samtliga störningar som kunden själv kan uppfatta och att kunden aldrig skulle känna ett behov av att söka efter kompletterande information. Tekniska begränsningar i systemet, som till exempel att händelser måste ha en början och ett slut för att kunna hanteras i ett sekventiellt informationsflöde, innebar att information om exempelvis spänningsstörning föll bort. Den information som slutligen gick ut till kunden utformades i enlighet med följande:

1. Då avbrottet inträffar: Automatiskt meddelande ”Anläggning helt eller delvis strömlös, felsökning pågår”.
2. Montör på plats: Manuellt meddelande från driftoperatör: ”Felet beräknas vara avhjälpd före kl....”.
3. Då avbrottet upphör: Automatiskt meddelande ”Felet avhjälpd i Anläggning”.

Kunden fick alltså information om att fastigheten var helt eller delvis strömlös men var tvungen att vänta tills montören var på plats vid felet för att få en prognos på när felet kunde vara avhjälpd. Detta kan ta 1-2 timmar. Valet att vänta med avhjälpningsprognosen berodde dels på att denna innehåller information som anses väldigt viktig av kunden och dels på att det är mycket svårt att automatisera information om hur lång tid det tar att avhjälpa ett fel. För att undvika att även prognosen blir en irritationskälla (som är lätt hänt när en prognosmiss leder till en ny prognosmiss) prioriterades i detta fall tillförlitlighet framför snabbhet.

I meddelandet angavs kundens anläggning med anläggnings-ID eller namn som kunden själv angivit. Meddelandet presenterades på kundens egen kundsida, som

nås genom inloggning via nätbolagets internetportal eller via SMS. Kunden kunde också få tillgång till samma information genom att precis som tidigare ringa till driftoperatören. Utöver den förprogrammerade information, som skickades ut till grupper av drabbade kunder, hade driftoperatören även möjlighet att mata in meddelanden manuellt och att skicka meddelanden till individuella kunder.

Inledningsvis avsågs att testa systemet på verkliga kunder i testområdet under ett helt år. Det fanns dock en viss motstridighet i detta. Kunder hade, som tidigare nämnts, redan möjlighet att abonnera på den här tjänsten och tror följaktligen att tjänsten redan fungerar. Den bakomliggande tekniken är enbart intressant för nätbolaget och ett kundtest skulle i värsta fall kunna väcka misstro. Systemet testades därför enbart i labbuppställningen i Båberg. Det enda försök som inte kunde genomföras i labbuppställningen var hur systemet uppträder i en störstörning där upp till 10 000 kunder drabbas samtidigt.

Individuell korrekt störningsinformation till kunder kommer att avlasta kundtjänst/ driftoperatör och kan även ses som goodwill från nätbolagets sida. Vid implementering av lågspänningsövervakning med hjälp av de smarta mätarna medför dock kundinformationssystemet nästan inga merkostnader alls. Systemet visade sig dessutom ha så bra egenskaper att det, åtminstone för mindre nätbolag, antagligen skulle räcka med kundinformationssystemets operatörsgränssnitt för att åstadkomma en fullgod lågspänningsövervakning.

Mikroproduktion

Med Mikroproduktion avses produktionsanläggningar som är installerade i lågspänningsnätet. Solcellsanläggningar installerade i privathushåll är det vanligaste exemplet på mikroproduktion. Mellan 2013 och 2014 fördubblades den totala installerade solcellseffekten i Sverige och idag utgör den totala installerade effekten cirka 150MW. Solceller utgör alltså fortfarande en blygsam andel av landets totala installerade effekt men, eftersom den ofta är ansluten nära kunder, misstänks den kunna ligga till grund för en oproportionerlig andel brister i elkvaliteten. Syftet med att studera mikroproduktion är att bilda en uppfattning om vilka åtgärder en elnätsägare bör vidta för att möjliggöra en ökning av den här typen av installationer (det första övergripande delmålet) utan att äventyra elkvaliteten (delmål 2).

Ett allmänt problem med just solceller är att det ofta rör sig om konsumentprodukter som finns tillgängliga på en öppen marknad. En viss volym av installationerna kommer alltså utföras mer eller mindre amatörmässigt. Detta innebär att nätägaren saknar både insyn och möjlighet att påverka de enskilda anläggningarna, vilket sannolikt kommer bli en ännu större utmaning i ett längre perspektiv när åldrande anläggningar får ett ökat behov av underhåll och reparation.

De elkvalitetsproblem som solceller kan förväntas orsaka är bland annat:

- Obalans, det vill säga att enfasigt anslutna produktionsanläggningar förstärker en mindre lastobalans i elnätet, vilket kan medföra för höga såväl som för låga spänningsnivåer i elnätet.

- Övertoner, det vill säga att omriktaren skapar en utsignal som i någon mening avviker från en perfekt sinusvåg med 50Hz.
- Transienter, det vill säga mycket snabba och kortvariga spänningsförändringar.
- Spänningssprång, det vill säga att produktionen på kort tid går från en lågt, relativt konstant, värde till ett högt värde, och stannar där, vilket kan uppstå vid snabba väderomslag.

I samtliga fall bör det dock påpekas att problemen främst påverkar omgivande kunders anläggningar och elapparater. Eventuell påverkan på överliggande mellan- och högspänningsnät är nästan att betrakta som helt obefintlig.

Inom projektet installerades solcellsanläggningar som till ytan motsvarade ungefär tre bostadshustak (3 x 3,2kW, enfas) och ett ladugårdstak (2 x 22,5kW, trefas). För att åstadkomma en så realistisk installation som möjligt kombinerades utrustning från flera olika tillverkare. Den större enheten installerades under en nätstation utrustad med en 100kVA-transformator och de tre mindre enheterna installerades under en parallell nätstation utrustad med en 200kVA-transformator. Elkvaliteten loggades med Unilyser 900 från Unipower under de 2 år som testet pågick.

Den generella slutsatsen är att solcellsanläggningen hade mycket liten påverkan på den allmänna elkvaliteten. Detta beror på att omriktaren var utrustad med ett internt frekvens-och spänningsskydd som kopplar bort anläggningen när fabriksinställda gränsvärden överskrids. För en programmeringskunnig installatör är det förvisso möjligt ställa om dessa gränsvärden men under förutsättning att detta inte sker är obalans det enda kvarvarande kvalitetsproblemet.

Alla lågspänningsnät är, mer eller mindre, obalanserade eftersom nästan alla laster är inkopplade på en av nätets tre faser. Det har alltid funnits en strävan att fördela lasterna över faserna men helt perfekt blir det naturligtvis aldrig. Nätägare kan egentligen bara konstatera att även enfasiga produktionsanläggningar, upp till en viss effekt, är tillåtna och att möjligheterna att förebygga problemet därför är begränsat. En förvånande faktor är att det, till och med, med elkvalitetsövervakning, är svårt att avgöra om en solcellsanläggning som säljs med trefasanslutning faktiskt matar ut helt symmetriskt över de tre faserna eller om anläggningen i själva verket utgörs av tre lika stora enfasanläggningar. Det stora problemet uppstår dock när flera små solcellsanläggningar, av slump, kopplas till samma fas på en nätstation. Detta kan inte heller upptäckas av lokal elkvalitetsövervakning vid varje installation utan kräver lågspänningsövervakning. Det bör dock, återigen, understrykas obalans är ett lokalt problem som inte sprider sig uppåt i spänningsnivåerna.

Smart Kund Gotland

Marknadstestet Smart Kund Gotland sammanfattar aktiviteterna i delprojekten Marknadstest och Marknadsinstallationer och svarar mot det tredje av Smart Grid Gotlands tre övergripande målsättningar - aktiv kundmedverkan.

Eftersom den övergripande målsättningen med marknadstestet (att ge 2000 privathushållskunder och 30 företagskunder möjlighet att sänka sina elkostnader genom att aktivt delta på elmarknaden samtidigt som systemkostnaderna sänks) innefattade kundgrupper, som både ansågs skilja sig från varandra och bidra till resultatet på olika sätt, delades marknadstestet upp i ett test riktat mot privathushållskunder och i ett test riktat mot företagskunder. Det är så marknadstestet kommer presenteras i denna rapport.

Inför marknadstesterna fanns förhoppningen att de aktiva kunderna skulle kunna bidra till en förskjutning av belastningen på nätet med +/-10 % och att lastförskjutningen, i någon mån, skulle vara korrelerad till vindkraftsproduktionen (eller till en prissignal som var korrelerad till vindkraftsproduktionen) på Gotland. Marknadstesten förväntades även bidra med ny kunskap om kundernas beteende, intresse och acceptans av att aktivt delta på en elmarknad, som i framtiden förväntas ha mer flexibla och varierande priser, och att sänka elkostnaderna för de aktiva kunderna.

Smart Kund Gotland – Privathushåll

Enbart kunder med både nätavtal och elavtal med GEAB kunde delta i marknadstestet. Fokusgruppen var privathushåll med en elförbrukning över 8 000 kWh och rörligt elpris. För att få svar på om automatisk styrning är nödvändig för att uppnå ett önskat resultat delades kunderna in i två grupper, där den ena styrde själva och den andra hade automatisk styrning av värme och/eller vatten.

Testkunder med automatisk styrning fick ett speciellt elhandelspris som kallades för Smart Kundpris som bestod av ett förstärkt elpris per timme med vindkompensation (billigare under dagar med hög vindkraftsproduktion). Till detta tillkom GEAB:s tidstariff vilket innebar att kunden fick olika pris beroende på om elen användes när GEAB hade hög eller låg belastning på elnätet. Det totala priset fakturerades som vanligt via GEABs kundsystem och visades också i Smart Kunds Smartphone-applikation.

Kunderna som styrde själva fick GEAB:s timspotpris och en rekommendation om att gå över till tidstariff. Kunderna fakturerades utifrån timspotpris och den tariff de valde (vissa valde att behålla enkeltariff).

Den valda tekniska lösningen baserades på produkter som återfanns i Vattenfalls befintliga kunderbjudande och bestod, för de automatstyrda kunderna, av EnergyWatch, SmartControl och SmartTemp. Utrustningen användes till att aktivera eller avaktivera elkonsumenter utrustning (hushållsvärme och/eller varmvatten) i kundens hem i enlighet med ett automatgenererat mönster i fyra förutbestämda nivåer - Komfort (flest aktiverade timmar), Ekonomi och Ekonomi Plus (flest avaktiverade timmar). Kunden valde själv styρνivå utifrån sina individuella behov. Kunden hade även möjlighet att aktivera eller avaktivera timmar manuellt.

Rekryteringen av kunder skedde via direktpost, i samutskick med faktura, via annonsering i lokal media och genom medverkan på kundevent såsom Ö-liv, Expo, Almedalsveckan och liknande. Kommunikationsstrategin var att göra

kunden medveten om möjligheten att bidra till framtiden och att påverka sina elkostnader genom att vara aktiv på elmarknaden samt att utbilda kunderna inom energi och effektivisering. Eftersom den tekniska utvecklingen och kundrekryteringen pågick parallellt fanns där initialt väldigt få urvalskriterier. Detta fick till följd att många intresserade kunder inte fick möjlighet att delta i testet. En positiv effekt av detta var att det skapades en hög kännedom och ett högt intresse för marknadstestet runt om på ön.

Inför marknadstestet ansågs det finnas 8600 potentiella aktiva kunder på Gotland. Av dessa anmälde 1600 intresse för projektet. På grund av att många av de intresserade kunderna hade långa fastprisavtal, saknade nödvändiga tekniska förutsättningar (flyttbar last), inte var elkunder hos GEAB eller inte var fastboende på Gotland fick enbart 700 av dessa 1600 kunder inbjudan att delta i projektet. Vid projektstart deltog 260 kunder (210 automatstyrda och 50 som styrde själva).

Gemensamt för samtliga analyserade områden är att det råder stor spridning i resultatet. Både när det gäller total förbrukning, flytt av förbrukning samt förändring i kostnad råder stor spridning mellan analyserade perioder såväl inom som mellan de båda kundgrupperna. Långt ifrån alla kunder har minskat sin förbrukning. Den genomsnittliga förbrukningen för gruppen med automatisk styrning minskade med 4 % under det första teståret för att sedan öka något. Hälften av kunderna i gruppen minskade sin förbrukning (den andra halvan ökade). Den genomsnittliga förbrukningen för gruppen av kunder som styrde själva minskade inte, men även här är spridning stor.

En kund som varit med i projektet en längre tid och åstadkommit en reduktion av sin förbrukning och uppvärmningskostnad torde ha svårare att ytterligare sänka förbrukning utan större förändringar såsom investeringar i exempelvis ny varmvattenberedare eller värmepump. Kommentarer från kunderna antyder att många av dem anser sig ha varit energieffektiva redan innan testet, vilket kan förklara den modesta sänkningen i totalförbrukning som åstadkoms under testperioden.

När det gäller efterfrågefleksibilitet (det vill säga flytt av förbrukning från timmar med högt elpris till relativt sett billigare timmar) så gäller motsatt förhållande mot ”minskad totalförbrukning”. Här förefaller det som det sker en inläring under projektets gång och kunderna blir bättre på att flytta förbrukning. Ungefär 10% av de styrda kunderna har flyttat 10% av sin förbrukning från dyrare till billigare timmar. Om priset varit högre och mer volatilt (större skillnad mellan högt och lågt) under testperioden skulle resultatet troligtvis ha varit ett annat. Elpriset gick i själva verket ned med 10 % och volatiliteten i elpriset minskade under testperioden.

Analyserna har inte kunnat påvisa någon effekt av den vindrabatt som kunderna uppmärksammades på via meddelanden i Smartphone-applikationen. Detta styrks av kundernas egna kommentarer om att det var väldigt svårt att utnyttja vindrabatten genom att öka förbrukningen när elen är billigare.

Den övergripande slutsatsen från marknadstestet för hushållskunder är att det är nödvändigt med automatisk styrning. Det är även viktigt att bistå kunderna med rådgivning och analyshjälp för att få dem att förstå hur de bäst förhåller sig till den nya situationen på elmarknaden. Under projektiden sköttes rådgivning såväl som teknisk support av GEAB:s kundservice vilket sannolikt bidrog till att GEAB:s Nöjd Kund Index ökade från det redan höga värdet 73 till smått fantastiska 77,25. Även om projektet inte kan ta på sig hela äran för denna ökning så finns det faktorer som antyder att det faktiskt bidrog till den. Även i kundundersökningar som utfördes av marknadstestet självt har kundnöjdheten varit hög och särskilt nöjd har kunderna varit med supporten de fått från GEAB. Dessutom har enbart tre kunder valt att lämna testet på grund av missnöje. Vid projektavslut, när alla testkunder erbjöds att behålla sin utrustning och styrning under GEAB:s regi mot en smärre kostnad, valde över hälften av kunderna att tacka ja.

Smart Kund Gotland – Företagskunder

I likhet med marknadstestet för privathushållskunder inleddes detta marknadstest med att rekrytera kunder, varvid ett drygt 20-tal av GEABs kunder från fastighets- och lantbrukssektorn samt verkstadsindustrin och detaljhandeln valde att delta.

Marknadstestet inleddes med att utvärdera de deltagande företagens befintliga elförbrukning och möjligheter till energieffektivisering (engångsåtgärder som till exempelvis att byta till mer effektiv belysning) och lastförflyttning (det vill säga återkommande åtgärder som till exempel att flytta förbrukning till tidpunkter med lägre elhandels- och/eller nätpris). Vid undersökningen antogs att eventuella investeringar skulle återbetalas på maximalt tre år för att kunna anses vara affärsmässigt intressanta för företagen.

De största besparingarna som identifierades berörde energieffektivisering inom belysning och värme/ventilation. Inom lastförflyttning identifierades enbart ett par situationer med rimlig återbetalningstid. I båda fallen gick marknadstestet ut med rekommendationer, men beslutet om fortsatt utredning eller implementation överläts till respektive företag. I fallet lastförflyttning rörde det sig om så blygsamma besparingar att det är tveksamt om dessa kan prioriteras bland verksamhetens övriga förbättringsåtgärder.

Slutsatsen från marknadstestet är att flera kunder har potential för lastförflyttning eller energieffektivisering men att den affärsmässiga nyttan är för liten för att det ska vara värt att genomföra tester. Med dagens prisläge på elmarknaden står inte kostnaderna i proportion till besparingarna. Prognosen är att prisläget skall fortsätta vara lågt (åtminstone fram till 2023). Därför fattades beslutet att inte gå vidare med pilottester av lastförflyttning för företagskunder.

Diskussion

Projektet visar över lag mycket god måluppfyllnad. Det finns dock avvikelser från det förväntade resultatet finns i det första och tredje övergripande projektmålet två

fall - höjningen av gränsen för av den maximalt acceptabla installerade vindkrafteffekten respektive antalet medverkande kunder i marknadstestet.

Det kan konstateras att det inte skett någon verklig ökning av gränsen för den maximalt acceptabla installerade vindkrafteffekten på Gotland. Åtminstone inte officiellt. När det batteribaserade energilagret utgick ur projektet stod det klart att samtliga målsättningar i aktivitetsdelprojektet Integration av Vindkraft skulle bli helt teoretiska, vilket också kommunicerades med samtliga intressenter. Studier som genomfördes inom delprojektet klargjorde dock att en ökning av gränsen skulle vara tämligen riskfri. I alla fall med så små siffror som det rörde sig om (5 MW). Sanningen är att ämnet aldrig varit uppe för en seriös diskussion. Den installerade effekten nådde nämligen inte upp den befintliga gränsen på 195 MW under projekttiden. I december 2016 hade Gotland cirka 133 installerade vindkraftverk med en total installerad effekt på 182,5 MW [5]. Utbyggnadstakten har sjunkit signifikant jämfört med vad som förutsågs vid tiden för projektstart. I hela Sverige installerades 605 MW vindkraft under 2016 (att jämföra med 700 och 900 MW under 2015 respektive 2014). Orsaken till detta är det låga elpriset och vidhängande dålig lönsamhet för nyinstallerad vindkraft. Under 2017 förutspås enbart två till tre nya vindkraftverk installeras på Gotland. Någon kraftig ökning av utbyggnaden förväntas inte innan Smart Grid Gotland för länge sedan är avslutat.

Den ursprungliga, och tredje, målsättningen - att ha 2000 medverkande hushållskunder i marknadstestet var, med facit i hand, helt orealistisk. Orsaken till missuppfattningen består i:

- Den enorma mängden av tekniker för hushålluppvärmning och kombinationer därav som återfinns i svenska fristående bostadshus. Det går inte att hitta en enskild teknisk lösning för att styra dem alla och ibland är systemen så snillrika att ytterligare styrning är överflödigt. Det var därför nödvändigt att fokusera på en mindre grupp kunder med så pass likartade installationer att ett och samma styrsystem fungerade för alla.
- En underskattning av kostnaderna för support och underhåll som visade sig vara den stora kostnadsdrivaren. Det är också denna kostnad som är orsaken till att en implementation av systemet hos samtliga Vattenfallskunder inte anses ekonomiskt gångbar. I testet, som var beroende av att få så stort underlag som möjligt, var det viktigt att så många system som möjligt var i felfri drift. Detta innebar en stor arbetsbelastning för såväl telefonsupport som installationspersonal.
- Unbundling- och korssubventioneringsproblematiken innebar till slut att hela marknadstestet förlades till elhandelsbolaget. Detta innebar att antalet tänkbara medverkande kunder begränsades till att enbart innefatta elkunder till GEAB. Många av dessa kunder hade dessutom tecknat långa fastprisavtal. I en del fall gick elhandelsbolaget med på att lösa kunderna från dessa avtal mot att de medverkade i marknadstestet, men i andra fall skulle detta vara allt för ekonomiskt kännbart att göra så. Dessa kunder

kunde alltså inte gå över till rörligt pris och gå med i marknadstestet, då även projektet saknade medel för att lösa kunderna ur avtalen.

Summering av slutsatser

Marknadstestet gjorde det tydligt att hushåll kan sänka/flytta ungefär 10 % av sin last utan påverkan på komforten. För att åstadkomma detta krävs automatisk laststyrning. Det är även viktigt att automatiken styr på en sådan nivå att den eftersträvade sänkningen/förflyttningen uppnås och att kundens egen möjlighet att påverka styrschemat begränsas. Väldigt aktiva kunder har nämligen lyckats sämre med att flytta bort last (aktiverat timmar som var avaktiverade av styrsystemet) än de kunder som förlitat sig på automatiken. Att öka lasten under billiga perioder visade sig, som förväntat, vara svårare att åstadkomma.

Det är klarlagt att det smarta nätet bidrog till att förbättra avbrottsstatistiken med 20 % i Smart Grid Gotlands testområde (det andra övergripande delmålet). Detta innebär att zombrytare är ett kostnadseffektivt alternativ till konventionell nätförstärkning som att lägga kabel eller isolera luftledning. Även annan utrustning som testades inom ramen för projektet, såsom optiska ljusbågsvakter, mätsensorer och fjärrmanövrering av fördelningsstationerna uppvisade ökad effektivitet, minskade kostnader och/eller att arbetet kunde genomföras med minskad miljöpåverkan.

Det system för övervakning av lågspänningsnätet med hjälp av befintliga och nya funktioner i kundernas egna elmätare, som utvecklades i sin helhet inom projektet och var en del av det smarta nätet är idag implementerat i delar av Vattenfalls nät på fastlandet. Detta ger en antydning om projektets relevans.

De svåraste projektutmaningarna utgjordes av den så kallade unbundlinglagstiftningen, det vill säga den marknadsmässiga problematik som uppstår i gränsskiktet mellan den regionala monopolsituationen (distributionsbolaget) och den fria elmarknaden (elförsäljningsbolaget). Problemet löstes genom ett stort antal juridiska dokument och genom att förlägga hela marknadstestet till elförsäljningsbolaget och därmed, i viss mån, bidrog till marknadstestens svårighet att uppnå sitt mål.

Bilagor/Publikationer

Integration av Vindkraft

Laststyrning

1. Erica Lidström, 'Using a Battery Energy Storage System and Demand Response Control to Increase Wind Power Penetration in an Island Power System', CIRED Paper 189, Rome, 11-12 June 2014
2. Gaëlle Ryckebusch, Daniel A Brodén, Erica Lidström, Lars Nordström, 'Analysis of Demand Response Participation Strategies for Congestion

Management in an Island Distribution Network', CIRED Paper 1130, Lyon, 15-18 June 2015

3. Daniel A. Brodén, Claes Sandels, Lars Nordström, 'Assessment of Congestion Management Potential in Distribution Networks using Demand-Response and Battery Energy Storage', Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), Washington, 18-20 February

Syntetisk tröghet från vindkraftverk

4. Daniel Wall, Erica Lidström, Jonas Persson, 'A Novel Approach for Studying Possibilities with Synthetic Inertia from Wind Power Plants', 14th Wind Integration Workshop paper WIW15-101, Brussels, 20-22 October 2015
5. Erica Lidström, Daniel Wall, 'Frequency Support by Synthetic Inertia from Variable Speed Turbines', CIRED Paper 118, Helsinki, 14-15 June 2016

Elkvalitet med Distribuerad Generering

Övervakning av lågspänningsnät

6. Niklas Sigfridsson, Elisabeth Man, 'Benefits of Using DMS-System for Distribution Network to Optimize DER', CIRED Paper 0391, Lyon, 15-18 June 2015
7. Niklas Sigfridsson, Elisabeth Man, Florin Stelea, 'Combining existing and modern equipment towards a new generation of Self-healing Network', CIRED Paper 0398, Lyon, 15-18 June 2015
8. Niklas Sigfridsson, Arne Berlin, 'Smart Power Quality Measurement with MV Reclosers', CIRED Paper 0314, Helsinki, 14-15 June 2016
9. Henry Lågland, 'Teoretisk Analys av Leveranssäkerhet i SGG:s Testområde', Vattenfall Smart Grids Portfolio Internal Report Number U 14:32

Kundinformationsystem

10. Arne Berlin, Niklas Sigfridsson, Lars Garpetun, 'Customer Outage Information System', CIRED Paper 0169, Helsinki, 14-15 June 2016

Smart Kund Gotland

11. Christina Svalstedt, Monica Löf, 'Behavior of active household customers on the electricity market – findings from market test Smart Grid Gotland', CIRED Paper 0744, Glasgow, 12-15 June 2017

Övriga bilagor

12. Administrativ bilaga till slutrapport - Smart Grid Gotland

Referenser, källor

- [1] Officiell webbsida Gotland, 2013, Vindkraft på Gotland, www.gotland.se/1729
- [2] Nyteknik, 2013-11-02 Gotland blir labb för nya nät, www.nyteknik.se/nyheter/energi_miljo/energi/article3753691.ece
- [3] GEAB, Vattenfall, ABB, SVK, Schneider Electric, Energimyndigheten, KTH, 2013, Smart Grid Gotland Projektet, www.smartgridgotland.se/
- [4] ABB, The Gotland HVDC Link, 2013, www.abb.com/industries/ap/db0003db004333/8e63373c2cdc1cdac125774a0032c5ed.aspx
- [5] Vindbruk på Gotland (<http://www.gotland.se/1729>), 2017-05-22
Anderas Wickman, 'Experten: Tuffa utmaningar för vindkraften på ön', (<http://www.helagotland.se/ekonomi/experten-tuffa-utmaningar-for-vindkraften-pa-on-13914864.aspx>), 2017-05-22