

CAPITOLUL 4

Piețe de energie în lume – Europa, Australia și Statele Unite ale Americii

4.1. Europa

Alături de continentul nord-american și Australia, Europa este regiunea lumii cu cele mai dezvoltate piețe restructurare de energie. Cu excepția Marii Britanii, Olandei și țărilor Scandinave, politica de restructurare la nivel european este realizată după directivele Uniunii Europene.

Preocupările Comunității Europene pentru crearea unei piețe comune de energie electrică datează din anii '90.

În ordine cronologică, directivele europene care au stabilit regulile pieței interne de energie electrică au fost:

- directiva 96/92/CE
- directiva 2003/54/CE
- directiva 2009/72/CE

Directiva 72 din 2009, aflată în prezent în vigoare, stabilește [\[webEUD72\]](#):

- norme comune pentru producerea, transportul, distribuția și furnizarea energiei electrice, precum și dispoziții privind protecția consumatorilor, în vederea îmbunătățirii și integrării piețelor de energie concurențiale, conectate printr-o rețea comună,
- normele referitoare la organizarea și funcționarea sectorului energiei electrice, accesul deschis la piață, criteriile și procedurile aplicabile cererilor de ofertă și acordării de autorizații și exploatarea sistemelor
- obligațiile de serviciu universal și drepturile consumatorilor de energie electrică
- clarifică obligațiile privind concurența.

Prevederile ei de bază includ următoarele deziderate:

- posibilitatea tuturor consumatorilor de a-și alege furnizorul de energie electrică și a tuturor furnizorilor de a vinde energie electrică pe o piață complet deschisă
- deschiderea comerțului transfrontalier pentru asigurarea securității în alimentare și a promovării concurenței în vederea scăderii prețului energiei electrice la consumatori
- separarea efectivă a activităților de exploatare a rețelelor electrice de activitățile de producție și furnizare, în vederea eliminării discriminării pe piață
- înființarea de operatori de sistem sau de operatori de transport independenți față de orice interese legate de furnizare și producere
- încurajarea de către state a modernizării rețelelor de distribuție, de exemplu, prin introducerea de rețele inteligente

- asigurarea unor tarife transparente și nediscriminatorii pentru accesul la rețele
- crearea unor mecanisme de piață transparente pentru furnizarea și cumpărarea de energie electrică, necesare în vederea echilibrării
- împuternicirea autorităților de reglementare din domeniul energiei să poată lua decizii privind ansamblul aspectelor relevante legate de reglementare, pentru a asigura funcționarea corespunzătoare a pieței de energie electrică și asigurarea independenței acestora față de orice alte interese publice sau private
- consolidarea concurenței și a siguranței alimentării prin facilitarea integrării de noi centrale electrice în rețeaua electrică în toate statele membre, cu încurajarea, în special, a noilor intrați pe piață
- încurajarea lichidității și transparenței piețelor naționale
- asigurarea pentru clienții casnici a dreptului de a se alimenta cu energie electrică de o calitate bine definită, la prețuri clar comparabile, transparente și rezonabile
- accesul la date obiective și transparente privind consumul - consumatorii ar trebui să aibă acces la datele proprii privind consumul, prețurile asociate și costurile serviciilor, astfel încât să poată invita concurenții să le prezinte o ofertă pe baza acestora
- dezvoltarea unei piețe a energiei electrice interne UE cu norme comune, prin intermediul unei rețele conectate la nivel comunitar, promovarea integrării piețelor naționale și cooperarea între operatorii de sistem la nivelul CE și la nivel regional

În prezent, piața europeană este divizată în 7 piețe regionale, cu capacități de interconexiune limitate **[QR-EEM 13]**(Fig. 2.12):

- Europa Centrală - zona vest - Austria, Belgia, Germania, Franța, Olanda, Elveția
- Marea Britanie și Irlanda
- Europa de nord (Danemarca, Estonia, Finlanda, Letonia, Lituania, Norvegia, Suedia)
- Italia
- Peninsula iberică - Spania și Portugalia
- Europa Centrală - zona est (Cehia, Ungaria, Polonia, România, Slovacia, Slovenia)
- Europa de sud-est: Grecia

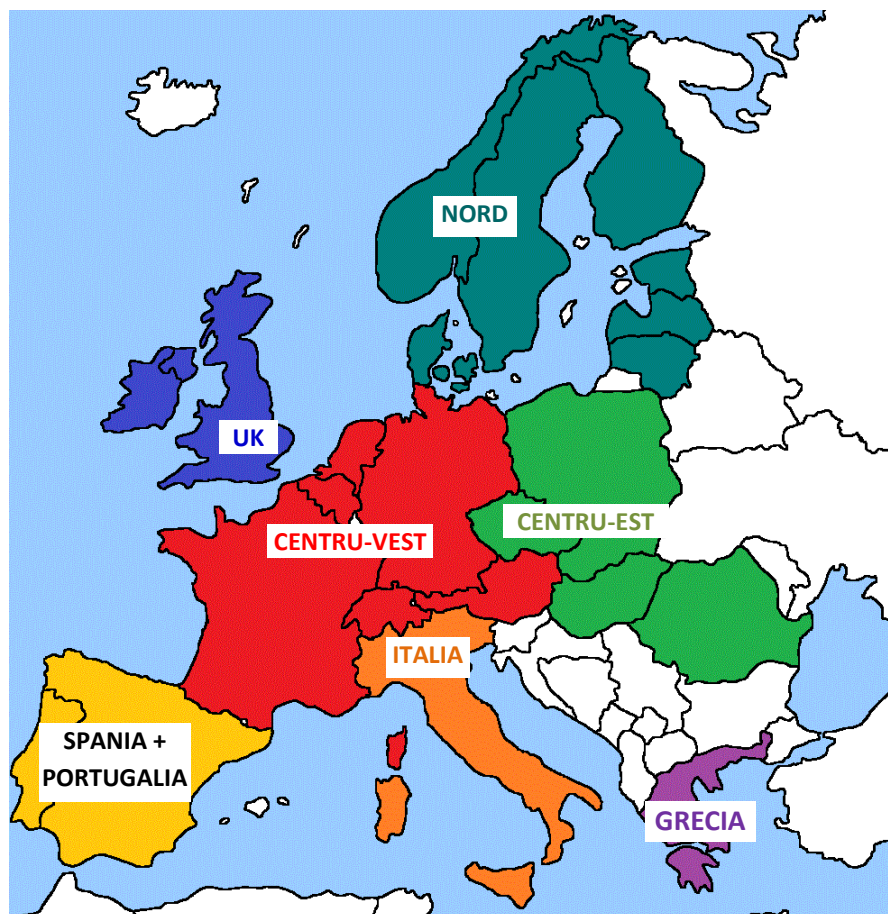


Fig. 2.12 - Piețe de energie electrică regionale în Europa

4.1.1. Germania

Producția

Producția de energie electrică se află într-o perioadă de tranziție. Ea se bazează în prezent pe cărbune, energie nucleară și resurse regenerabile [webTMERA], centralele atomoelectrice aflându-se în plin program de închidere după o decizie politică luată în urma accidentului de la Fukushima din 2011. Cu toate acestea, deși este dependentă în proporție de peste 60% de importul de resurse primare (97% din petrol, 81% din necesarul de gaze naturale și 60% din cel de cărbune), Germania este un mare exportator de energie electrică. Sectorul productiv este dominat de „The Big Four” („Große 4“ - EnBW AG (Energie Baden-Württemberg), E.ON AG, RWE AG, Vattenfall Europe AG) [kniMark].

Germania este statul european cu cea mai agresivă politică de încurajare a producției de electricitate din surse regenerabile, țintele fiind 50% până în 2030 și 80% până în 2050 [webTMERA], astfel că în prezent capacitatea de producție din astfel de surse (eolian, solar, biomasă, MHC) depășește 80 GW, în condițiile în care cererea maximă înregistrată la nivelul țării este de 82 GW [webReuters]. Dintre acestea centralele eoliene au 29 GW, iar cele și solare, 25 GW. Însă eficiența acestor surse este redusă, de exemplu cea a centralelor eoliene aflându-se doar 17% din capacitatea maximă, din cauza impredictibilității vântului [webTelegraph], în vreme ce eficiența globală a surselor regenerabile nu depășește o treime [webReuters]. La aceasta se

adaugă capacitatea insuficientă de transport, rețelele de transport neputând prelua întreaga putere produsă, dacă ar fi disponibilă.

Avântul surselor regenerabile a condus la scăderea prețurilor pe piața angro cu 30% în ultimii ani, afectând grav viabilitatea centralelor convenționale pe de o parte și crescând prețurile la consumatorii finali în urma subvenționării masive a energiei din surse regenerabile legifera de către stat. Această politică a condus la situația interesantă ca, la nivelul anului 2010, 40% din capacitatea de producție regenerabilă să aparțină unor persoane private, în timp ce doar 5% aparținea de „Big Four” [kniMark].

Pentru orizontul de timp 2020, este prevăzută construcția a 16 noi centrale pe cărbune și 15 pe gaze naturale, cu o capacitate instalată de aproximativ 38% din nivelul cererii actuale [webReuters].

Transportul, distribuția și furnizarea

Rețeaua de transport, gestionată până la începutul liberalizării de nouă companii monopoliste care își împărțeau teritoriul țării, dintre care, în urma fuziunilor și achizițiilor, au mai rămas în prezent patru operatori de transport și sistem, TenneT (E.ON), Amprion (RWE), 50Hertz (Vattenfall) și TransnetBW (EnBW) [EU-MARKETS]. Aceste companii sunt și mari furnizori integrați vertical, care controlează aproape jumătate din piață [GTAI].

În anul 2010, existau 54 de distribuitori regionali și peste 800 de furnizori municipali, însă procentul de consumatori casnici care schimbaseră furnizorul nu depășea 6.3% [EU-MARKETS].

Chiar și înainte de liberalizare, nu se putea vorbi despre un monopol integrat pe verticală, companiile fiind în proprietate publică (în mare parte a comunităților locale), mixtă sau privată, iar furnizorii având monopol local. În prezent, a început să se manifeste tendința răscumpărării rețelelor de distribuție privatizate, organizându-se referendumuri în acest sens în Hamburg și Berlin [webHotNews].

Piața de energie

Reforma pieței a început în aprilie 1998, prin implementarea directivei europene 96/92/CE într-o nouă lege a energiei (Energy Industry Act (Energiewirtschaftsgesetz - EnGW), care a promovat liberalizarea și concurența pe piața angro și cu amănuntul. Din anul 2000, piața a început să funcționeze efectiv. În 2002, ia naștere la Leipzig bursa de energie electrică germană, EEX – European Electricity Exchange, prin fuziunea LPX - Leipzig Power Exchange și European Energy Exchange din Frankfurt.

4.1.2. Franța

Capacitățile de producție (87%) rețeaua de transport și rețelele de distribuție (95% dintre consumatori) sunt controlate de compania monopolistă de stat Electricite de France. Tarifele pentru consumatorii finali sunt printre cele mai mici din UE (mai mici față de Germania cu 50% pentru consumatorii casnici și cu 25% pentru cei industriali), producția fiind asigurată preponderent prin centrale nucleare (58 reactoare, furnizând 63 GW din totalul de 126 capacitate de producție de electricitate, acoperind 78% din producția totală în 2011). În 2013, Franța mai dispune de 25 GW capacitate

de producție hidro, 28 GW fosil, 6.6 GW eolian și 2.2 GW solar. Astfel, ea este exportator net de energie electrică și are un consum de electricitate mult peste media europeană (vârf de sarcină 100 GW în 2012), cauzat de utilizarea pe scară largă a încălzirii electrice [webENERDATA].

Germania, Franța, Austria și Elveția operează împreună în interiorul pieței regionale Centru-Vest bursa de energie electrică, EEX (www.eex.com), care oferă următoarele canale de tranzacționare [brochEEX]:

- piață spot (pe ziua următoare), cu intervale de livrare de o oră sau blocuri de mai multe ore
- piață intrazilnică, cu tranzacționare până la 45 de minute (75 de minute, Austria) înainte de termenul de livrare, pentru intervale de o oră sau 15 minute
- piață de contracte derivate futures standardizate pe perioade (zi, week-end, săptămână, lună, trimestru, an) și ore de livrare (în bandă, la vârf și gol)
- piață de contracte financiare tip opțiuni
- piață primară pentru tranzacționarea certificatelor UE pentru emisii de gaze cu efect de seră (EU emissions allowances) pentru un număr de țări europene (Germania, Olanda, Lituania, Cehia, Ungaria, Belgia - doar regiunea Flandra), spot și de contracte derivate.
- piață de echilibrare [Danwitz]

Piața contractelor derivate este operată de la Leipzig, iar cea spot, de la Paris (EPEX Spot, deținută în proporții egale de bursa germană EEX și de cea franceză Powernext).

4.1.3. Europa de Nord – piața regională NordPool

Producția

Pe piața nordică, producția este asigurată în principal de hidrocentrale (aprox. 50% - preponderent în Norvegia – peste 90% și Suedia – aproape 50%), centrale cu cogenerare (31% - preponderent în Finlanda și Danemarca), centrale atomoelectrice (12% - doar în Suedia și Finlanda), eoliene (7%), capacitățile de producție fiind deținute în principal de companiile Vattenfall (21.8%) Statkraft (13.7%), Fortum (12.8 %) și E.ON (7.7 %) [Nordreg12].

Capacitatea de producție instalată totală însuma 100.832 MW în 2012, vârful de sarcină înregistrându-se vineri, 3 februarie, la ora 09:00 – 68.837 MW. [Nordreg13].

Transportul, distribuția, furnizarea și piața cu amănuntul

Operatorii de sistem ai rețelilor de transport sunt naționali: Statnett (Norvegia), Svenska Kraftnät (Suedia), Fingrid (Finlanda), Energinet.dk. (Danemarca), Elering (Estonia), Litgrid (Lituania) AS Augstsprieguma tikls (Letonia). Toți sunt proprietate de stat, cu excepția Fingrid, aflat în proprietate mixtă, stat-privat [NP].

Acești operatori de sistem funcționează ca entități non-profit, neutre și independente și asigură dispecerizarea rețelilor de transport și funcționarea pieței de echilibrare.

Consumul de energie este mai ridicat în țările nordice (386.6 TWh în 2012), ca urmare a combinației mai multor factori: climatul rece, industrializarea și ponderea mare a încălzirii electrice.

Piața cu amănuntul funcționează la nivel de stat, în 2013 existând 30 furnizori cu acoperire națională în Norvegia, 100 în Suedia, 28 în Finlanda și 25 în Danemarca. Migrarea către alți furnizori decât cei implicați este însă redusă: 6.7 % în Danemarca, 7.7 % în Finlanda, 9.9 % în Suedia și 13% în Norvegia, pentru anul 2012 [Nordreg13].

Piața de energie

Liberalizarea pieței de energie electrică în țările nordice a început în 1991 (Norvegia și Suedia), respectiv 1995 (Finlanda) și 1996 (Danemarca).

Din 2002 funcționează bursa de energie NordPool, în prezent cea mai mare bursă de energie electrică din lume, care în 2013 acoperă piața comună a statelor Norvegia, Suedia, Finlanda, Danemarca, Estonia (din 2010) Lituania (din 2012) și Letonia (2013). Bursa NordPoolSpot (www.nordpoolspot) oferă:

- o piață pe ziua următoare - Elspot
- o piață intrazilnică - Elbas - cu funcționare continuă, până la o oră înaintea momentului livrării, instituită cu scopul de a reduce tranzacționarea pe piața de echilibrare [NP].

Pe piața Elspot se tranzacționează oferte fizice pentru ziua următoare, care pot fi de trei tipuri:

- pe intervale de o oră,
- contracte bloc pe mai multe ore, minim trei, acceptate după principiul „all or nothing”, totul sau nimic, dacă prețul marginal de sistem mediu pe durata blocului este mai mare decât oferta specificată pentru blocul respectiv
- oferte flexibile pe o oră, cu cantitate și preț specificat, însă fără oră de livrare fixă

Ofertele bloc sunt avantajoase pentru centralele cu costuri de pornire și oprire mari și unitățile de generare și consumurile inflexibile, iar ofertele orare flexibile sunt acceptate în orele în care se maximizează beneficiul socio-economic global [brochELSPOT].

Ofertele pentru o anumită zi de livrare de depun cu maxim 14 zile înainte, până la ora 12 a zilei de tranzacționare (ziua înainte de livrare), prețul orar fiind publicat la 12:45. Managementul congestiilor pe piața nordică se realizează prin stabilirea de prețuri zonale. Licitarea pe piața spot se realizează pe zone distincte (2011), astfel: Norvegia: 5 zone, Suedia: 4 zone, Danemarca: 2 zone, Finlanda, Estonia, Letonia și Lituania – câte o zonă. În prima etapă, se stabilește prețul marginal de sistem în ordinea de merit fără restricții, utilizat pentru decontarea contractelor financiare. Apoi, dacă tranzacțiile licitate depășesc capacitatea de interconexiune existentă, se stabilesc prețuri distincte pe zone, mai multe zone putând avea același preț (Fig. 4.2). În anul 2012, au existat cel puțin două prețuri zonale distincte în 75% din intervalele de tranzacționare [Nordreg13].

Piața Elbas este interconectată cu Germania și Benelux și extinde termenul de tranzacționare de pe piața spot până cu o oră înaintea livrării. Ofertele sunt acceptate

după principiul “primul venit, primul servit” și are acoperire global, pe toată piața NordPool, participații ofertând pe plan local, iar alocarea capacităților realizându-se în funcție de capacitatea de transport declarată disponibilă de operatorii de sistem [brochELBAS].

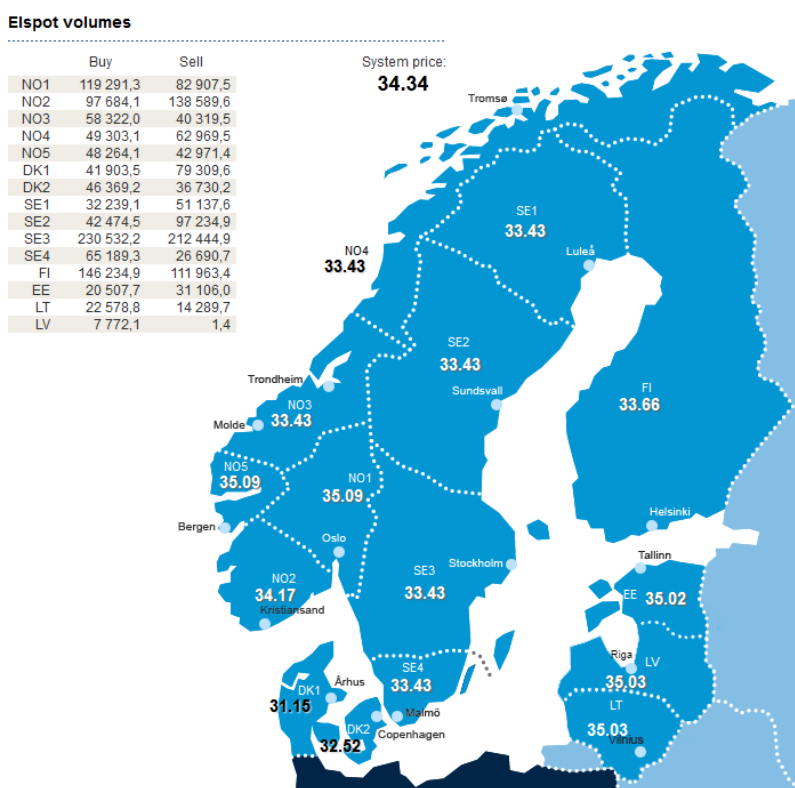


Fig. 4.2 Prețuri spot zonale pe piața nordică – 27 noiembrie 2013, ora 14:00
[webNordPoolSpot]

Nivelul tranzacțiilor pe NordPoolSpot a atins în 2012 84% din totalul consumului înregistrat în țările nordice, cu un preț mediu de 31.20 euro/MWh [Nordreg13].

Piața de echilibrare este comună, fiind administrată și operată la nivelul operatorilor de sistem. Ea funcționează în intervalul de o oră dintre închiderea pieței intrazilnice și momentul livrării. (Fig. 4.3)

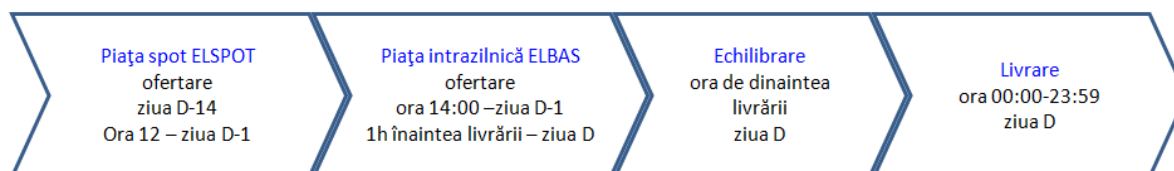


Fig. 4.3 – Programul tranzacționării pe bura NordPoolSpot

Piețele fizice sunt completate de piața financiară NASDAQ OMX, funcțională pentru Norvegia, Suedia, Danemarca și Finlanda, pe care se tranzacționează:

- contracte futures pentru achiziționarea de energie electrică pe termen lung
- contracte financiare derivate pentru protecția împotriva fluctuațiilor de preț
- certificate de emisii de gaze cu efect de seră [Nordreg12].

4.1.4. Marea Britanie

Cel de-al treilea model de piață de energie implementat în marea Britanie, BETTA - British Electricity Trading Arrangements include Anglia, Țara Galilor și Scoția și asigură concurența pe piața angro și cea cu amănuntul.

Producția

Piața este dominată de șase companii ("The Big Six") care controlează 96% din piața cu amănuntul și 75% din capacitățile de producție: Electricite de France, Centrica (British Gas), E.ON, RWE npower, Scottish Power și Southern & Scottish Energy.

Producția de energie electrică asigură o capacitate totală de 89.241 MW, bazată în 2012 preponderent pe combustibili fosili (35% centrale clasice pe cărbune și gaz, 40% centrale moderne pe gaz cu ciclu combinat), nuclear (11%) și regenerabil (8%) În 2012, erau activi pe piață 32 de mari producători [DUKES].

Transportul, distribuția, furnizarea și consumul

Rețelele de transport sunt operate monopolist de companiile private National Grid (multinațională, Anglia și Țara Galilor) și Scottish Power și Scottish Southern (Scoția) [webWikiENG]. Există interconexiuni transfrontaliere cu Franța, Irlanda și Olanda.

Rețelele de distribuție sunt organizate în 14 monopoluri private regionale [UKTradingArr].

Consumul pe anul 2012 s-a cifrat la 318 TWh, dintre care 3% a fost asigurat prin importuri. La sfârșitul anului 2012, 16.2 milioane de consumatori (62%) își schimbaseră furnizorul de energie electrică [DUKES].

Piața de energie

Marea Britanie a fost prima țară europeană care a declanșat procesul de liberalizare al pieței de electricitate, prin adoptarea, în 1989, a unei noi Legi a Energiei, care reglementa principiile de reșezare ale sectorului energetic pe baze concurențiale.

Istoric [DUKES, UKPolicy]:

- 1990 - producătorul unic Central Electricity Generating Board (CEGB) s-a divizat în trei companii producătoare, PowerGen, National Power (centralele pe combustibili fosili), Nuclear Electric (centralele nucleare) și o companie de transport, National Grid Company (NGC), care a preluat și rolul de operator de sistem, deținut de 12 companii regionale de electricitate, care înainte serviseră ca centre zonale de distribuție pentru CEGB.

- Pe 31 martie 1990, pentru Anglia și Țara Galilor, a intrat în funcțiune piața spot, care funcționa după modelul „bazinului de electricitate” (electricity pool).
- 1998-1999 – toți consumatorii își pot alege furnizorul
 - Aprilie 1990 - > 1 MW
 - Aprilie 1994 - > 100 kW
 - Mai 1999 - toți consumatorii, indiferent de mărime
- Noiembrie 1990 – privatizarea distribuitorilor regionali
- 1991 – listarea la bursă a CEGB despărțită în National Power și Power Gen
- Aprilie 1994 – impunerea TVA de 8% pe energie
- 1995 - listarea la bursă a NGC
- Iulie 1996 – privatizarea Nuclear Electric – devine British Energy
- 27 martie 2001 – reforma pieței angro – intră în funcțiune New Electricity Trading Arrangements (NETA)
- Din 2005, NETA se transformă în British Electricity Trading and Transmission Arrangements, BETTA, unificând sistemele energetice ale Angliei, Țării Galilor și Scoției [DUKES].

Bazinul de energie

În cazul modelului bazinului de electricitate, fiecare producător trebuia să transmită până la ora 10 dimineața a zilei anterioare tranzacției capacitatea disponibilă pentru vânzare și prețurile la care era dispus să vândă, pe tranșe de jumătate de oră.

Operatorul de sistem, NGC, prognoza consumul și, cu ajutorul unui sistem computerizat (GOAL – Generator Ordering and Loading), determina așa-numita ordine de merit, pe fiecare jumătate de oră, în care ofertele producătorilor erau ordonate crescător, până la satisfacerea cererii prognozate pe intervalul respectiv, până la satisfacerea cererii prognozate (Fig. 4.1). Prețul era stabilit de ultima pereche energie-preț din ordinea de merit și se numea preț marginal de sistem, SMP (System Marginal Price).

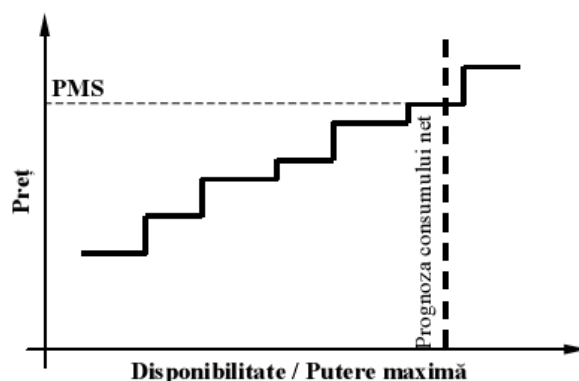


Fig. 4.4 - Stabilirea PMS pentru bazinul de electricitate

Pentru a asigura rezerva necesară acoperirii cererii la orele de vârf, la PMS se adăuga o taxă pentru rezerva de putere, TRP (Capacity Payment), calculată ca [Gavrilaș 01]:

$$TRP = PIA * (PMIA - PMS)$$

unde PIA – probabilitatea de întrerupere în alimentare datorită neacoperirii cererii de putere; PMIA – prețul maxim pe care consumatorul este dispus să-l plătească pentru a nu fi întrerupt, o valoare fixată anual.

PMS și TRP formau împreună prețul de cumpărare pe piața spot (Pool Purchase Price).

Prețul final de vânzare (Pool Selling Price) mai includea o majorare determinată prin adăugarea costurilor de exploatare.

Fereastra mare de timp între formarea PMS și desfășurarea efectivă a tranzacțiilor, respectiv suspiciunile ce planau asupra producătorilor că urcă în mod artificial prețul prin neprogramarea sub diverse motive a centralelor cu costuri mici de producție au determinat necesitatea unei reforme.

Modelul New Trading Arrangements (NETA)

NETA funcționează după modelul bilateral, cu

- contracte bilaterale (futures și forwards), negociate direct sau prin anonim, la bursă
- contracte cu tranzacționare continuă (bursa APX, cu contracte pe termen scurt, standardizate după durată - cu blocuri de 4, 2, 1 ore și de jumătate de oră, zona de vârf și de gol, zi lucrătoare sau week-end, noapte)
- piață de echilibrare în timp real, pe intervale de jumătate de oră

Pot fi participanți pe piață atât producătorii (Generators), furnizorii (Suppliers) și clienții finali (Customers), cât și organizații care nici nu produc, nici nu consumă electricitate, fiind interesate doar să facă tranzacții financiare (non-physical traders).

Participanții la piață își procură energia electrică prin intermediul contractelor (în principal) și de pe piața spot, închiderea ofertării (gate closure) făcându-se cu o oră înainte de termenul de livrare. Participanții la piață trebuie să notifice operatorului de sistem până la momentul gate closure, toate volumele de energie contractate pe piață. prin intermediul unor părți responsabile cu echilibrarea autorizate (Notification Agents), pe intervale de jumătate de oră.

În perioada de o oră până la livrare și în timp real se desfășoară piața de echilibrare, gestionată de operatorul rețelei de transport, ELEXON.

Echilibrarea în timp real a producției cu consumul se realizează prin intermediul ofertelor de tip *bid* (reducere a producției sau creștere a cererii) respectiv *offer* (reducere a producției sau creștere a cererii) făcute voluntar de participanții la piață, contra unui preț, exprimând disponibilități de a devia de la cantitățile programate prin contracte. Ofertele de tip *bid* impun plăți către ofertant (producătorul va produce mai multă energie, mai scump, iar furnizorul va fi plătit pentru scăderea forțată a consumului), iar ofertele de tip *offer* înseamnă plăți efectuate de către ofertant (producătorul va fi plătit cu un preț mai mic, pentru mai puțină putere angajată, iar furnizorul va plăti mai scump pentru a achiziționa putere în plus). Ofertele bid și offer nu sunt tratate ca dezechilibre.

Piața de echilibrare în timp real urmărește obținerea prețului minim pentru egalizarea producției cu consumul și tratarea congestiilor care pot apărea în rețea. Operatorul de sistem poate cumpăra sau vinde energie electrică pe piață, ca orice participant, în vederea echilibrării producției și a consumului și a tratării congestiilor. Serviciile de sistem sunt achiziționate de obicei în avans, prin negociere directă.

Excedentele sau deficitul financiar apărute ca urmare a dezechilibrelor se redistribuie tuturor părților implicate în tranzacții. Pentru fiecare parte implicată în tranzacții, operatorul de sistem calculează dezechilibrul produs în fiecare jumătate de oră ca diferență dintre volumele contractate și cele măsurate (realizate efectiv).

Se calculează un preț de vânzare (System Sell Price), plătit către furnizorii care consumă mai puțin sau producătorii care au produs mai mult (vând un excedent de energie) și un preț de cumpărare, plătit de furnizorii care au consumat prea mult și de producătorii care au produs prea puțin (cumpără energie pentru a acoperi un deficit) [UKTradingArr].

Din 2011, piața din Marea Britanie este integrată prin intermediul bursei de energie APX în piața europeană, realizându-se tranzacții cu zonele Vest și Nord.

4.2. Australia

Una dintre cele mai dezvoltate piețe de energie electrică liberalizate funcționează în Australia.

Populația țării este concentrată pe litoralurile subcontinentului, iar zonele de consum și, implicit, sistemul electroenergetic al țării, sunt concentrate preponderent în aceste zone (Fig. 4.5), cu două mari rețele de transport complet izolate una de alta și încă două zone de mici dimensiuni.

Piața de energie australiană este împărțită, după zonele de consum, în patru entități distincte:

Două piețe liberalizate

- National Electricity Market (NEM)
- Wholesale Electricity Market (WEM)

Două monopoluri integrate vertical, care, din condiții obiective și din cauza dimensiunilor reduse ale piețelor deservite, au rămas în continuare sub contro, de stat

- Power & Water Corporation
- Horizon Power.

Ponderea celor patru piețe este de aproximativ 89% NEM, 10% WEM și 1% P&W și HP. [Davidson].

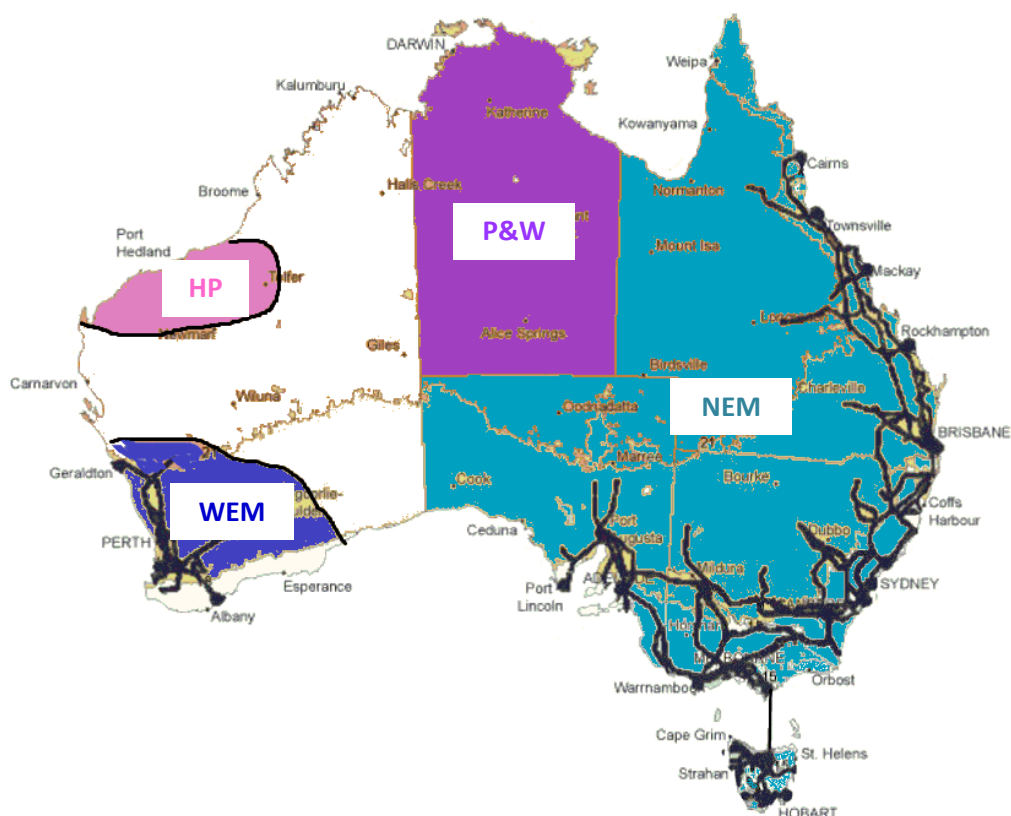


Fig. 4.5 – Rețelele de transport și structura pieței de energie din Australia

Înainte de liberalizare, într-un număr de state funcționau monopoluri unice pentru producție, transport, distribuție și furnizare, în vreme ce în altele producția și transportul erau integrate vertical, iar distribuția și furnizarea erau organizate sub formă de monopoluri locale.

Restructurarea începută în anul 1998 a avut drept scop spargerea monopolurilor existente, cu următoarele rezultate [efa.com]:

- Introducerea concurenței la nivelul producătorilor în fiecare stat
- Stabilirea unor monopoluri la nivel de stat pentru rețelele de transport
- Organizarea distribuției la nivelul statelor sub formă de monopoluri geografice locale
- Crearea a două categorii de furnizori
 - „first tier” (primul pilon) – înființați ca parte a companiilor de distribuție locale, dar separate contabil de ele, și care pot vinde energie electrică clienților de pe întreg teritoriul statului în care este înregistrat, inclusiv celor din aria de acoperire a distribuitorilor concurenți
 - „second tier” (al doilea pilon) - furnizori independenți de companiile de distribuție, care pot vinde pe întreg teritoriul unui stat.

Piața Wholesale Electricity Market (WEM)

Piața WEM [Davidson, eex.gov, WEM2013] este organizată în jurul rețelei de transport din zona vestică, South West Interconnection System (SWIS), complet izolată de restul țării. Ea este operată de The Independent Market Operator of Western Australia (IMOWA) și are trei componente:

- piață de energie
 - tranzacții prin contracte bilaterale
 - o piață spot, pe ziua următoare (Short Term Energy Market - STEM)
 - o piață de echilibrare
- piață pentru asigurarea capacităților de producție
- piață de servicii de sistem

Piața WEM este o piață „net market”, adică furnizorii își asigură necesarul de energie electrică preponderent prin achiziții prin contracte (95% din cerere este acoperită astfel), piața STEM servind la acoperirea necesităților de ultim moment (a avut o pondere de 4% din totalul tranzacțiilor de pe piață în anul 2010).

Piața de echilibrare are o pondere mică în tranzacții (6% în 2010), folosește ca referință prețurile stabilite pe piața spot și are ca rol rezolvarea dezechilibrelor între producție și consum survenite pe parcursul zilei de livrare.

Operatorul IMOWA calculează necesarul de rezervă de capacitate de producție pentru următorii zece ani și obligă participanții la piață să achiziționeze capacity credits în funcție de volumul tranzacțiilor făcute pe piață. Aceștia le achiziționează prin contracte bilaterale de la producători sau furnizorii capabili să ofere servicii de sarcină intreruptibilă, cărora le sunt acordate aceste credite. Dacă nu se fac suficiente tranzacții de acest fel, operatorul pieței organizează licitații de capacitate.

Cifrele sintetice ale pieței WEM pentru anul 2010 sunt [Davidson]:

- 33 de producători activi, cu o capacitate totală de 5.134 MW
- 974.000 de clienți
- Consum total: 14.5 TWh, vârf de sarcină 3.420 MW
- Un singur distribuitor
- Un singur furnizor

Piața National Electricity Market (NEM)

Piața NEM a intrat în funcțiune în decembrie 1998 și în cadrul ei funcționează cea mai mare rețea de transport din lume care se întinde pe 4.500 km, acoperind teritoriul a șase state australiene (Queensland, New South Wales Victoria, South Australia, Tasmania și Australian Capital Territory).

Cifrele sintetice ale pieței NEM pentru anul 2012 sunt [AERReport2012]:

- 308 de producători activi, cu o capacitate totală de 48.311 MW
- 9.7 milioane de clienți
- Consum total: 199 TWh, vârf de sarcină 31.084 MW
- 5 rețele de transport (statale) interconectate
- 13 distribuitori mari

Producția este asigurată în principal din combustibili fosili (cărbone – 57% din capacitățile de producție 79% din cerere, gaz natural – 21% din capacitate, 11% din cerere), hidrocentrale (16% din capacitate, 7% din cerere) și centrale eoliene (4% din capacitate, 3% din cerere). O contribuție semnificativă o au panourile solare instalate pe acoperișurile clădirilor, estimarea pentru 2012 fiind de 1.3% pondere din consumul anual. Capacitățile de producție sunt în principal în proprietate privată în statele Victoria și South Australia, deținut de corporații publice în New South Wales și Queensland și în proprietate guvernamentală în Tasmania. În urma privatizărilor, au apărut așa-numiții ”gentailers” (generators-retailers) – fuziuni între producători și furnizori, pentru protecția împotriva volatilității (variațiilor) prețurilor pe piața spot. [AERReport2012].

Având în vedere proporția covârșitoare a centralelor pe cărbune, ca măsură de protecție a mediului, guvernul a impus începând din 2012 o taxă pe emisiile de carbon, cu un prim preț de 23 dolari australieni (aprox. 15 EUR) pe tona echivalentă. De asemenea, centralele eoliene, deși nu sunt tratate ca producție prioritară, primesc certificate verzi pentru energia produsă, pe care furnizorii sunt obligați să le cumpere conform unui sistem de cote anuale [AERReport2012].

Rețelele de transport și distribuție sunt parțial privatizate și parțial deținute de către state. O particularitate a pieței NEM este ponderea ridicată a costurilor pentru întreținerea și dezvoltarea rețelelor de transport și distribuție. În anul 2012, în componența tarifelor au intrat 32% costuri cu energia, 45% costuri cu rețelele, 13% costuri de mediu și 10% costuri economice de furnizare.

Pentru încurajarea investițiilor în rețelele de distribuție și de transport, AER are în implementare un sistem de evaluare a performanțelor de funcționare a rețelelor bazate pe disponibilitatea rețelelor, frecvența și durata medie a defectărilor, raportate la performanțele obținute în anul anterior. În funcție de punctajul obținut, companiile de transport pot primi cu până la 3% în plus față de veniturile reglementate și pot fi penalizate cu maxim 1%. În rețelele de distribuție, bonusurile sau penalitățile pot varia până la 5%. [AERReport2012].

În ultimii ani, pentru stimularea concurenței pe piața cu amănuntul și a aplatizării curbei de sarcină a sistemului prin contribuția mai semnificativă a consumatorilor, s-a încurajat montarea pe sacă largă la consumatori a contoarelor cu înregistrare continuă a consumului și comunicare la distanță, în vederea implementării tarifelor diferențiate.

De asemenea, în urma unei inițiative guvernamentale, este în implementare un proiect în valoare de 100 de milioane de dolari, Smart City, pentru realizarea primei rețele inteligente (*smart grid*) exploatate comercial.

Concurența pe piața cu amănuntul este redusă. Există 22 de furnizori activi pe piață, o parte privați și o parte ai statelor, însă trei dintre aceștia dețin 76% din piață. Cu excepția Tasmaniei, unde există limita de consum de 50 MWh/an, ce va fi abolită în 2014, toate statele din cadrul NEM au declarat toți consumatorii eligibili (contestable).

Consumatorii pot alege între contracte standard (standard contracts) oferite de furnizorii de ultimă opțiune („host suppliers”) și contracte negociate („market contracts”). Gradul de adoptare a contractelor negociate variază de la stat la stat, fiind

de 22% în South Australia, 30% în Victoria, 50% în New South Wales, 55% în Queensland și 80% în Australian Capital Territory.

Piața de energie electrică este reglementată de către autoritatea AER (Australian Energy Regulator) și administrată de către operatorul AEMO (Australian Energy Market Operator). Componentele pieței sunt

- Piață spot, pe ziua următoare
- Piață de servicii de sistem
- Piață financiară pentru contracte bilaterale și derivate.

Piața este una de tip „gross”, care impune obligativitatea tranzacționării tuturor cantităților de energie electrică pe piața spot, pe ziua următoare. Producătorii fac un număr de maxim zece oferte de perechi cantitate-preț pentru intervale de cinci minute, iar prețurile se stabilesc la fiecare jumătate de oră, prin medierea celor 6 PMS obținute prin ordinea de merit pe fiecare interval de cinci minute din jumătatea de oră.

Reglementatorul AER impune o limită maximă (12.900 dolari australieni în 2012) și minimă (-1.000 de dolari australieni) pentru prețurile oferite pe piață. Ofertele negative sunt folosite în special de către producătorii de energie regenerabilă pentru a funcționa neîntrerupt vreme de mai multe ore, reducându-și astfel costurile de producție.

Ofertarea este comună pentru toate statele din cadrul pieței NEM, producătorii și furnizorii din state diferite putând intra în relații comerciale neîngrădite. Însă aceste tranzacții sunt supuse unui risc financiar considerabil, deoarece AEMO folosește mecanismul de prețuri spot zonale, stabilind prețuri spot diferite la nivelul statelor atunci când volumul tranzacțiilor depășește capacitatea de transport. În celelalte cazuri (70% în 2011-2012), prețurile sunt identice în regiuni.

Piața fizică este complementată de bursa ASX, care oferă următoarele tipuri de contracte derivate **[AER Report2012]**:

- Futures (contracte pentru diferențe), în care părțile stabilesc un preț fix de tranzacționare a energiei electrice pentru un anumit moment din viitor și apoi își compensează reciproc diferențele dintre acel preț și prețul rezultat pe piața spot
- Opțiuni, care permit titularului ca, drept urmare a plății unei taxe premium, să renunțe la a mai îndeplini fizic partea din contract care îi revine.

4.3. Statele Unite ale Americii

4.3.1 Istoric

În SUA, infrastructura și industria electroenergetică s-a dezvoltat în primii ani nereglementat, la nivelul statelor, pe principii concurențiale.

Prima lege a energiei, care urmărește reglementarea companiilor de electricitate în vederea creării monopolurilor integrate la nivel de stat sau regional este Public Utility Holding Company Act of din 1935. PUHCA instituie jurisdicția autorității de reglementare federale FERC (Federal Energy Regulatory Commission) pentru stabilirea tarifelor de transport și reglementarea la nivel de stat a tarifelor pentru

distribuție. Monopolurile astfel create sunt atât private (preponderent), cât și municipale.

În urma unui blackout care afectează, anul 1965, 30 de milioane de consumatori din Nord-estul SUA și Sud-estul Canadei, se înființează la nivel federal NERC (North American Electric Reliability Council), la inițiativa companiilor. NERC recomandă un set de reguli tehnice de securitate a rețelelor, care însă nu devin obligatorii.

Prima tentativă legislativă de a trasa reguli de securitate tehnică facultative la nivel federal, fără urmări efective clare, are loc în 1977, după un alt blackout produs la New York.

Prima recomandare de impunere a unui cod de reguli la nivel federal este emisă de NERC abia în 1992, iar prima aderare voluntară a unor companii la un asemenea set de reguli, care prevedea penalizări cu amenzi, are loc abia în 1996, în vestul țării, în urma altui blackout major.

Regulile NERC devin obligatorii în Ontario (Canada) în 2002, iar în SUA, abia din iunie 2007 [\[SH08, Deregulation, NERCMilestones\]](#).

În sectorul productiv, criza petrolului din anii 1970 are ca efect creșterea prețurilor energiei electrice la consumatori, urmată, în 1978, de inițiativa legislativă Public Utility Regulatory Policy Act (PURPA), care obligă companiile integrate vertical să cumpere energie electrică de la producători independenți numiți Qualifying Facilities, dacă astfel prețul este mai redus decât dacă aceeași cantitate de energie ar fi procurată prin producție proprie sau prin construirea unor centrale noi ("purchase at avoided cost"). Qualifying Facilities pot fi small power production facility - producători din resurse regenerabile cu putere de cel mult 80 MW și centrale cu cogenerare [\[FERC-QF\]](#).

Legea Energiei din 1992 (Energy Policy Act of 1992) permite apariția producătorilor independenți care pot vinde energie electrică oricărui furnizor de pe piața angro la prețuri concurențiale (exempt wholesale generator - EWG) și prevede necesitatea accesului nediscriminatoriu și deschis la rețelele de transport. Această cerință este implementată în 1996 prin ordinele FERC 888 și 889, care impun deschiderea accesului de către companiile de transport locale și aplicarea de către acestea a unor tarife nediscriminatorii pentru toți participanții de pe piață, precum și separarea tarifelor de transport de cele de distribuție [\[SH 08\]](#).

Acest nou model de organizare se dovedește imperfect, cu mari suspiciuni de manipulare a regulilor de acces și ineficiență a pieței, fiind urmat în anul 2000 de ordinul FERC 2000, care propune crearea voluntară de operatori de transport regionali independenți și non-profit (Regional Transmission Operator - RTO și Independent System Operators - ISO).

Legile ulterioare din 2005, 2007, 2008 și 2009 introduc stimulente pentru folosirea combustibililor alternativi și a energiei regenerabile, reguli mai dure de eficiență energetică, eliminarea treptată a becurilor cu incandescență și finanțarea rețelelor Smart Grid [\[webWikiUSLaws\]](#).

4.3.2. Situația actuală

Producția totală a țării pentru 2012 s-a cifrat la 4.05 PWh de energie electrică, din care 1.5 PWh (37%) din căbune, 1.23 PWh (31%) din gaze naturale, 770 TWh (19%) nuclear 495 TWh (12%) din surse regenerabile și 34 TWh (sub 1%) din petrol

[webSTAT]. Capacitățile de producție sunt deținute de companii individuale sau consorții. De asemenea, există patru agenții federale, cu acoperire în 34 de state, însărcinate cu vânzarea energiei produse de hidrocentralele aflate în proprietate federală

- Bonneville Power Administration
- Southeastern Power Administration
- Southwestern Power Administration
- Western Area Power Administration

Există peste 1.000 de producători independenți (Non-Utility Generators - NUG sau Independent Power Producers - IPP)

Dintre cele peste 3.000 de companii de electricitate (producție, transport, distribuție, furnizare), 75 % sunt în proprietate privată (Investor Owned Utilities - IOU) și 25% în proprietate publică (Consumer Owned Utilities - COU), COU sunt în majoritate companii care realizează doar activitate de distribuție.

Rețeaua de transport este împărțită în trei zone interconectate în SUA și două în Canada, operate și dezvoltate sub reglementarea federală a FERC de către NERC (din 2007, Federal Energy Regulatory Corporation), divizate suplimentar în zece Consilii regionale de Siguranță (Electric Reliability Councils) (Fig. 4.6) [RAP, wikiNERC]

în SUA:

- Eastern Interconnection
 - Florida Reliability Coordinating Council (FRCC)
 - Midwest Reliability Organization (MRO)
 - Northeast Power Coordinating Council (NPCC)
 - ReliabilityFirst Corporation (RFC)
 - SERC Reliability Corporation (SERC)
 - Southwest Power Pool, Inc. (SPP)
- Western Interconnection
 - Western Electricity Coordinating Council (WECC)
- Texas Interconnection
 - Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)

În Canada:

- Québec Interconnection
 - Northeast Power Coordinating Council (NPCC)
- Alaska Interconnection
 - Alaska Systems Coordinating Council (ASCC)

Rețelele de transport sunt dispecerizate după două modele [webNERC] (Fig. 4.7):

- Control areas (ordinul 888)
- ISO/RTO

În zonele ISO/RTO s-au dezvoltat piețe de energie liberalizate, după modele diverse de organizare și aflate în stadii de liberalizare diferite.

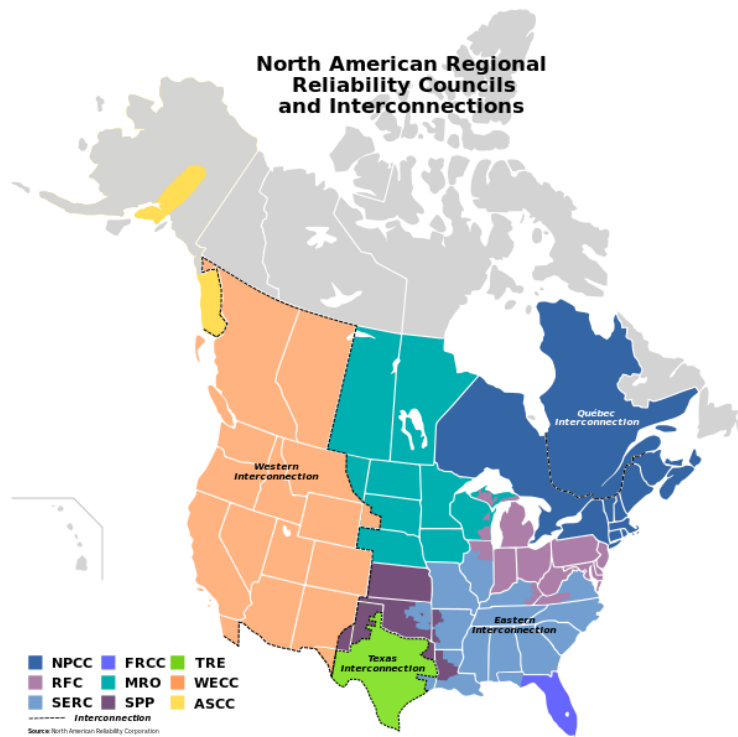


Fig. 4.6 - Consiliile de Securitate NERC [wikiNERC]

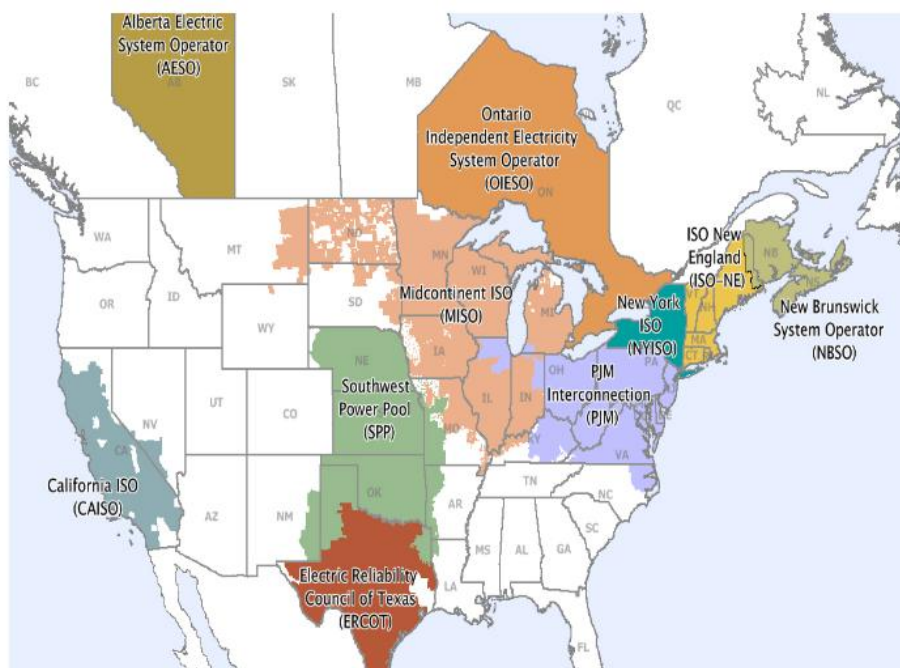


Fig. 4.7 - Operatori de transport regionali (ISO/RTO) în SUA și Canada [webFERC-RTO]

Tensiunile nominale utilizate în rețelele electrice din SUA diferă de cele din România și Europa (Fig. 4.8). Frecvența nominală este de 60 Hz [RAP].

Distribuția și tarifarea sunt reglementate la nivelul statelor, în vreme ce cadrul de reglementare pentru furnizori este stabilit de NERC.

Voltage Class	Three-wire	Four-wire
Low Voltage	240 480 600	208 Y/120 240/120 480 Y/277
Medium Voltage	2,400 4,160 4,800 6,900 13,800 23,000 34,500 46,000 69,000	4,160 Y/2400 8,320 Y/4800 12,000 Y/6,930 12,470 Y/7,200 13,200 Y/7,620 13,800 Y/7,970 20,780 Y/12,000 22,860 Y/13,200 24,940 Y/14,400 34,500 Y/19,920
High Voltage	115,000 138,000 161,000 230,000	
Extra-High Voltage	345,000 500,000 765,000	
Ultra-High Voltage	1,100,000	

Fig. 4.8 Tensiuni nominale folosite în America de Nord, cf. standard ANSI C84.1-1989

[SquareD]

Piața de energie electrică

Tranziția către piața liberalizată a luat startul în anul 1998, în statele Massachussetts, Rhode Island și California, urmate, în anul 2000, de alte zece state cu prețuri mari la electricitate [Bel 11].

4.3.4. Criza pieței din California și situația actuală

În 1998, piața era dominată de trei companii integrate vertical private (IOU) - Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE) și San Diego Gas & Electric (mai mică), respectiv una publică, Los Angeles Department of Water and Power.

În urma presiunii exercitată de consumatorii industriali asupra autorității de reglementare statale CPUC (California Public Utilities Commission) pentru a reduce tarifele, în acel moment printre cele mai mari din SUA, legea California Assembly Bill 1890 publicată în 1996 decretează reforma pieței prin separarea activităților comerciale de piață de cele tehnice de transport. Se înființează bursa California Power Exchange - PX/CALPX, care funcționează ca piață pe ziua următoare, și operatorul rețelei de transport California Independent System Operator - CAISO. Ambele sunt organizații non-profit Teoretic, bursa ar fi servit ca un canal de tranzacționare suplimentar opțional, alături de deja existentele contracte bilaterale (OTC - over the counter) și de potențiale alte burse.

Concomitent, cei trei mari furnizori sunt obligați să deschidă accesul la rețelele de transport și distribuție și să vândă capacitățile de producție pe combustibili fosili producătorilor independenți, pentru a încuraja concurența pe piață.

Se liberalizează accesul pe piață pentru toți consumatorii, indiferent de mărime, menținându-se pentru cei care nu doresc schimbarea furnizori implicați (default suppliers sau base service)

Cei trei mari furnizori sunt obligați să folosească bursa PX, care funcționa ca piață pe ziua următoare, pentru toate tranzacțiile, în condițiile în care trebuie să vândă pe piața cu amănuntul la un preț reglementat stabilit la 90% din tariful aplicat în 1996. Estimându-se de către CPUC că introducerea pieței libere va scădea prețurile, furnizorii implicați colectau în plus o taxă de recuperare a investițiilor făcute în centrale pentru a deservi utilizatorii care urmau să-și schimbe furnizorii ca urmare a liberalizării (CTC - Competitive Transition Charge). Impunerea acestor reguli a dus la înghețarea prețurilor pe piața cu amănuntul vreme de patru ani la o valoare cu 10% mai mică decât în 1996, dar mai mare decât costurile de producție, asigurând funcționarea pieței.

În anii care au urmat, puțini consumatori schimbă furnizorul pe piața cu amănuntul (3%, reprezentând 12% din consum), cei trei furnizori implicați fiind obligați să cumpere masiv de pe piața spot.

Piața spot PX funcționează pe intervale orare, cu prețuri marginale de sistem (market clearing prices) calculate la intersecția dintre cerere și ofertă. Ea este complementată de o piață de echilibrare operată de CAISO în timp real, bazată pe ofertele voluntare ale producătorilor de a-și crește sau reduce producția. Atunci când apar congestii pe interconexiunea de numai 3.900 MW "Path 15" dintre nord și sud, CAISO stabilește prețuri zonale pentru cele două regiuni ale statului.

În anul 2000, costurile de producție cresc semnificativ, în urma secetei care afectează producția din hidrocentrale importată din statele vecine, și măririi prețurilor combustibililor fosili, materia primă de bază folosită de centralele locale. Prețurile pe piața spot cresc și ele, de la 20-30, la 100-170 \$/MWh.

În 2001, furnizorii, care în continuare puteau vinde doar la prețul reglementat de numai 65 \$/MWh, cer eliminarea prețurilor reglementate pe piața cu amănuntul, însă CPUC refuză. Producătorii independenți profită de circumstanțele favorabile și, invocând diverse motive, își reduc producția, crescând artificial prețurile pe piața spot. În iarna lui 2001, sunt indisponibilizate astfel peste 15.000 MW de capacitate de producție, în condițiile unei cereri de 30.000 GW. Prețul pe piața spot atinge maxime de 400 \$/MWh. Drept urmare, furnizorii, intrând în incapacitate de plată, sunt forțați să sisteze plățile către producători.

În plus, profitând de capacitatea de interconexiune redusă dintre nord și sud producătorii independenți (în principal ENRON) manipulează piața, programând capacități de producție fictive mari pe interconexiune și forțând fragmentarea pieței, astfel crescând artificial, de până la 20 de ori, prețurile pe piața spot. Urmează blackouturi masive pe tot teritoriul statului.

Aceasta duce furnizorul Pacific Gas & Electric în faliment și furnizorul Southern California Edison în prag de faliment, blocând piața. Statul este obligat să intervină și să cumpere prin contracte pe termen lung energie electrică la prețuri mult

exagerate, pentru a acoperi cererea. Piața este suspendată și la 17 ianuarie 2001 este declarată starea de urgență, care va fi ridicată abia în noiembrie 2003. În 2001, FERC intervine, impunând limite superioare rezonabile pentru ofertele producătorilor pe piața spot. Însă pagubele produse de criză aveau să fie calculate ulterior la 40-45 miliarde de dolari [Joskow, webWikiCAL, Bushnell].

Apoi, în august 2003, a avut loc un colaps extins de sistem în nord-estul țării, ce a rezultat în întreruperea alimentării cu energie electrică pentru 50 de milioane de persoane de pe teritoriul SUA și al Canadei, inclusiv metropolele New York și Toronto, pentru un interval cuprins între 11 ore și 2 până la 7 zile. Costul economic al a fost estimat între 4.5 – 8.2 miliarde de dolari [ELCON].

Aceste evenimente au determinat autoritatea federală de reglementare FERC să impună standarde severe și obligatorii de fiabilitate pentru rețelele electrice de transport, împreună cu un model de piață – SMD (Standard Market Design), respinse însă de industrie [SH 08].

Rezultatul a fost menținerea modelului reglementat pentru aproximativ jumătate din teritoriul țării, în vreme ce în restul regiunilor reforma a continuat mai lent, aflându-se în prezent în diverse stadii, după cum urmează (Fig. 4.7) [webFERC-Overview]:

California:

Capacitate de producție: 56347 MW (2006)

Vârf de sarcină istoric: vara 2006, 50270 MW.

Operator de sistem și al pieței: CAISO, din 1996

Piețe de energie:

- piață spot orară pe ziua următoare, pe ora următoare și în timp real, cu 3 prețuri zonale (LPM - Locational Margin Prices) (3 zone)
- piață pentru servicii de sistem
- piață pentru drepturi financiare de transport (FTR- Financial Transmission Rights)

Midwest

Capacitate de producție: 137232 MW (2006)

Vârf de sarcină istoric: vara 2006, 116 GW.

Operator de sistem și al pieței: Midwest ISO (MISO), din 2002

Piețe de energie:

- piață spot orară pe ziua următoare, și în timp real (Day-2 Market), cu 5 prețuri zonale, în energy hubs (Cinergy, First Energy, Illinois, Michigan, Minnesota)
- piață FTR cu licitație lunară

New England

Capacitate de producție: 36820 MW (2006)

Vârf de sarcină istoric: vara 2006, 28130 MW

Operator de sistem și al pieței: ISO New England (ISO-NE) (din 1997)

Piețe de energie:

- piață spot orară pe ziua următoare, și în timp real, cu 8 prețuri zonale, 1 energy hub
- piață anuală de capacitate de producție (Capacity Market)
- piață de echilibrare (Forward Reserve Market)
- piață de servicii de sistem (Regulation Market)
- piață FTR

New York

Capacitate de producție: 39604 MW (2006)

Vârf de sarcină istoric: vara 2006, 33035 MW

Operator de sistem și al pieței: New York ISO (NYISO) (din 1999)

Piețe de energie:

- piață spot orară pe ziua următoare, și în timp real, cu 11 prețuri zonale,
- piață de capacitate de producție regională și locală
- piață FTR
- tranzacții bilaterale la bursele IntercontinentalExchange (ICE) și New York Mercantile Exchange (Nymex)

PJM

Capacitate de producție: 167326 MW (2009)

Vârf de sarcină istoric: vara 2006, 144644 MW

Operator de sistem și al pieței: PJM Interconnection (PJM) (din 2001)

Piețe de energie:

- piață spot pe ziua următoare, și în timp real, la 5 minute, cu prețuri zonale,
- piață de capacitate de producție
- piață de servicii de sistem
- piață FTR
- tranzacții bilaterale la bursa Intercontinental Exchange (ICE)

Southwest Power Pool (SPP)

Capacitate de producție: 50600 MW (2008)

Vârf de sarcină istoric: vara 2007, 43300 MW

Operator de sistem și al pieței: Southwest Power Pool (SPP) (din 2004)

Piețe de energie:

- tranzacții bilaterale
- piață de echilibrare în timp real (real-time energy imbalance service - EIS)

Texas [[webERCOT](#)]

Capacitate de producție: 50600 MW (2008)

Vârf de sarcină istoric: vara 2011, 68867 MW

Operator de sistem și al pieței: ERCOT (din 1996)

Piețe de energie (din 2010):

- piață pe ziua următoare și de servicii de sistem
- piață nodală în timp real cu prețuri zonale pentru 8000 de noduri de consum
- congestion revenue rights
- 46% dintre consumatorii casnici au schimbat furnizorul implicit (în 2007)

În SUA, activitatea operatorilor de transport și sistem de tip ISO/RTO este, conform reglementărilor FERC, non-profit. Taxele de transport colectate de către aceștia se întorc către participanții la piață sub formă de drepturi financiare de transport (Financial Transmission Rights).

Întrucât aplicarea prețurilor zonale înseamnă că un producător va injecta energia în rețeaua de transport la prețul zonal din zona sa, iar furnizorul va plăti în zona sa prețul său zonal, este posibil ca între cele două zone să existe o diferență de preț, atunci când prețurile zonale diferă din cauza congestiilor. În aceste cazuri, participanții la piață de pot proteja împotriva diferențelor de preț achiziționând de la operatorul de sistem drepturi financiare de transport (FTR). Acestea definesc drepturi de compensări financiare sau obligații de plată, în funcție de scenariul de congestie (de exemplu, plată de către furnizor către producător dacă prețul nodal la furnizor este mai mic decât cel nodal de la producător). FTR se pot alocă de către operatorul de sistem prin diverse mecanisme (atribuire directă sau licitație pe diverse perioade – ani, luni, în timp real), în funcție de modelul de piață [[FTRTr](#)].

4.4. Smart Grid

Conceptul Smart Grid (rețea inteligentă) reprezintă "generația următoare" a rețelelor electrice, care prevede modernizarea sistemelor electroenergetice existente și realizarea altora noi având la bază următoarele principii:

- comunicarea bidirecțională companie de electricitate - client
- contorizarea inteligentă
- informatizarea și automatizarea exploatarei rețelelor electrice
- monitorizarea și controlul în timp real al sistemelor de transport și distribuție

Beneficiile potențiale ale rețelelor inteligente sunt sumarizate în [[Davidson](#)] astfel:

Tabelul 4.1 - Beneficii potențiale ale rețelelor inteligente, după [Davidson]

	Operare Infrastructură avansată de comunicații Comanda de la distanță	Informații Contorizare inteligentă Măsurare în timp real a consumului	Exploatare optimă Optimizarea exploataării infrastructurii
Rețea	Optimizarea sistemelor de protecție, a operațiunilor de mentenanță și a rezolvării rapide a defectelor	Cunoașterea în timp real a nivelului producției și consumului Îmbunătățirea calității energiei livrate Comandă și control în timp real	Calitatea energiei Reglajul de tensiune Configurarea optimă a schemei de funcționare a rețelei Reducerea pierderilor Proгноza consumului Proiectarea optimă a rețelelor
Producție și stocare	Implementarea generării distribuite Insularizare dispecerizare	Stabilirea prețurilor pe piață Cunoașterea precisă a nivelului cererii Calitatea energiei	Asigurarea serviciilor de sistem: putere reactivă, reglaj de frecvență și de tensiune
Clienți	Contorizare inteligentă Acționare a echipamentelor clientului de la distanță Asigurarea puterii contractate	Calitatea energiei livrate Comandă și control Tarife diferențiate Tarifare în timp real Comunicare în timp real cu clientul	Deconectarea voluntară a sarcinii (demand side management, load scheduling) Diminuarea riscului de piață Managementul portofoliului clientului

4.5. Inițiativa PCR (Price Coupling of Regions) în Europa

Un pas înainte în vederea creării pieței comune de energie electrică la nivelul Uniunii Europene a fost realizat la data de 4 februarie 2014, dată cu startul cuplării piețelor regionale Nord, Centru-Vest, Marea Britanie și Sud-Vest (Spania, Portugalia, Italia) în vederea calculului prețului pe PZU folosind un algoritm comun de determinare al prețurilor și al fluxurilor transfrontaliere. Pentru viitor, se prevede extinderea cuplării și pentru alte țări europene, inclusiv România (Fig. 4.9).

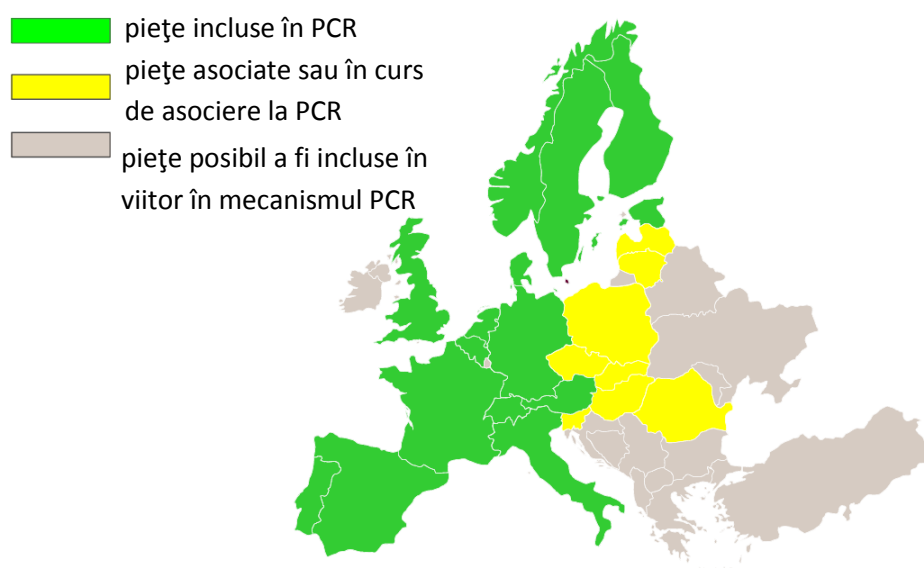


Fig. 4.9 Stadiul actual al inițiativei PCR în Europa (sursă imagine: [REM-PCR])

Inițiativa PCR urmărește implementarea la nivel european a unui mecanism unic de calcul al prețului energiei electrice aplicabil pe structurile actuale de piață existente la nivel național.

PCR se bazează pe următoarele principii **[REM-PCR]**:

- utilizarea unui singur algoritm de calcul al prețului pe PZU pe piețele naționale integrate în proiect și al capacităților disponibile de interconexiune între țări. Algoritmul utilizat se numește Euphemia [EUPH-PCR], fiind bazat pe algoritmul Cosmos folosit din 2010 pe piața regională Centru-Vest.
- funcționare descentralizată: depunerea ofertelor se face în continuare la nivel național, fiind gestionată de operatorul local al pieței, care comunică permanent cu operatorul local de sistem în vederea gestionării optime a capacităților de transport interne și transfrontaliere.
- mecanismul de piață trebuie să prevadă și posibilitatea funcționării decuplate, pentru cazurile speciale în care cuplarea nu este posibilă.
- bursele de energie cuplate prin mecanismul PCR transmit ofertele de pe piețele naționale prin intermediul unui broker (PCR Broker), conectat și aflat în permanentă comunicare în cloud (PCR cloud)
- datele naționale validate sunt introduse de către bursa coordonatoare în algoritmul Euphemia, care realizează programarea tranzacțiilor pe PZU locale, calculând totodată și fluxurile transfrontaliere.

În prezent, piețele de energie cuplate prin mecanismul PCR însumează un nivel al tranzacțiilor de 2860 TWh, acoperind circa 75% din consumul înregistrat la nivel european **[REM-PCR]**, **[APX-PCR]** și incluzând statele Belgia, Danemarca, Elveția, Estonia, Finlanda, Franța, Germania/Austria, Italia (sf. 2014) Lituania, Luxemburg, Marea Britanie, Norvegia, Olanda, Polonia, Portugalia Spania. Suedia. România se află în proces de asociere la mecanismul PCR, adoptând începând din noiembrie 2014 modelul PCR în cadrul proiectului de cuplare 4M MC al piețelor din Cehia, Slovacia, Ungaria și România coordonat de bursa de energie OTE din Cehia **[webANRE]**.

Bibliografie:

[webEUD72] Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE

[QR-EEM 13] Quarterly Report on European Electricity Markets, Market Observatory for Energy, DG Energy, Volume 6, issue 1, First quarter 2013

[webTMERA] <http://www.timera-energy.com/uk-power/the-german-power-market-a-tale-of-two-stories/>

[kniMark] Marktakteure Erneuerbare – Energien – Anlagen In der Stromerzeugung, Klaus Novy Institut, 2011

[webREUTERS] <http://www.reuters.com/article/2013/02/18/energy-power-germany-idUSL5N0BF94820130218>

[webTelegraph] <http://www.telegraph.co.uk/comment/9559656/Germanys-wind-power-chaos-should-be-a-warning-to-the-UK.html>

[EU-MARKETS] Energy Markets in The European Union 2011, ISBN 978-92-79-25489-5, disponibil online la http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121217_energy_market_2011_lr_en.pdf

[GTAI] – Germany Trade and Invest - Germany's Energy Concept, <http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/EN/Invest/Industries/Smarter-business/Smart-energy/germanys-energy-concept,did=622868.html>

[webHotNews] <http://economie.hotnews.ro/stiri-energie-15953212-berlinezii-respins-referendum-privind-rascumpararea-catre-municipalitate-retelei-electricitate.htm>

[webENERDATA] <https://estore.enerdata.net/power-market/france-electricity-report.html>

[brochEEX] The EEX (European Energy Exchange) Product brochure, disponibil online pe <http://www.eex.com/en/>

[Danwitz] Thomas von Danwitz - Regulation and Liberalization of the European Electricity Market – A German View, <http://www.felj.org/docs/423-450.pdf>

[Nordreg12] Nordic Market report 2012, Report 3/2012, published by NORDREG - Nordic Energy Regulators, disponibil online pe <https://www.nordicenergyregulators.org/>

[Nordreg13] Nordic Market report 2013, Report 6/2013, published by NORDREG - Nordic Energy Regulators, disponibil online pe <https://www.nordicenergyregulators.org/>

[NP] The Nordic Electricity Exchange and The Nordic Model for a Liberalized Electricity Market, document online pe www.nordpoolspot.com

[brochELSPOT] Day-ahead trading on ELSPOT, document online pe www.nordpoolspot.com

[brochELBAS] Intraday trading on ELBAS, document online pe www.nordpoolspot.com

[webNordPoolSpot] <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Maps/Elspot-Market-Overview/Elspot-Prices/>

[DUKES] Electricity: chapter 5, Digest of United Kingdom energy statistics (DUKES), prepared by the Department of Energy and Climate Change, 25 July 2013, disponibil online la <https://www.gov.uk/government/publications/electricity-chapter-5-digest-of-united-kingdom-energy-statistics-dukes>

[UKTradingArr] The Electricity Trading Arrangements: A Beginner's Guide, 17 December 2012, published by ELEXON, www.elexon.co.uk

[UKPolicy] Peter Pearson, Jim Watson – UK Energy Policy 1980-2010, A History and Lessons to be learnt, disponibil online la <http://core.kmi.open.ac.uk/display/8768553>

[Davidson] Michael Davidson - Australian Electricity Market Overview, Wessex Consult Pty Ltd, April 2010, disponibil online la <http://www.scribd.com/doc/131964638/Australian-Electricity-Market>

[efa.com] <http://www.efa.com.au/Page.aspx?intPageID=6>

[eex.gov] <http://eex.gov.au/energy-management/energy-procurement/energy-pricing/how-the-energy-market-operates/>

[WEM2013] William Street - Wholesale Electricity Market (WEM) Overview, 30/8/2012, http://www.imowa.com.au/docs/default-source/Reserve-Capacity/wem_overview_-_w_street.pdf

[AERReport2012] State of the Energy Market 2012, Australian Energy Market Regulator Report, © Commonwealth of Australia, 2012, ISBN 978 1 921964 85 5 disponibil online la <http://www.aer.gov.au/node/18959>

[ieso.ca] <http://www.ieso.ca/imoweb/emergencyprep/blackout2003/default.asp>

[ELCON] The Economic Impacts of the August 2003 Blackout, Prepared by the Electricity Consumers Resource Council (ELCON) - February 9, 2004, disponibil online la <http://www.elcon.org/Documents/EconomicImpactsOfAugust2003Blackout.pdf>

[Deregulation] Electric Utilities, Deregulation and Restructuring of U.S. Electricity Markets, <http://www.purdue.edu/discoverypark/energy/assets/pdfs/History.pdf>

[NERC Milestones] Milestones: NERC reliability standards, disponibil online la <http://www.nerc.com/files/StandardsMilestones.pdf>

[webSTAT] <http://www.statista.com/statistics/188521/total-us-electricity-net-generation/>

[RAP] Electricity Regulation In the US: A Guide, March 2011, report prepared by the The Regulatory Assistance Project, disponibil online pe

[SH 08] Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance, Edited by Fereidoon P. Sioshansi, Elsevier, 2008

[Bel 11] Electricity Market Reforms - Economics and Policy Challenges, Lev S. Belyaev, Springer, 2011, ISBN 978-1-4419-5611-8
[wikiNERC]

http://en.wikipedia.org/wiki/North_American_Electric_Reliability_Corporation

[webFERC-RTO] <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview/electric-over-rto-map.pdf>

[SquareD] System Voltage Considerations Bill Brown, P.E., Square D Engineering Services, disponibil online la http://static.schneider-electric.us/assets/consultingengineer/appguidedocs/section4_0307.pdf

[Joskow] Paul L. Joskow - California's Electricity Crisis, Oxford Review of Economic Policy, Vol. 17, No. 3, p. 365-388, disponibil la <http://www.econ2.jhu.edu/People/Harrington/Joskow01.pdf>

[webWikiCAL] http://en.wikipedia.org/wiki/California_electricity_crisis

[Bushnell] James Bushnell California's electricity crisis: a market apart?, Energy Policy 32 (2004), Elsevier, p. 1045–1052, <http://www.ucei.berkeley.edu/ucei/bushnell/Energypolicy04.pdf>

[webFERC-Overview] <http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp>

[webERCOT] <http://www.ercot.com/about/profile/history/>

[FTRTr] Tarjei Kristiansen, Markets for Financial Transmission Rights, Energy Studies Review: Vol. 13: Issue 1, Article 2, 2005 Available at: <http://digitalcommons.mcmaster.ca/esr/vol13/iss1/2>

[webWikiUSLaws] http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_United_States_energy_acts

[REM-PCR] Price Coupling of Regions – PCR, Presentation to 5th SG meeting South-West Electricity REM, Lisbon, available online at www.ceer.eu

[EUPH-PCR] EUPHEMIA PCR Market Coupling Algorithm Public Description, available online at <http://www.epexspot.com/en/market-coupling/pcr>

[APX-PCR] Successful Operation of PCR Solution: Power Exchanges Focus on Pan-European Power Market, articol disponibil online la adresa <http://www.apxgroup.com/press-releases/successful-operation-of-pcr-solution-power-exchanges-focus-on-pan-european-power-market/>

[webANRE] www.anre.ro