

Iskustva i planovi Portugala u razvoju tržišta energenata

Strategija portugalske vlade koncentrira se na otvaranju tržišta energenata, korekciji distorzije cijena, te postepenom uvođenju konkurencije, u skladu s direktivama Evropske Unije. Nacionalni elektroenergetski sistem podjeljen je na dva segmenta, javni elektroenergetski sistem i nezavisni elektroenergetski sistem. Nezavisni proizvođači, za sada još uvijek uglavnom proizvođači u posebnoj tarifnoj režimu (kogeneracija i obnovljivi izvori) te nešto hidroelektrana, imaju 15% instaliranog kapaciteta, te tako proizvedenu struju prodaju javnom elektroenergetskom sistemu. Transmisija električne energije odvojena je u posebnu tvrtku, te je mreža otvorena svim proizvođačima. Od početka 1999. svi potrošači koji kupuju preko 9 GWh električne energije godišnje slobodni su birati dobavljača. Portugalska je vlada 1994. godine prilikom restrukturiranja elektroenergetskog sistema odlučila privatizirati 49.5% EdP-a, od čega je 30% dionica vrlo uspješno prodano u najvećoj dosadašnjoj portugalskoj privatizaciji, većinom flotacijom na domaćoj i stranim burzama, a tek manji dio je prodan institucionalnim ulagačima. Kasnije je na sličan način privatizirano još 19.5%. Plinifikacija Portugala prirodnim plinom počela je tek 1997. davanjem lokalnih distributerskih koncesija, te omogućavanjem velikim potrošačima da kupuju plin direktno od monopolnog dobavljača i vlasnika plinovoda (GdP). Rad će pokazati kakvi se rezultati očekuju od postepene demonopolizacije te privatizacije elektroenergetskog i plinskoenergetskog sistema Portugala.

Experiences and plans of Portugal in developing energy markets

Portuguese government energy strategy concentrates on market opening, correction of distorted prices and gradual increase in competition as laid down by European Union Directives. National electricity system is divided into two segments, the public and independent electric systems. Independent power producers are for the time being mainly producers in special regime (co-generation and renewables) and some hydropower plants, making 15% of the installed capacity. The IPP sell the generated electricity to the public system. The transmission is separated into special legal entity, and grid is open to all competitors. Since the beginning of 1999 all consumers that buy more than 9 GWh of electricity annually, so called eligible customers, are free to choose their electricity provider. In the process of restructuring the local electric system the government decided to privatise 49.5% of the monopolist, EdP, floating most of 30% immediately on local and international stock exchanges in up to date the biggest Portuguese privatisation, and selling the rest to institutional investors. Later, the further 19.5% have been similarly privatised. The introduction of natural gas in Portugal started in 1997 by giving local distribution concessions and making big consumers eligible to buy directly from the monopolist importer and pipeline owner (GdP). The paper will show what results are expected from the gradual demonopolisation and privatisation of electric and gas systems in Portugal.

UVOD

Tržišta energenata potpadaju pod Zajedničko tržište Evropske Unije stvoreno 1992. godine, te prema tome evropska legislativa u tom sektoru ima pravo prvenstva nad nacionalnim zakonodavstvom. Najvažniji djelovi te legislative, Direktiva Evropske komisije o unutrašnjem tržištu električne energije [1] i Direktiva o unutrašnjem tržištu prirodnog plina [2], definirale su okvire restrukturiranja i demonopoliziranja tržišta mrežnih energenata dok je zemljama članicama prepušten način primjene i stupanj deregulacije, a sve u cilju povećanja efikasnosti sektora i snižavanja cijena energenata. Portugal je dakle kao članica Evropske Unije bio obavezan usvojiti nacionalnu regulativu u skladu s tim i ostalim direktivama vezanim na energetski sektor.

Slobodno tržište predviđa barem knjigovodstveno odvajanje sektora transmisije električne energije i transporta plina, slobodnu proizvodnju s pravom prolaza kroz sistem, te omogućavanjem velikim kupcima da kupuju energente slobodno na tržištu, s konačnim ciljem da se otvori barem 33% tržišta električne energije do 2003. godine i prirodnog plina do 2010.

Portugalski elektroenergetski sistem (SEN) podijeljen je na dva dijela, javni elektroenergetski sistem (SEP) i nezavisni elektroenergetski sistem (SEI). SEP se sastoji se od transmisione mreže, proizvođača električne energije, te geografski podijeljenih distributera. Nezavisni elektroenergetski sistem, SEI, sastoji se od elektroenergetskog sistema za potrošače koji mogu slobodno kupovati

električnu energiju (SENV), te proizvođača na posebnom režimu (PRE) koji proizvode električnu energiju iz obnovljivih izvora, u malim hidroelektranama (< 10MW) te u industrijskim kogeneracijama. SENV, tj. liberalizirani dio tržišta električne energije sastoji se od proizvođača te onih potrošača koji smiju i odluče se kupovati električnu energiju na slobodnom tržištu. Stupanjem na snagu evropske elektroenergetske Direktive 1999. Svim je potrošačima s više od 9 GWh godišnje, njih 189, data mogućnost da u nekom roku izađu iz SEP-a. Tome još treba pridodati 8% električne energije koju svi distributeri mogu slobodno kupovati.

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. Dobava i distribucija plina je dodijeljena grupi GdP, koja je podijeljena na 6 odvojenih geografskih koncesija distribucije i tvrtku Transgás koja se osim upravljanja plinovodima i uvozom prirodnog plina i distribuira plin velikim klijentima.

Unatoč formalnoj liberalizaciji i deregulaciji tržišta ne očekuje se da će doći 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 izrazito većinski na tržištu nafte, te prema tome može držati pod kontrolom dobavu većine primarnih energenata. Time bi kakav lokalni konkurent bio onemogućen, a jedina bi moguća konkurencija bila iz uvoza. Šanse vanjske konkurencije su bitno umanjene kako zbog stanja na jedinstvenom evropskom tržištu transmisijских kapaciteta (koje još ne funkcionira) tako i zbog specifičnog položaja Portugala.

1. ZAKONSKA REGULATIVA

Portugal je kao članica Evropske Unije podložna njenoj regulativi. Najvažniji dijelovi te regulative su Direktive Evropske komisije o unutrašnjem tržištu električne energije [1] i o unutrašnjem tržištu prirodnog plina [2] koje su postavile pravila igre restrukturiranja i demonopoliziranja tržišta mrežnih energenata dok je zemljama članicama ostavljen izbor načina primjene, te stepena deregulacije. Prema zakonodavcu, Evropskoj 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 evropske ekonomije (sada su cijene za industrijskog korisnika oko 40% veće [3]).

1.1. Tržište električne energije

Direktiva o unutrašnjem tržištu električne energije donesena je 1996., a došla je na snagu u veljači 1997, dajući dvije godine zemljama članicama za prilagodbu lokalnog zakonodavstva. Direktiva postavlja zajednička pravila o proizvodnji, transmisiji i distribuciji električne energije.

Za gradnju novih kapaciteta **generacije** postoje dvije predviđene procedure, autorizacijom i tenderom. U autorizacijskom sistemu aplikanti koji zadovoljavaju kriterije će biti bez diskriminacije autorizirani za gradnju novog kapaciteta bez obzira na potrebu, za razliku od sistema tendera gdje vlada zemlje članice procjenjuje buduće potrebe za kapacitetom.

Prema definiciji direktive **transmisija** obuhvaća samo visokonaponsku mrežu (≥ 110 kV) i dispečerstvo, te kao takva mora biti barem knjigovodstveno odvojena (*unbundling*) od proizvodnje i distribucije kao *transmission system operator* (TSO). 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.

Prema direktivi tri gornja sektora moraju biti knjigovodstveno razdvojeni (*unbundling*), ali mogu kroz sistem *holdinga* ili firmi kćeri ostati dio iste grupe. Sve neelektrične djelatnosti takve grupe moraju također biti knjigovodstveno odvojene u posebne tvrtke. Predviđana su tri mehanizma pristupa mreži, regulirani i dogovorni pristup trećoj strani (*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. **Regulirani TPA** pristup mreži podrazumjeva da su tarife transmisije unaprijed poznate, dok **dogovorni TPA** omogućuje kupcu i prodavaču da se dogovore oko cijene transmisije s TSO, ali u oba slučaja se cijena struje uspostavlja direktnim dogovorom krajnjih stranaka. **Sistem jedinstvenog kupca** je definiran centraliziranom kupnjom i prodajom električne energije. Takav sistem pretpostavlja da su transmisijske tarife poznate i nediskriminatorne, dok jedan dio kupaca (*eligible customers*) imaju pravo na direktnu kupnju

električne energije s time da jedinstveni kupac mora struju otkupiti po prodajnoj cijeni struje umanjenoj za transmisijsku tarifu ne znajući dogovorenu cijenu struje.

Postepeno **otvaranje tržišta** električne energije predviđeno je u tri etape, dvije su se već dogodile početkom 1999. i početkom 2000., dok će treća liberalizacija biti 2003. Prvom liberalizacijom bila je obuhvaćena sva proizvodnja električne energije te prodaja potrošačima koji kupuju više od 40 GWh godišnje, tj. oko 26.5% ukupnog evropskog tržišta. Kako je veličina potrošača neravnomjerna između zemalja članica tako je direktiva predviđjela da svaka zemlja članica poimence odredi potrošače sa slobodnim pristupom tržištu tako da udio liberaliziranog tržišta bude otprilike gornji postotak. Početkom ove godine taj je udio povećan na 28% tržišta, bazirano na udjelu potrošača većih od 20 GWh godišnje. Konačno, 2003. liberaliziralo bi se minimalno 33% tržišta, odnosno udio koji odgovara potrošačima većim od 9 GWh godišnje. Pojedine zemlje članice mogu liberalizirati i veći dio tržišta što će i većina učiniti (Tablica 1.1.1) ili je već učinila tako da će kao posljedica Direktive 65% tržišta električne energije u Evropskoj Uniji biti slobodno. Jedinstveno tržište električne energije nije ograničeno samo na zemlje članice EU, nego prihvatanjem regulative koja prati Direktivu mogu mu se pridružiti i zemlje Evropskog ekonomskog prostora (*European Economic Area*, EEA), što u praksi znači Norveška, te Švicarska i zemlje u akcesiji.

Već samo očekivanje liberalizacije dovelo je do pada cijena struje (Tablica 1.1.1) u većini zemalja članica [4-5], iako još većina tržišta nije stvarno kompetitivna. Od trenda odstupa Velika Britanija koja je tržište električne energije liberalizirala već ranije, u periodu 1996-99. je doživjela povećanje cijena. Međutim, u tijekom 1998-2000. cijene ukazuju na miješane trendove [6]. U tom su periodu cijene za velike korisnike padale u Njemačkoj (20%), Finskoj (17%), Švedskoj (12%), Portugalu (10%), ali su za srednje industrijske korisnike porasle u Nizozemskoj za 20%, u Grčkoj za 3% i u Španjolskoj za 2.5%. Dok su u većini zemalja padale i tarife za domaćinstva (Švedska 6-16%, Finska 9-11%, Danska 5-13%, Španjolska, Portugal i Grčka 5%) dotle je u Italiji došlo do pada za veća domaćinstva (9-10%) a značajnog porasta (40%) za domaćinstva koja malo troše, a u nekima i do povećanja cijene svim domaćinstvima (Nizozemska 4-15%, Irska 20%, Danska 9%).

Tablica 1.1.1. Način povećanja kapaciteta proizvodnje, pristup mreži za liberalizirani dio tržišta, otvaranje tržišta električne energije Direktivom i kretanje cijena 1996-99 [7]

Zemlja članica EU	Povećanje kapaciteta proizvodnje	Third Party Access	Udio liberaliziranog tržišta	Trend cijena 1996-99		
				Domaćinstva	Mala privreda	Industrija
Austrija	Autorizacija	Regulirani	30%	-3.7%	-5.5%	-4.0%
Belgija	Autorizacija	Regulirani	35%	-2.7%	0.9%	-3.5%
Danska	Autorizacija	Regulirani	90%	3.2%	1.4%	0.2%
Finska	Autorizacija	Regulirani	100%	-16.7%	-15.6%	-19.6%
Francuska	Autorizacija	Regulirani	30%	-9.3%	-12.8%	-12.7%
Grčka	Autorizacija	Regulirani	30%	-0.9%	0.7%	-0.9%
Irska	Autorizacija	Regulirani	30%	3.0%	0.7%	2.0%
Italija	Autorizacija	Regulirani	30%	-1.1%	-1.5%	-2.8%
Luksemburg	Nepoznato			-1.1%	-2.2%	-2.3%
Nizozemska	Autorizacija	Regulirani	33%	-21.2%	2.3%	-1.7%
Njemačka	Autorizacija	Dogovorni	100%	0.8%	-8.5%	-9.6%
Portugal	Tenderom	Regulirani	30%	-4.0%	-13.3%	-14.0%
Španjolska	Autorizacija	Regulirani	45%	-15.1%	-18.4%	-16.2%
Švedska	Autorizacija	Regulirani	100%	-7.3%	-18.5%	-17.8%
Velika Britanija	Autorizacija	Regulirani	100%	13.2%	0.4%	8.7%
EU			65%			

1.2. Tržište prirodnog plina

Direktiva Evropske komisije o unutrašnjem tržištu prirodnog plina 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 evropske 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.

Kao i za tržište električne energije zemljama članicama je omogućeno da izaberu regulirani ili dogovorni TPA (*third party access*). Propisano je knjigovodstveno odvajanje pojedinih sektora, a posebno mreže plinovoda (*unbundling*). Predviđeno je da stupanjem na snagu Direktive zemlje članice liberaliziraju barem 20% tržišta prirodnog plina, s time da same mogu odabrati potrošače (*eligible customers*). Nakon 5 godina taj bi se udio povećao na 28% a nakon 10 godina na 33%. Među odabranim potrošačima koji dobivaju pravo izbora dobavljača već od ove godine morali bi biti barem 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. 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.

Tablica 1.2.1. Pristup mreži te otvaranje tržišta prirodnog plina Direktivom [8]

Zemlja članica EU	Third Party Access	Udio liberaliziranog tržišta		
		2000	2008	Kasnije
Austrija	Regulirani	49%	100%	100%
Belgija	Dogovorni	47%	66%	100%
Danska	Regulirani/Dogovorni	30%	43%	43%
Finska	Regulirani	90%	90%	90%
Francuska	Regulirani/Dogovorni	20%	33%	33%
Grčka	-	0%	33%	33%
Irska	Regulirani	75%	81%	81%
Italija	Regulirani	96%	100%	100%
Luksemburg	Regulirani	51%	75%	75%
Nizozemska	Regulirani/Dogovorni	45%	100%	100%
Njemačka	Dogovorni	100%	100%	100%
Portugal	-	0%	33%	33%
Španjolska	Regulirani	67%	100%	100%
Švedska	Regulirani	47%	100%	100%
Velika Britanija	Regulirani	100%	100%	100%
EU		78%	90%	91%

2. 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 (RNT) koja je u vlasništvu posebne tvrtke REN, tri proizvođača električne energije (CPPE, Turbogaz, Tejo Energia) vezanih minimalno petnaestogodišnjim ugovorima, te geografski podijeljenih distributera (EN, CENEL, LTE, SLE). Sve distributivne tvrtke, te REN i CPPE su dio holdinga EdP, što je u stvari bivši portugalski elektroprivredni monopolist [9-14]. Već je 1994. portugalska vlada prilikom restrukturiranja elektroprivrede 30% dionica prodala u do sada najvećoj portugalskoj privatizaciji, većinom flotacijom na stranim i domaćim burzama, a tek je manji dio prodan institucionalnim ulagačima. Daljnjih 19.5% prodano je kasnije, djelomično na burzi, a djelomično strateškim investitorima, dok portugalska je država zadržala 50.5%. U pripremi je 4. privatizacija gdje će se ponuditi do 20% holdinga, te će time prestati većinsko državno vlasništvo. Prema posljednjim informacijama o strukturi vlasništva 4% je u rukama Iberdrole, treće najveće Španjolske grupe te saveznika EdP-a, 5% je u rukama lokalne banke BCP, a ostalih 40.5% je u vlasništvu portfeljnih i drugih investitora [14].

Proizvođači električne energije u SEP-u prodaju struju tvrtci REN, koja posjeduje i mrežu i koja dakle funkcionira kao jedinstveni kupac (*single buyer*), te koja je također 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.

Još od 1995, dakle godinu dana nakon restrukturiranja elektroprivrede, 19 potrošača koji troše više od 100 GWh godišnje (13% ukupne potrošnje) i distributeri u iznosu od 8% njihove potrošnje bili su slobodni izabrati dobavljača. Stupanjem na snagu evropske elektroenergetske Direktive 1999 svi potrošači s više od 9 GWh godišnje, njih 189, dobilo je mogućnost da u nekom roku izađe iz SEP-a, s time da 41 potrošač veći od 30 GWh (+6% tržišta) je mogao to učiniti odmah, još 29 potrošača većih od 20 GWh (+2% tržišta) su to mogli učiniti do kraja 1999, a preostalih 100 (+3%

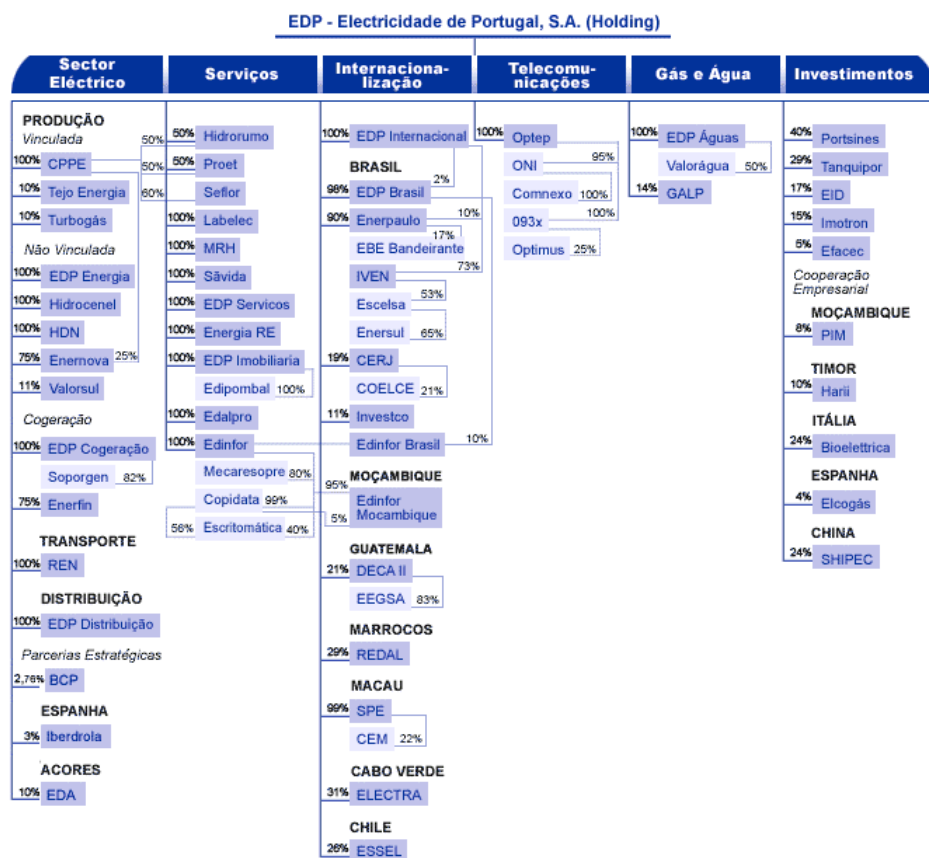
tržišta) do kraja 2000, povećavajući segment slobodnih kupaca na 25%. Tome još treba pridodati onih 8% električne energije koju svi distributeri mogu slobodno kupovati.

Tablica 1.2.1. Struktura portugalskog elektroenergetskog sistema 1998 [16], instalirana snaga u [MW]

Holding	10% EdP			100% EdP		
EES	SEP			SEI		
Režim				SENV	PRE	
Tvrtka	Turbogás	Tejo Energia	CPPE	HDN, Hidrocenel, Hidrotejo	Industria	Nezavisni
Hidroenergija	-	-	3903	270	-	190
Ugljen	-	584	1192	-	-	-
Mazut	-	-	1511	-	-	-
Plin	660	-	-	-	-	-
Mazut/Plin	-	-	238	-	-	-
Diesel	-	-	329	-	-	-
Vjetar	-	-	-	-	-	40
Kogeneracija	-	-	56	-	1090	-
Ukupno tvrtke	660	584	7229	270	1090	40
Ukupno režim	8473			270	1130	
Ukupno holding				7499		

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). U nezavisnom EES-u (SEI) primjenjuje se autorizacijski princip o čemu također odlučuje DGE.

Distribucija je podijeljena u 4 geografske koncesije, s minimalnim trajanjem licence od 30 godina, te tridesetak manjih distributera. Slobodni kupci mogu kupovati električnu energiju na liberaliziranom tržištu (SENV) i preko visoko i srednje naponske distributerske mreže, po principu reguliranog TPA.



Slika 1.2.1. Struktura EdP grupe [15]

3. NEZAVISNI PROIZVOĐAČI ELEKTRIČNE ENERGIJE

Nezavisni proizvođači električne energije koji sačinjavaju nezavisni elektroenergetski sistem, SEI, mogu se podijeliti na liberalizirani dio elektroenergetskog sistema za potrošače koji mogu slobodno kupovati električnu energiju (SENV), te na proizvođače na posebnom režimu (PRE).

3.1. Liberalizirani dio tržišta električne energije (SENV)

Na liberaliziranom tržištu (SENV) kao ponuđači javljaju se tri tvrtke (HDN, HIDROCENEL i HIDROTEJO) unutar holdinga EdP, sve tri u posjedu ukupno 34 srednje i manje hidroelektrana 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. [16]. Kako međutim za sada još niti jedan od kupaca koji imaju pravo na izlazak na slobodno tržište nije to učinio ovi proizvođači svoju struju prodaju SEP-u. Budući da su ti proizvođači dio holdinga EdP, dakle dosadašnjeg monopolista, nije niti neobično da nisu na tržište izašli s nižim tarifama, te da se stoga niti jedan kupac nije prebacio na slobodni režim. Osim toga postavlja se pitanje koliko je moguće samo s hidroelektranama zadovoljiti dugoročne ugovore. Slika 1.2.1 pokazuje strukturu EdP grupe, koja osim što je ostala u kontroli gotovo čitave proizvodnje, te transmisije i distribucije, posjeduje i 14% grupe GALP, koji je monopolista na tržištu prirodnog plina, te drži veći dio naftnog tržišta.

Ne očekuje se dakle da bi neki od potrošača koji na to imaju formalno pravo mogao preći iz SEP-a u SENV, jer unatoč restrukturiranju i formalnoj demonopolizaciji nije došlo do stvaranja efektivnog tržišta električne energije u Portugalu. 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. Jedina moguća stvarna konkurencija koju EdP eventualno očekuje je električna energija iz uvoza. Kako se Portugal nalazi na samom rubu UCTE sistema, sav uvoz mora ići preko Španjolske. Španjolska elektroprivreda nije za sada toliko konkurentna da bi izvozila, a francuska ili zemalja srednje Evrope koje jesu, nalaze se daleko te bi uvoz iz njih nosio za sada previsoke troškove transmisije [17]. Ubrzano se rješava u EU problem tarifiranja tranzita, koji za sada umanjuje mogućnosti uvoza električne energije iz daleka.

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 [16]. Ako se međutim uspostavi jedinstveno i kompetitivno evropsko 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 evropskom prosjeku (5.45€ct/kWh), uskoro ostati među najvišima [18].

3.2. Proizvođači na posebnom režimu

S ciljem zadovoljenja evropske Direktive o promociji električne energije proizvedene iz obnovljivih izvora [19], prema kojem se od Portugala očekuje da do 2010. godine 45.6% električne energije dobiva iz svih obnovljivih izvora uključujući i velike hidroelektrane (1997. godine ta je proizvodnja iznosila 38.5%), odnosno bez velikih hidroelektrana 21.5% (1997. godine svega 4.8%), 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 528 GWh, odnosno 2% ukupne proizvodnje, te je počela proizvodnja električne energije iz vjetroelektrana koja je 1998. dostigla 78 GWh [16]. Uz električnu energiju potrošenu od same industrije (oko 3000 GWh), ukupna proizvodnja iz kogeneracije, obnovljivih izvora i malih hidroelektrana dostiže 13% ukupne nacionalne proizvodnje [16].

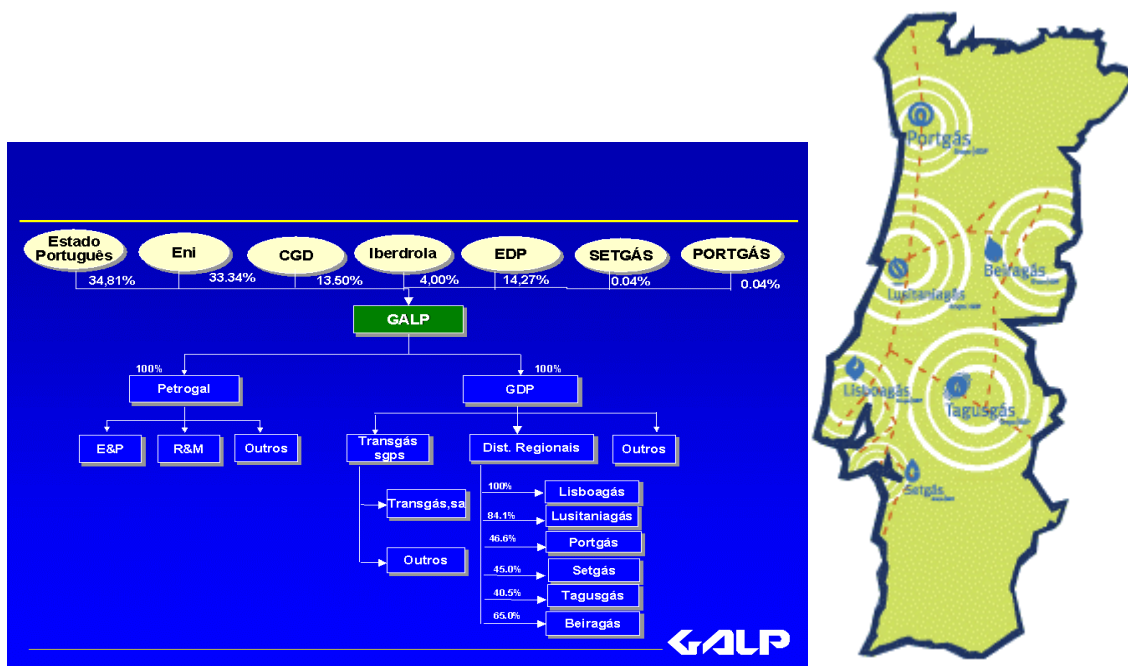
Prosječna cijena električne energije iz posebnog režima dostavljene SEP-u je 1998. iznosila 5□ct, što je oko 8% više od prosječne otkupne cijene struje od strane SEP-a. Ta se razlika prema posebnom tarifnom režimu financira iz tarifnog povećanja svim potrošačima u nacionalnom elektroenergetskom sistemu (SEN).

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.

4. PRIRODNI PLIN

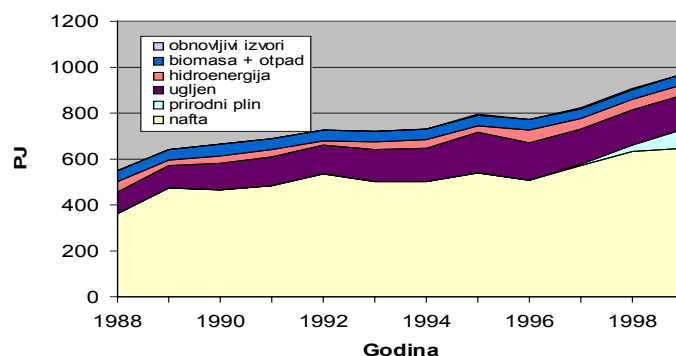
Kako je plinovod iz Alžira preko Španjolske stigao do Portugala tek 1997. godine on je u prijelaznom razdoblju djelomično izuzet od Direktive o unutarnjem tržištu prirodnog plina. Prije dolaska prirodnog plina već je obavljen jedan dio plinifikacije, djelomično gradskim plinom, kao npr. GDL u Lisabonu. 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 3.2.1b). U travnju 1999. godine grupa GdP spojena je s najvećom naftnom grupom Petrogal u holding GALP, 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 3.2.1a).

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.



Slika 3.2.1. a) Struktura GALP grupe b) Geografska podjela distributivnih koncesija i magistralna plinovodna mreža tvrtke za uvoz i transport prirodnog plina Transgás, sve dio GdP grupe [20]

Nakon povlačenja plinovoda krenulo se u konverziju postojećih potrošača s gradskog i mješanog plina, što je za sada samo polovično obavljeno, te priključenje novih. Priključena su također do 1998. dva bloka na kombinirani ciklus po 330 MW u Tapadi de Outeiro, te treća grupa 1999. u vlasništvu tvrtke Turbogás, što je i najveći potrošač plina za sada. Slika 3.2.2 pokazuje udio raznih energenata u primarnoj energiji, te je zamjetan brzi rast prirodnog plina u ukupnoj energetskej slici. Već je 1997. ušlo 95 milijuna m³ prirodnog plina kroz istočni ulaz, a sljedeće godine već 767 milijuna m³. Te je godine spojen i prsten s ulazom iz Španjolske sa sjevera. Godine 1999. potrošnja je narasla već na 2.1 milijardu m³ prirodnog plina. 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 očekuje da će kada terminal proradi iznositi 10.5€/m³ [16].



Slika 3.2.2. Upotreba primarne energije u Portugalu [21], [22], [23]

ZAKLJUČAK

Nakon što je Portugal restrukturirao elektroenergetski sektor, te ga djelomično privatizirao, demonopolizirao proizvodnju električne energije i omogućio liberalizaciju 30% potrošnje nije ipak 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 evropskog tržišta električne energije, koja će omogućiti značajno smanjenje cijena industrijske struje te povećanja konkurentnosti evropske ekonomije, što je bio i cilj cijelog procesa stvaranja jedinstvenog tržišta.

LITERATURA

1. 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
2. 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
3. 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>
4. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Comparação dos Preços da Electricidade na União Europeia, ERSE, Lisboa, 1997
5. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Evolução do Preço da Electricidade, Portugal Continental 1877-1997, ERSE, Lisboa, 1998
6. Eurostat, Electricity prices in the EU on January 2000, Brussels, 2000, published on: http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/prices.pdf
7. Commission of the European Communities, Recent progress with building the internal electricity market, COM(2000) 297, Brussels, 2000
8. Directorate General for Energy and Transport, EC, State of Implementation of the EU Gas Directive (98/30/EC), Brussels, 2000
9. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações, Diário da República 213/98, Lisboa, 1998
10. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Regulamento do Despacho, Diário da República 94/99, Lisboa, 1999
11. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Regulamento de Relações Comerciais, Diário da República 213/98, Lisboa, 1998
12. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Estatutos, Decreto-Lei 44/97, Lisboa, 1997
13. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Regulamento Tarifário, Diário da República 213/98, Lisboa, 1998
14. Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Caracterização do Sector Eléctrico, Portugal Continental, ERSE, Lisboa, 1999
15. Electricidade de Portugal, homepage on: <http://www.edp.pt>
16. Direcção Geral de Energia, ERSE, REN, Plano de Expansão do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP), DGE, Lisboa, 1999
17. H.J. Haubrich, W. Fritz, Study on Cross-Border Electricity Transmission Tariffs, Aachen, 1999, published on: http://europa.eu.int/comm/energy/en/elec_single_market/florence/cbett_en.pdf
18. 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>
19. 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
20. Gás de Portugal, homepage on: <http://www.gdp.pt>
21. BP Amoco Statistical Review of World Energy, 49th Edition, 2000, published on: <http://www.bp.com/worldenergy>
22. IEA, Energy Policies of IEA Countries 1998 Review, 1999 - <http://www.iea.org/pubs/reviews/files/enpol98/enpol98.htm>
23. IEA, Energy Policies of IEA Countries 1999 Review, Paris, 2000