

Den Integrerade Europeiska Elmarknadens Utveckling, - Mogen Marknad med Omogna Politiker

Gunnar Lundberg anförande för veteranerna hösten 2017. Nedskrivet mars 2018.

1989-1994, avregleringens första stapplande steg

I september 1989 hade Nils Holmin, Morgan Andersson och jag en rapport vid WECs konferens i Montreal om vilka erfarenheter för marknadsarbetet som kan dras av projektet Uppdrag 2000. Nils gjorde naturligtvis en utmärkt presentation men han blev inte konferensens hjälte för det. Det blev istället Lord Marshall, chef för CEEGB den statliga elproducenten i England. Marshall höll ett engagerat anförande där han protesterade mot Thatcher regeringens idéer om att bryta upp CEEGB och bilda två privata bolag samt att privatisera de åtta regionerna med elförsäljning och eldistribution. Marshall trodde uppenbarligen att han var säker eftersom han var kompis med Margret Thatcher efter det han ett år tidigare hade hjälpt till att kuva kolfacket genom att köpa kol från Australien för att visa hur orimligt dyrt det engelska kolet var. Men där bedrog han sig, nästa dag kallades Marshall tillbaka till London för att omedelbart få sparken. Varför nämner jag då detta? Ja för att visa hur stort motståndet var inom kraftindustrin mot marknadsöppnande och privatiseringar. Lord Marshall var långtifrån ensam.

I England tog marknadsöppnandet och privatiseringarna nu fart. I Sverige började vi förbereda oss. Jag tror man kan säga att vi var försiktigt positiva till att en marknad skulle utvecklas.

Våra kompisar ute i Europa var dock helt emot reformidéerna.

I juni 1991 hade UNIPED, elbranschens internationella samarbetsorgan, sin konferens i Köpenhamn. Inbjuden talare var EUs första energikommissionär Cardoso E Cunha. Kommissionären beskrev ganska vagt de tankar EU hade om att alla kunder ska kunna välja elleverantör. Att elproduktion och försäljning ska ske i konkurrens men att nät fortsatt ska vara reglerade monopol. Tyvärr avvek kommissionären direkt efter sitt tal. Nu började EDFs generaldirektör Jean Bergouneu och Alessandro Ortis vVD i Enel att varna de Europeiska länderna att följa det man kallade det vansinniga engelska experimentet. Jag kommer ihåg att jag tyckte det var otroligt fejt av dessa herrar att bete sig så och inte ta diskussionen medan Kommissionären var närvarande. Arbetet inom UNIPED blev nu ganska svårt. De engelska representanterna var nu entusiastiska anhängare av en öppen marknad, vi från Norden försiktigt positiva och resten av Europa helt emot alla förändringar. Men EU Kommissionen hade inte gett upp.

1994-2000 marknaden öppnas i Sverige

19 februari 1994 presenterades det första Elmarknadsdirektivet. I direktivet finns inte Wholesale marknad och Retail marknad nämnd, vi kallade det en gros och detalj i Sverige. Bara att kunderna ska kunna välja leverantör. Men ingen lösning på hur kunderna ska välja i länder med en leverantör som i Frankrike eller i länder med starka regionala monopol som i Tyskland. Man kan ana en fransk penna bakom direktivet. På var och var annan sida betonas Economic Generalle eller General Economic Interest, dvs hur kunderna ska skyddas från marknadskrafterna.

Inte konstigt att utvecklingen av marknaden har tagit så lång tid med en sådan start.

Under tiden i Sverige bildas Svenska Kraftnät 1992. Avregleringen inleds 1996 för alla kunder i ett steg. Dock med krav på entimmes mätning. Där bedrev branschen en framgångsrik lobbying då vi undvek att marknaden öppnades i olika steg. Det avgörande argumentet var erfarenheterna från elpanne boomen några år tidigare. Inte en elpanna

installerades under 1 MW som var gränsen för skattebefrielse. Elpannan blev på minst 1 MW även om man bara behövde 500 kW.

Samtidigt diskuterades om Vattenfall var för stort och borde delas i tre bolag. Lokalisering av bolagen var i stort sett klar med Trollhättan, Solna och Sundsvall. Det som förhindrade en styckning var att Nordpool hade bildats och fungerade väl. Med en nordisk Wholesale marknad skulle Vattenfall inte ha mer än 20 % marknadsandel. Det var uppenbart en lägre marknadskoncentration än på många håll i Europa. Den nordiska marknaden har sedan genom åren gått igenom flera granskningar som alltid har visat att marknaden fungerar väl. Den nordiska marknaden har internationellt ansetts vara en av de mest avancerade marknaderna i världen.

I juni 1994 höll UNIPEDe återigen kongress, denna gång i Birmingham. Jag blev inblandad i en grupp som skulle förbereda programmet. Det skulle nu vara externa talare inte bara elbranschen som talade till sig själva. I min grupp föreslog marknadsdirektören från Enel att vi skulle ta med en som han sa väldigt bra italiensk ekonomiprofessor. Vi andra hade inga bättre förslag så den italienska professorn valdes. När han pratade vid konferensen var det som om han hade en diskussion med tio doktorander, inte ett anförande för 1500 personer. Men uppenbarligen hade han kvalitéer. Ett halvår senare var han premiärminister i Italien och några år senare ordförande i EU Kommissionen. Hans namn är Romano Prodi.

2000-2005 kan kallas unbundling perioden

Nu börjar diskussionen ute i Europa om det viktiga att skilja stamnätet från produktion och försäljning. Inte särskilt märkvärdigt för oss eftersom det skett här redan 1992. Men för alla andra var det mycket kontroversiellt. Tyskland och Frankrike protesterade våldsamt. Hela elsystemet skulle falla ihop om inte produktion och stamnät var i samma bolag. Ett annat argument var att vart och ett av de tyska stamnäten var större än i de flesta andra länder. Man tycktes inte förstå att det inte handlade om storlek utan om den risk för marknadsmakt som finns om en stor producent som EDF eller RWE även äger stamnätet.

Således kom det andra Elmarknadsdirektivet som kom 2003 att handla om Unbundling. Stamnäten skulle vara ägarmässigt skilda från produktion och försäljning. Medan distributionsnäten skulle vara separerade i ett annat bolag än försäljning för energiföretag med mer än 100000 kunder. Nu jublade många kommuner i Sverige när man kunde lägga ihop försäljning och nät igen efter att ha haft separata bolag som föreskrevs för alla oberoende av storlek. När det gällde skilt ägande för stamnät och produktion/försäljning blev det upp till varje land att själv bestämma eftersom EU inte kan bestämma om ägande. Företrädare för den tyska kraftindustrin sa att man måste ändra den tyska grundlagen för att kunna lagstifta om ägandet.

EU hade dock inte gett upp frågan om ägandet. Nu provade man att använda konkurrenslagstiftningen istället. EUs konkurrensmyndighet DG Competition genomförde 2004 samtidiga gryningsrader hos EDF, Electrabel, EnBW, Eon, RWE och Vattenfall i Berlin. Focus var på om stamnäten hade utnyttjats för att snedvrída konkurrensen. Ett av resultaten var att Eon tvingades sälja stamnätet. Vattenfall sålde stamnätet frivilligt för att undvika de stora investeringar som hade börjat dyka upp till följd av vindkraftutbyggnaden i Tyskland.

2005-2018 marknadsintegration mot en europeisk marknad

Först nu, tio år efter första elmarknadsdirektivet, blir det uppenbart att en marknad ska ha tillräckligt många aktörer för att fungera bra. EU med DG Competition i spetsen driver krav på att stycka företagen om inte större marknader kan bildas. Den regionala marknaden i Norden ses som ett gott exempel. Tanken på 6 regionala marknader i Europa utvecklas. För att ytterligare stödja de regionala marknaderna utvecklar vi i branschen ett koncept där stamnäten skulle ersättas av Regional Independent system Operators, RIO. Dessa skulle svara

för driften av nätet i en region som Norden. Anläggningstillgångarna skulle ligga kvar i de gamla bolagen. RIO skulle även sköta nätplaneringen och besluta om investeringar. Jag tror att det var ett bra förslag men uppenbarligen alldeles för radikalt. Alla länder, inte minst Sverige tycks tro att man kan garantera leveranssäkerheten bara man har ett nationellt stamnät.

Den 19 september 2007 beslutas det 3e elmarknadsdirektivet. Nu kan man säga att elbranschen är enad om att en marknad är bättre än reglering. EU bildar en organisation för stamnätsbolagen ENTSO och en organisation för reglerarna ACER.

En arbetsgrupp med reglerare, kommissionen, kraftbörserna, elbranschen och kunder bildas. Uppdraget är att formulera hur de nationella marknaderna ska integreras. Så småningom enas vi om en sk target model.

- Priskoppling via Spotmarknaderna.
- Integrering av Intradagmarknaderna (i Norden redan då gjort med plattformen Elbas)
- Integrering av Balansmarknaderna.
- Long Term Financial Transmission Rights (FTR) för att möjliggöra handel i långa kontrakt. Ej genom sk CfDs (contracts for differences) som i Norden.

Det var ett arbete som tog flera år. Ganska snart blev Reglerare, Kommissionen och Elbranschen överens. Det var ganska skönt att få sitta i driving seat inte bara bromsa. Däremot stod striden mellan kraftbörserna som ju egentligen bara ska serva marknaden. Tyvärr blev Nordpool bortdribblade, delvis på grund av egen självgodhet. Den franska elbörsen kom därför att spela första fiolen. Jag tror inte det gagnade marknaden.

Nu i skiftet 2017/2018 kan vi konstatera att Priskoppling har haft en hyfsad utveckling. Idag är Norden, Västeuropa och till viss del Iberia priskopplade på spotmarknaden. Det ska vara fullt genomfört December 2020.

Men mer och mer intermittent kraft gör Intradag marknaderna viktigare. Aktörerna behöver kunna justera sina positioner efter det att spotmarknaden stängt och leveranstimmen börjar. Den i Norden fungerande plattformen ELBAS förkastades och uppdraget gavs till den franska elbörsen att utveckla en ny plattform. Arbetet har nu tagit mer än 5 år. Men första kvartalet 2018 ska en integrerad intradag marknad kunna sjösättas. Wir werden sehen, som man skulle ha sagt i Tyskland.

För balansmarknaderna har ENTSO tagit fram en nätkod. Arbetet med implementering pågår och 3e kvartalet 2019 ska en gemensam plattform vara införd. Men är det något stamnätsföretag som vill ändra sig? Ett bra exempel på hur svårt det kan vara är den konflikt som nu finns mellan Fingrid å ena sidan och SvK/Statnet å den andra.

För integrering av handeln i längre avtal är en forward capacity code antagen. En gemensam plattform är införd. Men återigen, det är svårt att ändra sig. Norden är fortfarande skeptiska till att överge CfDs.

Klimatfrågan och Marknaden

Frågor som förnybar energi, energieffektivitet och minskade koldioxidutsläpp hade diskuterats under några år. Det var svårt att enas inom EU. Sverige med sina relativt sett små problem drev CO2 frågan. Polen som försvarade sitt kol var helt emot bindande CO2 krav. Kompromissen lanserades av Angela Merkel under en nattlig förhandling. 20-20-20 blev lösningen, dvs 20% förnybart, 20% högre energieffektivitet samt 20% lägre CO2 utsläpp till 2020. Denna magiska formel var alla lyckliga med. Den gav länder som vill göra något rimliga mål. Samtidigt i brist på straff kan länder strunta i dessa EU mål som man kan göra med andra Bryssel initiativ. Experter poängterade att förnybarhetsmålet är i konflikt med emissionstradingsystemet och priset på CO2. Så snart förnybart börjat expandera, framförallt i Tyskland och Spanien drivet av mycket höga bidrag gick luften ur CO2 marknaden. Priset på

CO2 sjönk från 20 €/ton till 5 €/ton. Det är fantastiskt att det nu blev acceptabelt att ersätta CO2 till en kostnad av 200 €/ton med havsbaserad vindkraft när politiker tyckt att 20 €/ton var ett högt pris i emissionstrading systemet. Naturligtvis var finanskrisen också en bidragande orsak till de lägre CO2 priserna.

Den förnybara energin tryckte nu undan elproduktion med högre rörliga kostnader t.ex naturgas. Elpriset sjönk från 55-60 €/MWh till 30-35 €/MWh i västeuropa, i norden ytterligare något lägre. För Vattenfall i Tyskland innebar det 16 miljarder kronor lägre intäkter. För Vattenfall totalt det dubbla. Till och med NUON affären framstår som lysande jämfört med den skada bidragssystemen gjort.

Men det är väl bra? Kunderna har väl fått det billigare? Elpriset har ju gått ner men hur är det med övriga delar av elräkningen?

Hur ser det ut för hushållskunderna?

Hösten 2017 hade Tyskland 188 TWh förnybart av totalt 648 TWh, 42 % var fortfarande kol. I Norden 37 TWh vind och all kolkraft nedlagd.

För en hushållskund ser det ut så här öre/kWh vid kursen 1 €=9 SEK

	Tyskland	Sverige
Elpris	53	40
Nät	85	70
EEG/Elcertifikat	64	4
Skatt	19	29
Moms	43	36
Totalt	284	177
Elprisets andel	19%	23%
Industri som inte betalar förnybarhet stödet	140 TWh = 7,4 G€	40 TWh = 1,6GSEK
...och lägre skatt	2,8G€	11,2GSEK
Mina egna 15000 kWh bergvärme	42.600 SEK	26.000 SEK varav 40% skatt

Skatteandelen har ökat ytterligare efter att kärnkraftsskatten ersattes av en konsumtionskatt.

Sammanfattning och Slutsatser

Förnybar energi ställer större krav på stamnäten genom dess lägre utnyttjningstid och dess intermittenta drift. En integrerad marknad kräver överföringskapacitet mellan länderna. Lokala och regionala begränsningar måste byggas bort.

ENTSO har som uppgift att ta fram 10 års planer för nätutbyggnaden i Europa. Problemet är bara att det är lätt att ta fram en plan men omöjligt att bygga. I februari 2004 drog jag ett investeringsbeslut för Vattenfall Transmission i Vattenfalls styrelse. Det gällde en ledning från Dresden till Bayern som skulle avhjälpa åtminstone en av flaskhalsarna i Tyskland. Denna ledning är ännu inte byggd.

I Norden har vi ett stort elöverskott så länge kärnkraften finns kvar i Sverige. Det är dock meningslöst att bygga en kabel till Tyskland innan Tyskland har löst sina interna problem. Frågan är om de någonsin kommer att klara det.

En bättre ide kan vara att bygga om Harsprånget- Hallsberg till likström för att få ner mer reglerkapacitet från Luleälven. Att sen gå vidare till Danmark och till England skulle kunna öka vattenkraftens värde i ett system med mycket vindkraft.

Vad är då slutsatserna av min lilla genomgång?

Efter en lång tid av små utvecklingssteg kan vi nu säga att marknaden fungerar bra på wholesale nivå. Däremot är det enligt min åsikt bara 6 länder av 28 som kan sägas ha en vital retail marknad. Men marknaderna är hotade.

Kommer slutkunderna att bry sig om att jaga billigaste leverantör när skatter och andra avgifter står för mer än 80% av totala kostnaden?

Bidragssystemen gör att alla investeringar behöver bidrag. Är det en marknad?

Oro för leveranssäkerheten gör att flera länder överväger att införa nationella kapacitetsmarknader. Men kan vi ha nationella lösningar och fortfarande tro på en europeisk marknad?

Mer och mer intermittent kraft med rörlig kostnad noll gör att dagens sk. Energy only marknader kommer att fungera allt sämre. Det nordiska systemet med bara vattenkraft och kärnkraft som planerbar kraft är särskilt utsatt. Hur beräknar man vattenvärdet vid budgivningen till Nordpool när systemet bara består av vattenkraft och vind? Kommer högre kraftvärden från det tyska och baltiska systemen att accepteras eller kommer man då att misstänka marknadsmanipulation?

På några års sikt kommer situationen att bli besvärlig. Den tidshorisonten är betydligt kortare än den tid det tar idag att bygga ny produktionskapacitet eller nya överförings förbindelser.

Vad behöver då göras?

En ny market design? Ja men det finns inget trovärdigt i sikte. De skisser till kapacitetsmarknader som finns i USA och England fungerar dåligt särskilt i ett system som det nordiska.

Återreglering? Vi vet att det fungerar. Men kan det genomföras? Tänk på att Vattenfall och Statkraft är de enda helstatliga aktörerna i Västeuropa.

Jag tror att vi kommer att gå mot någon form av kraftutbyte mellan ”leveranssäkra aktörer”. Men vem ska sätta leveranssäkerhetsvärdena? SvK och deras kolleger i Europa? Är det ett nationellt , regionalt eller europeiskt kriterium som behövs?

Ett alternativ kan vara att kunderna ska välja den leveranssäkerhet de vill ha. Om kunderna inte betalar för prima kraft får de avstå från leverans när det inte finns kapacitet. På så sätt kan producenterna finansiera nya investeringar i prima kraft samt hålla den befintliga vid liv.

Spotmarknaden kan behållas för att behålla en ekonomiskt riktig körning av systemet.

Att vidmakthålla en marknad för hushållskunder ter sig tämligen meningslöst när elpriset spelar en allt mindre roll på totalen. Det vore då bättre att låta nätbolagen ta hand om all fysisk leverans till spotpris. Sen kan hedging företag skapas som kan erbjuda kunderna fasta avtal. En fördel med det är att det skulle driva en omstrukturering av branschen.

Avslutningsvis tror jag man kan säga att avregleringen har varit en succé för kunderna och i ännu högre grad för statskassan. Det hade varit betydligt svårare att satsa på förnybart i det gamla systemet där bidragen kommit på toppen av medelkostnads prissättningen.

Lönsamheten måste upp i kraftbranschen för att vi inte ska riskera samma utveckling som för järnvägen. Den frågan blir akut när ett verkligt investeringsbehov kommer.

Om författaren:



Gunnar Lundberg började på Vattenfalls långsiktiga kraftplanering 1976 efter examen från KTH Elkraft. Efter en utflykt till Industridepartementet återvände han till kraftförsäljningen 1982. 1985 blev han Marknadschef. Från 1990 till dess regionerna upphörde i samband med avregleringen 1995 var Gunnar Regionchef i Vattenfall Östsvrige i Motala. När nätbolagen bildades blev Gunnar VD i Regionnät.

Gunnar har varit aktiv inom kraftindustrins internationella organisationer under mycket lång tid. Under tiden som marknadschef kom han in i Unipede Economics And Tariff Study Committee, sannolikt den enda gruppering inom Unipede som såg möjligheter med avregleringen. Gunnar var ordförande i kommitteen fram till Unipede upphörde och ersattes av Eurelectric. Det är inom Eurelectric grupper som en WG Market Regulation och Markets Committee, båda som ordförande, som Gunnar har deltagit i den Europeiska marknadens utveckling sedan avregleringens början.