

Efekti liberalizacije tržišta energenata u Portugalu

Nakon uspješnog restrukturiranja i privatizacije elektroenergetskog sistema te liberalizacije trećine tržišta električne energije nije došlo do velikih promjena. Međutim, jedan je manji dio povlaštenih potrošača promjenio dobavljača, došlo je do značajnog porasta proizvodnje električne energije u kogeneraciji i iz obnovljivih izvora, doduše s male baze, te je došlo do okrupnjavanja energetske sektora vlasničkim povezivanjem elektroprivrede naftno-plinske privrede. Vertikalnim i horizontalnim povezivanjem nafte, plina i električne energije, Portugal se odlučio na strategiju nacionalnog šampiona, te je poziciju konkurencije prepustio stranim tvrtkama. Vezavši se strateškim partnerstvima sa španjolskom Iberdrolom te talijanskim ENI-jem, te uz specifičnu geografsku izdvojenu poziciju, konkurencija je na tržištu električne energije svedena na Endesu. Ipak, radi se o reorganizaciji prije početka stvarne tržišne bitke, kada će utjecaj europskog unutrašnjeg tržišta energenata prevladati, te se težište stavlja na povećanje efikasnosti energetske sektora. Rapidnom plinifikacijom Portugala, zahvaljujući većoj efikasnosti plina, u 2000. godini izbjegnuta je emisija 6 mil. tona ugljičnog dioksida, oko desetine ukupne emisije. Napravljena je usporedba procesa restrukturiranja energetske sektora u Portugalu s procesom koji je u tijeku u Hrvatskoj.

Effects of liberalising the Portuguese energy market

After the successful restructuring and privatisation of the national power system, and after opening of a third of the national electricity market, no major changes have occurred as yet. However, a smaller part of eligible customers have switched suppliers, a significant increase in cogeneration-type power generation has been recorded - although from a relatively minor base, and consolidation of energy sector has happened through ownership binding of national oil&gas and power industries. Through both vertical and horizontal integrating of oil, gas and electricity, Portugal has opted for the national champion strategy, and left the position of competition to foreign companies. By entering into strategic partnerships with Spanish Iberdrola and Italian ENI, as well as through the specific character of its geographic position, the actual competition on electricity market has been reduced to Endesa. Still, all this can be marked as a certain repositioning/reorganisation in face of the ensuing real market battle, when the influence of European internal energy market will no doubt prevail, and the current stress is being put on increasing the efficiency of the energy sector. Rapid development of natural gas system in Portugal has – based on the better efficiency of natural gas – resulted in carbon dioxide emission avoidance of some 6 million tons, representing around a tenth of total emissions. Finally, a comparison has been made between the process of restructuring the Portuguese energy sector and the currently ongoing process in Croatia.

UVOD

Pod utjecajem europske regulacije tržišta energenata u Portugalu je došlo do daljnjeg restrukturiranja energetske sektora u posljednjih godinu dana. Najvažniji su događaji većinska privatizacija elektroprivrede, efektivno izdvajanje transmisije iz elektroprivrede državnim preuzimanjem 70% transmisije tvrtke REN, te fuzioniranje distributivnih tvrtki u jednu kao dio reintegracije elektroprivrede. Iako je došlo do izlaska pojedinih povlaštenih kupaca električne energije, njih 22, iz javnog elektroenergetskog sistema, prava se bitka za tržište tek očekuje [1]. Garantiranim otkupom električne energije od proizvođača na posebnom režimu došlo je do velikog rasta kogeneracije te korištenja obnovljivih izvora energije.

Najvažniji dijelovi europske energetske legislative su Direktiva Europske komisije o unutrašnjem tržištu električne energije [2] i Direktiva o unutrašnjem tržištu prirodnog plina [3], koje su definirale okvire restrukturiranja i demonopoliziranja tržišta mrežnih energenata, u cilju povećanja efikasnosti sektora i snižavanja cijena energenata. Prema zakonodavcu, Europskoj komisiji, primarni razlog stvaranja tržišta energenata je snižavanje cijena po ugledu na američko tržište, posebno za velike potrošače koji su od iznimne važnosti za konkurentnost ekonomije (sada su cijene za industrijskog korisnika oko 40% veće [4]). Portugal je kao članica Europske Unije usvojio nacionalnu regulativu u skladu s tim i ostalim direktivama vezanim na energetske sektor.

Proces stvaranja slobodnog tržišta doveo je potpunog odvajanja sektora transmisije električne energije i odvajanja transporta plina u posebnu tvrtku, slobodnu proizvodnju s pravom prolaza kroz sistem, te omogućavanjem povlaštenim kupcima da kupuju energente slobodno na tržištu, što je dovelo do teoretske liberalizacije 33% tržišta električne energije već 2001. godine, a trebalo bi dovesti i do otvaranja tržišta prirodnog plina do 2010 u sličnom iznosu. Liberalizirani dio tržišta električne energije sastoji se od proizvođača te povlaštenih potrošača koji odluče kupovati električnu energiju na slobodnom tržištu. prema sadašnjem stanju potencijalnih povlaštenih potrošača je oko 200, dakle svi oni čija potrošnja prelazi 9 GWh godišnje. Tome još treba pridodati 8% električne energije koju javna districija može kupovati na slobodnom tržištu ili iz uvoza.

Plinifikacija Portugala je počela tek 1997. godine spajanjem na alžirski plinovod preko Španjolske, te je kao tržište u nastajanju Portugal djelomično izuzet od Direktive o unutrašnjem tržištu prirodnog plina do 2007. Dobava i distribucija plina je dodijeljena grupi Petrogal, koja je nastala nedavnom fuzijom plinske i naftne

industrije, te koja uključuje 6 odvojenih geografskih koncesija distribucije i tvrtku Transgás koja osim upravljanja plinovodima i uvozom prirodnog plina i distribuira plin velikim klijentima.

Unatoč formalnoj liberalizaciji i deregulaciji tržišta još nije došlo do stvarne tržišne utakmice jer je portugalska vlada ostavila većinu tvrtki u vlasništvu grupe EDP, dakle bivšeg monopolista, koji je i suvlasnik grupe koja ima monopolni položaj na tržištu plina, te većinski na tržištu nafte, te prema tome može držati pod kontrolom dobavu većine primarnih energenata. Time je jedina ozbiljna konkurencija iz uvoza, čije su šanse bitno umanjene kako zbog stanja na jedinstvenom europskom tržištu transmisijских kapaciteta (koje još ne funkcionira) tako i zbog specifičnog geografskog položaja Portugala. Dosadašnje iskustvo upućuje na takav slijed događaja, jer je svega 22 (od potencijalnih 200-tinjak) prešlo u liberalizirani režim, od kojih je 10 potrošača i de facto izašlo iz sistema sklapanjem ugovora sa španjolskim dobavljačima [1]. Međutim, pod europskim pritiskom daljnjeg otvaranja tržišta, očekuje se da bi sljedeće godine moglo doći do daljnjeg povećanja broja povlaštenih kupaca.

Usporedba aktualnih transformacijskih i liberalizacijskih procesa u energetske sektorima Portugala i Hrvatske polazi od činjenice da su razvojni parametri ovih dviju zemalja imali gotovo identičnu dinamiku i iznose sve do prije otprilike 15-ak godina. Izrazita divergencija ovih parametara koja je uslijedila nakon 1985. godine posljedica je s jedne strane bitno različitih uvjeta u kojima se odvijao recenatni gospodarski i društveni razvoj Portugala i Hrvatske, a s druge strane različitog stupnja odlučnosti i spremnosti vladajućih (političkih) struktura dviju zemalja i dominantnih tvrtki da se suoče s neminovnim promjenama i na vrijeme formuliraju adekvatne i transparentne provedbene strategije liberalizacije energetske sektora. Novostvoreni zakonski okvir hrvatske energetike kao i institucionalni okvir *in statu nascendi*, u načelu otvaraju razvojne šanse. Njihovo je pak korištenje kompatibilno proklamiranim okosnicama hrvatske gospodarske strategije. Vitalnu će ulogu u nastavku procesa odigrati definiranje sekundarne legislative koja će objektivno omogućiti ili blokirati nastavak procesa.

1. TRŽIŠTE ELEKTRIČNE ENERGIJE

Direktiva o unutrašnjem tržištu električne energije [2] postavlja zajednička pravila o proizvodnji, transmisiji i distribuciji električne energije. Za gradnju novih kapaciteta **generacije** postoje dvije predviđene procedure, autorizacijom i tenderom (natječajem). Portugal se jedini odlučio za **sistem tendera** u kojem Uprava za energiju (DGE) procjenjuje buduće potrebe za kapacitetom.

Transmisija obuhvaća samo visokonaponsku mrežu (≥ 110 kV) i dispečerstvo, te kao takva mora biti barem knjigovodstveno odvojena (**unbundling**) od proizvodnje i distribucije. Portugal je tvrtku koja ima koncesiju nad transmisijom, REN, zadržao u većinskom državnom vlasništvu nakon privatizacije ostatka elektroprivrede. Dispečer mora davati jednak pristup svim korisnicima, s time da zemlje članice mogu propisati prioritet obnovljivim izvorima i kogeneraciji te električnoj energiji proizvedenoj iz domaćih goriva, do maksimalno 15% primarne energije upotrebene za proizvodnju električne energije. **Distribucija** obuhvaća i transmisiju na srednje i niskonaponskoj mreži. Zemlja članica može propisati obavezu opskrbe električnom energijom svih potrošača lociranih u distributivnom području, tzv. *public service obligation* (PSO), te također može regulirati tarifni sustav, što je oboje usvojio Portugal.

Prema direktivi predviđana su tri mehanizma pristupa mreži, regulirani i pregovorni pristup treće strane (*third party access*, TPA) te procedura jedinstvenog kupca (*single buyer*). Osim pristupa mreži postoji i mogućnost postavljanja **direktnih vodova** između proizvođača i potrošača podložna autorizaciji. Portugal je za liberalizirani dio tržišta odabrao **regulirani pristup treće strane**.

Otvaranje tržišta električne energije dovelo je do formalne liberalizacije 65% europskog tržišta električne energije, ali nije dovelo do očekivanih efekata na smanjenje cijena, jer se dosadašnji monopolisti uspješno brane od konkurencije. Jedinstveno tržište električne energije nije ograničeno samo na zemlje članice EU, nego prihvaćanjem regulative koja prati Direktivu mogu mu se pridružiti i zemlje Europskog ekonomskog prostora (*European Economic Area*, EEA), što u praksi znači Norveška, te Švicarska i zemlje u akcesiji. Za očekivati je da će se takva mogućnost otvoriti i za zemlje stabilizacije i asocijacije, među kojima je i Hrvatska.

1.1. Elektroenergetski sistem Portugala

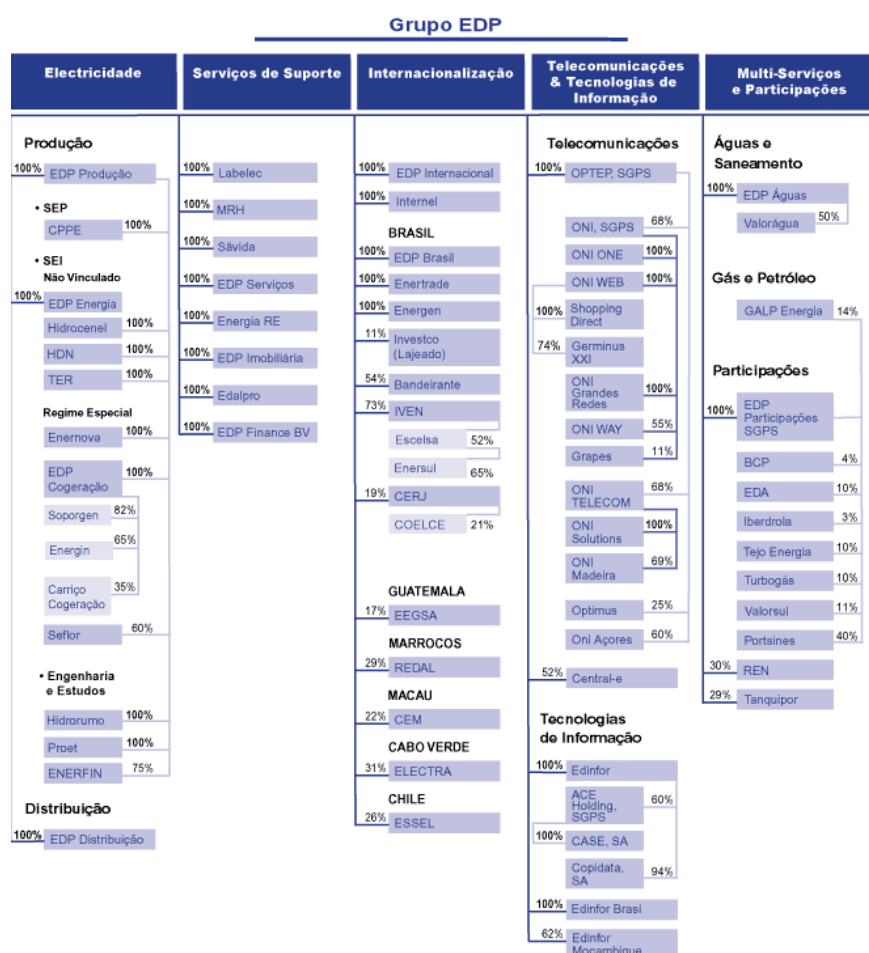
Portugalski elektroenergetski sistem (SEN) podijeljen na dva dijela, javni elektroenergetski sistem (SEP) i nezavisni elektroenergetski sistem (SEI). SEP se sastoji od mreže u vlasništvu posebne tvrtke REN, tri proizvođača električne energije (CPPE, Turbogás, Tejo Energia) vezanih minimalno petnaestogodišnjim ugovorima, te javne distribucije (EDPD). REN je u 70% vlasništvu portugalske države dok je preostalih 30%, kao i tvrtke EDPD i CPPE, dio holdinga EDP, što je u stvari bivši portugalski elektroprivredni monopolist [1, 5-10]. Već je 1994. portugalska vlada prilikom restrukturiranja elektroprivrede 30% dionica prodala uglavnom flotacijom na stranim i domaćim burzama, a manji je dio prodan institucionalnim ulagačima. Daljnjih 19.5% prodano je kasnije u dva navrata, djelomično na burzi, a djelomično strateškim investitorima. Krajem 2000. godine prodano je daljnjih gotovo 20% holdinga, te je time udio ukupnog državnog vlasništva, uključivo fondove i državne banke, pao na 30.9%. Prema posljednjim informacijama o strukturi vlasništva 4% je u rukama Iberdrole, druge najveće španjolske grupe te saveznika EDP-a, 4.9% je u rukama lokalne banke BCP, a ostalih preostalo je u vlasništvu portfeljnih i drugih investitora [1, 10, 11].

Proizvođači električne energije u SEP-u prodaju struju tvrtci REN prema uvjetima iz **power purchase agreement** (PPA) koji se sklapa za svaku centralu posebno za vrijeme njenog životnog vijeka [1]. Tipični PPA

tarifu bazira na cijeni kapaciteta te cijeni energije. **Cijena kapaciteta** određuje se prema dogovorenoj stopi povrata investicije, te pokriva ostale fiksne troškove održavanja, te za određenu unaprijed dogovorenu garantiranu snagu. U slučaju da se stvarna dostupna snaga razlikuje od dogovorene, cijena se kapaciteta smanjuje ili povećava, stimulirajući spremnost svake centrale da prema odluci dispečera (REN) dostavi traženu električnu energiju. Cijena energije obuhvaća sve varijabilne troškove, na osnovi ugovorno utvrđene energetske efikasnosti i ugovorno utvrđenih stvarnih cijena goriva [1].

Tablica 1.1.1. Struktura portugalskog elektroenergetskog sistema 2000 [1, 12, 13], maksimalna snaga u [MW]

Holding	10% EDP		100% EDP				
EES	SEP		SENV		SEI		
Režim					PRE		
Tvrtka	Turbogás	Tejo Energia	CPPE	HDN, Hidrocenel, EDP Energia	Enernova, EDP Cogeração, itd.	Indústria	Nezavisnii
Hidroenergija	-	-	3903	270	-	-	190
Ugljen	-	584	1192	-	-	-	-
Mazut	-	-	1523	-	-	-	-
Plin	990	-	-	-	-	-	-
Mazut/Plin	-	-	236	-	-	-	-
Diesel	-	-	329	-	-	-	-
Vjetar	-	-	-	-	30	-	74
Biomasa	-	-	-	-	9	-	-
Kogeneracija	-	-	-	-	67	1090	-
Ukupno tvrtke	990	584	7183	270	106	1090	264
Ukupno režim	8757		270		1460		
Ukupno holding			7559				



Slika 1.1.1. Struktura EDP grupe [11]

Tvrtka REN upravlja mrežom prema koncesiji do 2050., te obavlja funkcije dispečera. Zakonom je obavezna otkupljivati električnu energiju od proizvođača na posebnom režimu (PRE). Liberalizirani dio tržišta, SENV, slobodan je uspostavljati ugovorni režim između proizvođača i potrošača, uz regulirani TPA transmisijskoj mreži. Zakonodavac je predvidio i regulativno tijelo, ERSE, koje donosi odluke vezane na nacionalni elektroenergetski sistem, te je nezavisan od političkog sistema i vlade. Portugalska vlada ne može utjecati na njegove odluke o tarifama.

Novi kapaciteti za proizvodnju unutar SEP-a donose se sistemom tendera, i po tome je Portugal jedinstven među zemljama članicama EU. Uprava za energiju (DGE) svake dvije godine odlučuje kakve su buduće potrebe prema procjeni jedinstvenog kupca (REN). Trenutno je u gradnji ili pripremi 839 MW novih hidroelektrana, sve u javnom sistemu, i sve pod koncesijom CPPE. U nezavisnom EES-u (SEI) primjenjuje se autorizacijski princip o čemu također odlučuje DGE. EDP je već dobio autorizaciju za 2x400 MW kombiniranog ciklusa na prirodni plin, kao dio nezavisnog EES-a, što će graditi u okviru novoosnovane tvrtke TER.

Tijekom 2000. godine EDP je fuzionirao 4 regionalne distribucijske koncesije u EDPD, te ta tvrtka sada pokriva gotovo svu distribuciju u kontinentalnom Portugalu. Kako koncesije za niskonaponsku distribuciju izdaju općine, jedan mali dio je u rukama malih lokalnih distributera. Povlašteni kupci mogu kupovati električnu energiju na liberaliziranom tržištu (SENV) i preko visoko i srednje naponske distributerske mreže, po principu reguliranog TPA.

1.2. Liberalizirani dio tržišta električne energije (SENV)

Na liberaliziranom tržištu (SENV) kao ponuđači javljaju se tri tvrtke (HDN, Hidrocel i **EDP Energia**) unutar holdinga EDP, te **Endesa**, najveća španjolska elektroprivreda. Tri EDP-ove tvrtke ukupno posjeduju 34 srednje i manje hidroelektrane ukupne instalirane snage od 270 MW, koje proizvode u godini srednjeg hidrološkog režima oko 650 GWh električne energije, što je oko 2% ukupne proizvodnje u Portugalu u 1998. [12]. Ukupno **200 potencijalno povlašćenih kupaca**, tj. onih s više od 9 GWh godišnje potrošnje, trošilo je 2000. godine oko 15% ukupne električne energije, te oko 7% vrijednosti prodaje EDP-a. Od njih su samo **22 povlaštena kupca** izašla iz javnog EES-a, predstavljajući oko 1.4% ukupne električne energije prodane i 0.3% vrijednosti. Od tih 22 povlaštena kupca 12 ih je ušlo u ugovorni odnos s EDP Energia, dakle dijelom EDP grupe, a svega 10 ih se odlučilo za kupnju električne energije od španjolskih dobavljača [1]. Slika 1.1.1 pokazuje strukturu EDP grupe, koja osim što je ostala u kontroli gotovo čitave proizvodnje i distribucije, posjeduje i 14% grupe GALP, koji je monopolista na tržištu prirodnog plina, te drži veći dio naftnog tržišta.

Iako se još ne očekuje da bi veći broj povlašćenih potrošača mogao preći iz SEP-a u SENV, jer unatoč restrukturiranju i formalnoj demonopolizaciji nije došlo do stvaranja efektivnog tržišta električne energije u Portugalu, već je počeo pritisak na Portugal da dalje rekonstruira sektor. Kako EDP istovremeno pokušava ući na španjolsko tržište, kupnjom dijela treće španjolske elektroprivrede **Hidrocantábrico**, Španjolska je onemogućila preuzimanje kontrole dok portugalska vlada nije dala garancije da će nastaviti s liberalizacijom tržišta, stvaranjem zajedničkog iberskog elektropoola, te pojačavanjem transmisionih kapaciteta između Portugala i Španjolske. Glavna prepreka daljnjem izlasku potencijalnih povlašćenih kupaca iz javnog sistema je u tome što ostaju primorani plaćati, kroz tarifni sistem, jedan dio troška kapaciteta javnog sistema, iako u njemu ne sudjeluju [1]. Krajem 2001. godine regulator ERSE će postaviti novi cenzus za povlaštene kupce, za period 2002-04. te se očekuje liberalizacija prodaje električne energije na srednje i visokonaponskoj mreži.

Postoji mogućnost da se pojavi konkurentni proizvođač, ali taj bi morao ovisiti ili o dobavi plina, koja je pod utjecajem EDP-a, ili o dobavi uvoznog ugljena. Međutim, drugu opciju ne mora omogućiti vlada, jer tenderom planira gradnju termoelektrana na ugljen tek iza 2010., ili čak niti tada, zbog obaveze smanjenja emisije stakleničkih plinova.

Ukupna prosječna cijena električne energije proizvedene u SEP-u iznosila je 1998. godine 3.7€ct (EURO centi), dok se pretpostavlja da je već 1999. bila 4€ct, te da će polako rasti prema 5€ct u godini 2010. gotovo isključivo zbog povećanja varijabilnih troškova. Kako cijena na granici Portugala već godinama polako pada, od 4.5€ct 1994. do 4€ct već 1998. (a u konzervativnoj prognozi očekuje se daljnji pad na 3.5€ct 2010. godine) može se dakle smatrati da je uvozna električna energija već jeftinija od ukupne proizvodne cijene struje, te je prema tome svaka daljnja gradnja kapaciteta za proizvodnju upitna [12]. Ako se međutim uspostavi jedinstveno i kompetitivno europsko tržište električnom energijom, što se još ne može sa sigurnošću tvrditi, i ako ponuda bude na razini današnjih cijena u Francuskoj, Slovačkoj ili Ukrajini, tada je i stvarna liberalizacija neminovna. Ovako će Portugal ne samo zadržati drugu najvišu (poslije Italije) prosječnu cijenu električne energije za domaćinstva u EU (12.45€ct/kWh), nego će i industrijska tarifa, koja je sada u europskom prosjeku (5.45€ct/kWh), uskoro ostati među najvišima [14].

1.3. Proizvođači na posebnom režimu

S ciljem zadovoljenja europske Direktive o promociji električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora [15], prema kojem se od Portugala očekuje da do 2010. godine 45.6% električne energije dobiva iz svih obnovljivih izvora uključujući i velike hidroelektrane (1998. godine ta je proizvodnja iznosila 36.5%), odnosno bez velikih hidroelektrana 21.5% (1998. godine svega 4.5%) [16], Portugal je donio propise o posebnom tarifnom režimu za električnu energiju dobivenu iz obnovljivih izvora, uključivo malih hidroelektrana (<10MW). Kako bi podržao povećanje efikasnosti proizvodnje električne energije iz fosilnih goriva u ovaj je režim uvrštena i kogeneracija.

Zahvaljujući uspostavi posebnog tarifnog režima električna energija dobivena kogeneracijom u industriji a dostavljena SEP-u povećana je 40 puta u periodu 1990-98., na 1356 GWh, predstavljajući oko 4% ukupne proizvodnje električne energije u Portugalu. Također, električna energija dobivena iz malih hidroelektrana porasla je 20 puta u istom periodu, na 600 GWh 2000. [1], odnosno 2% ukupne proizvodnje, te je proizvodnja električne energije iz vjetroelektrana dostigla 78 GWh 1998. [12], te 109 GWh 2000. [1]. Uz električnu energiju

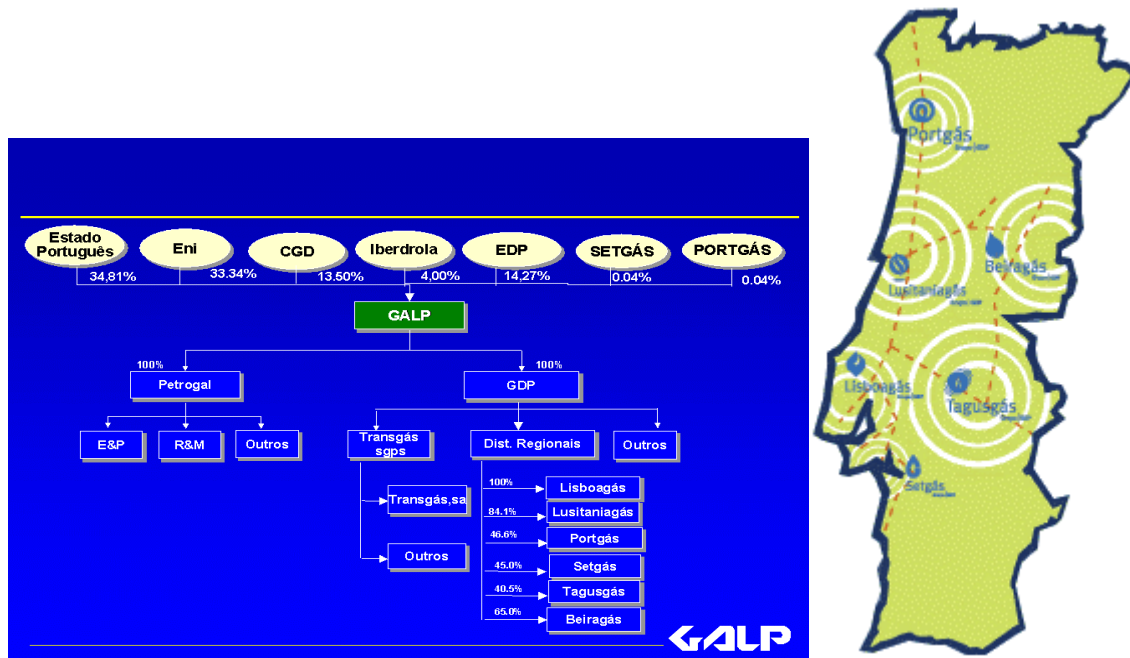
potrošenu od same industrije (oko 3000 GWh), ukupna proizvodnja iz kogeneracije, obnovljivih izvora i malih hidroelektrana dostiže 13% ukupne nacionalne proizvodnje [12].

Prosječna cijena električne energije iz posebnog režima dostavljene SEP-u je 2000. iznosila 5.3€ct [1]. Prema tarifnom sistemu REN je dužan preuzeti svu električnu energiju proizvedenu u posebnom režimu po prosječnoj cijeni izbjegnuto troška, tj. po cijeni koju bi plaćao da za električnu energiju koju bi morao kupiti kao zamjenu. Ovakav je povoljan režim doveo do procvata kogeneracije i proizvodnje električne energije iz vjetra.

Očekuje se značajan rast ovoga sektora, naročito ako nakon usvajanja Direktive o obnovljivim izvorima dođe do povećanja garantiranih tarifa, sa ciljem postizanja ciljnog udjela od 21.5% u ukupnoj proizvodnji 2010. Ako ne dođe do povećanja tarife očekuje se povećanje po stopi od 6% godišnje do 2005. Očekuje se da će većina rasta biti u sektoru obnovljivih izvora, naročito biomase, vjetra i malih hidroelektrana.

2. TRŽIŠTE PRIRODNOG PLINA

Direktiva Europske komisije o unutrašnjem tržištu prirodnog plina [3] donesena je 1998. dakle dvije godine poslije Direktive o tržištu električne energije, te je iste godine stupila na snagu, dajući dvije godine zemljama članicama za prilagodbu lokalnog zakonodavstva. Direktiva postavlja zajednička pravila o ponudi, transportu, skladištenju i distribuciji prirodnog plina, ali omogućava onim zemljama članicama koje su ili odvojene od europske plinske mreže ili su spojene samo jednim ulaznim plinovodom te im najveći dobavljač ima više od 75% kapaciteta da ne primjenjuju direktivu. Također je izuzetak od nekih odredbi moguć za one zemlje gdje plinska mreža postoji manje od 10 godina. Takva zemlja je Portugal koja je tek 1997. spojena na alžirski plinovod te se stoga ovdje neće ulaziti u detalje Direktive. Maksimalno je moguće dobiti izuzetak od direktive na 10 godina.



Slika 1.3.1. a) Struktura Galpenergia grupe b) Geografska podjela distributivnih koncesija i magistralna plinovodna mreža tvrtke za uvoz i transport prirodnog plina Transgás, sve dio grupe [18]

Kao i za tržište električne energije zemljama članicama je omogućeno da izaberu regulirani ili pregovorni TPA (*third party access*). Propisano je knjigovodstveno odvajanje pojedinih sektora, a posebno mreže plinovoda (*unbundling*). Direktiva je već dovela do formalne liberalizacije oko 80% europskog tržišta prirodnog plina, ali kao i na tržištu električne energije stvarna liberalizacija zaostaje za zakonskom zbog snage ustaljenih monopola. Među povlaštenim potrošačima su prema direktivi termoelektrane na plin, veće toplane na plin, te svi potrošači koji na jednom mjestu troše barem 25 milijuna m³ prirodnog plina. Taj bi se limit smanjivao u 2005 na 15 milijuna m³ prirodnog plina godišnje, te 2010 na 5 milijuna m³ prirodnog plina godišnje. Rapidnom plinifikacijom Portugala, zahvaljujući većoj efikasnosti plina, u 2000. godini izbjegnuta je emisija 6 mil. tona ugljičnog dioksida, oko desetine ukupne emisije [17]. Jedinstveno tržište prirodnog plina nije ograničeno samo na zemlje članice EU, nego prihvaćanjem regulative koja prati Direktivu mogu mu se pridružiti i zemlje EEA, što u praksi znači Norveška, te Švicarska i zemlje u akcesiji, a za očekivati je da će se takva mogućnost otvoriti i za zemlje stabilizacije i asocijacije, među kojima je od početka studenog i Hrvatska.

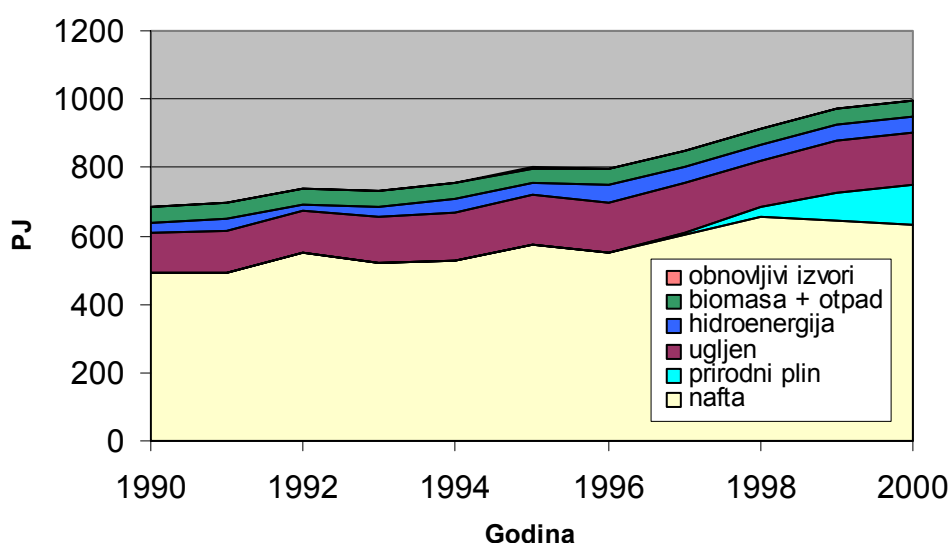
2.1. Prirodni plin

Kako je plinovod iz Alžira preko Španjolske stigao do Portugala tek 1997. godine on je u prijelaznom razdoblju djelomično izuzet od Direktive o unutarnjem tržištu prirodnog plina. Prije dolaska prirodnog plina već je obavljen jedan dio plinifikacije, djelomično gradskim plinom, kao npr. GDL u Lisabonu. Grupa GdP osnovana oko

GDL-a, koji mijenja ime u Lisboagás, dobiva koncesiju za dovođenje plina (Transgás), te distribuciju prirodnog plina u 6 geografskih koncesija (Slika 1.3.1b). U travnju 1999. godine grupa GdP spojena je s najvećom naftnom grupom Petrogal u holding Galpenergia, koji je 35% u direktnom vlasništvu države, 14% u vlasništvu EDP-a i 13.5% u vlasništvu državne banke Caixa Geral de Depositos. Ostatak, 37% je uglavnom u vlasništvu stranih strateških investitora talijanskog ENI-ja i španjolske Iberdrole (Slika 1.3.1a).

Transgás osim što ima kontrolu nad dobavom prirodnog plina, bavi se i distribucijom prirodnog plina klijentima čija potrošnja prelazi 2 milijuna m³ godišnje, te prodajom plina termocentralama i lokalnim distributerima.

Nakon povlačenja plinovoda krenulo se u konverziju postojećih potrošača s gradskog i mješanog plina, što je za sada samo uglavnom obavljeno, te priključenje novih. Priključena su također tri bloka kombiniranog ciklusa po 330 MW u Tapadi de Outeiro, u vlasništvu tvrtke Turbogás, što je i najveći potrošač plina za sada. Slika 2.1.1 pokazuje udio raznih energenata u primarnoj energiji, te je zamjetan brzi rast prirodnog plina u ukupnoj energetskej slici. Već je 1998. ušlo 767 milijuna m³, sljedeće godine 2.1 milijardi m³ prirodnog plina da bi 2000. godine dostigla 2.8 milijardi m³. Taj se trend očekuje nastaviti, a kada se potroši kapacitet sadašnjih dvaju ulaza iz Španjolske, bit će otvoren LNG terminal 2003. godine. Radi se također na dva skladišta prirodnog plina, jedan koji će biti otvoren 2002. i drugi 2004. godine. Za sada se za uslugu skladištenja koriste španjolski kapaciteti. Cijena alžirskog plina na ulazu u Portugal je 14€/m³, dok se za plin na terminalu – prema službeno objavljenim projekcijama – očekuje da će kada terminal proradi iznositi 10.5€/m³ [12].



Slika 2.1.1. Upotreba primarne energije u Portugalu [16], [17], [19], [20], [21]

3. USPOREDBA S HRVATSKOM NAKON DONOŠENJA ENERGETSKIH ZAKONA

Motiv za pokušaj usporedbe procesa i efekata liberalizacije energetskih sektora Portugala i Hrvatske proistekao je iz uočenih usporedivih startnih gospodarsko-razvojnih i makroekonomskih predispozicija i parametara dviju zemalja. Mjereno većinom standardnih razvojnih pokazatelja, primjerice BDP-om per capita, Portugal i Hrvatska pokazuju usporedivu dinamiku razvoja do sredine 80-ih, nakon čega dolazi do izrazite konvergencije. Koncentrirajući se na aktualnu dinamiku u energetskim sektorima dviju zemalja, iniciranu liberalizacijskim procesima europske energetike, smatralo se da bi usporedba dvaju procesa mogla upućivati na određene zaključke i eventualne preporuke. Obje zemlje prolazile su svojevrsnu gospodarsku tranziciju, pri čemu su kretale s tradicijski i društveno-gospodarski različitih, ali razvojno-ekonomski sličnih pozicija. Međutim, dok se tržišna i strukturna prilagodba portugalskog gospodarstva odvijala unutar zadanih i predvidljivih okvira EU, hrvatska se tranzicija odvija u okvirima nepostojanja širokog konsenzusa oko cilja tranzicije, što onda onemogućava usvajanje transparentne strategije.

Pokušaj usporedbe napretka i efekata liberalizacijskih procesa u energetici Portugala i Hrvatske ograničava se, zbog relevantnosti, na umrežene sustave električne energije i prirodnog plina.

U Portugalu je restrukturiranje i djelomična privatizacija energetskog sektora prethodila otvaranju tržišta te je provedena uz aktivnu i vodeću ulogu države. Značajnu razliku u odnosu na Hrvatsku predstavlja upravo postojanje transparentne državne strategije, što je posljedica postignutog širokog suglasja oko europske strategije u Portugalu, te koncenzusa da su energenti roba a ne socijalno pravo. Okosnice ove provedbene strategije predstavljaju učvršćivanje nacionalnih pozicija kroz koncept nacionalnog šampiona i selektivno učešće stranih partnera. Pozicija unutar EU je, po svemu sudeći, korištena pametno i odmjereno – što zacijelo nije uvijek bilo lako postići. Provedbena strategija ne pokazuje vidljivi diktat budžetskih prioriteta a “popusti” su stavljeni u funkciju konsolidiranja sektora.

Dok je ranije ilustriranom strategijom osnažena tradicionalna struktura portugalske elektroprivrede, iskorišten je "emerging market" status prirodnog plina aktiviranjem derogacija u odnosu na većinu konkurentskih odredbi EU direktive.

Upravo je u sektoru prirodnog plina – nakon višegodišnjeg ispitivanja opcija – definirana aktivna politika razvoja kroz nekoliko jednostavnih i logičnih faza. Ističu se dva elementa koji olakšavaju razvoj (poglavito iz perspektive recentnih hrvatskih iskustava); ranim restrukturiranjem postignuta je vertikalna transparentnost tržišta a apriorno su, regionalnim koncesijama, uređeni vlasnički i teritorijalni odnosi u distribuciji.

Ne zanemarujući (startne i privremene) prednosti koje za portugalski energetski sektor proizlaze iz EU statusa i lokalnih, razvojnih i zemljopisnih, specifičnosti, valja uočiti presudnu važnost transparentne i odlučne strategije države. Cilj strategije je urediti *playing field*, akceptirati pravila igre i konsolidirati vlastite položaje pametno maksimirajući vlastite prednosti. Hrvatska se u tom pogledu nalazi u otežanom položaju, jer mora prvo izgraditi širi koncenzus o energentima kao o robi, čija prodajna cijena mora reflektirati ne samo varijabilni trošak nego i cijenu investicije u kapacitete i infrastrukturu. Prije nego što maloprodajna cijena energije dođe na razinu da pokriva investiciju, zemlje tranzicije prema [22] ne mogu očekivati pozitivne efekte od liberalizacije tržišta energenata.

Socijalni položaj energetskog sektora Hrvatske, ugrađen kroz mehanizam unakrsnog subvencioniranja u segmentu distribucije energije i konačne potrošnje, te sama činjenica da se u procesu tranzicije energetika ostavlja za kraj, uslovljava kasni početak rada na promjeni zakonsko-institucionalnog okvira poslovanja. Tome je značajno doprinio i nejasan stav o posljedicama (ne)dostatnosti domaćih energetskih izvora kao i mitska autarkična pozicija državnih planskih energetskih vertikala koje su bile nosioci razvoja čitavih gospodarskih grana (primjer elektroindustrije).

Pukotine u ovakvom sustavu primjetne su već godinama u rezultatima poslovanja a dodatan je element pritiska uvelo i dinamično okruženje europske liberalizacije poslovanja energijom. Svjesni neefikasnosti, hrvatski energetski sustavi reagirali su na naznake predstojećih promjena kombinacijom negiranja i polaganog prihvatanja neminovnih promjena, a izvjesnost privatizacije doveo je do početka stvaranja pozitivnog koncenzusa, barem u stručnim krugovima.

Vlasnička struktura u hrvatskoj energetici ostala je do danas *de facto* nepromijenjena. U određenoj je mjeri došlo do raščišćavanja vlasničkih atribucija između države i lokalne samouprave, no još uvijek bez vidljivog ekonomskog efekta. Vlasnička strategija, kako države tako i lokalnih samouprava, uglavnom je ostajala konfuznom i netransparentnom. S druge strane, premda se nedostatak vlastitih izvora energije danas više ne smatra nužno ograničavajućim faktorom razvoja, već pitanjem cijena energije i odnosa konkurencije u proizvodnji i distribuciji energije, pokazuje se da izolirana gospodarstva nisu imuna na poremećaje po toj osnovi.

Nakon gotovo desetljeća rasprava u stručnim i poslovnim krugovima o pravcima budućeg razvoja, sredinom devedesetih počeli su se javljati i konkretni doprinosi. Pravilno je prepoznato da energetskom sektoru neće pomoći (odnosno osposobiti ga za ekonomski održivi razvoj) parcijalna rješenja i zacrtana je orijentacija prema temeljitoj reformi sektora. Konačne impulse najavljivanoj reformi dali su uvjerljivi i vrlo bliski pomaci okruženja kroz donošenje europskih izvršnih direktiva za tržišta električne energije i plina, te izrazito pro-europska vanjskopolitička platforma nakon siječnja 2000. Još 1998. godine proklamirani strateški pravci razvoja hrvatske energetike počeli su potom oživljavati kroz programske i provedbene dokumente koji su definirali prioritet reforme zakonskog i institucionalnog okvira.

U srpnju 2001., kroz parlamentarnu proceduru je – nekarakterističnom brzinom – prošao prvi blok energetskih zakona; krovni Zakon o energiji [23], tri zakona o tržištima – električne energije [24], prirodnog plina [25] te nafte i naftnih derivata [26] i Zakon o regulaciji energetskih djelatnosti [27]. Ovi zakoni predstavljaju prvi temeljni korak u približavanju hrvatskog tržišta energijom europskim normama i preduvjet su restrukturiranja čitavog energetskog sektora.

Zakoni su pripremani s namjerom uklapanja unutar europske energetske regulative. Za gradnju novih kapaciteta proizvodnje električne energije odabrana je kao i u Portugalu **tenderska** (natječajna) procedura. Kao i u Portugalu, odabran je **regulirani pristup treće strane** (TPA). Stvorena je kategorija potencijalnih **povlaštenih kupaca**, s više od 40 GWh godišnje potrošnje električne energije, međutim je mogućnost izlaska iz javnog sustava prepuštena bilo Ministru (preko tarifnog sustava TPA) ili **Vijeću za regulaciju** (u slučaju **izravnih vodova**). Rješenje koje najavljuje daljnju liberalizaciju je razdvajanje opskrbe od distribucije električne energije, čime se stvara temeljna struktura za eventualnu 100% liberalizaciju tržišta električnom energijom [24]. Zakon također definira i status **povlaštenog proizvođača**, koji obuhvaća proizvodnju električne energije iz obnovljivih izvora, kogeneracije i otpada, te predviđa mogućnost propisivanja **obaveznih udjela** takve električne energije koju opskrbljivač mora ponuditi.

Zakon o tržištu prirodnog plina predviđa **pregovorni pristup treće strane** (TPA) u skladu s europskom regulativom. Međutim, **povlašteni kupci**, definirani potrošnjom većom od 100 milijuna m³ prirodnog plina godišnje, mogu samo uz odobrenje Vijeća za regulaciju izgraditi vlastiti **izravni plinovod**. Ovim su zakonom pojedini segmenti energetske djelatnosti načelno locirani u odnosu na svoj javni odnosno tržišni karakter. Premda je otvaranje tržišta praktički samoderegirano ostavljanjem mogućnosti punog zakupa kapaciteta od strane nacionalnog šampiona, zakon ostavlja dovoljno prostora za postizanje proklamiranih ciljeva. Ključnu će ulogu u tom smislu imati sekundarna legislativa koja treba omogućiti izbalansiranu provedbu načela, praktično razgraničiti kompetencije te izbjeći inherentnu tendenciju preroguliranja.

U standardnom redoslijedu tranzicijskih procesa; ozdravljivanje, osamostaljivanje, integriranje, hrvatska energetika ovim zakonskim okvirima nastoji rješavati više segmenata odjednom. S obzirom na kašnjenje ukupnog procesa ovo je i razumljivo. No tim je veća odgovornost na sljedećem koraku; formuliranju sekundarne (provedbene) legislative i transparentnom definiranju strategije restrukturiranja hrvatskih energetskih vertikala u elektroprivredi (HEP) i ugljikovodicima (INA). Početkom godine provedeno izdvajanje transportne (a potencijalno i trgovačke) funkcije iz integriranog plinskog sustava INA-e, kao i određeni potezi unutar strukture/portfelja Hrvatske elektroprivrede ukazuju na činjenicu da se svijest o dolazećim promjenama na hrvatskom tržištu energije polako interiorizira u višem i srednjem menadžmentu.

Premda su razlike u uvjetima i okolnostima recentnih razvoja energetskih sektora Portugala i Hrvatske objektivne i važne za razumijevanje njihovih dosadašnjih efekata, bilo bi pogrešno smatrati ih vječnim neizbježnim determinantama koje moraju dovesti do daljnjeg zaostajanja.

ZAKLJUČAK

Nakon što je Portugal restrukturirao i privatizirao elektroenergetski sektor, demonopolizirao proizvodnju električne energije i teoretski omogućio liberalizaciju 33% potrošnje ipak nije došlo do značajnih promjena te uspostave kompetitivnog tržišta električne energije. Uzroke treba tražiti u načinu restrukturiranja bivšeg monopola, podijeljenog na čitav niz tvrtki koje djeluju unutar jedne grupe, koja je k tome usko povezana s monopolistom na tržištu prirodnog plina i najvećom naftom grupom u zemlji. Srednjeročno gledano, stvarna liberalizacija tržišta dogodit će se tek po uspostavi mehanizama jedinstvenog europskog tržišta električne energije, koja će omogućiti značajno smanjenje cijena industrijske struje te povećanja konkurentnosti europske ekonomije, što je bio i cilj cijelog procesa stvaranja jedinstvenog tržišta.

Proces liberalizacije hrvatske energetike započeo je *de iure* u rano ljeto 2001. godine, prihvaćanjem prvog bloka energetskih zakona u Hrvatskom Saboru, čime je definiran pravno-institucionalni okvir poslovanja i vjerojatno ireverzibilno promijenjeni odnosi u energetskom sektoru. Parcijalni procesi restrukturiranja koji su se dogodili prije toga uslijedili su tek nakon što su se dominantni igrači na hrvatskom tržištu energijom uvjerali u neizbježnost predstojećih promjena diktiranih dinamikom europskog okruženja. Premda je i u ovom slučaju vitalan segment hrvatskog gospodarstva zapravo reagirao a ne i sudjelovao u procesima europskih promjena, novi zakonski okvir predstavlja kapitalan prvi korak u pravom smjeru. Akceptirani su tržišni temelji energetskog sektora i stvorene su pretpostavke da se energetski sustavi postave na ekonomski zdrave osnove. Izrazitije nego u nekim drugim sredinama biti će važno zadržati načela efikasnosti i tržišnosti i u sekundarnoj legislativi koja se upravo priprema, odnosno izvršnim aktima omogućiti i praktičnu provedbu alternativnih modela. Vlasničko repozicioniranje i strategije partnerst(a)va još uvijek su nejasni te za sad izgleda signaliziraju nespremnost na poteze izložene sudu stručne javnosti. Primjeri Portugala i sličnih država govore u prilog odlučnosti i transparentnosti državnih strategija kao lijek za stanje permanentne zatečenosti i kašnjenja.

LITERATURA

1. EDP-Electricidade de Portugal, *Form 20-F, Annual Report Pursuant to Section 13 of the Securities Exchange Act of 1934, for the fiscal year ended December 31, 2000*, Lisbon, 2001
2. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the Council of 19 December 1996 concerning common rules for the internal market in electricity, *Official Journal of the European Communities* **L 027**, 20-29, 1997
3. Directive 98/30/EC of the European Parliament and of the Council of 22 June 1998 concerning common rules for the internal market in natural gas, *Official Journal of the European Communities* **L 204**, 1-12, 1998
4. Leonidas Antonakopoulos, Towards competitive electricity and gas markets in Europe, Euro-Energy, London, 1997, published on: <http://europa.eu.int/en/comm/dg17/s97002ca.htm>
5. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, Diário da República 213/98, Lisboa, 1998
6. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Regulamento do Despacho, Diário da República 94/99, Lisboa, 1999
7. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Regulamento de Relações Comerciais, Diário da República 213/98, Lisboa, 1998
8. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Estatutos, Decreto-Lei 44/97, Lisboa, 1997
9. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Regulamento Tarifário, Diário da República 213/98, Lisboa, 1998
10. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Caracterização do Sector Eléctrico, Portugal Continental, ERSE, Lisboa, 1999
11. Electricidade de Portugal, homepage on: <http://www.edp.pt>
12. Direcção Geral de Energia, ERSE, REN, Plano de Expansão do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), DGE, Lisboa, 1999
13. Statistics, New Energy **4**, Budensverband WindEnergie (BWE), 36 (2001)
14. Commission of the European Communities, Second report from the Commission to the Council and the European Parliament on the state of liberalisation of energy markets, Brussels, published on: <http://europa.eu.int/comm/energy/library/lib2ren.pdf>
15. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of electricity from renewable energy sources in the internal electricity market, Brussels, 2000
16. Direcção-geral de energia, <http://www.dge.pt>
17. N. Duic: Cálculo das emissões de CO2 evitadas devido ao uso de Gás Natural 1997-2000, IST, Lisbon, 18 pp. (2001)
18. Gás de Portugal, homepage on: <http://www.gdp.pt>
19. BP Amoco Statistical Review of World Energy, 50th Edition, 2001, published on: <http://www.bp.com/worldenergy>
20. IEA, Energy Policies of IEA Countries 1998 Review, 1999 - <http://www.iea.org/pubs/reviews/files/enpol98/enpol98.htm>
21. IEA, Energy Policies of IEA Countries 1999 Review, Paris, 2000
22. Delia Meth-Cohn: Too little, too soon, *Business Central Europe*, March, (2001)
23. Zakon o energiji
24. Zakon o tržištu električne energije, Narodne novine **68/01**, Zagreb, (2001)
25. Zakon o tržištu plina, Narodne novine **68/01**, Zagreb, (2001)
26. Zakon o tržištu nafte i naftnih derivata, Narodne novine **68/01**, Zagreb, (2001)
27. Zakon o regulaciji energetskih djelatnosti, Narodne novine **68/01**, Zagreb, (2001)