

Leca, Aureliu; Muşatescu, Virgil; Ionescu, Victor; Tobescu, Florin; Guşilov, Eugenia

Research Report

Liberalizarea treptată a pieţelor de energie şi gaz şi impactul acestui proces asupra economiei româneşti

Strategy and Policy Studies (SPOS), No. 2013,1

Provided in Cooperation with:

European Institute of Romania, Bucharest

Suggested Citation: Leca, Aureliu; Muşatescu, Virgil; Ionescu, Victor; Tobescu, Florin; Guşilov, Eugenia (2014) : Liberalizarea treptată a pieţelor de energie şi gaz şi impactul acestui proces asupra economiei româneşti, Strategy and Policy Studies (SPOS), No. 2013,1, ISBN 978-606-8202-38-9, European Institute of Romania, Bucharest

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/141815>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Liberalizarea treptată a piețelor de energie și gaz și impactul acestui proces asupra economiei românești



INSTITUTUL EUROPEAN DIN ROMÂNIA

STUDII DE STRATEGIE ȘI POLITICI – SPOS 2013

Studiul nr. 1

**LIBERALIZAREA TREPTATĂ A PIETELOR
DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI GAZ
ȘI IMPACTUL ACESTUI PROCES
ASUPRA ECONOMIEI ROMÂNEȘTI**

Autori:

Aureliu LECA (coordonator)

Virgil MUȘATESCU

Victor IONESCU

Florin TOBESCU

Eugenia GUȘILOV

București, 2014

Coordonator de proiect din partea Institutului European din România
Iulian Oneașcă

© Institutul European din România, 2014
ISBN online 978 – 606 – 8202 –38 – 9
Bd. Regina Elisabeta nr. 7-9
Sector 3, București
E-mail: ier@ier.ro
Website: www.ier.ro
Grafică și DTP: Monica Dumitrescu
Foto copertă: <http://www.sxc.hu/>

Studiul exprimă opinia autorilor și nu reprezintă poziția Institutului European din România.

CUVÂNT ÎNAINTE

Promovarea unor politici publice riguros fundamentate, sprijinite pe analize și dezbateri prealabile, reprezintă un element esențial în furnizarea unor rezultate de calitate și cu impact pozitiv asupra vieții cetățenilor. Institutul European din România, în calitate de instituție publică cu atribuții în sprijinirea formulării și aplicării politicilor Guvernului, a continuat și în anul 2013 programul de cercetare-dezvoltare dedicat *Studiilor de strategie și politici (Strategy and Policy Studies – SPOS)*.

Programul SPOS este menit a sprijini fundamentarea și punerea în aplicare a politicilor Guvernului României în domeniul afacerilor europene, oferind decidenților politici informații, analize și opțiuni de politici.

În anul 2013, în cadrul acestui proiect au fost realizate *patru studii*, care au abordat arii tematice relevante pentru evoluția României în context european. Cercetările au urmărit furnizarea unor **elemente de fundamentare** și a unor propuneri de măsuri în domenii cheie precum **piața de energie electrică și gaz** (*Liberalizarea treptată a piețelor de energie electrică și gaz și impactul acestui proces asupra economiei românești*), **politica de incluziune** (*Politici de incluziune a romilor în statele membre ale UE*), **libera circulație a lucrătorilor** (*Estimarea impactului liberei circulații a lucrătorilor români pe teritoriul UE, începând cu 01.01.2014; realități și tendințe din perspectivă economică, ocupațională și socială, la nivel național și european*) și **competitivitatea pe piața unică** (*Avantajele competitive ale României pe piața internă UE*).

Studiul de față, *Liberalizarea treptată a piețelor de energie electrică și gaz și impactul acestui proces asupra economiei românești*, a beneficiat de contribuțiile unei valoroase echipe de cercetători formate din:

Dl **Aureliu LECA** este Prof. emerit dr. ing., membru titular al Academiei de Științe Tehnice din România (din 1997); profesor și șef al catedrei UNESCO de Științe Inginerești (1992-2010) la Universitatea Politehnica din București; autor a 34 cărți și manuale și 141 lucrări publicate; Președinte-Director General al Regiei Autonome de Electricitate-RENEL (1991-1993; 1997-1998); Președinte, Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei (1990-1993; 1997-2004); membru al Senatului României (2000-2004); distins de Președintele României cu Ordinul Național “Steaua României”, în grad de Cavaler (2000).

Dl **Virgil MUȘĂTESCU** este dr. ing. și dr. ec., cadru didactic al Universității Politehnica București; autor și coautor a 27 de cărți și manuale în domeniul energiei; Președinte al Asociației de Politici Energetice din România, fost Director General Energie, Petrol și Gaze în Ministerul Economiei (1990-1995), proiect officer în Banca Europeană de Reconstrucție și Dezvoltare (BERD, 1995-2000), senior energy advisor la US Agency for International Development (USAID, 2000-2008), consultant internațional.

Dl **Victor IONESCU** este director general al S.C. Operatorul pieței de energie electrică – OPCOM S.A., cadru didactic asociat la Universitatea Politehnica București, fost cercetător, autor de lucrări în domeniile tranzacționării energiei electrice, a strategiilor de dezvoltare și cuplare a piețelor naționale și regionale de energie electrică, al dezvoltării sistemelor electroenergetice, a strategiilor investiționale și a analizelor de risc.

Dl **Florin TOBESCU** este inginer geolog și geofizician (1984), specializat în domeniul energiei, membru al Grupului de experți pentru gaze naturale al Uniunii Europene și membru al Grupului ad-hoc de experți al CEENU/ONU pentru furnizarea și utilizarea gazelor; lucrează în cadrul Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (din 2004); este autor și co-autor de cărți, lucrări științifice și tehnice pe probleme de energie; a activat în proiecte internaționale majore, furnizând asistență tehnică în special cu IPA Energy Consulting, Marea Britanie, cu Gasunie, Olanda, cu NERA Economical Research, Spania, cu Sofregaz, Franța, cu USAID, Bechtel și Nexant, Inc. din SUA; Director Executiv al Asociației pentru

Politici Energetice din România (1999-2002), după o activitate de succes în administrația centrală, Ministerul Economiei și Comerțului/Ministerul Industriilor (1992-1998).

Dna **Eugenia GUȘILOV** este fondatoare și Managing Director al România Energy Center (ROEC); din iunie 2010 este parte a Marketing & Business Development, Umbrella Group; fost asistent de program, Harriman Institute, Columbia University; deține o diplomă de Master în Afaceri Internaționale, Columbia University, School of International si Afaceri Publice (2010).

Pe parcursul realizării studiului, echipa de cercetători s-a bucurat de contribuția activă a dlui **Iulian Onească** în calitate de coordonator de proiect din partea Institutului European din România, precum și de sprijinul unui grup de lucru, alcătuit din reprezentanți ai principalelor instituții ale administrației centrale cu atribuții în domeniu.

În final, adresez mulțumirile mele atât cercetătorilor, cât și tuturor celor care au sprijinit derularea acestei cercetări.

Gabriela Drăgan

Director general al Institutului European din România

CUPRINS

EXECUTIVE SUMMARY	1
SINTEZA	11
1. INTRODUCERE	16
2. SITUAȚIA ECONOMICĂ. SITUAȚIA SECTORULUI ENERGETIC DIN ROMÂNIA	20
2.1. Situația economică a României	20
2.2. Date statistice privind economia națională. Indicele producției industriale	21
2.3. Evoluția prețurilor și tarifelor	24
2.4. Creșterea economică estimată	27
2.5. Exportul	27
2.6. Investițiile	28
2.7. Structura actuală	31
3. CERINȚELE CELUI DE AL TREILEA PACHET LEGISLATIV PENTRU ENERGIE	35
3.1. De ce și cum?	35
3.2. Există dificultăți în implementarea pachetului legislativ?	40
3.3. În loc de concluzii	42
4. LIBERALIZAREA TREPTATĂ A PIETELOR DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA	42
4.1. Calendarul de liberalizare	42
4.2. Situația actuală a celor două piețe de energie electrică și gaze naturale	44
4.2.1. Piața energiei electrice	44
4.2.1.1. Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică (PCCB)	46
4.2.1.2. Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică cu negociere continuă, tip forward (PCCB-NC)	46
4.2.1.3. Piețele de tip OTC	47
4.2.1.4. Piața pentru Ziua Următoare (PZU)	47
4.2.1.5. Piața intrazilnică	47
4.2.2. Piața gazelor naturale	48
4.2.2.1. Piața concurențială și piața reglementată	48
4.2.2.2. Premize, ipoteze și obiective	49
4.2.2.3. Situația actuală și efecte ale liberalizării. Vulnerabilitatea consumatorilor casnici și industriali	50
4.2.2.4. Studiu de caz	54
5. PREGĂTIREA BURSELOR DE ENERGIE ELECTRICĂ	57
5.1. Situația actuală. Necesitatea adaptării burselor la regulile comune	57
5.1.1. Modelul țintă al pieței interne europene de energie electrică	58
5.1.2. Cadrul legislativ european necesar implementării modelului țintă al pieței interne europene de energie electrică	59
5.2. Piața pentru Ziua Următoare, element al modelului țintă	63
5.3. Modelul țintă pentru piața intrazilnică transfrontalieră	66
5.4. Rolul și locul ACER în contextul realizării pieței interne a energiei	66
6. ANALIZA DE SENZITIVITATE A CONSUMATORILOR LA EVOLUȚIA PROGNOZATĂ A PREȚULUI ENERGIEI ELECTRICE ȘI GAZELOR NATURALE	70
6.1. Sectoarele economiei afectate de majorarea prețurilor	70
6.2. Prognoza evoluției prețului energiei electrice și gazelor naturale	78
6.3. Impactul liberalizării prețurilor energiei asupra diverselor categorii de consumatori	90
6.4. Recomandări	99
7. INFLUENȚA PROGRAMULUI NAȚIONAL DE EFICIENȚĂ ENERGETICĂ ASUPRA LIBERALIZĂRII TREPTATE A PIETEI DE ENERGIE	100
7.1. Definirea noțiunilor principale	100
7.2. Contextul utilizării energiei în România	101
7.3. Creșterea eficienței energetice – o soluție de redresare economică a României	114
7.4. Concluzii și recomandări	117
8. LIBERALIZAREA PREȚULUI LA ENERGIE ȘI EFECTELE SOCIALE	119
8.1. Liberalizarea graduală a piețelor de energie	119

8.2. Protecția socială a consumatorilor vulnerabili afectați de liberalizarea prețurilor la energie electrică și gaze naturale	120
8.3. Efecte sociale probabile	125
8.4. În loc de concluzii	128
9. CONCLUZII ȘI RECOMĂNDARI	129
Bibliografie	137

EXECUTIVE SUMMARY

In the 1990s Romania had an extremely energy intensive and inefficient industry, which excessively employed a big part of the workforce. Its market was severed from the international financial system and even COMECON, the revenues of the population were low, residential heating was a problem. Under these conditions, Romania has requested the help of the International Monetary Fund (IMF) and the World Bank (WB). The State Planning Committee was closed without anything put in its stead. After an initial restructuring of the vertically integrated state monopolies, the state owned assets in the energy sector were brought under political control with no long term vision to govern the sector. The two National Strategies of Sustainable Development (1999 and 2008) have largely gone unnoticed with little or no effects. The 2007 Energy Strategy is now outdated and the policy is far from the realities of this sector. After Romania's accession to the EU, the energy legislation has changed almost exclusively under the pressure of EU Directives and Regulations. Some austerity measures implemented during the crisis have led to disastrous consequences. For instance, key institutions, such as Romania's National Energy Regulatory Authority (ANRE), have lost their autonomy and independence during 2009-2012, having been subordinated to the government in what was an initial cost cutting attempt to reduce an overblown public sector. More generally, after 1990, the energy sector in Romania was grossly underfinanced and key investments were not made, limiting the ability to retire old and inefficient installations. More recently, despite expectations, the use of the EU funds for energy projects has been limited and below potential. Energy efficiency has been ignored: the energy intensity of the industry is 2.5 times higher than in the EU. Thus, the higher energy costs - the consequence of the actions (or inactions) described above, gross mismanagement of the sector, and of the hard policy choices repeatedly delayed by all governments - will now fall on the consumers. Up until now, prices have been subsidized. To make matters worse, Romania has an acute social problem (energy poverty) which affects over 40% of the population. Since 1990, the problem of vulnerable energy consumers has been addressed by price regulation, which was supplemented by a complex system of subsidies and social benefits. The current unemployment rate (7%) does not take into account the 2.5-3 million Romanians that left the country in search for a job because they couldn't find any at home. Failed privatizations processes can worsen what is already a bad situation. Of the 20 poorest regions in the EU, 7 are in Romania, a country which also has the lowest revenue per capita in the entire EU. Price regulation has discouraged investments in the energy sector. In addition, there are some major imbalances in the market between prices paid by industrial vs. household consumers, on the one hand, and the cogeneration power plant prices vs. individual consumer prices, on the other hand. These disturbances gravely affect the economics of district heating, a sub sector which is completely disconnected from European practices. The support scheme for renewable energy further contributed to the disturbance of the proper functioning of the energy system.

The major distortions (subsidies/cross-subsidies) present on the Romanian electricity and natural gas markets stem from the fact that energy prices have been artificially maintained at very low levels and used as a short term fix for pervasive social problems. Therefore, in contrast to other European countries where timely deregulation has led to more competition resulting in lower prices (both in wholesale and retail markets), in Romania the expectation is that deregulation will result in higher prices, particularly because the measure is long overdue and has created in the meantime a series of other problems: mainly, the low energy prices have de-capitalized the energy companies that were thus unable to invest in energy efficiency measures and other modernization projects - all this driving further up the real costs of energy supply. The social problem is compounded by the renewable support scheme and the cogeneration bonus. District heating is an energy sub sector with its own set of problems with significant social impact. All these different problems accrue in the energy bill.

Moreover, Romania currently has no clear definition for the vulnerable consumer – a reason why it may face infringement procedures. The minim income assistance (currently in place) was not based on a real technical, economical, and social analysis.

The 3rd Energy Package (TEP) was adopted to accelerate the creation of a common European energy market. Its central idea is the separation of competitive areas from the natural monopoly ones and regulated prices, so as to ensure an optimum use of resources. The package consists of two Directives (2009/72/EC on electricity and 2009/73/EC on natural gas) and three Regulations (713, 714 and 715, all of 2009) which set up new EU institutions such as ACER and ENTSO-E and ENTSO-G. The intention expressed back in 2002 (at the European Council held at Barcelona) was to reach a minimum 10% interconnection capacity between the EU Member States (MS) by 2007. However, it didn't happen: in 2011 the electricity system in Europe had an interconnection capacity of just 5% and the European energy markets were fragmented, governed by different rules and tariffs and, remained poorly interconnected. This energy market model promoted by TEP (when applied correctly) brings consumer choice and competition, strengthens the independence of national regulators and system operators, develops the markets through specific exchanges, and creates further advantages to governments and societies through "avoided costs". But, unbundling is not a panacea, since the market becomes attractive only if its size and density allows active competition between many operators. Markets have their own sensitivities and, the absence of well designed rules and development programmes can generate huge risks (see, for instance, the 2006 California crisis). The transition from monopolies to markets requires a close monitoring of both, while it has been observed that unbundling requires also a more sophisticated regulation. In order for this energy market model to work, indiscriminate access to the grid must be granted to all interested parties. This is ensured by grid operators that have no interests in either production or distribution, since the commercial activities are separated from the grid. There are three ways to achieve this:

- a) Ownership Unbundling (OU);
- b) Independent System Operator (ISO);
- c) Independent Transport System Operator (TSO).

According to Law 123/2012, Romania has chosen the ISO model. **Independent and effective oversight by market "watchdogs" – the national energy regulators** – are essential in order to be able to reap the benefits of a competitive energy market. TEP provides the possibility for the consumer to change their current supplier faster (in three weeks only).

There are also certain types of risks and difficulties with economic and social consequences which should not be overlooked during the implementation of this model. Despite the lack of any formal barriers, there have been observed delays in implementing TEP. These are due in part to the resistance of some MS to give up their national and European champions, but are also due to the inherent difficulties of the unbundling process and designation of the transmission system operators, and in some case even due to lack of funding (to build the interconnectors, for instance). Moreover, in some MS, controversies persist related to the *de facto* independence of the national regulators and the regime applies to non-EU companies, active on the common energy market, particularly Russian companies that have applied for exemption from TEP. Other constraints on the European energy market can stem from climate change restrictions, reluctance to use nuclear energy and difficulty to further promote renewable energy due to its higher costs.

Romania's current economic and social context is defined by: lack of a national economic and social long term strategy; lack of financing to modernize the economy; persistence of old economic structures, delayed reforms carried only under pressure from International Financial Institutions and the European Union; delay of privatization in main branches of the economy (energy included); and excessive political interference. The legal and regulatory framework was not attractive enough for investors who pointed on numerous occasions to high level of instability, corruption and lack of transparency. The energy sector has low levels of performance, since it has not received the attention that a critical infrastructure should. **Romania has widespread social problems characterized by low revenues, social protection through subsidies, regulated prices, extensive poverty that makes the question of vulnerable consumers a much bigger issue than in any other European country.** These local specificities are likely to raise additional difficulties to energy price deregulation.

Romania's current economic situation as described by the IMF deputy director in summer 2013 is "*stable, but with weak growth and risks of getting worse*". The organization has recommended the continuation of reforms in the areas of health, fiscal, energy, transport and state-owned companies. The macro-economic balance has to be maintained in order to support development over the next period, since economic growth is based on three major components: export, consumption and investments. Romania has now the lowest electricity and natural gas prices in the EU, but the presence of a functioning regional exchange will push these prices up.

Romania should advance proposals to adopt some major implementation decisions in order to facilitate application of EU legislation and favour its own energy sector. The country should benefit from the advantage of having the third lowest energy import dependency level (only 21.3%) in the EU. Any positive effect of discovering new economical reserves of conventional or unconventional gas will be completely cancelled out if:

- the price control policy continues;
- the concession system stays as it is (too easy, over long periods, and with no guarantees whatsoever that the new hydrocarbons will benefit the domestic market first);
- the current lack of concern regarding an efficient use of energy resources continues.

In 2012 Romanian domestic electricity consumption dropped by 2.6% compared to 2011. Romania's natural gas consumption dropped by 4% in 2012 compared to the previous year. The declining trend in electricity and natural gas consumption has continued in 2013, due mainly to price deregulation which contracted demand.

Given Romania's fragile social and economic situation, the uncertainties of the next period, its obligations towards the EU 2020 and beyond, the actions to revitalize industry and agriculture, the necessity to assure that the energy bill remains affordable to residential consumers, **it is imperative to set up a National Institute for Strategic Planning** that can harmonize and reconcile all these different factors. **One of the key reasons why Romanian economy and society has developed so chaotic, a process that unfortunately has gotten worse since 2009 and has deepened the economic and social decline, is the absence of such an institution (essential to a free market economy) on a permanent basis.** Decision making in energy was subject to ad-hoc measures and shaped by political governing programmes (which are short term) and compliance to European regulations. Specific sector strategies did not have **a common national support basis** in the medium and long term, which could ensure a certain degree of continuity and direction for a sustainable development model. This has put Romania at a visible disadvantage compared to its regional peers with similar economic situations back in 1990. There are however two notable exceptions: *Romania's National Economic Development Strategy for the medium term (2000-2004)* – a document demanded by the EU - and the *National Plan for Sustainable Development for 2007-2013*. Both documents had a limited effect while the second one overlapped with many failures: reduced absorption of EU funds, malfunctions in the energy sector, low attraction of foreign investments, a dramatic state of affairs in agriculture, failed privatizations, increase of the foreign debt, a significant decrease in the standard of living, etc.). The role of such an Institute would be to draft proposals and monitor the implementation of strategies in close correlation with Romania's natural capital and European policies, coordinate interdependent programmes and ensure coherence between governmental, national and EU programmes. Such a **specialized institution, non-political and subordinated to the Parliament**, would be of great assistance in helping Romania find the right balance between national interest, high mandatory EU standards and the hurdles of the economic and financial crisis that the country is going through. The utility of such an institution is highly dependent on the **quality and professionalism of its staff** (who should be carefully selected and properly motivated). The absence of such an institution (on a permanent basis) generates losses to Romania as a country that far exceed any costs associated with its functioning.

Romania's energy strategy should be passed as a law by the Parliament, in order to bestow on it greater authority, stability and predictability. The government should merge the energy and environment strategy in one document. Moreover, since energy and environment are national priorities

and have no political colour, the joint strategy should be accompanied by an agreement of support, signed by all political parties. The **principles of the national energy strategy** must be those of the EU energy policy: sustainable development, legal stability and regulatory predictability, development of European energy markets based on European principles, and consumer protection. The strategy should be accompanied by a clear action plan, concrete public projects and means of supporting private ones, with deadlines and responsibilities. The keys to success are having one national coordinator with reporting role, and unconditional support from all stakeholders. The competent Ministries will monitor the implementation of the part they are responsible for in the national programme.

The liberalization process has to be accompanied by the creation of **new pricing mechanisms for trading electricity**: from spot to day ahead, daily, weekly, monthly, quarterly, annually and multi-annually delivery. Regulation 1227/2011 states the importance of *“assuring the consumers and market participants that they can trust the integrity of the electricity and natural gas markets and that the wholesale prices reflect the balanced and competitive interaction between demand and supply and that profits cannot be made through market abuse”*. For electricity trading, these instruments are quite advanced:

- 1) **Centralized Market for Bilateral Power Contracts (PCCB)**, launched in 2005, offers the possibility of open auctions based on non-standardized offers for delivery over periods in excess of one month.
- 2) **Centralized Market for Bilateral Power Contracts with ongoing negotiation** – forward market (PCCB-NC). Launched in 2007, the market allows electronic trading on OPCOM's trading platform, based on simple price-quantity offers for standardized tools listed on OPCOM, for delivery periods in excess of one week. At all time, market participants have at their disposal 12 types of standard instruments for 29 different delivery periods. The initiator proposes a price at the start of the tender session, which is negotiated continuously during the session (with all the information on other quantities and prices updated in real time for all participants).
- 3) **Day Ahead Market (PZU)** was launched in 2005. It offers the participants the possibility to balance their portfolio one day-ahead of the delivery and to take advantage of the market opportunities close to the delivery date. Trading is conducted in a closed tender, where the price is set at market closure at the point where aggregate demand meets aggregate supply for each of the 24 hour intervals of the day ahead. Since 2008, OPCOM is the counterparty for each transaction on the day-ahead market. This market will be coupled with the neighbouring power markets meaning that cross-border capacity allocation will be conducted through transactions on OPCOM.
- 4) **Adjustment Market** was commercially launched in 2011. This market is part of the wholesale day ahead market, but it opens only after transactions are confirmed on the Day-Ahead Market. Trading is conducted electronically through open tender. OPCOM is the counterparty for each transaction on this market as well. The adjustment market represents the first stage of developing the intra-day market. The **target model for the intra-day cross border market is that of continuing implicit allocation. OPCOM will be involved in this process that is to be decided by European regulations, most likely through the Network Code for capacity allocation and congestion management.**

For natural gas, according to the provisions of Law 123/2012 there are currently two segments:

- 1) **Competitive market** which functions based on a) bilateral contracts between natural gas operators; b) transactions on centralized markets administered by the natural gas market operator or by the balancing market operator; c) other types of transactions or contracts.
- 2) **Regulated market** - there were 41 suppliers in this market last year, servicing a total number of 3,198,686 consumers, which received a total of 52,562.52 GWh in 2012.

There is another element - the **centralized voluntary market** – which is gradually taking shape. The natural gas exchange will be a key step in bringing more transparency to these transactions and ensuring that consumers pay a fair price.

The role of the **power and natural gas exchanges** is essential in the creation of regional markets - themselves intermediary steps towards the common energy market. The European Council held in February 2011 **set the deadline for completing the internal market for electricity and natural gas in 2014**. TEP lays the foundation upon which the pan-European energy target model will be defined. After the general characteristics of the **electricity target model** are established, the following steps are taken: drafting binding European regulations (framework guidelines, network codes); setting the market mechanisms; implementing progressively by using the existent intra and inter-regional initiatives. The target model supplies a medium term vision meant to facilitate progressive implementation of the European market model for an efficient allocation of the interconnection capacities and congestion management with the help of market mechanisms. This model contains elements which refer to:

- *Day-Ahead Market*: market coupling through price by 1) using the same algorithm to set the price; 2) harmonizing the closing hours; 3) good communication of bidding data between the power exchanges; 4) product compatibility.
- *Cross Border Intra Day Market*: ensuring the possibility to trade continuously with block bids;
- *Forward Market*: two alternative models are taken into account: 1) physical transport rights based on the “use it or sell it” principle (UIOSI); 2) financial transport rights (issued by transport and system operators). The model envisages the creation of a secondary market for trading transport capacity rights;
- *Balancing Market*;
- *Calculations of Cross Border capacities*.

To date, the following framework guidelines have been issued or are under preparation: for connection to the transport network, function of the power system, balancing, and function of the day-ahead market in a coupled system.

The network codes target the harmonization of the following areas: i) capacity allocation and congestion management; ii) balancing; iii) connecting industrial consumers and operators of distribution systems to the grid; iv) requirements for connecting producers to the grid; v) adjustment of frequencies and reserves; vi) operational planning and programming; vii) operational safety; viii) demands of the forward markets; ix) direct connection to high voltage grid.

Parallel to the top-down integration approach of TEP, there is also a bottom-up approach represented by the regional integration initiatives such as the trilateral coupling of the Dutch, Belgian, and French markets. Another example is the Nord Pool Spot (Norway, Sweden, Finland and Denmark). EPEX Spot was set up in 2009. The same year, **market coupling through price was chosen as the European target model**. In 2010, Poland joined Nord Pool Spot. In 2011, Italy and Slovenia achieved market coupling, followed by Netherlands and Norway (NorNed cable), Netherlands and UK (BritNed cable). The current regional situation looks like this:

- *North zone*: Denmark, Germany, Norway, Poland, Sweden, Finland (final border integration: Q4, 2014);
- *Baltic zone*: Estonia, Latvia, Lithuania (Q4, 2014)
- *Central-West zone*: Belgium, France, Germany, Netherlands, Luxembourg (Q4, 2012);
- *South-West zone*: France, Portugal, Spain (Q2, 2013);
- *Central-East zone*: Germany, Austria, Poland, Slovakia, Czech republic, Hungary, Slovenia (Q4, 2013);
- *Central-South zone*: Austria, France, Germany, Greece, Italy, Slovenia (Q1, 2014);
- *FUI*: France, UK, Ireland (Q4, 2014).

At the moment, **Romanian authorities seem unwilling to make the full extent of the liberalization process and impact known to the wider public, engaging instead** (under pressure from unions, employers' organization and various associations) in **attempts to delay the deregulation calendar**. To such a request, Romanian authorities have received in May the answer of

the Energy Commissioner which **recommended sticking to the deregulation calendar** while stressing that ANRE is the competent institution in deciding over the price of domestically produced gas as well as in matters related to the price deregulation calendar. The aim of the European internal market is to create a basis for effective competition. To that extent, price regulation will be gradually abandoned. For electricity, the regulated prices are gradually eliminated starting with September 1, 2012 until January 1, 2014 (for industrial consumers), and between July 1, 2013 until December 31, 2017 (for residential consumers). For natural gas, industrial consumers will see the prices increase between Dec. 1, 2012 to Oct. 1, 2014 while for household consumers between July 1, 2013 and Oct. 1, 2018. Because **Romania has currently the lowest energy prices (by 30% cheaper than the EU average for electricity and by 150% cheaper for natural gas)**, price deregulation equals to significant price hikes. But, compared to the low purchasing power per capita, energy is expensive even now for most Romanians. Further price increases (which are certain) will pose a significant problem for a growing number of the population. Measures to counteract the projected effects of price deregulation should receive full and immediate attention of all stakeholders.

As to the industrial consumers, in the EU context, Romanian companies that are competitive due to cheap energy prices can be accused of dumping practices or benefiting from illegal state aid. That is why the big price differential has to be narrowed. This is done through the liberalization process, which is faster for the industry and slower for household consumers. For each individual company, the critical point depends on its business performance, size, restructuring measures and their implementation stage, working capital and internal funds available for the company's development, the market circumstances it operates in, the support of the unions and federations it is part of, and the specific social problems it faces. Ultimately, **price liberalization in Romania could boil down to the question of low revenues**, which is the responsibility of the government and has to do first and foremost with economic growth.

It is imperative for Romania to **decide upon a model of economic development**, setting up a priority list, asking for derogations so that these priority sectors can benefit from state aid according to the EU legislation. Without a basis, Romania risks to develop disorderly, its resources will be inefficiently allocated and those most in need of financing shall not obtain it. Mineral resources, energy, transport infrastructure should be used as a basis for attracting **investments in the industries of the future and allow for the development of a knowledge based economy that would increase exports of products with higher added value**. This requires integrated strategic thinking, planning and management. Industry should be strongly encouraged to take the necessary measures to increase its immunity to energy costs through innovation, use of alternative resources and higher efficiency. The most vulnerable industries to the price increases are the energy intensive ones: steel, aluminium, fertilizers, auto making, construction, cement. Efforts should be made to disseminate the best available technologies and successful practices applied elsewhere (including use of substitute materials) that can be replicated by Romanian companies. Both energy efficiency methods have to be applied: end-of-pipe technology (in the short term) and radically innovative technologies, processes and substitute materials (in the long term). Administrative measures that can be taken (and were also recommended by the European Commission in June 2013) include the introduction of a mechanism to monitor the impact of higher energy prices on residential consumers, on the competitiveness of economic agents and on energy intensive industry. Small and medium size consumers have to be supported by specific measures. Both household and non-household consumers have to be encouraged to adopt the latest best available technology for energy efficiency. The vulnerable consumers should receive adequate social protection measures. A key step towards that is the **creation of a separate independent structure that shall have full control and bear full responsibility over the national assistance programme for the vulnerable consumers**: create the national database for electricity and, separately, for the natural gas consumers, according to a set of well defined criteria that take into account the Romanian specificities, and manage these databases and the resources set aside for the vulnerable consumers. Having a sole organization responsible in order to avoid overlapping authorities (implication of several Ministries with equal rights), ease the administrative burden on the institutions involved (ANRE, Labour Ministry, Finance Ministry), and setting a clear line of responsibility is crucial.

However, liberalization of the energy prices is conducted amidst a grossly unsustainable energy sector which incurs huge losses. Due to its great delay, price deregulation will put a significant strain on all the consumers. Measures to soften this shock will have to target a reduction of both energy consumption (through energy efficiency) and energy losses (through modernization of the antiquated infrastructure). Studies show that energy efficiency can be improved by 16-24%.

The current modest performance, to say the least, of the Romanian energy sector has many causes: the poor quality of the technical and economic assets inherited from the communist regime, inefficient production capacities that were kept in function (way over their designed lifetime, but under pressure from the unions and out of political reasons) instead of being retired and replaced with highly efficient new units; and the permanent political control over the energy sector by people who oftentimes lacked competence in this area.

Before and after Romania's accession, the privatization process in the energy sector unfolded haphazardly, no investments were made to modernize the thermal power plants and the district heating system which is now in a very precarious situation, threatening the heat supply in 32 cities. Before 1989, Romania had and continues to have a very high energy intensity, which results in a wasteful use of resources. In 2010, Romania's economy ranked the third most energy wasteful in the EU, after Bulgaria and Estonia. A similar situation is observed in the residential heating, where Romania ranks the 6th in terms of annual consumption. Further neglect of these major energy inefficiencies will negatively affect the country's economic growth. In fact, the country registered a 10% decrease in total energy consumption in 2010 compared to 2005, but this was not due to any measures taken, but to the crisis related drop in industrial activity. Moreover, industrial energy audit activities in Romania were unsuccessful, because they were optional and did not carry any real penalty system.

A country traditionally rich in energy resources, Romania has a very poor understanding of the concept of energy saving and no culture in this respect at all. Energy efficiency was recognized as a priority only in 2000, by Law 199/2000, itself adopted with great delay. While the discussions about price are endless, there is little to no focus on the other component of the energy bill: quantity. Thus, **energy efficiency should become the government's number one priority** over the next period, all the more so since Romania's potential in this respect is quite untapped. A 2002 estimation by the Energy Charter Secretariat placed Romania's national energy saving potential at 30-35%, distributed as follows: 20-25% in industry, 40-50% in buildings, and 35-40% in transportation. Directive 2010/31/EU found that buildings account for 40% of the total energy consumed in the EU. According to the 2011 census, Romania has approx. 5 million buildings (equivalent to 8.5 million individual homes), 54.4% of which are located in urban areas. Romania has 83,799 multi storey apartment blocks that house 7.821.169 residents (37% of Romania's population). The energy losses in this building stock are 2 to 3 times higher than the average in developed European countries. That is due to the low quality of construction materials and interior installations, inefficient thermal insulation, inadequate execution and consumer behaviour. Most of these standardized blocks were built in the 1960s-1980s during the construction of industrial platforms on the outskirts of cities that required accommodation for a rising number of people brought from the countryside to work in the huge industrial complexes. Most of these buildings have reached or already passed half of their projected lifetime. Thermal rehabilitation of the blocks constructed before 1989 can reduce the final thermal energy consumption by 30-50% and significantly diminish the effects and spread of energy poverty in the context of the projected price increase for energy. Romanian consumers paid in 2011 the 5th lowest price for heating (63 Euro/MWh), but when the PPP is factored in, it turns out that Romanians pay the highest price in Europe (235% higher compared to their actual revenues, using Finland as benchmark). In Romania, the price for thermal energy and heat supply is overblown (unjustifiably) by conflicting regulations issued by ANRE, on the one hand, and ANRSC, on the other. ANRE's use of the one-tier tariff system instead of the two-tier tariff for natural gas and heat (which is being used in other countries) is to the disadvantage of the consumer.

The indifference of central and local authorities to find financing solutions to upgrade the energy performance of multi-storey apartment blocks (which have energy losses as high as 40-50%), will be the one that will push people into poverty, not the price deregulation process. The already

inflated energy bills look that way also because the present energy losses have gone unaddressed for far too long. For instance, of the 83,000 apartment blocks, only 5-6% of them currently have thermal insulation. In the absence of decisive action to properly address the topic urban and rural energy systems (by tackling the problem simultaneously with different solutions - social assistance measures, fiscal and financial incentive packages to accelerate the process of upgrading the old buildings and attract private capital in addition to making use of the EU funds), the price deregulation can bring significant social unrest.

Two concepts have been developed in relation to **social protection** in the EU: that of **public service** and that of **universal service**. The two are not the same because the first refers to a *service in the general interest* that falls under the responsibility of an authority (such as the secure supply of water, energy, heat), while the second term refers to *accessibility* to all potential clients in a certain territory. Unfortunately, Law 123/2012 increases the confusion because the electricity section mentions the universal service, but not the public service, while the natural gas section has a public service provision, but not a universal service one.

Generally, the public service obligation requires: i) a physical possibility (access to a distribution grid, a coal or petroleum products market, etc) and ii) a financial possibility to cover the cost of such a service. While the first is in place, the second is not. Hence, we have the notion of the vulnerable consumers and, in close connection to it, the concepts of “energy poverty”/“*précarité énergétique*” and “fuel poverty”. Law 123/2012 defines the concept of “vulnerable client (not consumer)” as a household client who, due to age, health, low revenues, is at risk of being socially marginalized and therefore benefits of social (financial and other) protection measures. According to Government Emergency Ordinance (GEO) 42/2013, these social benefits are established for a limited period and the revenue level which triggers them is adjusted with each price increase for electricity and natural gas through subsequent GEOs. The social system currently in place has some shortcomings: it is a short term fix devised under time pressure that takes into account mainly the household revenue criteria; the beneficiaries of the minimum income guarantee and of the family allocations do not qualify for it according to the ‘vulnerable client’ definition in the law; there is a weak connection between social assistance and the principles that should define the vulnerable consumer; plus the Social assistance strategy lacks a reference to “fuel poverty”. The assistance for thermal energy does not address the underlying problem of energy inefficient homes. Finally, Romania has no quantitative indicators in place to measure the magnitude of energy poverty or its depth (the “fuel poverty gap”). It is extremely difficult to appreciate the consumers’ degree of vulnerability in the absence of any metrics to measure the “fuel poverty gap”. These elements point to the need to rethink the social assistance system to make it address and differentiate energy poverty from other types of poverty and tackle it accordingly.

Key recommendations:

1. Improve the institutional framework by:
 - setting up a National Authority for Energy Efficiency (NAEE);
 - setting up a Department for Urban and Rural Energy Systems within the Ministry of Regional Development and Public Administration;
 - ANRE to take over key activities (e. g.: thermal energy from ANRSC).
2. Improve the legal framework by adapting the necessary provisions for the Energy Performance Contracts that will enable the use of the Energy Services Companies (ESCO).
3. National Energy Efficiency Strategy has to set real objectives for 2020 and intermediary targets as benchmarks to help us get there.
4. Create a framework that should enable companies to work based on voluntary agreements.
5. The competent authorities should consult with industry on the best ways to reach the energy efficiency target, after a careful cost-benefit analysis and taking into account the experience of other EU states. A mechanism to recoup the costs for the parties under obligation should be established.
6. The distortions present on the market (natural gas, renewable, as well as the ethical aspects in concluding contracts) should be eliminated.

7. An energy efficiency culture should be created and developed through media information campaigns, subjects taught in school, etc.
8. The number one priority should be to use the EU funds to increase energy efficiency in the areas where the savings potential is the highest (public and residential buildings, 40-50%).
9. Implement integrated energy management systems at all big industrial consumers.
10. Identify and promote the use of energy efficiency methods for industrial consumers: end-of-pipe technology (in the short term) and radically innovative technologies, processes and substitute materials (in the long term).
11. Disseminate best available technologies and successful practices applied elsewhere (including use of substitute materials), which could be replicated by Romanian companies.
12. Make permanent the tax on excess profits from liberalization put in place at the beginning of 2012. This will ensure collection of sufficient revenues to support the vulnerable consumers beyond the 2017-18 horizon and will ensure a smooth transition until such time when the economy grows at rates that can lift the income of Romanians to a level where higher prices for energy will be affordable (without social assistance) for the majority of the population.
13. Put in place a mechanism to monitor the impact of higher energy prices on residential consumers, on the competitiveness of economic agents and on energy intensive industry.
14. Create an expert task force that would look in depth at the particular situation of household consumers, would work out quantitative metrics to measure the full extent of vulnerability towards higher energy prices, would run different scenarios, would seek to differentiate the household consumers according to better defined criteria and would propose targeted solutions. This task force could precede the creation of a separate independent structure that shall have full control and bear full responsibility over the national assistance programme for the vulnerable consumers.
15. It is a given that energy price liberalization will bring an additional number of consumers in the vulnerable segment. However, social protection through price has to end, and adequate social assistance from central and local budgets should be put in its place. The market has to be free. The consumers unable to pay for the public service should be supported by well targeted social measures.

The analysis shows that the number one priority for the state should be to channel all its efforts to assist the vulnerable consumers. This category will increase numerically for two reasons:

- a) The energy bill will go up, most likely higher and faster than the individual revenues;
- b) The number of vulnerable consumers will increase because the price hike shall push new consumer categories (currently unaffected) into energy poverty.

Fortunately, there are measures that can be taken to address this: efficient energy consumption, a re-thinking of the local district heating systems and promoting high efficiency technologies systems can reduce the number of vulnerable consumers, as can the application of a more consumer friendly tariff system. Despite these measures (provided they are implemented), the number of vulnerable consumers can still remain quite big. Hence, the major solution would be to stimulate economic growth that would result in increased family revenues. The social support system should be based on an accurate assessment of energy poverty in Romania and target those who needed it. Any measure to protect the population from the shock of the future price increases will have to be correlated with investments in building upgrades.

*

The *methodology* that was used in preparing this study relies primarily on desk research, literature review, and analysis of the main EU Directives and Regulations that shape the current evolution of the energy sector. It relies on previously written Romanian and European studies, but also integrates information from EU institutions, studies and publicly available databases and maps, as well as market monitoring reports published by Romania's National Energy Regulator (ANRE). Foreign journals and local newspapers were also consulted during the research that was conducted. Company and institutional press releases have been used as a source of information. Several in person interviews have been conducted with Romanian experts that helped understand the subtleties of the Romanian

electricity and natural gas markets. A scenario analysis has been used for the household consumer's sensitivity to natural gas prices, utilizing a price projection in line with the agreed deregulation calendar. The weighted average method was used for calculating the end price for the final residential consumer, assuming first a gas basket structure of 90/10 (domestic/imported) and then of 70/30. The analysis tested consumer sensitivity against a different basket structure and then against the fluctuations in the price of the import gas, first at a flat import price of 143 lei/MWh and then at a constant price of 125 lei/MWh. While the price Romania is paying for the imported gas matters and, provided it goes down, can ease the impact on the Romanian residential consumers, the analysis is more focused on what happens to the domestic price that is being deregulated. The fact of the matter is that even if the final residential consumers can be shielded by manipulating other price components and by spreading in time the price increases, this can only provide a partial and temporary cushion. Given the current low price level, the projected increases (+150%) are likely to have a dramatic impact, especially on the household consumers. That is why price deregulation in the natural gas sector has to be accompanied by a nationwide energy efficiency program as well as a more sophisticated social assistance program.

Last but not least, the study benefited from the rich professional and academic experience of its authors, extremely well known industry experts, whose in depth understanding of the Romanian energy market is based on firsthand knowledge of Romania's energy systems and regulations. The team was constantly supported by the designated colleagues from the Romania European Institute in Bucharest which provided feedback on earlier versions and guidance through the entire process.

SINTEZA

În vederea **realizării unei piețe interne a energiei competitive funcționale**, Comisia Europeană și Parlamentul au emis al treilea pachet legislativ pentru construcția cadrului legal al unei asemenea piețe. Ideea centrală o reprezintă despărțirea zonelor de concurență față de cele ce constituie monopol natural și prețuri reglementate și folosirea avantajelor pe care primele le pot aduce printr-o folosire optimă a resurselor. Pachetul, alcătuit din două Directive: Directiva 2009/72/CE, dedicată pieței de energie electrică, și Directiva 2009/73/CE pentru piața de gaze naturale și trei Regulamente (713, 714 și 715), stabilește înființarea unor noi entități instituționale la nivelul Uniunii (ACER, ENSO-E și ENTSO-G) necesare pentru o mai bună coordonare a reglementatorilor și, respectiv, a operatorilor de transport din sistem.

Modelul propus poartă cu sine avantaje evidente prin puterea de a alege a consumatorului, prin exploatarea potențialului concurențial, prin întărirea statutului de independență a reglementatorilor naționali și a operatorilor de rețea, prin dezvoltarea unor burse specifice. Nu trebuie însă trecut cu vederea că există și unele riscuri și dificultăți care trebuie luate în seamă în procesul de implementare și care pot avea consecințe economice și sociale deosebite.

Scopul prezentei lucrări îl constituie înțelegerea procesului de liberalizare a piețelor de energie electrică și gaze naturale (și, în egală măsură, a piețelor de încălzire centralizată) și impactul acestui proces asupra economiei și societății românești, prezentându-se în final concluziile și un număr de propuneri de măsuri.

Lucrarea este alcătuită din nouă capitole, care prezintă succesiv: situația economică, situația sectorului energetic și contextul social al etapei prezente în România (structura economiei, disfuncționalități economice și sociale, decizia de eliminare treptată a prețurilor reglementate la energie, nivelul standardului de viață); cerințele celui de Al Treilea Pachet legislativ pentru Energie și obligațiile României în cadrul acestui proces; particularitățile și efectele economice ale liberalizării piețelor de energie asupra dezvoltării economice a țării; pregătirea burselor de energie pentru integrarea regională și în piața internă europeană; efectele procesului de liberalizare asupra tuturor categoriilor de consumatori finali de energie; realizarea programului național de eficiență energetică ca principala soluție de eficientizare a consumului și de reducere a pierderilor energetice, asigurând astfel o mai bună suportabilitate a facturilor energetice; efectele sociale ale liberalizării piețelor de energie, respectiv propuneri de măsuri pentru rezolvarea problemelor consumatorilor vulnerabili.

Se prezintă sintetic în continuare principalele concluzii și recomandări:

1. **Realizarea unei piețe interne funcționale și competitive a energiei**, conform prevederilor legislative ale celui de Al Treilea Pachet al Energiei este un proces deosebit de complex. Modelul propus poartă cu sine avantaje evidente prin puterea de a alege a consumatorului, prin exploatarea potențialului concurențial, prin întărirea statutului de independență a reglementatorilor naționali și a operatorilor de rețea, prin dezvoltarea unor burse specifice. Nu trebuie însă trecut cu vederea că **există și unele riscuri și dificultăți care trebuie luate în seamă în procesul de implementare și care pot avea consecințe economice și sociale deosebite**, în special în cazul României, tocmai datorită disfuncțiilor existente de ordin instituțional, legislativ, economic și social.
2. Pentru desfășurarea procesului de liberalizare a piețelor de energie electrică și gaze naturale (și, în egală măsură, a piețelor de încălzire centralizată) și a impactului acestui proces asupra economiei și societății românești este important de înțeles **elementele principale ale contextului economic și social din România**, în care se desfășoară acest proces, pentru a putea evalua în mod corect consecințele acestuia asupra economiei și societății și măsurile

care trebuie luate. Între acestea se menționează: inexistența unei strategii economice și sociale naționale pe termen lung; lipsa acută a surselor de finanțare a investițiilor pentru modernizarea economiei; menținerea structurilor economice învechite și restructurări și reforme făcute cu întârziere; amânarea privatizării în ramurile economice principale, între care energia, și menținerea deciziilor guvernamentale și a ingerinței politice; cadrul legislativ și de reglementare insuficient de atractiv pentru investitorii străini, care au reclamat caracterul instabil, netransparent și nepredictibil, precum și nivelul ridicat al corupției; sectorul energetic nu a primit atenția necesară unei infrastructuri vitale, având performanțe economice coborâte; problemele sociale au fost caracterizate de venituri scăzute, protecție socială prin subvenții bugetare și prețuri reglementate la energie, sărăcie peste media europeană, având drept consecință creșterea grupurilor vulnerabile de consumatori. **Existența acestor deficiențe sunt de natură să creeze dificultăți suplimentare în reducerea impactului negativ al retragerii prețurilor reglementate ale energiei ca urmare a liberalizării pieței energiei.**

3. **Situația economică prezentă a României, precum și a sectorului energetic** pot fi caracterizate prin următoarele: economia s-a stabilizat, dar creșterea este modestă, existând riscuri de înrăutățire a situației; echilibrul macro-economic obținut trebuie menținut pentru a avea o dezvoltare în perioada următoare; creșterea economică se bazează pe trei componente majore: export, consum și investiții, elemente în funcție de care se obțin efecte benefice de ordin social; Guvernul trebuie să continue reformele în domenii precum sănătatea, impozitarea, energia, transporturile și companiile de stat; România are printre cele mai mici prețuri la gaze și electricitate din Uniunea Europeană, dar tranzacționarea pe bursa regională va face ca aceste prețuri să crească, existând șanse de redresare a sectorului energetic, dar cu efecte contrare asupra consumatorilor casnici și industriali. Ca Stat Membru al Uniunii Europene, România trebuie să respecte în totalitate prevederile privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene, armonizând disfuncțiile existente și prioritățile domeniului cu toate elementele legislației europene. Mai mult, România trebuie să-și promoveze propriile interese și să facă propuneri de adoptare a unor decizii de implementare care să faciliteze aplicarea și să favorizeze din punct de vedere economic propriul sector energetic.

În lipsa unei strategii naționale pentru sectorul energetic, disfuncțiunile existente, capacitățile neperformante, lipsa investițiilor și întârzierile în aplicarea și respectarea prevederilor legislative interne și europene pot conduce la rezultate economice net inferioare celor actuale. România a fost în anul de referință 2012 importator net de energie. La energie electrică și la gaze naturale, consumul a înregistrat o scădere de 2,6%, respectiv 4% în anul 2012 față de anul 2011, pe fondul unei scăderi a consumului clienților finali. În anul 2013, procesul de scădere a consumului de energie electrică și gaze naturale continuă, în mare măsură datorită retragerii prețurilor reglementate. **Comparativ, România a avut una dintre cele mai mari scăderi ale consumului de energie în acest interval, dublu față de media UE.**

4. Având în vedere contextul prezent economic și social fragil al României, incertitudinile perioadei următoare, obligațiile țării noastre în cadrul Uniunii Europene pentru Orizont 2020 și în continuare, acțiunile de revitalizare a industriei și agriculturii, creșterea suportabilității facturii de energie la consumatorii rezidențiali, consolidarea sectorului energetic se apreciază **necesitatea înființării urgent a unui institut național de planificare strategică**, care să armonizeze influența și ponderea tuturor acestor factori.

Se propune astfel, înființarea unui **Institut Național de Planificare Strategică**, ca **instituție non-politică, în subordinea Parlamentului României**, al cărui rol principal va fi elaborarea propunerilor și urmărirea strategiilor de dezvoltare economică și socială a României, în corelare cu capacitatea de suport a capitalului natural pe termen mediu și lung și cu politicile europene, coordonarea programelor sectoriale interdependente și asigurarea coerenței programelor guvernamentale și a celor cu finanțare națională și comunitară. Complexitatea și dificultățile perioadei curente și, mai ales, viitoare, perioadă crucială pentru încadrarea

sustenabilă a României în rândul Statelor Membre ale UE, reclamă în mod categoric crearea unei instituții specializate de planificare strategică națională, specifică economiei libere, capabilă să găsească un echilibru între interesul național, standardele ridicate obligatorii ale Uniunii Europene și obstacolele crizei economice și financiare pe care încă o traversăm. Se subliniază, că utilitatea acestei instituții depinde direct de **calitatea și profesionalismul personalului angajat.**

5. **Strategia energetică a României trebuie aprobată ca lege în Parlament.** Aceasta va trebui să răspundă cu soluții concrete tuturor obiectivelor asumate de România în calitate de Stat Membru al Uniunii Europene. Pornind de la constatarea evidentă că domeniile energie și mediu reprezintă priorități naționale și că nu au culoare politică, strategia trebuie aprobată ca lege în Parlamentul României, pentru a i se putea conferi mai multă autoritate, stabilitate și predictibilitate și **însoțită de un acord de susținere pe termen lung, acceptat de toate partidele politice parlamentare** (a se vedea, în acest sens, exemplul Danemarcei). **Principiile strategiei energetice naționale** trebuie să fie cele ale politicii energetice comunitare: dezvoltare durabilă, stabilitate și predictibilitate legislativă și de reglementare, dezvoltarea piețelor de energie pe principii europene și protejarea consumatorului. Se apreciază că această strategie complexă trebuie însoțită de un plan clar de acțiune, cu proiecte în sectorul public și modalități de sprijin al proiectelor din sectorul privat, cu termene și responsabilități.
6. Este absolut necesară **definirea unui model de dezvoltare economică pentru România, stabilirea sectoarelor prioritare, solicitarea de derogări pentru aceste sectoare prioritare pentru ca acestea să poată beneficia de ajutor de stat.** Acesta este principalul aspect asupra căruia trebuie ajuns la un consens. Fără acest lucru, România riscă se dezvolte haotic, resursele să fie alocate inefficient, iar cei care au nevoie cea mai mare de finanțare să nu o primească. **Exploatarea resurselor minerale, energia, transporturile, agricultura** trebuie folosite pentru a pune bazele unui sistem capabil să atragă investiții în industriile viitorului și să contribuie la dezvoltarea unei economii bazate pe cunoaștere și pentru a crește exportul de produse cu valoare adăugată. Trebuie **diseminate informații despre cele mai bune practici în domeniul eficienței resurselor, despre cele mai noi tehnologii disponibile care pot să eficientizeze consumul, despre modelele de business care au experimentat cu succes folosirea de materie primă de substituție.** Guvernul trebuie să stimuleze cercetarea și dezvoltarea de **modele de business verzi** și să sprijine **cercetarea și inovarea industrială.**

Pentru atenuarea impactului liberalizării prețurilor la electricitate și gaze în **industrie, aceasta trebuie încurajată să ia măsurile necesare pentru a-și crește imunitatea față de costul energiei.** Acest lucru poate fi atins prin inovație, folosirea resurselor energetice alternative și creșterea eficienței energetice. Comisia Europeană recomandă introducerea unui **mecanism de monitorizare a impactului prețurilor mari la energie asupra consumatorilor casnici și asupra competitivității agenților economici și a industriilor energointensive.** Consumatorii mici și mijlocii trebuie sprijiniți prin **măsuri de susținere a IMM-urilor, principalele motoare ale creșterii economice. Consumatorii rezidențiali și ne-rezidențiali trebuie stimulați să adopte cele mai noi măsuri și tehnologii disponibile pe piață pentru eficientizarea consumului,** iar consumatorii vulnerabili, prin măsuri de protecție socială.

7. Consiliul European a decis ca **piața internă europeană de energie electrică și de gaze naturale să fie implementată până la sfârșitul anului 2014.**

În România se regăsesc unele din cele mai mici prețuri la electricitate și gaze din UE, dar în procesul de aliniere a prețurilor trebuie să se țină însă seama de puterea redusă de cumpărare care caracterizează practic toată populația, conducând la un grad de vulnerabilitate alarmant de ridicat. În prezent, **electricitatea este mai ieftină cu peste 30% decât media UE, iar gazul cu circa 150%.** Astfel, companiile producătoare din România beneficiază de o energie cu mult mai ieftină decât cele din restul UE, ceea ce le conferă un avantaj competitiv, care poate fi interpretat în unele cazuri ca ajutor de stat, iar în altele ca dumping. Ca urmare, diferența

mare de preț dintre România și media UE trebuie să fie micșorată prin procesul de liberalizare, proces care este mai lent pentru populație (2012-2018) și mai rapid pentru industrie (2012-2014). În mod special, în cazul gazelor naturale, prețul gazelor interne va trebui să ajungă la media prețurilor practicate în regiune, ceea ce înseamnă o **majorare de circa 160%**.

Pentru fiecare agent economic **momentul corespunzător punctului critic** depinde de eficiența economică, de performanțele sale, de mărimea afacerii pe care o administrează, de măsurile de restructurare adoptate și de stadiul implementării lor, de disponibilitățile financiare și de posibilitățile reale de reluare a fluxului de capital și constituire a fondurilor interne necesare dezvoltării companiei, de sprijinul acordat de organizațiile sindicale și de federațiile din care acestea fac parte, de problemele de natură socială cu care se confruntă și, nu în ultimul rând, de piața pe care operează.

8. Liberalizarea treptată a pieței de energie electrică și gaze naturale în România se face în contextul unui **sector energetic nesustenabil, care se confruntă cu o diversitate de dificultăți, între care pierderile energetice foarte mari**. Pe termen mediu, procesul de liberalizare a pieței de energie conduce la o creștere a prețurilor energiei electrice, dar mai ales a gazelor naturale și căldurii, proces care se desfășoară cu mare întârziere și care va pune o presiune ridicată pe capacitatea tuturor consumatorilor de energie (industriali, rezidențiali și non-rezidențiali) de a plăti facturile energetice. O soluție evidentă, dar deloc comodă, este aceea de a **micșora consumul de energie prin creșterea eficienței energetice, respectiv prin reducerea pierderilor energetice**. Studiile efectuate arată un potențial valorificabil de îmbunătățire a eficienței energetice de 16-24%. Valoarea economică a acestui potențial poate susține o creștere a PIB până în 2020 de 4-6%, respectiv 4,9-7,4 miliarde euro, fără un consum suplimentar de energie.

Ca principale concluzii și recomandări se menționează: înființarea **Autorității Naționale în domeniul Eficienței Energetice (ANEE)**, a **Departamentului pentru Energetică Urbană și Rurală** în cadrul Ministerului Dezvoltării Regionale și Administrației Publice și prin preluarea în cadrul ANRE a activităților privind energia termică de la ANRSC; adoptarea cadrului legal pentru contractele de performanță energetică (CPE), care să permită totodată punerea în valoare a potențialului companiilor de servicii energetice (ESCO); utilizarea acordurilor voluntare între industrie și autoritățile statului pentru eficientizarea consumurilor energetice; trebuie eliminate distorsiunile din piața energiei (din domeniul gazelor naturale, surselor regenerabile, eticii încheierii contractelor etc.); folosirea mai bună a fondurilor europene pentru eficiență energetică trebuie să fie o prioritate principală, odată cu reducerea procedurilor birocratice; trebuie implementat un cadru legal care să promoveze finanțarea privată a eficienței energetice de către instituții financiare private; promovarea sistemelor de management energetic la marii consumatori industriali de energie.

9. **Liberalizarea prețurilor de pe piețele de energie va vulnerabiliza un număr suplimentar de consumatori**, prin renunțarea la protecția socială prin prețuri reglementate. Principiul este simplu: piața trebuie lăsată liberă, iar acolo unde serviciul public nu poate fi suportat de unii consumatori, aceștia trebuie să primească ajutoare corespunzătoare din bugetul central, eventual și din cel local. Dintr-o analiză simplă, **rezultă o creștere importantă a efortului statului pentru susținerea consumatorilor vulnerabili**. Creșterea se datorează celor două cauze: a) creșterea valorii facturii într-o dinamică superioară creșterii probabile a venitului prin indexare și b) mărirea numărului de consumatori vulnerabili prin ajungerea în situația de sărăcie energetică a unor noi categorii de consumatori.

Din fericire, există **soluții pentru ameliorarea acestei situații**. În primul rând, orice măsură de eficientizare a utilizării energiei la nivelul consumatorului final este binevenită și duce la reducerea facturii. Apoi, la nivel local, o regândire a sistemelor centralizate de alimentare cu căldură și promovarea unor sisteme bazate pe tehnologii de înaltă eficiență poate reduce costurile gospodăriilor și, implicit, numărul de consumatori vulnerabili. Tot la nivel local, aplicarea unor sisteme de tarify prietenoase pentru consumatori poate ajuta de asemenea.

Chiar în aceste condiții este probabil ca numărul de consumatori vulnerabili să crească și, din această cauză, mărirea veniturilor familiale datorată unei dezvoltări economice accelerate rămâne unul din factorii importanți de echilibrare a situației. În sfârșit, **este necesară o regândire a sistemului de ajutor social actual**, în sensul folosirii unei metodologii de apreciere corectă a sărăciei energetice și de dimensionare corectă a necesarului de ajutoare sociale. Aceasta ar trebui să scoată în evidență legătura dintre avantajele investițiilor în modernizarea clădirilor/apartamentelor și bugetul pentru ajutoare, respectiv, cel pentru sănătate.

1. INTRODUCERE

Energia este un produs cu o mare valoare economică, socială, strategică și politică. Este indispensabilă pentru întreaga economie a unei țări, respectiv pentru industrie, servicii și activități sociale. Lipsa accesului la energie are consecințe mari, iar rolul strategic și politic al energiei a fost în mod clar evidențiat în ultimii 30-40 de ani de diferitele crize petroliere, conflicte regionale, care au degenerat în războaie, avarii energetice grave, tensiuni sociale sau erori în politica energetică a unei țări.

Energia este astăzi o **resursă mult prea prețioasă** pentru a putea fi tratată într-un mod facil, superficial sau pentru a fi irosită; ea este un **bun public** (necesitând o protecție specială) și, totodată, o **marfă** (pe piața energetică concurențială); energia **face parte din modul de viață cotidian** (industrial, economic, casnic, informațional); **sporește standardele de viață** a miliarde de oameni și, nu în ultimul rând, este principalul mijloc de acțiune împotriva schimbărilor climatice.

Ca **particularități specifice ale sectorului energetic** se menționează, în mod special, patru dintre acestea: în primul rând, este caracterizat de o inerție mare, cu o diferență de timp între decizie și realizare practică, de ordinul a 4-15 ani; în al doilea rând, alături de sectorul transporturilor, este principalul contributor la poluarea ambientală și schimbările climatice; în al treilea rând, necesită investiții considerabile, de multe ori foarte greu de obținut; în al patrulea rând, este absolut necesară existența unui cadru instituțional și legislativ adecvat, precum și a unei strategii energetice pe termen mediu și lung, însoțite de politici energetice naționale și instrumente specifice economiei libere [1.1].

Scopul acestei lucrări îl constituie înțelegerea procesului de liberalizare a piețelor de energie electrică și gaze naturale (și, în egală măsură, a piețelor de încălzire centralizată) și impactul acestui proces asupra economiei și societății românești.

În acest scop, este important de prezentat **elementele principale ale contextului economic și social din România**, în care se desfășoară acest proces de liberalizare, pentru a putea evalua impactul acestuia asupra economiei și societății [1.2].

- În 1990, **România avea datoriile externe plătite**, dar o industrie în mare majoritate nemodernizată, ineficientă, puternic energointensivă, ca țară era autodeconectată de la piața financiară internațională și la fosta piață CAER. Veniturile populației erau scăzute și erau încă prezente lipsa căldurii pentru încălzire și alimentarea sporadică cu energie electrică. În această situație, **România a solicitat sprijinul financiar al FMI și Băncii Mondiale**.
- Sectorul energetic, în ansamblu, dispunea de capacități neperformante, tehnologii vechi, personal numeros, organizat în monopoluri integrate, cu structuri sindicale, devenite în scurt timp puternice. Datorită recesiunii industriei, consumul de energie electrică a scăzut în mod considerabil. A apărut o perioadă lungă caracterizată prin încasarea redusă a facturilor energetice, blocaj financiar și **lipsa acută de finanțare a investițiilor pentru modernizare, repercutată până în prezent**.
- În 1990 a fost **desființat Comitetul de Stat al Planificării**, ca fiind o structură socialistă de planificare centralizată, fără a fi înlocuită cu nimic până în prezent, respectiv o entitate de planificare strategică națională pe termen mediu și lung. Au fost realizate numeroase strategii sectoriale, nearmonizate între ele și, în mare majoritate, fără efecte practice. Au existat totuși două documente aprobate de Guvern (“Strategia Națională pentru Dezvoltare Durabilă”, 1999 și “Strategia Națională pentru Dezvoltare Durabilă a României. Orizonturi 2013-2020-2030”, 2008), dar care au trecut neobservate sub aspectul utilității lor. **Dezvoltarea economică a României s-a bazat exclusiv pe programele de guvernare rezultate din alegerile generale**.

- **Restructurarea monopolurilor integrate** (RENEL și ROMGAZ) s-a făcut după 1998, la insistența FMI și, în mod special, a Băncii Mondiale. Toate structurile deținute de stat din sectorul energiei au fost controlate politic, conform algoritmului alegerilor generale, de foarte multe ori personalul de conducere neavând pregătirea profesională adecvată. După înființarea autorității de reglementare ANRE și deschiderea competiției la producere, s-au încheiat cu companiile care produceau energie electrică ieftină (în special, Hidroelectrica), cu suport politic, contracte confidențiale pe termen lung, extrem de păguboase, în final, la nivel național. Existența acestor contracte oneroase (în curs de lichidare, dar prin insolvență Hidroelectrica) a reprezentat principala cauză a **absenței privatizărilor la producerea de energie electrică**.
- **Sectorul energetic nu are o Strategie națională efectivă**; documentul aprobat de Guvern ca Strategie pentru perioada 2007-2020 nu a produs efectele scontate și este departe de realitățile acestui sector. De altfel, după intrarea României în Uniunea Europeană, legislația energetică s-a modificat, din păcate, de multe ori cu mari întârzieri, numai sub influența directivelor și reglementărilor europene.
- În perioada 2009-2012, datorită deciziei de reducere a numărului de agenții și autorități, **ANRE s-a găsit în subordinea Guvernului, fără autonomia și independența** necesare, cu consecințe privind pierderea unei mari părți din personalul specializat. Aceasta situație s-a remediat la sfârșitul anului 2012, datorită prevederilor exprese ale directivelor Pachetului 3-Energie [1.3, 1.4].
- În toată perioada de **după 1990, sectorul energetic a fost puternic subfinanțat**. Cu excepția companiilor privatizate, companiile de stat din extracția cărbunelui, producerea energiei, cogenerare și sisteme de termoficare, au dus lipsa de surse de finanțare, absolut necesare modernizării și înlocuirii instalațiilor vechi și ineficiente. Fondurile europene pentru energie au fost folosite doar în foarte mică măsură. Bugetul de stat a fost afectat negativ de rata ridicată a economiei subterane. **Investitorii au solicitat crearea unui climat stabil și predictibil în ceea ce privește cadrul legislativ și de reglementare favorabil investițiilor** (reglementări cât mai reduse, nediscriminatorii, care să asigure atragerea investițiilor în sector), competiție transparentă, viziune pe termen lung, vizibilitate în privința strategiei, stabilitate a mediului, cu precădere în domeniul reglementării, precum și o transparență a relațiilor parteneriale, garantarea remunerării/recuperării investițiilor în perioade de 10 până la 15 ani, putând crea efectul unei pârgii majore pentru relansarea altor sectoare economice, respectarea angajamentelor referitoare la actualizarea prețurilor și tarifelor la gaze naturale și electricitate, precum și transparența mecanismelor pe piața energiei, climat propice dezvoltării proiectelor pentru obținerea fondurilor europene [1.5].
- **Eficiența energetică nu a reprezentat o direcție de acțiune principală** în reducerea pierderilor mari de energie, pierderi care sunt plătite de utilizatorii finali sau prin diverse tipuri de subvenții bugetare. Este cazul consumurilor energetice mari ale clădirilor, ineficienței sistemelor de încălzire centralizată, aflate într-un proces avansat de desființare, intensitatea energetică ridicată a industriei de circa 2,5 ori mai mare decât media UE. Unele creșteri de eficiența energetică nu s-au datorat măsurilor luate, ci regresului activităților industriale. Marii consumatori industriali energointensivi au solicitat cu precădere alimentarea preferențială cu gaze naturale și electricitate ieftine, în afara pieței concurențiale, aceasta în contextul în care România are cel mai scăzut preț al gazelor naturale din UE (65% din prețul mediu al UE la consumatorii industriali și 38% din prețul mediu al UE la consumatorii casnici). În ceea ce privește prețul energiei electrice, acesta este de 70% din prețul mediu al UE la consumatorii industriali și de 55% la consumatorii casnici [1.6].
- **Un element de o importanță deosebită îl reprezintă problemele sociale: sărăcia relativă, sărăcia energetică care afectează peste 40% din populație, grupurile vulnerabile de consumatori**. Protecția socială privind consumul de energie a preocupat toate guvernele, începând din 1990, prin introducerea unor prețuri la energie (electricitate, gaze naturale, căldura) cât mai scăzute, așa-numitele prețuri reglementate, stabilite politic, completate cu un sistem complex de subvenții și ajutoare sociale. La acestea se adaugă șomajul de circa 7%, dar, probabil, va trebui luat în considerare și situația forței de muncă din sectorul agricol, precum și cele 2,5-3 milioane de persoane plecate din țară în căutarea unui loc de muncă. Creșterea șomajului s-ar putea datora în viitor și proceselor dificile de privatizare eșuate. Ar trebui menționat că din cele 20 de regiuni sărace ale UE, 7 se găsesc în

România. Aspectele sociale au devenit cu atât mai grave cu cât, în statisticile UE privind venitul pe persoană, România ocupă ultimul loc, cu 48% din venitul mediu UE. Un element de îngrijorare îl reprezintă raportul ridicat de 1,2 pensionari la un salariat.

- Menținerea sistemului de **prețuri reglementate** o perioadă prea lungă de timp a **produs pierderi financiare mari** companiilor energetice și a **descurajat investițiile** în sistemul energetic. Au fost atenționări clare adresate Guvernului României (Raportul FMI din 2003 asupra reformei sectorului energetic din România, precum și Studiul REP3 pentru Guvernul României, din 2007, finanțat de USAID) [1.7, 1.8], prin care s-a solicitat ca tarifele la gaze și electricitate să fie stabilite la un nivel care să acopere costurile pe termen lung, iar atribuțiile ANRE să fie separate de cele ale Ministerului Muncii și Protecției Sociale. Din păcate, un program de eliminare a prețurilor reglementate la electricitate și gaze naturale nu a fost adoptat decât recent, în iunie 2012, printr-un Memorandum al Guvernului, ca urmare a negocierilor României cu FMI, Banca Mondială și UE din 2011.
- ANRE, care din 2007 cuprinde și autoritatea pentru gaze naturale ANRGN, este responsabilă pentru reglementarea pieței de energie electrică, gaze naturale și cogenerare, în conformitate cu directivele și reglementările europene transpuse în legislația română. În plus față de eliminarea treptată a prețurilor reglementate, există în piața de gaze naturale unele **disfuncționalități** importante între prețurile la consumatorii industriali (noncasnici) și consumatorii casnici, ca și între prețurile la centralele de cogenerare și la consumatorii individuali, total diferite față de practicile europene. Aceste disfuncționalități afectează grav, între altele, economicitatea sistemelor de încălzire centralizată. O perturbare gravă atât a funcționării sistemului energetic în ansamblu, cât și a prețurilor electricității la consumatori a fost produsă de existența unei scheme suport pentru promovarea producerii de energie electrică din surse regenerabile.

În acest context, România, atenționată insistent în mai multe rânduri, încă din anul 2000, să elimine prețurile reglementate la energie, ca formă de protecție socială, a fost recent sever determinată prin reglementările Uniunii Europene și de către instituțiile financiare internaționale (Fondul Monetar Internațional și Banca Mondială) să realizeze cât mai urgent acest lucru. Folosirea unei perioade mult prea lungi de timp a prețurilor reglementate la energie a creat perturbări economice și sociale de amploare, a accentuat dificultățile în găsirea unor soluții eficiente și a creat o stare generală de insatisfacție și nemulțumire la declanșarea tardivă a procesului de retragere a acestora, atât în rândul consumatorilor industriali cât și casnici.

Al treilea pachet legislativ al energiei, privind piețele interne europene de energie electrică și gaze naturale, aprobat de Uniunea Europeană în anul 2009 [1.3], continuă primele două pachete legislative realizate în 1996, respectiv 2003, prin Directivele 96/92 și 2003/54. El urmărește mai multe obiective înscrise în dezideratul cunoscut al liberalizării acestor piețe interne pentru o adevărată aducere la „sincronism” (prin aceleași reguli), a piețelor naționale și transformarea acestora într-o reală piață internă europeană. În acest scop se impune:

- 1) Separarea producției și furnizării energiei de rețelele de transport al energiei;
- 2) Facilitarea comerțului transfrontalier de energie;
- 3) Eficientizarea reglementatorilor naționali și o mai bună colaborare între aceștia;
- 4) Promovarea colaborării transfrontaliere și a investițiilor în sector;
- 5) O mai mare transparență a pieței privind operațiunile din rețele și din furnizare;
- 6) Solidaritate crescută între țările UE.

Cerințele impuse de al treilea pachet legislativ prin cele două directive și cele trei regulamente, precum și modul în care toate acestea vor fi implementate în situația României, vor fi analizate în cadrul studiului prezent. De asemenea, se va face o analiză critică a Legii energiei 123/2010, care le transpune în legislația românească, identificându-se elementele care trebuie revăzute sau completate. În plus, se va prezenta în mod critic și modul în care trebuie adaptate structura și instrumentele celor două piețe naționale de energie electrică și gaze naturale, în scopul integrării regionale, respectiv cu piața internă europeană. Colaborarea transfrontalieră, ca și necesarul de investiții aferent acestora în noile condiții vor fi și ele analizate.

În mod special, se va avea în vedere faptul că impactul liberalizării celor două piețe de energie este diferit în țara noastră față de ceea ce s-a întâmplat în țări care au aplicat deja aceste principii, deoarece încă și în prezent, prin existența piețelor reglementate, se observă distorsiuni importante la nivelul piețelor naționale de electricitate și gaze naturale.

Situația se datorează, în principal, faptului că sectorul energiei a fost folosit pentru rezolvarea sau amânarea rezolvării unor probleme sociale. De aceea, dacă în cazul altor țări europene, liberalizarea s-a materializat, în general, prin intensificarea concurenței atât în zona de piață *en gros*, cât și în cea *en detail*, cu o consecință directă în scăderea prețurilor, în cazul țării noastre, prin înlăturarea cu întârziere a distorsiunilor (subvenții directe și/sau încrucișate) se așteaptă o creștere a acestora. De aceea, soluția propusă este o liberalizare graduală pe cele două segmente importante: consumatori casnici și non-casnici și, respectiv, industriali cu termene diferite. Studiul va face o analiză a acestei situații și va evalua consecințele economice și sociale ale acestor schimbări în intervalul 2013–2017. Impactul economic se va resimți asupra dezvoltării economice ulterioare a țării prin influența directă asupra ramurilor energointensive, dar și prin semnalele date asupra proiectelor de eficiența energetică, ca și asupra emisiilor de gaze cu efect de seră ale sectorului energiei, lucru favorabil în lumina îndeplinirii Țintelor propuse pentru pachetul energie-schimbări climatice, inclusiv noua Directivă privind eficiența energetică (Directiva 2012/27/UE), care promovează mai ales reducerea consumului de energie în clădiri și cogenerarea eficientă. Efecte vor fi și asupra sectorului energiei în sine, deoarece până acum politica de menținere artificială a prețurilor a făcut ca multe companii din domeniu să fie decapitalizate.

Cealaltă problemă, și anume cea socială, este probabil și mai acută. O creștere a prețului energiei datorată liberalizării pieței se adaugă celorlalte două influențe majore la nivelul consumatorilor: mărirea datorată proporției crescute a contribuției surselor regenerabile în “mixul energetic”, la care se adaugă bonusul acordat prin schema de sprijin producerii de energie electrică prin cogenerarea de înaltă eficiență. De altfel, cogenerarea și alimentarea centralizată cu căldură a localităților reprezintă astăzi, în primul rând, o problemă socială gravă, datorită disfuncționalităților din acest subsector energetic. Aceste efecte încep să se reflecte încă de acum în factura consumatorilor. Pentru rezolvarea acestor probleme se propun o serie de soluții, bazate pe o analiză transparentă a avantajelor și dezavantajelor pe care le incumbă. Studiul va încerca să acopere aceste lacune prin recomandări și propuneri concrete.

Chiar în această situație, rămâne încă problema așa numiților “consumatori vulnerabili”, care vor trebui asistați într-un anumit mod, astfel încât să se obțină acest serviciu public la un nivel decent, existând și posibilitatea materială de a-l plăti corect. La o analiză simplă, se constată că în situația României, în prezent, nu există o definiție clară a acestui tip de consumatori (fiind, de altfel, motivul unei actuale amenințări de *infringement* pentru țara noastră), iar modul în care aceștia beneficiază, în momentul de față, de ajutor nu este bazat pe o adevărată analiză tehnică, economică și socială. Studiul își propune să realizeze o asemenea analiză, plecând de la experiența altor țări europene, în mod special, Marea Britanie, și se va concretiza prin sugestii de modificare a reglementărilor românești existente.

Recent ANRE a aprobat „Metodologia de monitorizare a pieței reglementate de energie electrică” [1.9], care are drept scop stabilirea indicatorilor utilizați de ANRE în vederea monitorizării, datele și informațiile necesare, obligațiile de raportare a datelor și informațiilor necesare care revin producătorilor și furnizorilor de energie electrică ce activează pe piața reglementată, precum și principiile referitoare la analizele și la rapoartele care trebuie realizate în urma monitorizării pieței reglementate de energie electrică. Un obiectiv principal al monitorizării îl reprezintă evaluarea anuală detaliată a funcționării pieței reglementate în condițiile renunțării treptate la aplicarea tarifelor reglementate. În cadrul monitorizării pieței de energie electrică se dă o atenție specială clienților casnici vulnerabili. Se consideră desigur importantă această reglementare a ANRE, dar având în vedere că impactul economic și social al retragerii treptate a prețurilor reglementate la gaze naturale este mult mai mare, se apreciază că emiterea unei metodologii de monitorizare a pieței reglementate de gaze naturale era prioritară.

În perspectiva elaborării Strategiei energetice a României, în septembrie 2013 a fost prezentată viziunea Guvernului României privind sectorul energetic [1.10], sector care trebuie să joace un rol esențial în dezvoltarea economică și socială a țării. În cadrul celor șapte obiective se dă atenție securității energetice, eficienței energetice și protecției mediului, creșterii competitivității, protecției consumatorilor de energie. În opinia autorilor, acest document foarte important riscă să rămână anonim și fără consecințe practice din mai multe motive. Între altele, nu se specifică perioada și termenele la care se referă, este vag în ceea ce privește sursele de finanțare, iar din punctul de vedere al studiului prezent nu se dau orientările necesare privind liberalizarea piețelor de energie electrică și gaze naturale și, mai ales, impactul acestui proces complex asupra economiei și societății românești.

2. SITUAȚIA ECONOMICĂ. SITUAȚIA SECTORULUI ENERGETIC DIN ROMÂNIA

2.1. Situația economică a României

În iulie 2013, situația economică a României a fost caracterizată, poate cel mai bine, de echipa specialiștilor Fondului Monetar Internațional, specialiști care au oferit o opinie fundamentată și obiectivă, în cadrul celei de a șaptea și a opta evaluări pentru România, bazată pe cele mai recente informații disponibile. Concluzia exprimată de directorul adjunct al FMI, Nemat Shafik a fost că „economia s-a stabilizat, dar creșterea este slabă și există riscuri de înrăutățire a situației. FMI a recomandat Guvernului noi reforme în domenii precum sănătatea, impozitarea, energia, transporturile și companiile de stat” [2.1].

Economia s-a stabilizat, dar creșterea este slabă și există riscuri de înrăutățire a situației. Guvernul trebuie să continue reformele în domenii precum sănătatea, impozitarea, energia, transporturile și companiile de stat.
--

În luna iunie 2013, Consiliul de conducere al FMI a analizat scrisoarea de intenție trimisă de autoritățile române la Washington, în care a fost prezentat stadiul îndeplinirii condiționalităților din Memorandumul de Politici Economice și Financiare, aferent celui de al doilea Acord stand-by de împrumut. Fondul Monetar Internațional a aprobat trei derogări și a considerat că România și-a îndeplinit cu succes obligațiile din cel de al doilea acord stand-by, de tip preventiv, cu instituția financiară internațională din care face parte. Printre obligații s-au numărat privatizarea CFR Marfă, introducerea managementului privat la companiile de stat și reducerea arieratelor.

În ceea ce privește perspectivele economice ale României, raportul elaborat de Economist Intelligence Unit apreciază că România va înregistra o creștere economică de 2,4% în 2013, pe baza unei recolte bune și a creșterii exporturilor, urmând ca ritmul de creștere să se accelereze în perioada 2014-2017 și să atingă o rată medie anuală de circa 4%. Prognoza a fost făcută considerând că situația economică internă nu va fi afectată în mod negativ de un nou șoc extern sau de o recesiune mai amplă în zona euro [2.2].

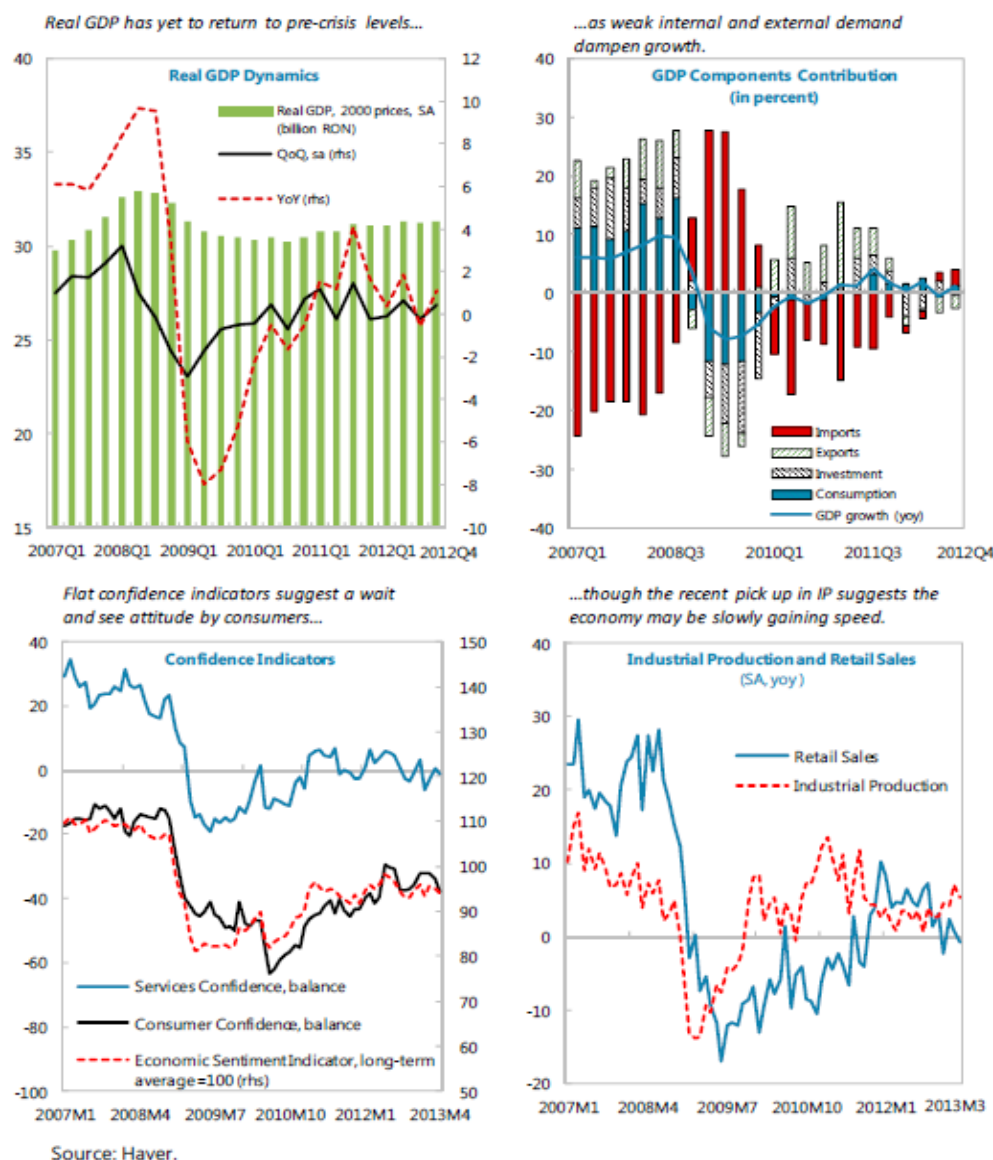


Fig. 2.1. Evoluția situației economice în România. Perioada 2007-2013.

În cele ce urmează, se prezintă pe baza datelor statistice disponibile la momentul iulie 2013, publicate de Institutul Național de Statistică, principalii indicatori ai evoluției activității industriale din România în perioada 1 ianuarie - 31 mai 2013; indicatorii au fost obținuți considerând sistemul de indicatori statistici, metodologiile de calcul, tehnologiile și standardele specifice de obținere a indicatorilor elaborate de Institutul Național de Statistică [2.3], [2.4].

2.2. Date statistice privind economia națională. Indicele producției industriale

Indicele brut al producției industriale în luna mai 2013 comparativ cu luna precedentă, a scăzut cu 7,4% din cauza sectorului producției și furnizării de energie electrică și termică, gaze naturale, apă caldă și aer condiționat (-12,1%), industriei prelucrătoare (-7,1%) și industriei extractive (-3,7%).

Ramurile industriale care au determinat îndeosebi scăderea indicelui brut al industriei prelucrătoare au fost: fabricarea echipamentelor electrice (-20,9%), fabricarea hârtiei și a produselor din hârtie (-13,9%), fabricarea produselor textile (-13,6%), fabricarea autovehiculelor de transport rutier, a remorcilor și semiremorcilor (-12,3%), fabricarea produselor din tutun (-12,2%), fabricarea altor mijloace de transport (-10,3%).

Ramurile industriei prelucrătoare a căror producție a crescut au fost: fabricarea produselor de cocserie și a produselor obținute din prelucrarea țițeiului (+29,6%), fabricarea băuturilor (+13,9%), prelucrarea lemnului, fabricarea produselor din lemn și plută, cu excepția mobilei; fabricarea articolelor din paie și din alte materiale vegetale împletite (+3,6%), fabricarea substanțelor și a produselor chimice (+2,9%), industria construcțiilor metalice și a produselor din metal, exclusiv mașini, utilaje și instalații (+0,7%), fabricarea produselor din cauciuc și mase plastice (+0,3%).

Pe marile grupe industriale producția a scăzut astfel: industria bunurilor de capital (-9,6%), industria energetică (-7,3%), industria bunurilor intermediare (-5,9%), industria bunurilor de uz curent (-5,4%), industria bunurilor de folosință îndelungată (-5,3%).

În luna mai 2013 comparativ cu luna mai 2012, indicele brut al producției industriale a scăzut cu 2,1% din cauza sectorului producției și furnizării de energie electrică și termică, gaze naturale, apă caldă și aer condiționat (-16,2%) și industriei prelucrătoare (-0,9%). În industria extractivă indicele brut a crescut cu 5,0%.

Indicele brut al producției industriale a scăzut cu 2,1% din cauza sectorului producție și furnizare de energie electrică și termică, gaze naturale, apă caldă și aer condiționat (-16,2%) și industriei prelucrătoare (-0,9%).

În cadrul industriei prelucrătoare, ramurile industriale cu cele mai importante scăderi au fost: fabricarea produselor din tutun (-27,9%), tipărirea și reproducerea pe suporturi a înregistrărilor (-18,6%), industria metalurgică (-15,5%), fabricarea calculatoarelor și a produselor electronice și optice (-14,0%), tăbăcirea și finisarea pieilor, fabricarea articolelor de voiaj și marochinărie, harnașamentelor și încălțămintei, prepararea și vopsirea blănurilor (-12,6%).

Creșteri semnificative ale producției pot fi menționate în cazul următoarelor ramuri industriale: fabricarea produselor de cocserie și a produselor obținute din prelucrarea țițeiului (+28,2%), fabricarea băuturilor (+10,6%), prelucrarea lemnului, fabricarea produselor din lemn și plută, cu excepția mobilei; fabricarea articolelor din paie și din alte materiale vegetale împletite (+9,1%), fabricarea de mobilă (+9,0%). Pe marile grupe industriale producția a evoluat după cum urmează: industria bunurilor de folosință îndelungată (+6,7%), industria bunurilor de capital (+0,9%), industria energetică (-11,2%), industria bunurilor de uz curent (-4,5%), industria bunurilor intermediare (-1,8%).

În perioada 1 ianuarie-31 mai 2013 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2012, indicele brut al producției industriale a crescut cu 6,1%, datorită industriei prelucrătoare (+7,8%) și industriei extractive (+6,8%). În sectorul producției și furnizării de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat indicele brut a scăzut cu 6,9%.

În cadrul industriei prelucrătoare, ramurile industriale cu cele mai importante creșteri au fost: repararea, întreținerea și instalarea mașinilor și echipamentelor (+21,6%), fabricarea echipamentelor electrice (+19,1%), fabricarea altor mijloace de transport (+18,5%), fabricarea autovehiculelor de transport rutier, a remorcilor și semiremorcilor (+13,1%), prelucrarea lemnului, fabricarea produselor din lemn și plută, cu excepția mobilei; fabricarea articolelor din paie și din alte materiale vegetale împletite (+12,6%).

Ramurile industriei prelucrătoare a căror producție a scăzut semnificativ au fost: fabricarea produselor din tutun (-16,4%), fabricarea produselor de cocserie și a produselor obținute din prelucrarea țițeiului (-7,7%), industria metalurgică (-6,6%), tipărirea și reproducerea pe suporturi a înregistrărilor (-6,2%).

Pe marile grupe industriale creșterea producției s-a înregistrat în industria bunurilor de folosință îndelungată (+12,9%), industria bunurilor de capital (+10,8%), industria bunurilor intermediare (+7,7%) și în industria bunurilor de uz curent (+3,3%) și scădere în industria energetică (-6,7%).

Dacă se ajustează indicele producției în funcție de numărul de zile lucrătoare în luna mai 2013, față de luna precedentă, acesta a scăzut cu 6,3% din cauza sectorului producției și furnizării de energie electrică și termică, gaze naturale, apă caldă și aer condiționat (-11,0%), industriei prelucrătoare (-7,8%) și industriei extractive (-3,4%).

În industria prelucrătoare scăderea producției a fost determinată, în principal, de următoarele ramuri industriale: fabricarea echipamentelor electrice (-20,8%), fabricarea autovehiculelor de transport rutier, a remorcilor și semiremorcilor (-14,5%), fabricarea produselor textile (-12,9%), fabricarea hârtiei și a produselor din hârtie (-11,0%), fabricarea produselor din tutun (-9,4%).

Creșteri semnificative ale producției pot fi menționate în ramurile industriale: produse de cocserie și a produse obținute din prelucrarea țiteiului (+30,1%), băuturi (+15,5%), prelucrarea lemnului, fabricarea produselor din lemn și plută, cu excepția mobilei; articole din paie și din alte materiale vegetale împletite (+5,9%), industria construcțiilor metalice și a produselor din metal, exclusiv mașini, utilaje și instalații (+2,7%). Pe marile grupe industriale producția arată astfel: industria bunurilor de capital (-11,3%), industria energetică (-6,8%), industria bunurilor de uz curent (-4,4%), industria bunurilor intermediare (-4,0%), industria bunurilor de folosință îndelungată (-1,5%).

Comparativ cu luna corespunzătoare din anul precedent, în luna mai 2013 indicele ajustat al producției industriale a scăzut cu 3,7% din cauza sectorului producției și furnizării de energie electrică și termică, gaze naturale, apă caldă și aer condiționat (-17,2%) și industriei prelucrătoare (-1,7%). În industria extractivă producția a crescut cu 5,0 %.

Ramurile industriale care au determinat în special scăderea indicelui ajustat al industriei prelucrătoare au fost: fabricarea produselor din tutun (-27,7%), tipărirea și reproducerea pe suporturi a înregistrărilor (-18,6%), industria metalurgică (-15,5%), calculatoare și a produselor electronice și optice (-14,0%), tăbăcirea și finisarea pieilor, articole de voiaj și marochinărie, harnașamente și încălțăminte, prepararea și vopsirea blănurilor (-12,7%).

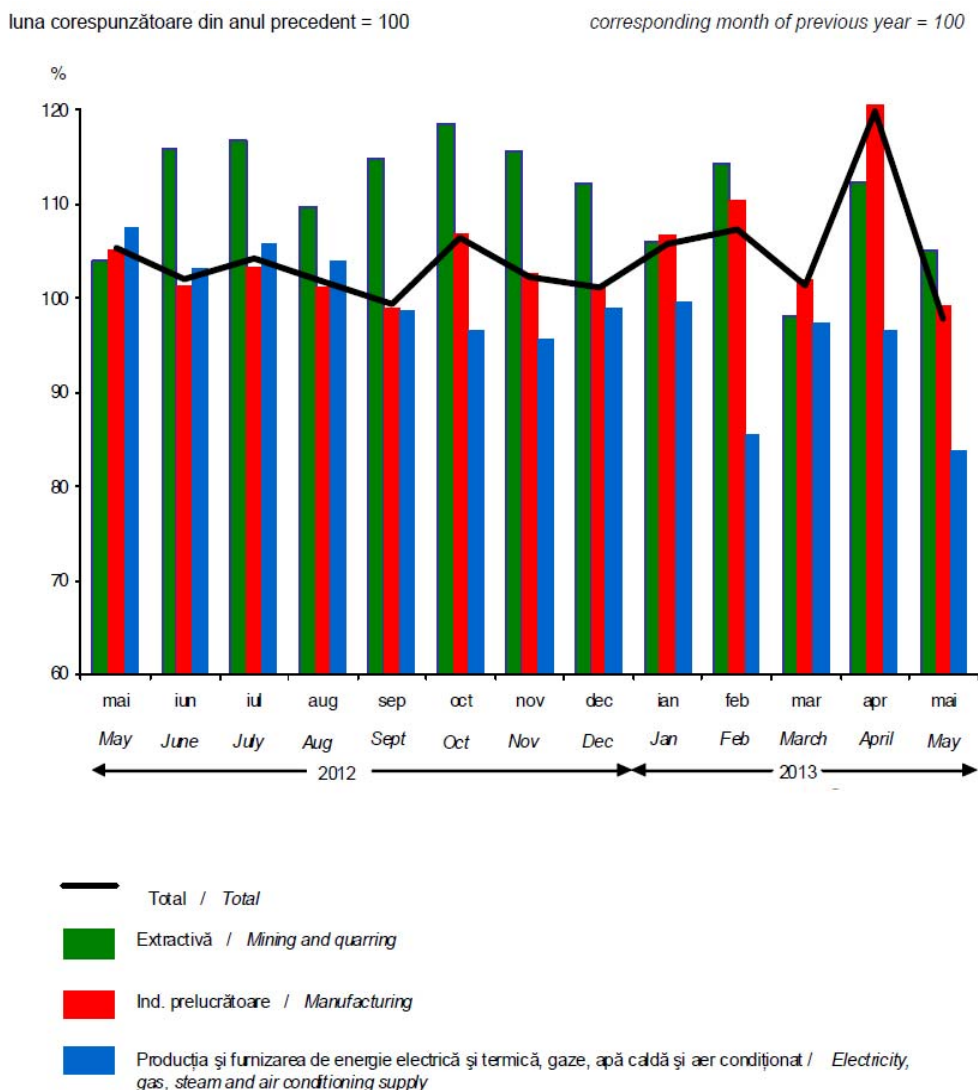
Creșteri importante ale producției s-au înregistrat în ramurile industriale: fabricarea produselor de cocserie și a produselor obținute din prelucrarea țiteiului (+28,1%), băuturi (+10,6%), prelucrarea lemnului, fabricarea produselor din lemn și plută, cu excepția mobilei; fabricarea articolelor din paie și din alte materiale vegetale împletite (+9,1%).

Pe marile grupe industriale cea mai mare scădere a producției s-a înregistrat în industria energetică (-11,2%), urmată de industria bunurilor de uz curent (-4,7%), industria bunurilor intermediare (-1,9%), industria bunurilor de capital (-0,7%) și creștere în industria bunurilor de folosință îndelungată (+9,1%).

În perioada 1 ianuarie-31 mai 2013 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2012, indicele ajustat al producției industriale a fost mai mare cu 5,3%, creștere determinată de industria prelucrătoare (+7,4%) și de industria extractivă (+5,7%). În sectorul producției și furnizării de energie electrică și termică, gaze naturale, apă caldă și aer condiționat indicele ajustat a scăzut cu 7,8%.

În industria prelucrătoare cele mai mari creșteri ale producției s-au înregistrat în ramurile: repararea, întreținerea și instalarea mașinilor și echipamentelor (+21,8%), echipamente electrice (+19,3%), fabricarea altor mijloace de transport (+16,3%), autovehicule de transport rutier, remorci și semiremorci (+14,1%). Scăderi importante ale producției pot fi menționate în ramurile industriale: produse din tutun (-14,9%), produse de cocserie și produse obținute din prelucrarea țiteiului (-9,5%), industria metalurgică (-6,5%).

Pe marile grupe industriale s-a înregistrat creșterea producției în: industria bunurilor de folosință îndelungată (+13,8%), industria bunurilor de capital (+11,1%), industria bunurilor intermediare (+6,2%), industria bunurilor de uz curent (+3,0%) și scădere în industria energetică (-6,6%).



Sursa: Institutul Național de Statistică [2.4]

Fig. 2.2. Indicii producției industriale în perioada mai 2012-mai 2013.

2.3. Evoluția prețurilor și tarifelor

De-a lungul ultimelor două decenii scumpirile controlate de stat au fost cele mai importante. Prețurile reglementate de stat au crescut față de 1990 de circa 37.000 ori și de 2 până la 10 ori peste rata inflației din ultimii 21 de ani, topul fiind condus de apă și salubritate, gaze naturale, căldură și electricitate, deși liberalizarea unora nu s-a încheiat, iar privatizările încă se negociază, sub supraveghere externă.

Din topul primelor 10 categorii de produse și servicii cu cele mai mari scumpiri înregistrate în 2011, comparativ cu octombrie 1990, de când există date comparabile cu privire la indicele prețurilor de consum, mai mult de jumătate sunt tarife din sectorul public și prețuri controlate sau reglementate de stat, așa cum reiese din datele statistice oficiale.

Dacă rata inflației a fost de 375.288,6%, tarifele la apă, canalizare și salubritate au crescut în această perioadă cu 3.713.336%, adică de peste 37.000 de ori față de prețurile din 1990 și indică cea mai mare scumpire din ultimii 20 de ani.

Concomitent, tarifele la gaze naturale și gaze petroliere lichefiate au urcat de peste 12.000 și, respectiv, 15.000 de ori. Față de octombrie 1990, energia termică s-a scumpit de 8.500 de ori, iar energia electrică de aproape 7.000 de ori. Pentru comparație, în ultimii 20 de ani prețurile în general au crescut în medie de 3.750 de ori. Diferența se atenuează în ultimii zece ani, chiar și în cazul când o parte din prețuri au fost dereglementate și unele companii privatizate, deși tarifele și prețurile reglementate de stat rămân cu un ritm de creștere peste medie. Potrivit Institutului Național de Statistică, prețurile au crescut în ultimii zece ani de aproape 2,5 ori față de 2001.

În topul scumpirilor din ultimii zece ani pe poziția a zecea apare benzina (creștere de 3,3 ori). Deși în cazul benzinei acciza avea încă din 2000 o pondere covârșitoare din preț, majorările ulterioare de preț provenite din această taxă și curs de schimb au fost semnificative.

Prețurile în general au fost puternic influențate, în ultimii zece ani, de intervenția statului, prin alinierea accizelor la nivelul de taxare aplicat în Uniunea Europeană.

De remarcat că, în ultimii zece ani, benzina s-a scumpit la jumătate comparativ cu creșterea prețurilor la gaze naturale și semnificativ mai puțin decât energia termică sau transportul CFR.

Concluzia care poate fi trasă pe baza datelor statistice prezentate, este că după recesiunea severă ce a urmat anului 1989, **România are în acest moment o economie echilibrată la nivel macroeconomic, situație care trebuie menținută pentru a se putea dezvolta.**

România are în acest moment o economie echilibrată la nivel macroeconomic, situație care trebuie menținută pentru a se putea dezvolta.

O analiză a situației actuale a prețurilor la nivel european, folosind indicele prețurilor la energie pentru consumatorii casnici din Europa-HEPI, contribuie la realizarea unei imagini corecte și în timp util a ceea ce plătește consumatorul casnic, total diferită ca utilitate de cea obținută prin Eurostat, cu un decalaj de minim șase luni sau un an.

Indexul HEPI se bazează pe nivele corespunzătoare de consum de energie electrică și gaze naturale pentru consumatorii casnici din 23 de state membre ale Uniunii Europene. O prima analiză a indicelui denotă că variațiile prețurilor la nivel național ating niveluri uimitoare, ajungând la aproximativ 300%, atât la energie electrică cât și la gaze naturale.

Indicele lunar HEPI, prezintă Berlinul ca având cel mai mare preț la energia electrică destinată consumului casnic, în timp ce la gaze naturale, cel mai mare preț este regăsit în Suedia.

Astfel cu 28,55 euro cenți/kWh, consumatorii casnici din Berlin plătesc cu 208% mai mult decât cei din Paris, iar cei din București cu 29% față de media europeană (20,42 euro cenți/kWh, cu taxe incluse și ținând seama de paritatea puterii de cumpărare-PPC). Pentru gazele naturale consumate în Stockholm, consumatorii casnici plătesc 15,29 euro cenți/kWh, adică cu circa 270% mai mult decât cei din Paris, Londra, Bruxelles, Luxembourg; București are cel mai ieftin gaz (prețuri cu taxe incluse și ținând cont de paritatea puterii de cumpărare-PPC).

Clasamentele de mai sus au fost întocmite pe baza ponderii a trei prețuri pentru energie electrică și gaze naturale în fiecare oraș nominalizat:

- un preț standard (dacă există);
 - o ofertă standard sau concurentă;
 - oferta concurentă cea mai scumpă,
- obținând un preț mediu total, cu componente de distribuție și taxe.

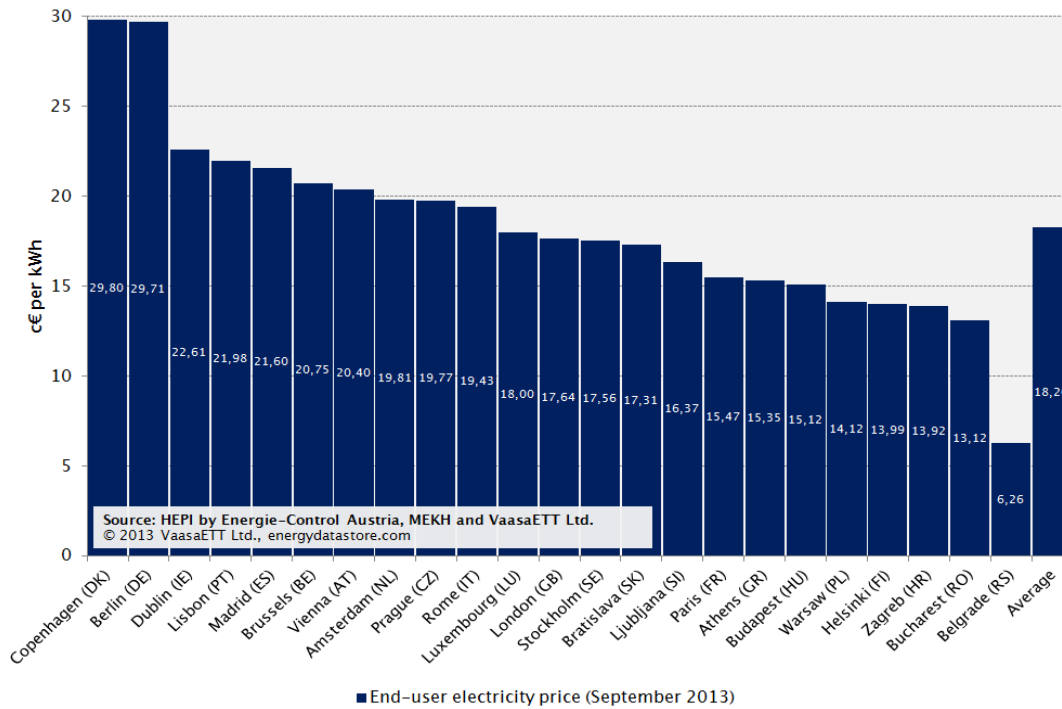


Fig. 2.3. Prețuri ale energiei electrice la consumatorii rezidențiali (inclusiv taxe) IX.2013.

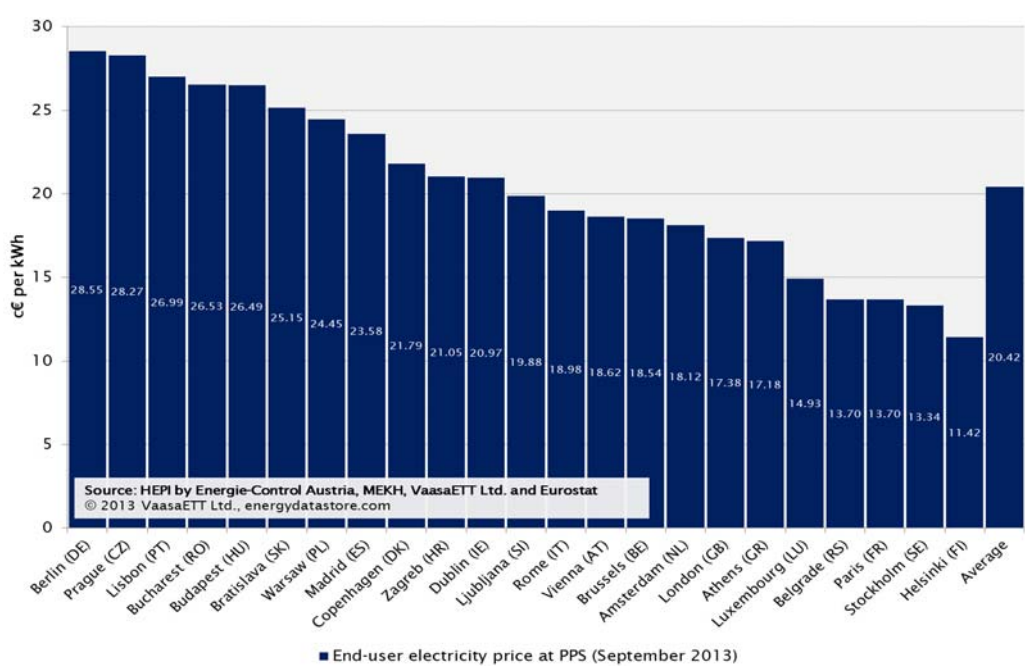


Fig. 2.4. Prețuri ale energiei electrice la consumatorii rezidențiali (inclusiv taxe, PPC) IX.2013.

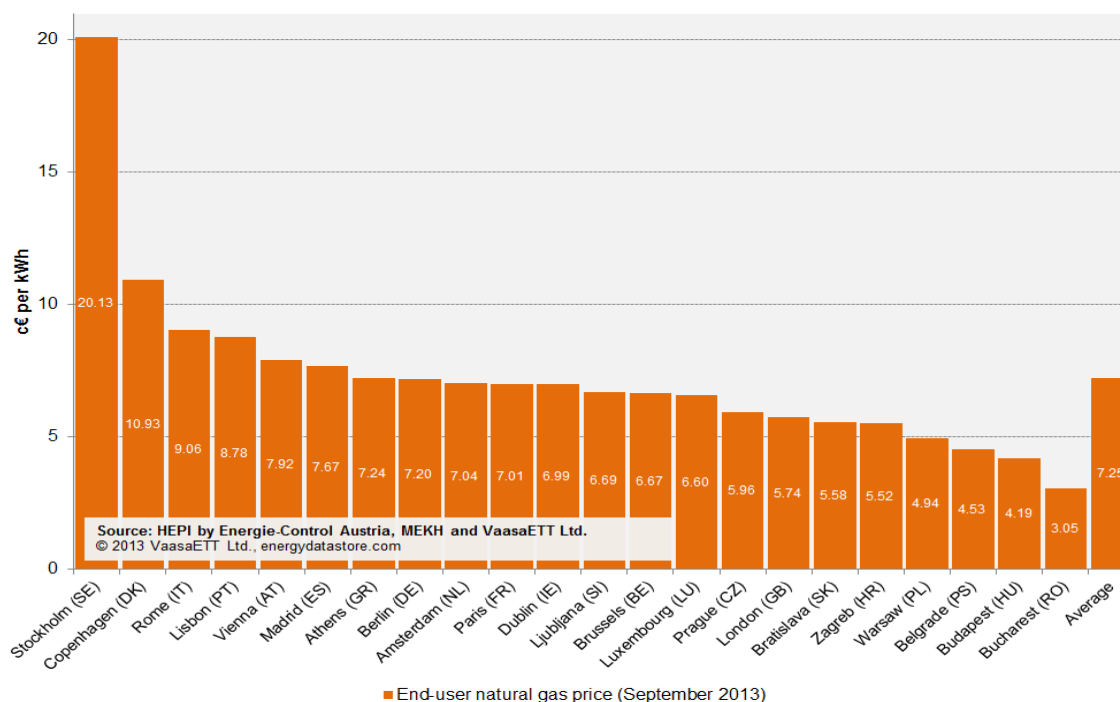


Fig. 2.5. Prețuri ale gazelor naturale la consumatorii rezidențiali (inclusiv taxe) IX.2013.

2.4. Creșterea economică estimată

Creșterea economică se bazează pe trei componente majore: export, consum și investiții, elemente în funcție de care se obțin efecte benefice de ordin social.

Spre deosebire de prețuri, în ceea ce privește consumul în sectorul energetic, în ultima perioadă se remarcă o scădere accentuată, atât la energie electrică cât și la gaze naturale.

Conform Eurostat, încetinirea economică observată în UE de la începutul crizei financiare este vizibilă, de asemenea, în evoluția consumului de energie. **Consumul de energie în UE a scăzut** de la 1.800 milioane de tone echivalent petrol (tep) în 2008, la 1.700 milioane tep în 2009 și 1.760 milioane tep în 2010. În 2011 a urmat un nou declin, la 1.700 milioane tep. Pe total interval 2009-2011, consumul de energie în UE a scăzut cu 6% [2.9]. Comparativ, România a avut una dintre cele mai mari scăderi ale consumului de energie în acest interval, dublu față de media UE.

2.5. Exportul

În general, rezultatele lasă foarte mult de dorit, fie ca export de gaze naturale (deși acest lucru, la prețurile actuale, nu este în favoarea economiei românești și este actualmente practic zero) cât și de energie electrică, sau produse finite (de exemplu, combinatele de îngrășăminte chimice au fost închise unul câte unul, activitatea acestora nemaifiind profitabilă economic, prin procesarea gazelor naturale furnizate la prețuri de piață, fără acordarea de facilități). O redresare a situației este posibilă deoarece România a obținut prin Politica Agricolă Comună fonduri de 17,5 miliarde de euro pentru perioada 2014-2020, față de 13,8 miliarde de euro în perioada 2007-2013. Totodată, în următorii ani rata de absorbție a fondurilor structurale ar putea să fie mai mare decât cea de 12% înregistrată în perioada 2007-2013, însă deficiențele administrative și nevoia ca guvernul să co-finanțeze proiectele vor limita perspectivele unei creșteri semnificative a ratei de absorbție.

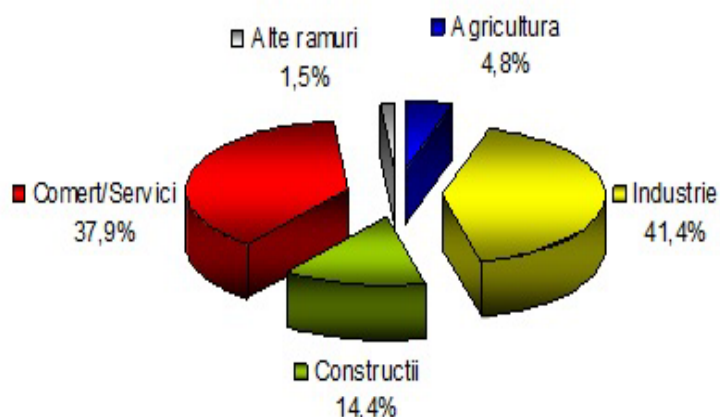
Conform legislației în vigoare, în sectorul gazelor naturale, începând cu luna iulie 2013, producătorii pot efectua exporturi de gaze naturale prin tranzacții de tip backhaul, o procedură de export al gazelor naturale prin schimburi virtuale. Au fost încheiate unele tranzacții (minore) între producătorul de gaze Amromco, din România, care deține o cotă de piață cu puțin peste 2% și grupul maghiar Mol. Exporturile sunt limitate în prezent pentru că nu există capacitate bi-direcțională de transport al gazelor naturale la punctele de interconectare cu sistemele vecine. Legislația europeană obligă Statele Membre să asigure transportul de gaze prin conductele de interconectare în ambele direcții, și în sensul de import, dar și de export, pentru sporirea securității aprovizionării. Potrivit **Regulamentului european 994/2010**, care prevede planuri naționale și regionale de acțiune în caz de necesitate, din 2013, toate conductele de interconectare din Statele Membre, deci și România, vor trebui să asigure și "**fluxul invers**", ceea ce înseamnă permiterea importurilor/exporturilor de gaze [2.6]. În prezent, SNTGN Transgaz SA și operatorii de profil din domeniu derulează programe comune de realizare a condițiilor tehnice necesare exporturilor de gaze naturale și de **stopare a procedurii de infringement lansată de Comisia Europeană împotriva României** [2.7].

Pe de altă parte, în sectorul energiei electrice, se pun bazele **bursei regionale de energie**, proiect deosebit de important pentru toți consumatorii din România, deoarece energia electrică produsă în România va fi tranzacționată în comun cu Cehia, Slovacia, Ungaria și Polonia. Vara aceasta, Cehia, Slovacia, Ungaria, România și Polonia au semnat un Memorandum de Înțelegere pentru cuplarea piețelor spot de energie. Acest lucru înseamnă că cele cinci țări vor avea un preț unic al energiei tranzacționate zilnic pe piața spot. **Viitorul preț unic ar putea fi mai mare decât tariful mediu de tranzacționare de pe piața spot națională**. Totuși, țările semnatare sunt, prin tradiție, importatoare de energie, pe când România este exportatoare. România are printre cele mai mici prețuri la electricitate, iar efectele tranzacționării pe bursa regională va face ca aceste prețuri să mai crească. Furnizorii de energie susțin că majorarea nu va fi semnificativă, în contextul scăderii puternice a consumului din regiune și în contextul în care criza economică prin care trece Europa nu se va sfârși prea curând.

România are printre cele mai mici prețuri la electricitate, iar efectele tranzacționării pe bursa regională va face ca aceste prețuri să mai crească.

2.6. Investițiile

Conform Institutului Național de Statistică, pe totalul primelor șase luni, **investițiile realizate în economia națională** au scăzut atât în trimestrul al doilea 2013, cât și comparativ cu perioadele similare din anul precedent. Scăderile sunt de 4,2%, respectiv 2,3% și provin din contracția înregistrată la investițiile din sectorul construcții (-18,6%).



Sursa: Institutul Național de Statistică [2.3]

Fig. 2.7. Structura investițiilor nete pe activități ale economiei naționale, în semestrul I-2013.

În ceea ce privește investițiile în sectorul energie, se conturează din ce în ce mai mult ideea înființării unui fond de investiții pentru energie, care va asigura finanțarea unor proiecte majore în acest domeniu. El va fi constituit din pachetele minoritare de acțiuni pe care statul le deține la toate companiile energetice privatizate din sectorul energetic. Fondul de investiții va fi coroborat cu prioritățile stabilite de strategia energetică, în elaborare, conform realităților actuale și îndeosebi corelarea producției cu nivelul cererii de pe piață. În următoarea sesiune parlamentară se scontează că va fi analizat proiectul de lege prin care toate companiile energetice în care statul deține participații, majoritare sau minoritare, urmează să creeze un fond de investiții. Potrivit proiectului, Fondul Român de Investiții Strategice în Energie și Resurse Energetice S.A. va deține participațiile statului de la cele mai valoroase companii din portofoliul său: Romgaz, Transgaz, Hidroelectrică, Nuclearelectrică, Complexul Energetic Oltenia, Rompetrol Rafinare, Petrom, Conpet, Oil Terminal, Electrică, Transelectrică, Electrocentrale București, Complexul Hunedoara, GdF Suez România, E.ON România. Practic, Oficiul Participațiilor Statului și Privatizării în Industrie (OPSPI) se va transforma din instituție în companie și, în consecință, nu va mai trimite dividendele la bugetul statului, ci le va investi.

Dacă acest lucru se va întâmpla, există șanse de redresare economică a sectorului energetic. Oricum, **abordarea strategică va trebui să vizeze piața de energie și consumatorii** și, mult mai puțin, producția.

Există șanse de redresare economică a sectorului energetic.

La nivelul Uniunii Europene, documentul de lucru al serviciilor Comisiei Europene adresat Consiliului, intitulat „Necesitățile de investiții în infrastructura energetică și cerințele legate de finanțare” a subliniat faptul că aproximativ jumătate din totalul investițiilor necesare în deceniul care se va încheia în 2020 riscă să nu se materializeze în timp util sau deloc, din cauza obstacolelor legate de autorizare și aspectelor legate de reglementare și finanțare.

În acest context, a fost elaborat și aprobat **Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului, din 17 aprilie 2013, privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene**, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009 [2.8]. Necesarul de investiții în infrastructurile de transport al energiei electrice și al gazelor naturale de importanță europeană a fost estimat la aproximativ 200 miliarde euro până în 2020. **Creșterea semnificativă a volumului investițiilor**, comparativ cu tendințele din trecut, și necesitatea stringentă de a pune în aplicare prioritățile privind infrastructura energetică impun **o nouă abordare a modului în care infrastructurile energetice**, în special cele de natură transfrontalieră, sunt reglementate și finanțate.

Regulamentul stabilește norme referitoare la dezvoltarea și realizarea promptă a interoperabilității rețelelor energetice transeuropene, în scopul îndeplinirii obiectivelor de politică energetică din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene, al asigurării funcționării pieței interne a energiei și a siguranței în aprovizionare în Uniune, al promovării eficienței energetice și economisirii energiei, al dezvoltării de forme noi de energie din surse regenerabile, precum și al promovării interconectării rețelelor energetice. Prin stabilirea acestor obiective, regulamentul contribuie la o creștere inteligentă, sustenabilă și favorabilă regionalizării și aduce beneficii întregii Uniuni din punctul de vedere al competitivității și coeziunii economice, sociale și teritoriale.

Obiectivul Regulamentului (UE) nr. 347/2013 îl reprezintă elaborarea și **interoperabilitatea rețelelor energetice transeuropene și conectarea la aceste rețele**. În acest sens, sunt stabilite linii directoare privind **dezvoltarea și interoperabilitatea promptă a coridoarelor și domeniilor prioritare privind infrastructurile energetice transeuropene** (prevăzute în anexa I a Regulamentului).

În principal, sunt reglementate următoarele aspecte:

- identificarea proiectelor de interes comun necesare pentru implementarea coridoarelor și domeniilor prioritare care se încadrează în categoriile de infrastructură energetică referitoare la energie electrică, gaze naturale, petrol și dioxid de carbon;
- implementarea promptă a proiectelor de interes comun, prin fluidizarea, coordonarea și accelerarea procedurilor de autorizare și prin îmbunătățirea participării publicului;
- normele și liniile directoare privind alocarea transfrontalieră a costurilor și stimulentele legate de risc pentru proiectele de interes comun;
- condițiile de eligibilitate pentru proiectele de interes comun care vor beneficia de asistență financiară din partea Uniunii Europene.

Regulamentul se aplică începând cu 1 iunie 2013, cu excepția articolelor 14 și 15, care se aplică de la data aplicării Regulamentului de instituire a mecanismului „Conectarea Europei”.

Aplicarea regulamentului mai sus prezentat cu siguranță că va fi benefică pentru întreg sectorul energetic și implicit pentru economia românească, punând capăt unei lungi perioade de lipsă a investițiilor și/sau de subfinanțare.

Ca stat membru, România trebuie să respecte regulamentul în totalitatea sa, armonizând disfuncțiunile existente și prioritățile domeniului cu toate elementele sale. Mai mult, România trebuie să-și promoveze propriile interese și să facă propuneri de adoptare a unor decizii de implementare care să faciliteze aplicarea și să favorizeze din punct de vedere economic propriul sector energetic.

România are una dintre **cele mai reduse rate de dependență de importuri energetice** la nivelul UE, o situație mai bună în spațiul comunitar fiind înregistrată doar în Danemarca, ea fiind singurul exportator net, și Estonia. Conform datelor pentru 2011 utilizate de Eurostat, rata de dependență energetică a României este de 21,3% [2.9]. Danemarca, cu -8,5%, este singurul exportator net de energie din UE, în timp ce Estonia are o rată de dependență de 11,7%. Niveluri relativ scăzute înregistrează și Cehia cu 29%, Olanda cu 30%, Polonia cu 34%, și Marea Britanie cu 36%. Rata dependenței energetice este calculată ca raport între importurile nete și consumul brut (energia necesară consumului în cadrul teritoriului național). Orice efect pozitiv al descoperirii unor rezerve de gaze naturale, din surse convenționale sau neconvenționale, cu caracter economic, ar fi complet anulat dacă se continuă actuala politică de prețuri administrate. Prin instituțiile abilitate, statul trebuie să ia măsuri de liberalizare a prețurilor la energie, **concomitent cu aplicarea unor forme efective și corect dimensionate de protecție socială, care să confere consumatorilor venituri suficiente pentru un confort financiar rezonabil, comparabil la nivel european.**

Orice efect pozitiv al descoperirii unor rezerve de gaze naturale cu caracter economic, din surse convenționale sau neconvenționale, ar fi complet anulat dacă se continuă actuala politică de prețuri administrate și/sau de concesionare facilă (din punctul de vedere al garantării scopului) și fără eficiență a resurselor energetice.

Eficiența economică presupune existența unui regim concurențial eficient. Prin urmare, reglementatorul domeniului, Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei, a fost încredințat să monitorizeze permanent funcționarea pieței de energie și gaze naturale în vederea evaluării nivelului de eficiență, transparență și concurență al acestora, a continuității în alimentare și elaborarea de rapoarte anuale privind activitatea desfășurată, problemele sesizate, soluțiile aplicate și rezultatele obținute. Probabil că odată cu consolidarea acestei instituții, operativitatea cu care se achită de sarcinile stabilite de legiuitor va fi îmbunătățită. În sarcina reglementatorului revine și monitorizarea modului de aplicare a schemelor de sprijin pentru promovarea producerii energiei

electrice din surse regenerabile de energie electrică și în cogenerare de înaltă eficiență în scopul evitării supracompensării, ceea ce a dat naștere la nemulțumiri mai mult sau mai puțin întemeiate, exprimate de managementul companiilor respective sau de sindicatele organizate. Discuțiile pe această temă au fost numeroase, disputate la nivel național și european și au atras în soluționare numeroase autorități și resurse.

În lipsa unei strategii naționale coerente pentru întreg sectorul energetic, disfuncțiunile existente, capacitățile neperformante, lipsa investițiilor și întârzierile în aplicarea și respectarea prevederilor legislative interne și europene pot conduce la rezultate economice net inferioare celor actuale.

2.7. Structura actuală

Structura actuală a sectorului de generare a energiei electrice reflectă reorganizările succesive care au avut loc în perioada restructurării monopolului integrat vertical și care au condus la reducerea concentrării pe piața angro de energie electrică, până în anul 2012, când a fost luată decizia de înființare prin fuziune a doi importanți producători de energie electrică din surse convenționale:

1. Complexul Energetic Oltenia – societate comercială administrată în sistem dualist prin fuziunea Societății Naționale a Lignitului Oltenia Tg. Jiu, Complexul Energetic Turceni, Complexul Energetic Rovinari și Complexul Energetic Craiova;
2. Complexul Energetic Hunedoara - prin fuzionarea Electrocentrale Deva și Electrocentrale Paroșeni.

Structura pieței gazelor naturale (Fig. 2.8). Transformările profunde în configurația pieței și a sectorului de gaze naturale, care au avut loc începând cu anul 2000, au determinat adaptarea cadrului instituțional și de reglementare la noile situații și cerințe europene. În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012:

- **piața concurențială** de gaze naturale funcționează pe bază de: a) contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale; b) tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibrare, după caz; c) alte tipuri de tranzacții sau contracte;

- **piața reglementată**, în anul 2012, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 41 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de **3.198.686**, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **52.562,52 GWh**.

Recent, acestor două piețe li s-a alăturat un alt element, constând în **piața centralizată** (voluntară), în prezent în formare.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul distribuției și furnizării de gaze naturale, ajungând în anul 2012 la următoarea structură:

- un operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN Transgaz S.A. Mediaș;
- 6 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Lotus Petrol, Foraj Sonde;
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz, Depomureș;
- 41 de operatori de distribuție, cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele SRL și E.ON Gaz Distribuție SA;
- 41 de furnizori care activează pe piața reglementată de gaze naturale;
- 43 de furnizori care activează pe piața concurențială de gaze naturale;
- 2 operatori de administrare a tranzacționării pe piața centralizată voluntară.

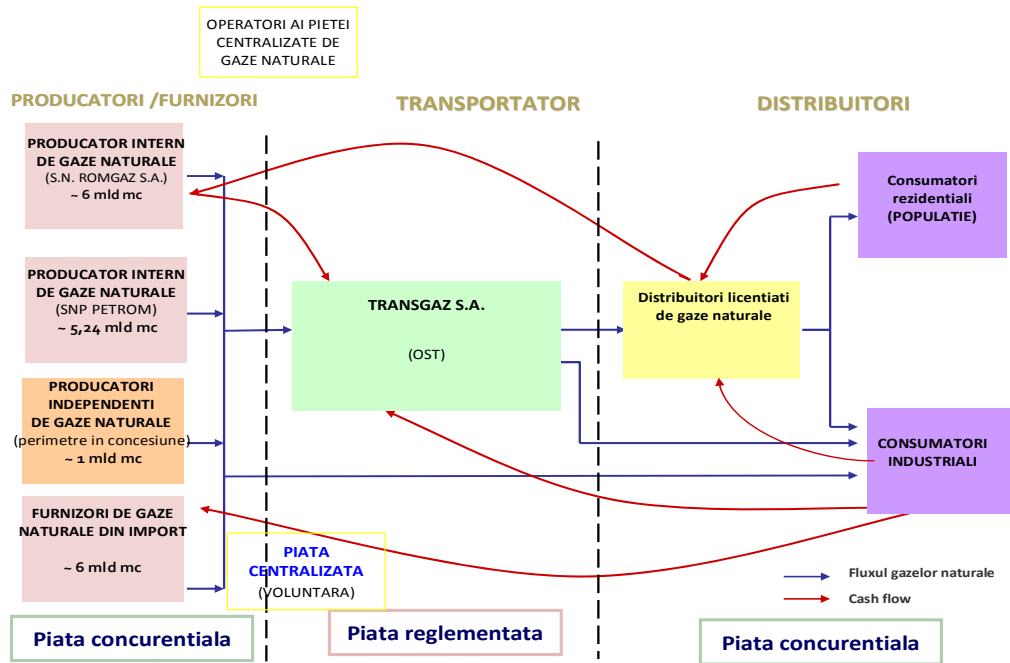
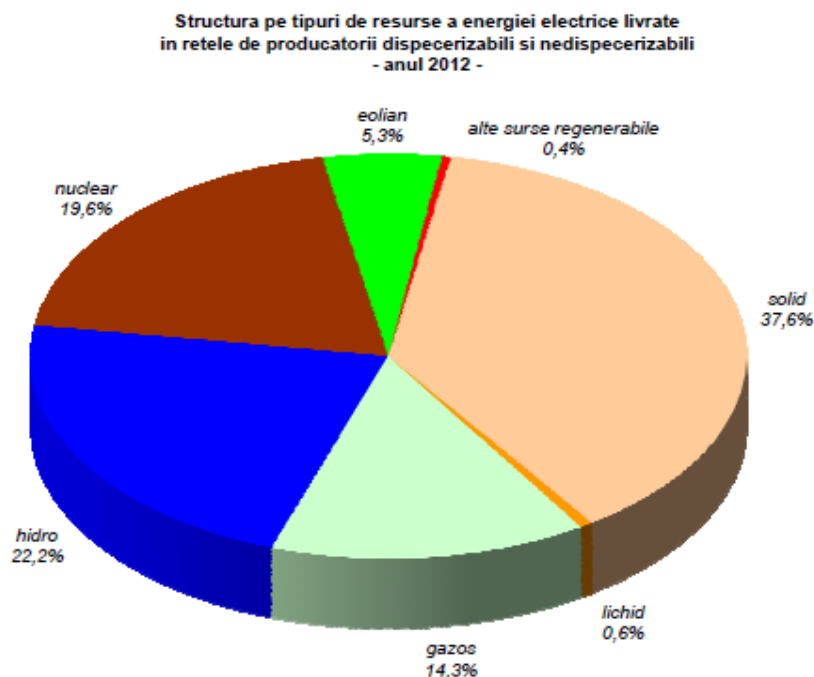


Fig. 2.8. Piața gazelor naturale (iulie 2013).

Cantitatea totală de energie electrică livrată în rețele, în anul 2012, de producători a fost de 53793 TWh, din care, cea livrată în rețele de producătorii deținători de unități dispecerizabile a totalizat 52107 TWh.

Structura energiei electrice livrate de producători calculată pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale este prezentată în figura 2.9.

În anul 2012, schimburile economice ale României în domeniul energiei electrice au vizat la import o cantitate de circa 1402 GWh, iar la export de 1149 GWh. Comparativ cu anul 2011, importul a crescut cu circa 35%, în timp ce exportul a scăzut cu mai mult de 61%, România fiind în anul de referință importator net de energie. Consumul intern calculat pe baza energiei electrice livrate în rețele și a soldului import-export a fost de circa 52,36 TWh, cu 2,6% mai mic decât cel din anul 2011.



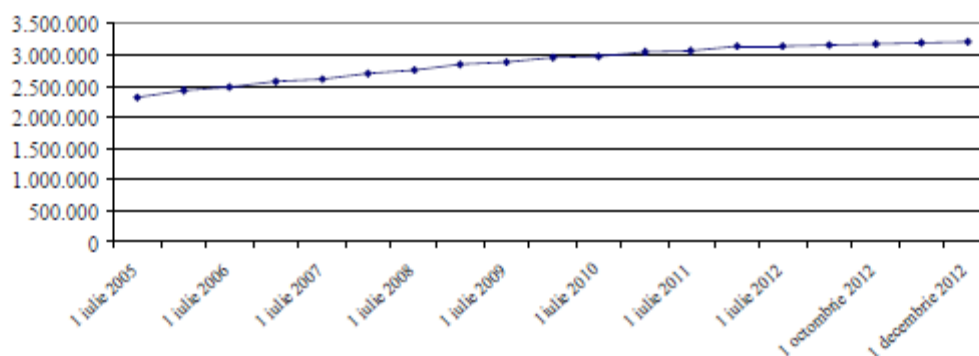
Sursa: ANRE, Raport anual 2012 [2.5]

Fig. 2.9. Structura pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețele de producătorii dispecerizabili și nedispecerizabili în anul 2012.

România a fost în anul de referință 2012 importator net de energie. Consumul intern calculat pe baza energiei electrice livrate în rețele și a soldului import-export a fost de circa 52,36 TWh, cu 2,6% mai mic decât cel din anul 2011.

Alocarea capacităților de interconexiune pe liniile de interconexiune ale Sistemului Electroenergetic Național cu sistemele vecine, în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică s-a făcut coordonat, prin licitații explicite, pe termen lung (anuale și lunare) și pe termen scurt (zilnice, intra-zilnice), la granițele cu Ungaria și Bulgaria.

La gaze naturale, consumul a înregistrat o scădere de aproximativ 4% în anul 2012 față de anul 2011, pe fondul unei ușoare scăderi a consumului clienților finali. În anul 2012, consumul total de gaze naturale a fost de 144.650.532 MWh, din care 114.780.176 MWh a reprezentat consumul noncasnic (79,35%) și 29.870.355 MWh a reprezentat consumul casnic (20,65%). În anul 2012, numărul total de clienți finali de gaze naturale a fost de 3.200.887, din care 180.819 clienți noncasnici (5,65%) și 3.020.068 clienți casnici (94,35%).

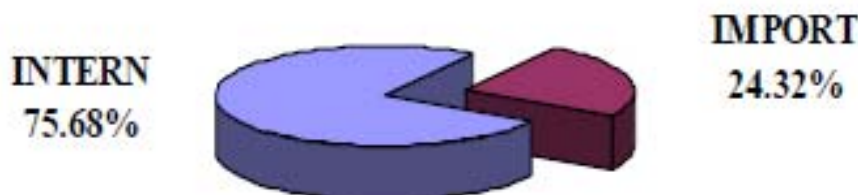


Sursa: ANRE, Raport anual 2012 [2.5]

Fig. 2.10. Evoluția numărului de clienți racordați la rețelele de gaze naturale.

Consumul a fost acoperit din producția internă și din import. Producția internă a fost de 109.468.071 MWh, iar importul de 35.182.461 MWh.

La gaze naturale, consumul a înregistrat o scădere de aproximativ 4% în anul 2012 față de anul 2011, pe fondul unei scăderi minore a consumului clienților finali.



Sursa: ANRE, Raport anual 2012 [2.5]

Fig. 2.11. Asigurarea cererii din surse interne și externe în anul 2012.

România dispune de o rețea de distribuție a gazelor naturale de 36.772 kilometri, la 31 decembrie 2012, din care 21.044 kilometri în orașe. Potrivit Institutului Național de Statistică, în cursul anului 2012, au fost distribuite gaze naturale în 892 localități, din care 242 municipii și orașe. Comparativ cu 2011, lungimea conductelor de distribuție a gazelor naturale a fost extinsă cu 1.091 km, în 2012, din care în municipii și orașe cu 354 km.

Energia termică distribuită, în 2012, în România a fost de 10.962.751 Gigacalorii, cu 1.378.481 Gigacalorii (12,6%) **mai puțin** față de anul 2011. Pentru populație au fost distribuite 9.213.729 Gigacalorii, cu 1.234.438 Gigacalorii (13,4%) mai puțin față de 2011. Energia termică a fost distribuită în 101 localități, din care, în 90 de municipii și orașe. Față de anul 2011, nu s-a mai distribuit energie termică în Ocna Mureș, Măgurele și Roșiorii de Vede.

Rezultatele economice nefavorabile înregistrate de operatorii din domeniul gazelor naturale au determinat pentru a doua perioadă de reglementare adoptarea noțiunii de **venit amânat**, aceasta reprezentând diferența dintre valoarea venitului pe care un titular de licență ar fi fost îndreptățit să îl

realizeze anual pentru desfășurarea unei activități reglementate, într-o manieră prudentă și valoarea venitului realizat efectiv, prin aplicarea tarifelor și prețurilor aprobate pe parcursul perioadei de reglementare. Tot venit amânat se consideră și valoarea rezultată ca diferență dintre costurile de achiziție determinate pe baza sumei fixe unitare estimate de ANRE pentru **acoperirea costurilor** legate de achiziția gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată și costurile cu achiziția gazelor efectiv realizate și recunoscute operatorului care realizează furnizarea reglementată.

Deoarece Regulamentul 1775/2005 impune obligația de a pune la dispoziție capacitatea maximă de transport și România nu a respectat obligația clar formulată, procedând la restricționarea accesului terților în punctul de interconectare cu sistemul de transport din Bulgaria în baza acordurilor interguvernamentale semnate de România cu Bulgaria și Federația Rusă, Comisia Europeană a transmis României un aviz motivat, urmând să continue cu procedura de infringement [2.14]. În vederea soluționării aspectelor neconforme identificate, în ultimul moment a fost elaborată și aprobată o metodologie de alocare a capacității pentru conducta Isaccea I – Negru Vodă I.

Comisia Europeană a transmis României un aviz motivat, urmând să continue cu procedura de infringement, dacă aspectele semnalate nu se rezolvă în termen.

Plata unor penalități zilnice enorme, dar justificate impuse de Curtea Europeană de Justiție ar putea conduce la o **criză financiară profundă**, în condițiile unui buget de stat aflat în dificultate.

România trebuie să adopte cât mai rapid măsurile necesare eliminării întârzierilor înregistrate în transpunerea prevederilor legislative cuprinse în pachetul al 3-lea legislativ al Uniunii Europene [2.10]-[2.14].

În conformitate cu prevederile legislative din Tratatul privind Uniunea Europeană, principiul subsidiarității este consacrat prin articolul 5 și este însoțit de alte două, principiul atribuirii și principiul proporționalității. Înainte de a se lua o decizie, în termen de opt săptămâni de la data transmiterii unui proiect de act legislativ al Uniunii Europene, orice parlament național sau orice cameră a unui parlament național poate adresa președintelui Parlamentului European, al Consiliului și, respectiv, al Comisiei un aviz motivat în care să se expună motivele pentru care consideră că proiectul în cauză nu este conform cu principiul subsidiarității. Un astfel de mecanism nu a fost utilizat la momentul respectiv de autoritățile naționale.

Problema stabilirii unui model unic este și în prezent extrem de dezbătută la nivelul Uniunii Europene. Singura concluzie la care s-a ajuns în prezent, constă în recunoașterea unor orientări și tendințe comune din partea unor state membre către unele componente ale unui model posibil de urmat, atât la energie electrică cât și la gaze naturale.

3. CERINȚELE CELUI DE AL TREILEA PACHET LEGISLATIV PENTRU ENERGIE

3.1. De ce și cum?

Reforma sectoarelor energetice naționale începută în anii '90 a plecat de la ideea generoasă a realizării unor servicii de furnizare către consumatori a produselor industriilor de rețea (energie electrică, gaze, apă, căldură produsă centralizat, transporturi, telecomunicație etc.) prin îmbunătățirea

siguranței în alimentare și prin prețuri mai mici. Cu convingerea că piața concurențială este cea care poate da soluția optimă pentru realizarea acestor deziderate, pasul următor a fost ideea despărțirii zonelor de concurență (producere și furnizare) de cele de monopol natural (rețelele de transport, respectiv, de distribuție). Cu această viziune, apare clar că în segmentele competitive, este de dorit să se dezvolte mecanisme de piață de tranzacționare, cu intervenții minime din exterior, astfel încât autoritățile de reglementare să stabilească doar regulile jocului, iar acestea să fie egale pentru toți participanții la piață, neintervenind decât pentru înlăturarea eventualelor distorsiuni. În schimb, reglementarea trebuie să fie clară și sigură în zonele de monopol natural, unde să stabilească tarifele de servicii de transport și distribuție.

Despărțirea zonelor de monopol de cele de competiție impune însă o regulă fără de care nu se poate obține beneficiul accesului liber și egal la rețele (dacă anumite condiții tehnice sunt îndeplinite, pentru a nu se periclita siguranța funcționării întregului sistem). Pentru sectoarele de electricitate și, respectiv, gaze naturale, cele două zone competitive generează două tipuri de piețe: piața „*en gros*” pentru segmentul de producere, respectiv piața „*en detail*” pentru segmentul de furnizare. La o aplicare corectă, beneficiile acestui model ar trebui să se simtă, în primul rând, la nivelul consumatorului/utilizatorului final, pentru că acesta deține puterea de a alege furnizorul care îi îndeplinește în cea mai bună măsură criteriile cerute: preț minim și siguranța maximă în alimentare. Dar avantajele se pot observa și la nivelul operatorilor, guvernului și chiar a societății în totalitate, prin eliminarea așa-numitelor *costuri evitate*.

Este însă corect să se arate că modelul poartă și o serie de riscuri inerente. În primul rând, separarea nu este un panaceu, deoarece piața devine atractivă numai dacă mărimea și densitatea pieței permit funcționarea unui număr mare de operatori, asigurând atât competiție activă, cât și potențială. De aceea, într-o lucrare a Băncii Mondiale, se apreciază că pentru sisteme energetice de până la nivelul de 1000 MW nu se poate realiza o competiție corectă, deci pentru aceste situații, soluția nu este separarea domeniilor [3.1]. În al doilea rând, piețele sunt mult mai sensibile și generează riscuri cu consecințe mari (a se vedea criza pieței de electricitate din California din 2006), în cazul în care regulile nu sunt bine gândite sau programele de dezvoltare nu sunt realizate corespunzător. În plus, unele practici cum ar fi subvențiile încrucișate, care sunt cumva tolerabile în situația companiei integrate vertical, nu mai pot fi admise când se aplică separarea activităților.

În consecință, pentru a se obține avantajele separării activităților, politicile publice ale sectorului trebuie să armonizeze supervizarea monopolurilor cu monitorizarea competiției crescute, altfel pot apărea distorsiuni severe. În acest fel, separarea face sarcina de reglementare mult mai complexă, iar reforma sectorului energetic solicită o secvențialitate bine aleasă. Este ceea ce s-a întâmplat și în cazul Statelor Membre ale Uniunii Europene, incluzând România, ale căror etape de liberalizare a piețelor de energie electrică și de gaze naturale s-au derulat sau se derulează, impuse de trei pachete legislative secvențiale.

Ne aflăm acum în momentul aplicării celui de al treilea asemenea pachet care încearcă să definitiveze construcția piețelor interne de energie electrică și de gaze naturale. Acest ultim pachet este compus din următoarele acte normative [3.2-3.6]:

- 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;
- Directiva 2009/73 a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE;
- Regulamentul (CE) nr. 713/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 de instituire a Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei;

- Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003;
- Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005.

Scopul declarat al pachetului legislativ este de realizare a piețelor interne de electricitate și gaze naturale printr-o mai bună integrare și o concurență crescută.

Conform întâlnirii Consiliului European din februarie 2011, s-a stabilit anul 2014 drept ținta pentru finalizarea acestor piețe interne, permițând – în acest fel – circulația liberă a energiei în Uniunea Europeană. Condițiile *sine qua non* sunt evident legate de realizarea acelorași reguli peste tot în Statele Membre și realizarea unei infrastructuri de interconectare întărită. De altfel, încă din 2002, la Consiliul European desfășurat la Barcelona, s-a stabilit o valoare minimă de 10% drept capacitate de interconexiune între Statele Membre, ceea ce impune eforturi de realizare a unor investiții importante.

Din nefericire, chiar la momentul 2011, s-a constatat o capacitate medie de interconexiune a sistemelor electrice naționale de circa 5% [3.7]. De aceea, din nefericire, piața europeană a rămas încă fragmentată în subpiețe naționale slab conectate, atât din cauza lipsei de legături fizice, dar și din motive legate de reguli diferite, care duc la tarife divergente care împart Europa în mai multe regiuni cu prețuri diferite. Al treilea pachet legislativ, prin actele sale constitutive, are rolul de a netezi aceste dificultăți.

Cele două directive care se referă la principalele piețe de energie: electricitate și gaze naturale, continuă procesul început în anii '90 și impun câteva elemente esențiale pentru liberalizare. Conform expunerii de motive ale acestor directive, nu există încă în fiecare stat membru un acces nediscriminatoriu la rețea și nici niveluri de supraveghere exercitată de autoritățile de reglementare similare din punct de vedere al eficacității, iar siguranța alimentării cu energie electrică este de o importanță vitală pentru dezvoltarea societății europene, pentru punerea în aplicare a unei politici durabile privind schimbările climatice, precum și pentru încurajarea concurenței pe piața internă. În acest context „o piață funcțională ar trebui să ofere consumatorilor măsurile adecvate pentru promovarea unei utilizări mai eficiente a energiei, siguranța alimentării cu energie fiind o condiție prealabilă”. De aceea, elementul esențial îl reprezintă promovarea concurenței, atât în Statele Membre, cât și transfrontalier pentru furnizorii de energie electrică, respectiv gaze naturale, dar acest lucru nu se poate face fără o separare „efectivă” a rețelelor (monopoluri naturale) de activitățile de producere și de furnizare, deoarece ar exista „riscul inerent al discriminării, nu doar în ceea ce privește exploatarea rețelei, ci și în privința stimulării întreprinderilor integrate vertical de a investi în mod corespunzător în propriile rețele”. Rezultă că accesul nediscriminatoriu la rețea trebuie protejat prin măsuri legale corespunzătoare, iar asigurarea acestui acces egal tuturor actorilor pieței se face prin promovarea unor operatori de rețea fără interese în niciuna din celelalte activități (producție sau furnizare) în drumul către separarea completă a zonei de rețea față de cea comercială.

Cele trei regulamente impun instituirea unor entități supranaționale prin care autoritățile naționale de reglementare pot colabora în probleme transfrontaliere și în condițiile impuse de acces la rețelele electrice și de gaze, deci pentru cooperarea între operatorii naționali ai acestor rețele.

În esență, al treilea pachet legislativ aduce următoarele noutăți:

- Așa cum se prezintă și în preambulul ambelor directive, scopul declarat îl reprezintă realizarea piețelor interne de electricitate și gaze „**complet efective**”, ceea ce ar păstra prețurile **cât mai mici** posibil și ar realiza o creștere a standardelor în privința serviciilor și în privința siguranței în alimentarea cu energie.

- Despărțirea efectivă a intereselor producției și furnizării de energie, de interesele rețelilor. Se impune eliminarea oricărui conflict de interese între cele două tipuri de activități. Prin despărțirea efectivă se previne posibilitatea ca operatorii de rețea să favorizeze sub o formă sau alta companiile de producere și furnizare pe care le-ar mai deține în cazul existenței unei integrări verticale.
- Creșterea transparenței piețelor *en detail* și întărirea regulilor de protecție a consumatorilor.
- Promovarea unei supravegheri mai eficiente de către “câinii de pază” independenți ai pieței, în persoana autorităților naționale **independente** de reglementare.
- Stabilirea unei Agenții de Cooperare a Reglementatorilor în domeniul Energiei (ACER) pentru a asigura o cooperare eficientă între reglementatorii naționali și pentru luarea deciziilor în chestiuni legate de problemele transfrontaliere.
- O mai bună colaborare între operatorii naționali ai rețelilor în probleme transfrontaliere și de investiții prin înființarea unor asociații ca ENTSO-E și ENTSO-G. Esențial aici este cooperarea pentru dezvoltarea unor coduri tehnice și comerciale comune.

În esență, se realizează introducerea de noi instrumente de armonizare a piețelor interne de electricitate și gaze și noi reguli de operare a rețelilor la nivel pan-european [3.8].

În domeniul **consumatorilor**, pachetul legislativ introduce prevederi privind „puterea de a alege” permițând consumatorilor să-și schimbe furnizorii în cadrul unui interval scurt de timp (trei săptămâni). Evident că decizia de a alege un alt furnizor trebuie să se bazeze pe o informare corectă și – de aceea – se introduce obligația furnizorilor de a asigura aceste informații în mod transparent și cât mai complet posibil. Totodată, furnizorii trebuie să instituie proceduri eficiente de rezolvare a eventualelor plângeri ale consumatorilor. În sfârșit, directivele solicită scheme specifice de protecție a **consumatorilor vulnerabili**.

Despărțirea structurală între activitățile de transport și a celor de producție, respectiv de furnizare reprezintă cheia reformei pentru ca accesul nediscriminatoriu la rețea permite o corectă concurență între furnizori și stimularea investițiilor în infrastructură. Directivele permit Statelor Membre trei modele posibile:

- a) Despărțirea proprietății (OU);
- b) Operator independent de sistem (ISO);
- c) Operator independent de transport și sistem (ITO).

În primul tip de model (OU), compania de rețea este independentă de furnizori/producători și deține în proprietate rețeaua și operatorul de sistem. În acest fel managementul este tot al acesteia, implicarea într-o eventuală altă companie este minoritară, fără participare în consiliul de administrație și – evident – fără control.

ISO presupune scoaterea în exterior a operatorului de sistem care poate decide asupra planului de dezvoltare/investiție, practic “închiriind” rețeaua, în timp ce compania integrată vertical poate rămâne cu furnizorul și cu managerul activelor rețelei. Pentru a se asigura o corectă independență, este necesară o reglementare mai strictă și o monitorizare atentă a comportamentului ISO (de exemplu, reglementatorul național aprobă programarea investițiilor).

În modelul ITO, operatorul de transport și sistem este și proprietarul rețelei și are propriul consiliu de supraveghere, este managerul independent al activelor, iar reglementatorul trebuie să realizeze o supraveghere atentă și o monitorizare permanentă.

Abordarea este diferită în Statele Membre. De exemplu, un număr de mari companii integrate și-au despărțit activitățile: E.ON și Vattenfall Europa și-au separat rețelele de înaltă tensiune în Germania, în timp ce Endesa a delimitat activele sale de transport în Spania. În domeniul gazelor, atât RWE, cât și E.ON și-au vândut activele de transport în Germania, iar similar cu domeniul electric, Endesa a despărțit activele de transport și distribuție în Spania [3.9]. În schimb, în România, conform

legii energiei (Legea 123/2012) art. 31: (1) Operatorul de transport și de sistem se organizează și funcționează după modelul „operator de sistem independent” și este persoană juridică certificată de autoritatea competentă în ceea ce privește îndeplinirea condițiilor prevăzute la art. 34 [3.10]. Deoarece în domeniul producției și al transportului proprietarul era același, statul, reprezentat de ministerul de resort de la acea dată (Ministerul Economiei), pentru aplicarea directivelor și îndeplinirea condițiilor impuse de art. 34, cele două activități s-au despărțit prin trecerea în proprietatea a două ministere distincte: finanțele publice și ministerul de resort.

Noile condiții impuse de pachetul legislativ obligă și la o revizuire a poziției și rolului reglementatorilor naționali. În primul rând, autoritatea de reglementare trebuie să devină distinctă din punct de vedere legal și independentă din punct de vedere funcțional față de orice entitate publică sau privată, în mod special independentă față de ministerul de resort. De asemenea, trebuie să aibă un buget anual separat și resurse umane și financiare adecvate. În legătură cu rolul său, reglementatorul trebuie să aibă posibilitatea de a fixa și aproba tarifele de transport și distribuție pe baza unor metodologii transparente, să aplice prevederile de protecție a consumatorului, să emită decizii asupra actorilor pieței și să impună penalități legale.

În legătură cu armonizarea regulilor pieței și de operare ale rețelelor la nivel pan-european pe baza unor principii comune, pachetul legislativ introduce noi instrumente. Obiectivul declarat îl reprezintă facilitarea comerțului transfrontalier cu energie și reducerea costului tranzacțiilor în folosul consumatorilor și a afacerilor din domeniu. Din punct de vedere instituțional, cele trei regulamente pun bazele următoarelor noi entități:

- **Agencia pentru Cooperarea Reglementatorilor în domeniul Energiei** (Agency for the Cooperation of Energy Regulators - **ACER**). În decursul anilor până la emiterea pachetului al treilea, a devenit evident ca reglementatorii naționali acționând individual și grupul de consiliere de la nivelul UE la acel moment (ERGEG) nu sunt suficienți pentru a asigura îndeplinirea sarcinilor de reglementare la nivelul Uniunii. De aceea, s-a decis să se creeze un organism independent cu experiență specială în problemele tehnice ale pieței interne. Pentru simetria în independență, ACER este **independent față de Comisie, guvernele naționale și companiile din energie**. ACER poate astfel juca un rol cheie în stabilirea regulilor tehnice la nivel european, împreună cu alte entități nou create (ENSO-E și ENSO-G) și Comisia. Totodată, ACER poate adopta decizii în privința chestiunilor transfrontaliere, de exemplu, poate emite instrucțiuni pentru operarea transfrontalieră a rețelelor, monitorizează și raportează comportarea pieței, revizuieste planurile decenale de dezvoltare a rețelelor la nivel european, ca și la nivel național, joacă rol de mediator atunci când reglementatorii naționali nu sunt de aceeași părere. În plus, ACER monitorizează piața, inclusiv prețurile *en detail*, urmărește accesul disponibil al electricității obținute din surse regenerabile la rețea și modul în care se respectă drepturile consumatorilor. În fiecare an, ACER publică un raport de activitate și poate sugera Comisiei și Parlamentului European măsuri care ajută la înlăturarea barierelor pentru completarea pieței interne.

- Așa cum se precizează în Regulamentul 714/2009 “este necesară, în special, o mai bună cooperare și coordonare între operatorii de transport și de sistem, pentru a crea coduri de rețea, în vederea asigurării și gestionării unui acces eficient și transparent la rețelele de transport transfrontaliere, precum și pentru a garanta o planificare coordonată și suficient orientată spre viitor și o evoluție tehnică satisfăcătoare a sistemului de transport în cadrul Comunității, inclusiv crearea de capacități de interconexiune, acordând atenția cuvenită protecției mediului” [3.11]. Pentru realizarea unui asemenea deziderat, cele două regulamente ale pachetului legislativ instituie două organisme de colaborare ale operatorilor de sistem, unul pentru energie electrică și altul pentru gaze în scopul asigurării unei gestionări optime a rețelei de transport a energiei electrice, precum și pentru a permite schimburile comerciale și furnizarea transfrontalieră de energie. Ele sunt numite **ENTSO-E** pentru electricitate și, respectiv, **ENSO-G** pentru gaze și au un rol cheie în dezvoltarea regulilor tehnice la nivelul UE colaborând cu ACER și Comisia Europeană. Prin ele se promovează cooperarea regională între operatorii de transport și sistem și se promovează planurile de dezvoltare ale rețelelor europene.

3.2. Există dificultăți în implementarea pachetului legislativ?

3.2.1. Temeri privind implementarea

Realizarea funcțională a pieței interne de energie este unul din obiectivele politicii energetice a Uniunii impus chiar de Tratatul UE (Maastricht) [3.12], transformând-o în instrument și scop în același timp. Cu implementarea celui de al treilea pachet, în principiu, nu există bariere formale în realizarea acestei piețe interne, iar în concluziile ședinței Consiliului din 4 februarie 2011 se arată dorința politică ca UE să aibă “o piață deplin funcțională, interconectată și integrată. De aceea, legislația privind piața internă de energie trebuie să fie accelerată și implementată în întregimea ei de către Statele Membre la termenele agreeate” [3.13].

Cu toate acestea, se observă că încă sunt întârzieri în aplicarea planului de implementare a pachetului. Ele sunt – în primul rând – rezultatul rezistenței unor State Membre de a renunța la campionii naționali și europeni și – în multe cazuri – procesul de despărțire a sectoarelor comerciale și de transport și de desemnare a operatorilor de transport și sistem, este un proces dificil. Pe de altă parte, în unele State Membre mai există controverse în legătură cu asigurarea *de facto* a independenței reglementatorilor naționali. La aceasta se adaugă și rezistența de a transfera din puterile lor la nivelul Uniunii Europene. Se mai poate adăuga controversele legate de condițiile în care vor putea lucra companiile externe Uniunii în piața internă, iar dintre acestea în mod special cele rusești, care au solicitat derogări de la cel de al treilea pachet legislativ.

O situație specială o reprezintă cea a țărilor europene candidate la UE, reunite prin Tratatul Comunității Energetice (“Energy Community”). Acestea și-au luat o serie de angajamente de asimilare a condițiilor necesare pentru accesul la piața internă ca parte a negocierilor de aderare la UE, însă realitatea arată că este deosebit de dificil să le aplice în practică din diverse motive: durata, necesitatea modificărilor legislative profunde, lipsa resurselor financiare pentru modificarea structurii sistemelor lor energetice și a investițiilor necesare etc.

Pe lângă acestea, una din îngrijorările majore le reprezintă cea legată de o întrebare legitimă: va avea piața internă de energie lichidități suficiente pentru a funcționa corespunzător? [3.14]. În graficul de realizare al implementării pachetului pieței de energie, anul 2014 are o poziție specială: se consideră a fi momentul în care legislația este aplicată în toate Statele Membre, iar această legislație va asigura libera circulație a gazelor naturale și a electricității. Dar pentru a se realiza acest lucru trebuie să se realizeze – în primul rând – interconectarea fizică, ceea ce solicită investiții importante, întărirea burselor specifice și creșterea volumului tranzacțiilor pe aceste burse. Încă din 2007, se consideră că la nivelul Uniunii se va ajunge la schimburi transfrontaliere de 12%, realitatea din 2011 contrazicând această țintă, în acel an schimburile ajungând la cca. 5%.

Apare din nefericire un cerc vicios: investițiile pentru interconexiuni sunt gândite a fi recuperate pe piața din tarife bazate pe costuri acceptate, însă fără investiții, valoarea tranzacțiilor este mică, lichiditatea pe piața de energie europeană este limitată și nu permite aceste investiții. Acesta este și motivul pentru care Consiliul din februarie 2011 a admis că “unele proiecte care vor fi justificate de siguranța în alimentare sau/și din perspectiva de solidaritate, dar care sunt incapabile să atragă suficientă finanțare bazată pe piață, ar putea solicita o finanțare publică limitată pentru atragerea finanțării private” [3.13]. Aceasta arată indirect că dacă UE va ajuta la finanțarea unor proiecte (incluzând integrarea celor de energie regenerabilă), piața nu este încă deplin funcțională și nu este în stare să se autofinanțeze, lucru vital pentru asigurarea fluxurilor **libere** de energie între cele 28 State Membre. Scara la care încă mai există aceste disfuncționalități poate fi indirect apreciată prin valoarea investițiilor pe care Uniunea Europeană este dispusă să le finanțeze.

3.2.2. Tendințe și posibile soluții

Din cele de mai sus, s-a văzut că în acest moment, implementarea pachetului legislativ mai întâmpină greutăți, iar piața internă nu este încă deplin funcțională. Care ar fi însă perspectiva și ce elemente stimulative ar putea apărea în viitorul apropiat?

Analistii pieței consideră că se pot identifica câțiva asemenea stimuli de pe acum. De exemplu, decizia Germaniei de a renunța la energia nucleară, ar putea-o transforma într-un importator net în Europa, lucru care ar mări volumul tranzacțiilor din zonă. Plecând de la influența pe care acest Stat Membru o are în deciziile europene de la vârf, unii analiști întrevăd chiar o posibilă “europenizare” a modelului german, prin impunerea unui mixt de combustibil “standard” pentru toate Statele Membre. Lucrurile sunt legate și de consecințele care se văd încă din acest moment: Germania importă energie electrică din țările învecinate, unele din ele cu o pondere importantă a cărbunelui în generarea de energie electrică (Polonia și Cehia), cu consecințele nedorite cunoscute în emisia de gaze cu efect de seră la nivelul Uniunii, iar altele (Franța) folosind tot energie nucleară pentru a produce electricitatea exportată. Într-o abordare diferită însă, renunțarea la mari centrale nucleare și dezvoltarea în continuare a energiei regenerabile până la atingerea țintelor din 2020 și apoi în 2050 poate modifica hotărâtor structura pieței și trecerea către combustibili mai “curați”, în mod special gaze naturale. Se creează astfel premisele unui stimul al pieței interne de gaze și pentru sursele de gaz neconvențional din unele State Membre, inclusiv România.

În plus, politica de promovare a resurselor regenerabilelor, impusă prin pachetul legislativ energie-schimbări climatice, duce inevitabil – indiferent de instrumentul de sprijin folosit de Statul Membru respectiv – la o creștere a prețului energiei electrice, efect nedorit la nivelul consumatorului de orice tip. Pentru competitivitatea consumatorilor industriali este însă esențial accesul la energie de prețuri mici și, de aceea, limitarea acestui efect se poate face doar printr-o piață de energie competitivă funcțională. În aceste condiții, având în vedere că Germania este una din statele care dețin mari companii puternice pe piața europeană, este logic să se înregistreze un impuls și în investițiile de interconexiuni transfrontaliere.

Un alt aspect legat de regenerabile îl poate constitui lunga discuție a obligativității “internalizării” tuturor costurilor legate de diferitele surse de energie. Există însă păreri ca actualele instrumente de la nivelul UE nu funcționează eficient. Conform însăși opiniei Comisiei Europene, prețul alocărilor de emisii este prea mic față de momentul în care acest instrument a fost gândit. Se constată că unele subvenții pentru combustibilul fosil s-au păstrat, iar accidentul de la Fukushima a mărit mult costurile de siguranță aferente producerii energiei pe cale nucleară. În plus, instrumentele de sprijin naționale pentru energiile regenerabile sunt revizuite în jos în multe din Statele Membre, inclusiv în România. Tehnologiile de colectare și stocare a CO₂ nu sunt încă funcționale și, probabil, vor apărea timid abia după 2020.

Ce ar fi atunci de făcut în aceste condiții? Sunt voci care propun retragerea de pe piața de carbon a unui număr de certificate, prin această acțiune crescând prețul carbonului și având un efect semnificativ în acțiunea de internalizare a costurilor de mediu. Alții consideră că revigorarea piețelor de energie pe bază de regenerabile poate fi făcută și prin realizarea unor proiecte mari de infrastructura care pot lega surse regenerabile din alte regiuni decât ale UE: se vorbește despre nordul Africii, inelul mediteranean, Marea Nordului etc. Criticii acestor proiecte costisitoare vin însă cu argumentul logic din punct de vedere economic că este mai normal să se exploateze cât mai mult potențialul local și abia apoi să se ia în considerare sursele mai îndepărtate.

În perspectiva dezvoltării pieței interne de energie, sunt voci care propun transformarea sistemului actual de promovare a surselor regenerabile bazat pe ținte naționale într-o piață internă de regenerabile. În felul acesta, după 2020, se va stabili o țintă comună pentru întreaga Uniune. Problema este de a uniformiza instrumentele de sprijin, în acest moment ele diferind în funcție de Statul Membru.

Un aspect mai puțin analizat îl reprezintă accesul țărilor din jurul UE la piața internă de energie. O mai bună colaborare în domeniul energiei cu aceste țări ar putea fi un impuls și pentru piața internă de energie. Din nefericire, așa cum s-a constatat până acum, chiar dacă angajamentele țărilor candidate la UE au fost destul de ferme, iar voința politică a fost declarată mereu, rezultatele au întârziat să apară din diverse motive, de la dificultatea în promovarea unor acte normative care să asimileze unele părți din *acquis*, până la lipsa fondurilor pentru aplicare. Este și situația interconexiunilor României cu

Republica Moldova, mult întârziate, dar care și în acest moment când decizia politică este luată, pot fi amenințate de situații de fapt care nu au fost luate în considerare la analizarea deciziei.

3.3. În loc de concluzii

În încercarea de realizare a unei piețe interne competitive funcționale, Comisia Europeană și Parlamentul au emis un al treilea pachet legislativ pentru construcția cadrului legal al unei asemenea piețe. Ideea centrală o reprezintă despărțirea zonelor de concurență față de cele ce constituie monopol natural și folosirea avantajelor pe care primele le pot aduce printr-o folosire optimă a resurselor. Pachetul este alcătuit din două Directive: Directiva 2009/72/CE, dedicată pieței de energie electrică, și Directiva 2009/73/CE pentru piața de gaze naturale și trei Regulamente (713, 714 și 715) care stabilesc înființarea unor noi entități instituționale la nivelul Uniunii Europene (ACER, ENSO-E și ENTSO-G) necesare pentru o mai bună coordonare a reglementatorilor și, respectiv, a operatorilor de transport și sistem.

Modelul propus poartă cu sine avantaje evidente prin puterea de a alege a consumatorului, prin exploatarea potențialului concurențial, prin întărirea statutului de independență a reglementatorilor naționali și a operatorilor de rețea, prin dezvoltarea unor burse specifice. Nu trebuie însă trecut cu vederea că există și unele riscuri și dificultăți care trebuie luate în seamă în procesul de implementare și care pot avea consecințe economice și sociale deosebite.

Momentul economic actual la nivelul Uniunii Europene, combinat cu restricții în privința impactului pieței interne de energie asupra mediului și cu unele rețineri suplimentare atât în privința tehnologiilor nucleare, dar și a celor de exploatare a surselor regenerative pot influența pe termen mediu și lung dezvoltarea piețelor europene, dar și a țărilor vecine. Trebuie înțeles totuși că există soluții care trebuie căutate la nivelul Uniunii. România are interese specifice (cum ar fi, de exemplu, întărirea interconexiunilor cu Republica Moldova) și trebuie să participe la discutarea problemelor nou generate și să fie parte a soluțiilor.

4. LIBERALIZAREA TREPTATĂ A PIEȚELOR DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI GAZE NATURALE ÎN ROMÂNIA

4.1. Calendarul de liberalizare

Calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate pentru clienții finali este prezentat în Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și gazelor naturale [4.1]. Legea reprezintă, de fapt, transpunerea în legislația națională a Directivelor europene 72/2009 și 73/2009 privind piața unică de energie electrică, respectiv piața gazelor naturale și a regulamentelor adiacente [4.2]-[4.8].

Calendarul de eliminare a prețurilor reglementate în domeniul gazelor naturale (consumatorii noncasnici) cuprinde opt etape:

- **1 decembrie 2012:** grad de convergență 35%, preț producție internă 49 lei/MWh, creștere preț final 5%;
- **1 aprilie 2013:** grad de convergență 40%, preț producție internă 55,3 lei/MWh, creștere preț final 5%;

- **1 iulie 2013:** grad de convergență 47%, preț producție internă 63,4 lei/MWh, creștere preț final 5%;
- **1 octombrie 2013:** grad de convergență 51%, preț producție internă 68,3 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 ianuarie 2014:** grad de convergență 55%, preț producție internă 72 lei/MWh, creștere preț final 4%;
- **1 aprilie 2014:** grad de convergență 71%, preț producție internă 89,4 lei/MWh, creștere preț final 5%;
- **1 iulie 2014:** grad de convergență 91%, preț producție internă 109 lei/MWh, creștere preț final 5%;
- **1 octombrie 2014:** grad de convergență 100%, preț producție internă 119 lei/MWh, creștere preț final 4%.

Calendarul de eliminare a prețurilor reglementate în domeniul gazelor naturale (consumatorii casnici) cuprinde 22 de etape:

- **1 iulie 2013:** grad de convergență 36%, preț producție internă 49,8 lei/MWh, creștere preț final 8%;
- **1 octombrie 2013:** grad de convergență 37%, preț producție internă 68,3 lei/MWh, creștere preț final 2%;
- **1 ianuarie 2014:** grad de convergență 38%, preț producție internă 50,6 lei/MWh, creștere preț final 2%;
- **1 aprilie 2014:** grad de convergență 41%, preț producție internă 51,8 lei/MWh, creștere preț final 2%;
- **1 iulie 2014:** grad de convergență 44%, preț producție internă 55,3 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 octombrie 2014:** grad de convergență 46%, preț producție internă 54,6 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 ianuarie 2015:** grad de convergență 47%, preț producție internă 56,1 lei/MWh, creștere preț final 2%;
- **1 aprilie 2015:** grad de convergență 49%, preț producție internă 58,9 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 iulie 2015:** grad de convergență 52%, preț producție internă 62 lei/MWh, creștere preț final 4%;
- **1 octombrie 2015:** grad de convergență 54%, preț producție internă 64,1 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 ianuarie 2016:** grad de convergență 56%, preț producție internă 67,1 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 aprilie 2016:** grad de convergență 60%, preț producție internă 71,7 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 iulie 2016:** grad de convergență 64%, preț producție internă 76,5 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 octombrie 2016:** grad de convergență 66%, preț producție internă 78,5 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 ianuarie 2017:** grad de convergență 69%, preț producție internă 82 lei/MWh, creștere preț final 2%;
- **1 aprilie 2017:** grad de convergență 73%, preț producție internă 86,9 lei/MWh, creștere preț final 2%;
- **1 iulie 2017:** grad de convergență 78%, preț producție internă 93 lei/MWh, creștere preț final 5%;
- **1 octombrie 2017:** grad de convergență 81%, preț producție internă 96,5 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 ianuarie 2018:** grad de convergență 83%, preț producție internă 99,2 lei/MWh, creștere preț final 3%;

- **1 aprilie 2018:** grad de convergență 89%, preț producție internă 106,3 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 iulie 2018:** grad de convergență 97%, preț producție internă 115,1 lei/MWh, creștere preț final 3%;
- **1 octombrie 2018:** grad de convergență 100%, preț producție internă 119 lei/MWh, creștere preț final 3%.

Calendarul pentru eliminarea treptată a tarifelor reglementate în domeniul energiei electrice (consumatorii noncasnici) cuprinde șase etape:

- 01 septembrie 2012: 15%;
- 01 ianuarie 2013: 30%;
- 01 aprilie 2013: 45%;
- 01 iulie 2013: 65%;
- 01 septembrie 2013: 85%;
- 01 ianuarie 2014: 100%.

Calendarul pentru eliminarea treptată a tarifelor reglementate în domeniul energiei electrice (consumatorii casnici) cuprinde 10 etape:

- 01 iulie 2013: 10%;
- 01 ianuarie 2014: 20%;
- 01 iulie 2014: 30%;
- 01 ianuarie 2015: 40%;
- 01 iulie 2015: 50%;
- 01 ianuarie 2016: 60%;
- 01 iulie 2016: 70%;
- 01 ianuarie 2017: 80%;
- 01 iulie 2017: 90%;
- 31 decembrie 2017: 100%.

4.2. Situația actuală a celor două piețe de energie electrică și gaze naturale

4.2.1. Piața energiei electrice

Prin modelul de piață implementat în România, în contextul preluării la nivel național a elementelor de *acquis comunitare* în domeniul energiei electrice, începând cu Directiva 92/96 referitoare la regulile comune de deschidere a pieței, s-a urmărit asigurarea condițiilor care să permită tuturor categoriilor de participanți la piață elaborarea unor strategii de afaceri durabile și eficiente, altfel spus să permită realizarea de beneficii pe întreg lanțul producere-transport-distribuție, în condiții de integritate și transparență, astfel încât utilizatorul final, consumatorul de energie electrică, să beneficieze de prețuri rezonabile, rezultate ale stabilirii unei competiții corecte în piață.

Modelul de piață implementat în România prevede posibilități de contractare a energiei pe termen lung, aspect care permite producătorilor, pe de o parte, angajarea în noi investiții în capacități de generare prin garantarea necesarului de creditare cu contracte bancabile având ca obiect vânzarea energiei electrice pe termen lung și, pe de altă parte, marilor consumatori, previzionarea corectă a unui element de cost important, costul cu energia electrică, alături de costurile cu materia primă, cost crucial în economia realizării produselor industriale siderurgice, petrochimice etc. În astfel de contracte, care depășesc ca durată 4-5 ani, sunt utilizate formule de preț care iau în calcul elementele cu potențial de variabilitate semnificativă în raport cu factorul timp, cum ar fi elementele financiare (rata de schimb, nivelul dobânzilor, al penalităților), prețul combustibililor, nivelul de hidroavacitate etc. Poate că cel mai important element de care ar trebui să țină seama un participant care se angajează

Într-un contract în care prețul nu este fix, ci este stabilit pe baza unei formule de preț și în care livrarea energiei contractată astăzi se face peste trei sau patru ani, ar trebui să fie prețul pieței spot, într-o pondere care să asigure, în limite rezonabile și previzionate corespunzător, o marjă de câștig sau pierdere la momentul executării contractului, reflectată de modul de gestiune a riscului adoptat de fiecare companie.

Un al doilea orizont de timp acoperit prin posibilitățile de contractare a energiei, conform modelului de piață implementat în România, este cel mediu și lung, unde participanții au posibilitatea de a opta pentru contracte standardizate sau nestandardizate în funcție de profilul de producție/consum. În general, contractele standardizate sunt tranzacționate prin mecanisme bursiere, în timp ce contractele nestandardizate provin, în general, din tranzacții extrabursiere, ca rezultat al înțelegerilor bilaterale directe sau al înțelegerilor intermediare de brokeri. Platformele extrabursiere sunt caracterizate de un nivel redus de transparență, respectiv de un grad crescut de risc în ceea ce privește executarea tranzacțiilor.

Posibilitățile de contractare pe termen mediu și lung sunt completate de soluții care să asigure gestiunea prin mecanisme de piață a naturii impredictibile a energiei electrice, cum ar fi cele asigurate de piețele pentru ziua următoare și piețele intrazilnice. Pe acest orizont de timp foarte scurt, un rol important în preluarea riscurilor de excedent/deficit de energie electrică revine traderilor, categorie de participanți la piața specializată în preluarea oportunităților derivând dintr-o flexibilitate natural mai redusă, a producătorilor și consumatorilor finali de a participa în aceste mecanisme de ajustare comercială a portofoliilor aproape de momentul livrării/consumului. În același timp, au fost introduse la tranzacționare în piețele mature așa-numitele contracte financiare, cu regularizare fizică sau în numerar, scopul fiind acela de asigurare a participanților împotriva riscului de volatilitate care caracterizează piețele pe termen scurt pentru ziua următoare și intrazilnice.

Toate aceste elemente de model au fost introduse sau urmează a fi introduse gradual și în România, coerent cu ritmul de maturizare a pieței, cu măsurile protecționiste urmărite și cu procesul amplu și intens de implicare în eforturile generale dedicate creării pieței interne de energie electrică în perioada care urmează.

Un demers în plină desfășurare în România în acest moment este cel de dereglementare a prețurilor, atât pentru energia electrică cât și pentru gazele naturale, pe categorii de consumatori, casnici și respectiv noncasnici.

În temeiul Memorandumului de înțelegere aprobat de Guvernul României și în conformitate cu obligațiile asumate de Guvern în relația cu Fondul Monetar Internațional, Banca Mondială și Comisia Europeană s-a aprobat calendarul de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate. Conform acestuia, în cazul agenților economici, la 31.12.2013 tarifele la energie electrică reglementate de ANRE vor dispărea. Toți agenții economici începând cu 01.01.2014 își vor contracta energia electrică de pe piața concurențială. În cazul consumatorilor casnici programul de eliminare a tarifelor reglementate se va încheia la 31.12.2017. Practic, în perioada 01.07.2013-31.12.2017, de două ori pe an (în iulie și în ianuarie), cota de piață concurențială va crește cu câte 10%. Astfel, în ritmul de 20% pe an, consumatorii casnici se vor apropia de statutul de consumatori pe piața concurențială unde au dreptul să își negocieze prețul energiei electrice și să își schimbe furnizorul de energie electrică.

Drepturile de negociere a prețului energiei electrice și de schimbare a furnizorului de energie electrică sunt atribute importante ale liberalizării totale a pieței de energie electrică, însă un aspect deosebit de important, complementar dereglementării prețurilor, este reprezentat de îmbunătățirea și dezvoltarea a noi mecanisme de formare a prețului energiei electrice, pe diferite orizonturi de timp pornind de la tranzacționarea cu până la o oră înainte de ziua de livrare și continuând cu termene zilnice, lunare, săptămânale, lunare, trimestriale, anuale și multianuale.

Prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 conform cărora tranzacțiile cu energie electrică pe piața concurențială se desfășoară în mod transparent, public,

centralizat și nediscriminatoriu pe piețele organizate și administrate de OPCOM în calitate de operator al pieței de energie electrică vin să sprijine aceste demersuri.

Aceste piețe oferă participanților posibilitatea tranzacționării energiei electrice pentru livrare imediată și la termen, orizontul de timp acoperit de produsele puse la dispoziția participanților pornind de la termene foarte lungi (contractare la termen) până la termene foarte scurte (contractare spot).

Conform celui mai recent regulament european, Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului european și al Consiliului din 25 octombrie 2011, “Este important să fie asigurat consumatorilor și altor participanți la piață faptul că pot avea încredere în integritatea piețelor energiei electrice și gazelor, că prețurile fixate pe piețele angro de energie reflectă interacțiunea echilibrată și competitivă dintre cerere și ofertă și că nu se pot realiza profituri prin abuz de piață” [4.14].

4.2.1.1. Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică (PCCB)

Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică (lansată comercial la 01.12.2005) oferă participanților posibilitatea tranzacționării energiei electrice prin licitații publice, pe baza ofertelor nestandardizate, definite de către participanții la piață, pentru termene de livrare mai lungi de o lună și nelimitate ca perioadă maximă de livrare. Zilele de tranzacționare sunt toate zilele lucrătoare dintr-un an.

Participanții la piață au posibilitatea exprimării interesului pentru cumpărarea și/sau vânzarea de energie electrică prin oferte de cumpărare cu preț maxim sau oferte de vânzare cu preț minim ale căror caracteristici în ceea ce privește cantitatea ofertată, perioada de livrare, data începerii livrării și prețul de deschidere a sesiunii de licitație sunt propuse de către inițiatorii sesiunilor de licitație. Inițiatorii unei licitații propun, de asemenea, odată cu oferta, și contractul ce urmează a fi semnat în cazul atribuirii ofertei.

Mecanismul de tranzacționare se bazează pe tranzacționare electronică prin licitație deschisă.

Participarea la sesiunile de licitație este permisă participanților la piață, care constituie garanții de participare la licitație în favoarea OPCOM ce au o perioadă de valabilitate asiguratorie pentru semnarea contractului și depunerea acestuia la OPCOM în vederea verificării conformității contractului semnat cu contractul propus de inițiatorul sesiunii de licitație și publicat împreună cu oferta. Administrarea garanțiilor de participare la licitație este realizată de către OPCOM.

4.2.1.2. Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică cu negociere continuă, tip forward (PCCB-NC)

Această piață (lansată comercial la 15.03.2007) asigură participanților posibilitatea tranzacționării energiei electrice prin licitații electronice organizate pe platforma de tranzacționare a OPCOM, pe baza ofertelor simple cantitate-preț pentru instrumentele standard listate de OPCOM, pentru termene standard de livrare mai lungi de 1 săptămână (săptămână, lună, trimestru, an și multipli ai acestor perioade). Permanent sunt puse la dispoziția participanților la piață 12 tipuri de instrumente standard pentru 29 de perioade de livrare distincte. Zilele de tranzacționare sunt toate zilele lucrătoare dintr-un an.

Participanții la piață au posibilitatea exprimării interesului pentru cumpărarea și/sau vânzarea de energie electrică prin oferte standard de cumpărare sau de vânzare în ceea ce privește cantitatea ofertată, perioada de livrare, data începerii livrării conform principiilor de standardizare aprobate de către ANRE pentru această modalitate de tranzacționare. Inițiatorii sesiunilor de licitație propun prețul de deschidere a sesiunii de licitație, care poate fi negociat continuu pe parcursul sesiunii de licitație, participanții la sesiune dispunând permanent prin sistemul de tranzacționare de toate informațiile referitoare la cantitățile și prețurile ofertate pentru vânzarea, respectiv cumpărarea energiei electrice, actualizate în timp real.

Mecanismul de tranzacționare se bazează pe tranzacționare electronică printr-un mecanism combinat de licitație deschisă și corelare continuă.

Contractul semnat la încheierea sesiunii de licitație pentru cantitatea aferentă tranzacțiilor stabilite este contractul standard aprobat de către ANRE ca anexă a Ordinului Președintelui ANRE nr. 6/18.02.2011.

Participarea la sesiunile de licitație este permisă participanților la piață, care constituie în favoarea OPCOM garanții de participare la licitație ce au o perioadă de valabilitate asiguratorie pentru semnarea contractului și depunerea acestuia la OPCOM în vederea verificării conformității contractului semnat cu contractul standard. Administrarea garanțiilor de participare la licitație este realizată de către OPCOM.

4.2.1.3. Piețele de tip OTC

Acest tip de piață asigură participanților posibilitatea tranzacționării electronice a energiei electrice prin negociere continuă, în baza relațiilor bilaterale tradiționale asumate de către părți prin notificarea corespunzătoare a eligibilității părților potențial partenere în tranzacții.

4.2.1.4. Piața pentru Ziua Următoare (PZU)

Piața pentru ziua următoare de energie electrică (lansată comercial la 30.06.2005) oferă participanților la piața angro de energie electrică posibilitatea echilibrării cu o zi înaintea zilei de livrare a portofoliului deținut cu obligațiile de livrare, precum și exploatarea oportunităților apărute în piață aproape de momentul livrării. Participarea la această piață este permisă tuturor titularilor de licență înregistrați ca participanți la PZU (producători de energie electrică, furnizori și operatori de rețea).

Activitatea în cadrul acestei piețe administrate de OPCOM se desfășoară în fiecare zi calendaristică și asigură cadrul necesar încheierii de tranzacții ferme pentru livrarea orară a energiei electrice în fiecare dintre cele 24 de intervale orare ale zilei următoare.

Mecanismul de tranzacționare se bazează pe licitație închisă, prețul de tranzacționare (închidere a pieței) corespunzând punctului de intersecție a curbelor agregate de vânzare și cumpărare stabilite pentru fiecare dintre cele 24 de intervale orare ale zilei următoare.

OPCOM îndeplinește începând cu anul 2008 rolul de contraparte în tranzacțiile cu energie electrică stabilite pe PZU, acest mecanism fiind menit să asigure realizarea nu doar a unei tranzacționări lichide, dar și sigure.

Pentru fiecare participant la PZU, pe baza tranzacțiilor stabilite, OPCOM stabilește notificările fizice corespunzătoare, pe care le pune la dispoziția Operatorului de Transport și de Sistem și Părților Responsabile cu Echilibrarea (PRE) la care sunt înregistrați participanții la PZU.

Piața pentru ziua următoare din România va funcționa cuplat cu piețele de energie electrică din țările vecine, ceea ce înseamnă că alocarea capacităților transfrontaliere pe granițele României cu țările vecine se va face inclusiv prin licitații implicite caracterizate de faptul că licitarea capacității de transport și cumpărarea sau vânzarea de energie electrică se realizează într-un singur pas și într-un singur loc, pe bursa OPCOM.

4.2.1.5. Piața intrazilnică

Piața de intrazilnică (lansată comercial în 25.07.2011) reprezintă o componentă a pieței angro de energie electrică pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică pentru următoarea zi de livrare, momentul deschiderii porții de ofertare pe această piață fiind ulterior momentului confirmării tranzacțiilor cu energie electrică stabilite pe Piața pentru Ziua Următoare.

Activitatea în cadrul acestei piețe se desfășoară în fiecare zi calendaristică și oferă posibilitatea încheierii de tranzacții pentru livrarea orară a energiei electrice în fiecare dintre cele 24 de intervale orare ale zilei următoare. Prin derularea ca operațiuni zilnice de tranzacționare între momentul închiderii sesiunii de tranzacționare pe PZU și până cu o jumătate de oră înainte de închiderea porților de transmitere a notificărilor fizice, piața de ajustare oferă nu doar participanților la piață o posibilitate suplimentară de ajustare a pozițiilor contractuale, ci și Operatorului de Transport și de Sistem un instrument care servește diminuării necesarului de energie de echilibrare și, în acest fel, asigurării condițiilor de funcționare sigură și în condiții de calitate a sistemului energetic național.

Mecanismul de tranzacționare se bazează pe tranzacționare electronică prin licitație deschisă, respectiv ofertele orare de cumpărare și de vânzare sunt ordonate în vederea corelării. Regulile de corelare sunt: preț de cumpărare mai mare sau egal cu prețul de vânzare, preț de vânzare mai mic sau egal cu prețul de cumpărare. Toate ordinele de vânzare care îndeplinesc condițiile de corelare sunt corelate și încheie tranzacție la prețul ofertelor de cumpărare corespunzătoare.

Ca și în piața pentru ziua următoare, OPCOM are rol de contraparte în tranzacțiile cu energie electrică stabilite pe piața de ajustare, beneficiile participanților fiind evidente: garantarea plăților, număr de facturi redus, anonimitate asigurată nu doar în procesul de tranzacționare, cât și în cel de decontare.

Pentru fiecare participant la piața de ajustare, pe baza tranzacțiilor stabilite, OPCOM stabilește notificările fizice corespunzătoare, pe care le pune la dispoziția Operatorului de Transport și de Sistem și Părților Responsabile cu Echilibrarea (PRE) la care sunt înregistrați participanții la piața de ajustare.

Piața de ajustare reprezintă prima etapă de dezvoltare a pieței intrazilnice, care în ultima sa etapă de implementare va adopta mecanismul de corelare continuă care va permite tranzacționarea cu până la două ore înainte de momentul livrării.

Modelul țintă pentru piața intrazilnică transfrontalieră este cel de alocare implicită continuă. Bursa OPCOM va fi implicată în acest proces care va fi decis prin reglementări europene, cel mai probabil prin Codul de rețea pentru alocarea capacităților și managementul congestiilor.

4.2.2. Piața gazelor naturale

4.2.2.1. Piața concurențială și piața reglementată

Transformările profunde în configurația pieței și a sectorului de gaze naturale, care au avut loc începând cu anul 2000, au determinat adaptarea cadrului instituțional și de reglementare la noile situații și cerințe europene, piața ajungând la forma prezentată în Fig. 2.4. În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, piața se compune din:

- **pieța concurențială** de gaze naturale funcționează pe bază de: a) contracte bilaterale între operatorii economici din domeniul gazelor naturale; b) tranzacții pe piețe centralizate, administrate de către operatorul pieței de gaze naturale sau operatorul pieței de echilibrare, după caz; c) alte tipuri de tranzacții sau contracte.

- pe **pieța reglementată**, în anul 2012, consumatorii alimentați în regim reglementat au fost deserviți de 41 furnizori; numărul total de consumatori alimentați în regim reglementat a fost de **3.198.686**, iar cantitatea de gaze naturale furnizată acestora a fost de **52.562,52 GWh**.

Recent, acestor două piețe li s-a alăturat un alt element, constând în **pieța centralizată** (voluntară), în prezent în formare. În abordarea acestui capitol trebuie să luăm în considerare câteva aspecte, datorită unui grad mare de incertitudine în special de evoluție a factorilor externi ce implică măsuri și reacții pe plan intern.

4.2.2.2. Premize, ipoteze și obiective

Se menționează în acest sens următoarele:

- scopul integrării pieței interne de energie în piața regională și de apartenență la piața unică europeană rămâne de importanță primordială, conform declarațiilor politice la nivel național și european;
- definitivarea pieței interne din punctul de vedere al regulilor concurenței și transparenței;
- asigurarea integrității pieței de energie electrică și a pieței de gaze naturale, astfel încât prețurile fixate pe piețele angro de energie să reflecte interacțiunea echilibrată și competitivă dintre cerere și ofertă, eliminarea posibilității de obținere de profit prin abuz de piață.
- formarea prețului energiei pe piața liberă, în funcție de cerere și ofertă
- obiectivul pieței europene de energie va fi realizat în 2014;
- este critic pentru toate structurile, vechi și noi, să fie complet armonizate cu cerințele legislației Uniunii Europene, chiar dacă acestea presupun schimbări importante ale situației actuale;
- respectarea calendarului anunțat în ceea ce privește mărirea graduală a prețurilor energiei electrice și gazelor naturale produse intern, până la convergența acestora cu prețurile internaționale;
- aplicarea unui nou sistem de tranzacționare a gazelor naturale, anunțat de oficialități a se concretiza până la sfârșitul anului 2013;
- piețele europene arată că o singură bursă în domeniu poate da lichiditatea necesară și un semnal corect de preț;
- sistemul IT pentru un operator de piață, este puțin probabil să fie implementat până la sfârșitul anului 2013 și nu merită concentrarea asupra îmbunătățirii funcționării formei actuale;
- prețul angro al gazelor naturale din producția internă se va mări treptat în următoarea perioadă pentru a ajunge la paritate cu prețul gazelor importate și prin urmare rolul operatorului de piață actual va înceta;
- va exista o dependență din ce în ce mai mare de sursele de gaze din import, concomitent cu o creștere a numărului furnizorilor și a unei producții suplimentare interne provenită de la producători mici și independenți, inclusiv prin exploatarea comercială a surselor neconvenționale;
- gazele naturale de producție internă (din surse convenționale sau neconvenționale) vor fi comercializate în țară, la prețuri concurențiale, iar statul român, prin operatorii ce furnizează servicii publice, va beneficia de dreptul de preempțiune;
- proiectele de interconectare cu sistemele țărilor vecine se vor finaliza și capacitățile se vor tranzacționa numai pe baze economice (fără influențe de natură politică, exemplu: conducta Bălți-Ungheni-Iași);
- va fi mărită securitatea energetică inclusiv prin mărirea capacității de înmagazinare subterană a gazelor naturale;
- planul guvernului de privatizare a unor societăți din sectorul energetic va continua și se va încheia cu succes;
- va exista o separare efectivă între operațiunile comerciale ale operatorilor de sistem și de transport și îndeplinirea obligațiilor ca OST (Operator al Sistemului de Transport);
- serviciile de sistem, cum ar fi cele pentru compensarea dezechilibrelor, vor fi identificate și tarificate separat, pe baze zilnice și recuperate prin tarif în cursul perioadei de reglementare;
- piața de gaze naturale în România trebuie să furnizeze bazele unei concurențe efective, în concordanță cu dezvoltarea viitoarei piețe europene;
- piețele angro de energie includ atât piețele de mărfuri, cât și piețele instrumentelor derivate, care au o importanță vitală pentru piața energiei și piața financiară, iar formarea prețurilor în cele două sectoare este corelată. Piețele respective includ, printre altele, piețele reglementate, sistemele multilaterale de tranzacționare și tranzacțiile extrabursiere și contractele bilaterale, directe sau prin intermediul brokerilor;
- contextul internațional se remarcă prin standardizare tot mai mare a principalelor elemente din modelul european, ca urmare a prevederilor legislative la nivel european;
- există în continuare și se va dezvolta un grad variat de complexitate în toată Europa în legătură cu aranjamentele de bază pentru piața angro și pentru concurență la vânzare cu amănuntul;

- există diverse ritmuri de aplicare a directivelor și regulamentelor europene și implicit o evoluție defazată către separarea sistemului de tip monopol de activitățile competitive și în privința reglementării condițiilor de acces la rețea și a aranjamentelor de tarifare;
- diverse aranjamente de asigurare a echilibrului energetic în sistemul de transport;
- specificitatea la nivel național se diminuează treptat, ajungând în final la structuri europene comparabile în legătură cu aranjamentele de operare a piețelor interne de energie.

Scopul integrării pieței interne de energie în piața regională și de apartenență la piața unică europeană rămâne de importanță primordială, conform declarațiilor politice la nivel național și european. Piața de gaze naturale în România trebuie să furnizeze bazele unei concurențe efective, în concordanță cu dezvoltarea viitoarei piețe europene.

4.2.2.3. Situația actuală și efecte ale liberalizării. Vulnerabilitatea consumatorilor casnici și industriali

La gaze naturale, calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate s-a aplicat cu începere de la 1 decembrie 2012 pentru clienții industriali, respectiv de la 1 iulie 2013 pentru clienții casnici. Legea energiei electrice și a gazelor naturale prevede “furnizarea gazelor naturale la preț reglementat și în baza contractelor-cadru până la 31 decembrie 2014 pentru clienții noncasnici, cu excepția cazului în care la această dată se constată existența unei diferențe semnificative între prețul de comercializare a producției interne și prețul european de import care ar putea periclita stabilitatea pieței, situație în care termenul se prelungește până la 31 decembrie 2015”. În privința consumatorilor casnici, este prevăzută “furnizarea gazelor naturale la preț reglementat și în baza contractelor-cadru până la 31 decembrie 2018”.

Pentru gazele naturale, calendarul de eliminare treptată a prețurilor reglementate s-a aplicat de la 1 decembrie 2012 pentru clienții industriali, respectiv de la 1 iulie 2013 pentru clienții casnici.

Pentru energia electrică, tarifele reglementate sunt eliminate gradual începând cu 1 septembrie 2012 pentru clienții noncasnici, respectiv la data de 1 iulie 2013 pentru clienții casnici. Furnizarea de energie electrică în condițiile reglementate se realizează până la data de 31 decembrie 2013 pentru clienții noncasnici (industriali), respectiv până la data de 31 decembrie 2017 pentru clienții casnici, după cum prevede legea.

La energie electrică, eliminarea tarifelor reglementate a început cu 1 septembrie 2012 pentru clienții noncasnici, respectiv la data de 1 iulie 2013 pentru clienții casnici. Furnizarea de energie electrică în condițiile reglementate se realizează până la data de 31 decembrie 2013 pentru clienții noncasnici (industriali), respectiv până la data de 31 decembrie 2017 pentru clienții casnici.

Tot de la 1 iulie, pentru clienții casnici a fost introdus un tarif nou de energie electrică activă, aplicat de furnizorii de ultimă instanță în factura clienților finali care nu au statutul de clienți eligibili, corelat cu calendarul de eliminare a tarifelor reglementate, cu scopul liberalizării complete a pieței de energie electrică. În acest moment, impactul aplicării acestui tarif asupra facturii este estimat (cu mare incertitudine însă) a fi de la 0,2% până la 2% și are ca scop **ținerea sub control a dereglementării**. La clienții noncasnici, acest tarif se aplică numai pentru cantitatea de energie electrică activă consumată după data de 1 septembrie 2012 și numai pentru o parte din cantitatea de energie electrică activă, calculată cu procentul de achiziție din piața concurențială prevăzut de calendarul de eliminare a tarifelor reglementate, restul cantității consumate fiind facturată la tariful reglementat din contractul de furnizare.

Această măsură de temperare a efectelor fiecărei etape de liberalizare a prețurilor pare să fie benefică, fiind posibilă o apreciere pertinentă numai din punct de vedere calitativ. Definiții corecte și date, grupe de factori pentru a aprecia gradul de vulnerabilitate a consumatorilor precum și gradul de

sărăcire vis-a-vis de diferența de sărăcie („**fuel poverty gap**¹”) nu sunt deocamdată disponibile, spre deosebire de alte State Membre, cum ar fi, de exemplu, Marea Britanie, unde se constată că în ultimii doi ani indicatorul „fuel poverty gap” s-a mărit cu mai mult de 12%. Nu este deloc rezonabil să mărești din ce în ce mai mult numărul celor care nu își pot achita facturile la energie sau care reușesc cu greu să facă acest lucru, deci să le scazi limita de suportabilitate și, în același timp, să accepți operatorilor din domeniu reduceri de taxe și impozite sau să acorzi și alte facilități care conduc la obținerea unui profit mare și nemeritat.

Definiții corecte și date, grupe de factori și limite pentru a aprecia gradul de vulnerabilitate a consumatorilor precum și gradul de sărăcire vis-a-vis de diferența de sărăcie („fuel poverty gap”) nu sunt deocamdată disponibile.

Dacă pentru industrie s-a avut în vedere un calendar accelerat, tendința actuală este ca pentru populație să se considere că obiectivul de liberalizare completă a prețurilor la energie electrică și la gaze naturale trebuie împins către 2015, însă reprezentanții Fondului Monetar Internațional, Comisiei Europene și Băncii Mondiale nu au apreciat această abordare.

Aproximativ jumătate din consumul de gaze al țării noastre este vândut, respectiv achitat în prezent, la un preț reglementat, mult mai mic decât cotațiile internaționale, pentru că avem avantajul unei producții interne care acoperă în medie circa 70% din consum. În următorii ani, gazul intern va trebui să ajungă la media prețurilor practicate în regiune, ceea ce înseamnă o **majorare de circa 160%**. Pe măsură ce se transpune calendarul de liberalizare, companiile noi sunt încurajate să intre pe piață și să mărească concurența pe tot lanțul de producere-transport-distribuție-comercializare a energiei, pentru că ele vor avea din ce în ce mai mult siguranța că, pe de o parte, își vor recupera investițiile și, pe de altă parte, acest lucru se va realiza într-un ritm mai accelerat decât în trecut. Faptul că aceste noi companii vor rămâne sau nu pe piață, deci vor desfășura o **activitate economică cu o eficiență mai mare sau mai mică**, va fi în cea mai mare măsură determinată de **cauze interne**, de management, tehnici și tehnologii performante, ele activând (teoretic) într-un cadru competitiv, transparent și predictibil. Există și în acest moment companii care înregistrează performanțe, prin măsurile adoptate.

{Exemplu: Romgaz a implementat o soluție eficientă de valorificare a gazelor naturale din zăcămintele nou descoperite care nu sunt sau nu se pot conecta la sistemele naționale de transport gaze naturale. O premieră pentru Romgaz este utilizarea acestor gaze naturale pentru alimentarea unor grupuri electrice capabile să producă energie la costuri scăzute. O astfel de investiție importantă a fost finalizată la Cojocna, Județul Cluj, unde urmează să fie pus în producție grupul de sonde în scopul valorificării gazelor naturale în alt mod decât cel tradițional, prin alimentarea a două grupuri electrice cu puteri de 1,4 MW. Valorificarea energiei electrice se va face pe Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB) prin administratorul pieței de energie electrică OPCOM [4.8].}

Totodată, transparentizarea tranzacțiilor, prin înființarea burselor de gaze, este foarte importantă, în acest context, pentru consumatori, care au nevoie să aibă siguranța că prețul pe care îl plătesc furnizorului este unul corect. O bursă asigură nu numai transparența cantităților și prețurilor tranzacționate, ci și accesul nediscriminatoriu la energia disponibilă la un moment dat.

Transparentizarea tranzacțiilor, prin înființarea burselor de gaze, este foarte importantă, în acest context, pentru consumatori, care au nevoie să aibă siguranța că prețul pe care îl plătesc furnizorului este unul corect.

Micii agenți economici, care încă beneficiază de prețuri reglementate pentru electricitate și gaze naturale au înțeles că **liberalizarea înseamnă scumpire**, dar nu au înțeles și de ce trebuie să suportăm aceste majorări pentru simplul motiv că "așa cere Uniunea Europeană". Populația, consumatorii casnici și cei asimilați acestora, eventual cu o apetență diminuată pentru informare sau cu un grad

¹ Fuel poverty gap reprezintă diferența dintre ceea ce plătesc consumatorii casnici cu facturi mari la energie (energie electrică, gaze naturale, energie termică etc.) și limita de sărăcie stabilită oficial.

redus de posibilități de informare nu realizează încă **impactul financiar major** al acestei liberalizări și, prin urmare, șocul va fi amplificat. În ceea ce privește costurile consumului de gaze naturale grefate de etapele de liberalizare și armonizare legislativă, dat fiind caracterul sezonier al acestuia în special în sectorul rezidențial, **va genera în condițiile actuale dificultăți financiare majore** la nivelul gospodăriilor individuale, începând cu viitorul sezon rece.

În ceea ce privește impactul liberalizării prețurilor la energie pentru marii consumatori industriali, deși pe termen scurt aceștia pot atenua într-o măsură redusă mărirea etapizată a prețului energiei, activitatea lor va fi puternic influențată, ajungând rapid la **situații critice**.

Momentul corespunzător punctului critic depinde de eficiența economică, de performanțele fiecărui agent economic, de mărimea afacerii pe care o administrează, de măsurile de restructurare adoptate și de stadiul implementării lor, de disponibilitățile financiare și de posibilitățile reale de reluare a fluxului de capital și constituire a fondurilor interne necesare dezvoltării companiei, de sprijinul acordat de organizațiile sindicale și de federațiile din care acestea fac parte, de problemele de natură socială cu care se confruntă și, nu în ultimul rând, de piața pe care operează.

Ceea ce este, de asemenea, foarte important, este **evoluția contextului internațional, a piețelor interne și externe, a evoluției prețurilor internaționale în funcție de cotațiile burselor majore de energie, bunuri și servicii**, factori externi care nu pot fi estimați cu acuratețea necesară elaborării unui plan de afaceri fezabil, a unui cash-flow favorabil care **să protejeze consumatorul/agentul economic de impactul și efectele liberalizării prețurilor la energie pe plan intern**.

Pe de altă parte, autoritățile, din motive bazate pe politici și strategii politice, nu sunt dispuse **să facă cunoscute în totalitate efectele mării prețurilor la energie și să le popularizeze**, astfel încât toți consumatorii, indiferent de categoria din care fac parte, să conștientizeze deplin și la scară largă ce reful va avea liberalizarea prețurilor la energie asupra lor. Din acest punct de vedere, patronatele, sindicatele și diferite asociații, cu argumente pertinente sau mai puțin convingătoare, fac eforturi pentru a convinge autoritățile să **transparentizeze procesul**, solicitând uneori și amânarea etapelor prevăzute în calendarul liberalizării [4.9]. La o astfel de solicitare, în mai 2013, partea română a primit răspunsul Comisarului European pentru Energie. Comisarul a subliniat faptul că impactul prețului energiei asupra competitivității industriei europene reprezintă o problemă de interes pentru Comisie. Comisarul a arătat că prețul gazelor de pe piața locală trebuie privit în perspectivă, raportat la prețurile de pe piața UE, menționând că în anul 2011, prețul reglementat pentru consumatorii industriali din România era cel mai mic din Uniune. Răspunsul oficialului european a inclus **recomandarea de a respecta calendarul de liberalizare**, atrăgând atenția asupra faptului că, potrivit legislației în vigoare, ANRE este instituția abilitată să ia decizii privind prețul gazului din producție locală și a calendarului de liberalizare a prețurilor.

Prețul gazelor de pe piața locală trebuie privit în perspectivă, raportat la prețurile de pe piața UE.

La lansarea programului de liberalizare, autoritățile, inclusiv reprezentanții reglementatorului pieței noastre de energie au explicat că integrarea țării noastre în Uniunea Europeană înseamnă respectarea întregului *acquis communautaire*, asumarea regulilor, inclusiv cele care conduc la formarea prețului energiei pe piața liberă, în funcție de cerere și ofertă. În prezent, avem peste 50% din piața cu preț reglementat (stabilit de autorități), care este folosit în special ca un mijloc de protecție socială. România are, astfel, printre cele mai mici prețuri la electricitate și gaze din UE, fără a se ține însă seama de puterea redusă de cumpărare care caracterizează practic toată populația, conducând la un grad de vulnerabilitate alarmant. În ceea ce privește producția de bunuri, trei sferturi din exporturi sunt realizate cu țări membre UE.

În România se regăsesc unele din cele mai mici prețuri la electricitate și gaze din UE, fără a se ține însă seama de puterea redusă de cumpărare care caracterizează practic toată populația,

conducând la un grad de vulnerabilitate alarmant de ridicat.

Astfel, companiile producătoare din România beneficiază de o energie cu mult mai ieftină decât cele din restul UE, ceea ce le conferă un avantaj competitiv, care poate fi interpretat în unele cazuri ca ajutor de stat, iar în altele ca dumping. De aceea, diferența mare de preț dintre România și media UE trebuie să fie micșorată. **În prezent, electricitatea este mai ieftină cu peste 30% decât media UE, iar gazul cu circa 150%.** Așa a apărut necesitatea liberalizării complete a pieței de energie și, anul trecut, a fost adoptat calendarul prezentat anterior. Potrivit acestui calendar, liberalizarea se finalizează în 2014 pentru companii și în 2018 pentru populație. Adică, societățile comerciale beneficiare de tarife reglementate suportă, în perioada 2012-2014, o creștere de la 160 de dolari la circa 380-400 de dolari pe mia de metri cubi de gaze și vor avea dreptul să își schimbe furnizorul ori de câte ori doresc. Firmele vor suporta, însă, creșteri mult mai mici pentru electricitate (maxim 10-20%), în condițiile unei concurențe acerbe de pe piață, pe fondul unei tendințe puternic descrescătoare a tarifelor de pe piața liberă. Populația are un ritm de creștere mult mai lent al facturilor pentru gaze naturale, iar prețul se va dubla în intervalul 2013-2019. Ca urmare a modificării în acest an a legii privind certificatele verzi, valoarea facturilor de energie electrică ar putea să se reducă cu 7-8% până la sfârșitul trimestrului IV-2013. La electricitate, creșterile nu vor fi semnificative în perioada următoare și datorită faptului că tarifele din România nu sunt cu mult mai mici decât media UE. Politica de reglementare ar trebui să reprezinte un filtru care să țină seama de **angajamentele europene, dar și de suportabilitatea și sustenabilitatea prețurilor.** În condițiile unui joc corect, problema s-ar putea reduce la veniturile populației, venituri care nu se apropie de media UE și pentru a căror situație este responsabilă administrația țării. De aceea **energia este efectiv scumpă în raport cu veniturile individuale raportate la paritatea puterii de cumpărare.** Partea din industrie care s-a menținut în activitate este totuși energo-intensivă și multe companii nu și-au eficientizat consumul energetic și nici nu și-au re tehnologizat producția, apelând la tehnici și tehnologii moderne. Încă există probleme la producția de energie electrică, unde se constată o lipsă de eficiență. La aceasta se adaugă pierderile între producător și consumatorul final, cuantificate la **27%**, ceea ce înseamnă o valoare foarte mare. Mai mult ca sigur că liberalizarea îi va forța pe operatori să adopte măsurile necesare. Anul 2013 este anul în care a început liberalizarea piețelor pentru populație. Astfel, de la 1 iulie, prețul gazului s-a majorat cu 8%, iar de la 1 octombrie 2013, cu încă 2%. La electricitate, 10% din energia necesară populației va fi achiziționată de furnizori din piața liberă.

Energia este efectiv scumpă în raport cu veniturile individuale raportate la paritatea puterii de cumpărare.

Deși din iulie 2005 până în prezent, numărul clienților racordați la conductele de gaze naturale (sistemul național de transport și sistemele de distribuție) a crescut cu aproximativ 27,41%, iar la energie electrică într-un ritm mult mai scăzut, există riscul stopării acestui proces într-o etapă mai avansată a calendarului de liberalizare, prin atingerea limitei de suportabilitate a prețurilor.

Pe lângă calendarul de liberalizare **problema se complică odată cu obligațiile României ca Stat Membru de a respecta și aplica toate prevederile conținute în pachetul al 3-lea legislativ al Uniunii Europene.** Cert este că decizia Consiliului Uniunii Europene de adoptare a propunerilor legislative ale Comisiei Europene, sub forma celui de al 3-lea pachet legislativ, a urmărit [4.2]-[4.6]:

- întărirea puterii reglementatorilor naționali din domeniul energiei și a drepturilor consumatorilor;
- înființarea Agenției de Cooperare a Reglementatorilor Europeni (ACER);
- introducerea pentru prima oară, la nivelul Uniunii Europene, a unor coduri de rețea pentru energie electrică și gaze naturale;
- separarea efectivă.

Sir John Mogg, președintele Consiliului Reglementatorilor Europeni din domeniul Energiei, CEER, în comunicarea făcută pe această temă, a declarat: “...prin decizia luată, Statele Membre și-au asumat în mod real un angajament politic, către integrarea piețelor de energie din Uniunea

Europeană. ...Succesul... va fi apreciat în funcție de gradul de implicare reală a reglementatorilor la nivel european. Același lucru este valabil și pentru operatorii rețelelor...” [4.9].

Obligațiile României ca stat membru de a respecta și aplica toate prevederile conținute în pachetul al 3-lea legislativ al Uniunii Europene.

Deși Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale prevăd o piață internă a energiei, **piața rămâne fragmentată din cauza interconexiunilor insuficiente între rețelele energetice naționale și a utilizării sub nivelul optim a infrastructurii energetice existente.** Cu toate acestea, rețelele integrate la nivelul Uniunii și implementarea rețelelor inteligente sunt esențiale pentru asigurarea unei piețe competitive și funcționale în mod corespunzător, pentru utilizarea optimă a infrastructurii energetice, pentru asigurarea unei eficiențe energetice sporite și a integrării surselor de energie regenerabilă distribuită și pentru promovarea creșterii, a ocupării forței de muncă și a dezvoltării durabile.

Prin implementarea prevederilor pachetului legislativ, s-a avut în vedere realizarea unui nou cadru de reglementare transfrontalieră în domeniul energiei, cadru care va facilita realizarea pieței unice europene pentru energie. Codurile pan-europene ale rețelei, elaborate de ENSO-E, respectiv ENSO-G, se află în diferite stadii de realizare, după cum urmează:

- 1- mecanismul de alocare a capacităților la punctele de intrare-ieșire (CAM), precum și orice altă capacitate pe care OTS decide să o disponibilizeze în cazul unei congestii (cel mai avansat stadiu al obiectivelor stabilite la nivel european în domeniul codurilor, text final);
- 2- echilibrare (în analiză la Comitetul pentru gaze naturale al Comisiei Europene);
- 3- interoperabilitate și schimb de date (s-a aflat în dezbateri publice până în aprilie 2013 și este prevăzut a fi propus ACER în luna septembrie 2013);
- 4- armonizarea tarifelor (data propusă pentru finalizarea orientărilor cadru și trimitere la Comisia Europeană este trimestrul IV-2013).

Important este că după aprobarea codurilor de către Comisia Europeană, acestea devin obligatorii din punct de vedere legislativ, fiind adoptate în conformitate cu procedura de comitologie.

România a făcut pași mici și ezitanți în această privință, într-o măsură nesatisfăcătoare și uneori chiar discordantă, fapt care agravează impactul general al procesului de liberalizare.

4.2.2.4. Studiu de caz

Codul rețelei pentru mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor naturale și de completare a Regulamentului (CE) nr. 715/2009 și Codul rețelei pentru sistemul național de transport al gazelor naturale.

În aprilie 2013, Comitetul pentru gaze naturale a avizat favorabil textul final al propunerii Parlamentului European și a Consiliului privind **Regulamentul de instituire a unui Cod al rețelei pentru mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor naturale (CAM) și de completare a Regulamentului (CE) nr. 715/2009** [4.10].

Propunerea de reglementare a fost elaborată în baza Regulamentului (CE) nr. 715/2009, pe care îl completează și din care va face parte integrantă, fiind generată de utilizarea inefficientă a capacităților existente și de accesul limitat la conductele de gaze de înaltă presiune din Uniunea Europeană.

Codul rețelei CAM prevede stabilirea de mecanisme standard de alocare a capacității în punctele de interconectare a sistemelor învecinate de transport al gazelor naturale, inclusiv o procedură

de licitație pentru punctele de interconectare relevante din cadrul Uniunii. Totodată, regulamentul stabilește modul în care operatorii sistemelor de transport învecinate cooperează pentru a facilita vânzările de capacitate, având în vedere normele generale, tehnice și comerciale, legate de mecanismele de alocare a capacității.

Alte aspecte principale ale regulamentului se referă la :

- stabilirea principiilor de cooperare;
- schimbul de informații între operatori;
- alocarea de capacitate fermă;
- tipuri de licitații și tipuri standard de oferte de capacitate;
- gruparea de capacitate transfrontalieră pe puncte de interconectare;
- capacitate întreruptibilă;
- motive și perioade de întrerupere;
- tarife;
- platforme de rezervare a capacității;
- dispoziții finale.

Astfel, **codul rețelei CAM are o abordare sectorială, ce vizează aplicarea în punctele de interconectare a sistemelor vecine de transport gaze naturale, a unor mecanisme standard.** Se prevede ca regulamentul să fie aplicat de la 1 noiembrie 2015.

În ceea ce privește situația internă, **Codul rețelei aprobat în 2013 acoperă mai multe probleme și activități curente de ordin intern și nu regional** [4.11]. Totodată, codul stabilește dispoziții pentru toate punctele de intrare în SNT, respectiv, pentru toate punctele de ieșire din SNT. Alte prevederi importante ale Codului rețelei se referă la:

- proceduri sau operațiuni ce privesc alocarea;
- rezervarea de capacitate în puncte fizice de intrare/ieșire în/din SNT (se va face începând cu anul gazier în desfășurare 2012–2013);
- tariful de depășire a capacității rezervate și tariful pentru neasigurarea capacității rezervate (se vor percepe numai după aplicarea sistemului de tarificare de tip „intrare-ieșire”);
- accesul la serviciile de transport aferente SNT;
- prestarea serviciului de transport;
- măsurarea și conversia cantităților de gaze naturale în unități de energie (Regulamentul de măsurare a cantităților de gaze naturale tranzacționate în România);
- mecanismele de alocare a capacității și managementul congestiilor;
- facilitatea de transfer de gaze naturale;
- returnarea voluntară a capacității;
- procedurile pentru anti-tezaurizare și reutilizare a capacității;
- echilibrarea fizică și comercială a SNT;
- reguli de echilibrare pe baza unui model de echilibrare săptămânal cu restricții zilnice;
- contractul cadru pentru serviciile ferme și întreruptibile;
- calitatea gazelor naturale;
- administrarea contractelor de transport;
- tarife pentru nerespectarea nominalizării/capacității rezervate;
- limite de toleranță, tarife de dezechilibru;
- facturare și plată.

Prin urmare, se observă că **cele două documente au domenii de aplicare diferite, precum și obiective diferite**, primul fiind concentrat pe punctele de interconectare a sistemelor învecinate de transport al gazelor naturale din Statele Membre (și considerat necesar la nivelul Uniunii Europene din

cauza dependenței tot mai mari de importuri), iar al doilea pe piața națională de gaze naturale (în vederea stabilirii unor reguli de utilizare a SNT și dobândirii unui comportament cât mai disciplinat al utilizatorilor rețelei).

Indiferent de condițiile pe plan european, Codul rețelei aprobat pe plan intern, pune sub semnul întrebării aplicarea sa în integralitate, ca și ediția anterioară (fapt dovedit de dese modificări ulterioare și prerogări), pentru următoarele motive principale:

- nu există încă o piață secundară de capacitate și nicio altă platformă de tranzacționare a gazelor naturale;
- nu se aplică un sistem de tarificare de tip „intrare-ieșire”, ceea ce împiedică perceperea tarifelor de dezechilibru (pentru depășirea capacității rezervate și neasigurarea capacității rezervate);
- există impedimente care conduc la nerespectarea cerințelor de ordin tehnic care să permită transmiterea informațiilor necesare în timp real în platforma informațională a OTS;
- se remarcă o lichiditate insuficientă a gazelor naturale, în general, în situații generate de condiții meteorologice severe sau de urgență;
- neconcordanță între prioritățile stabilite la nivel național și termenele de realizare a cadrului legislativ necesar.

Deși au o **terminologie asemănătoare**, între cele două regulamente există **diferențe majore**, mai ales în ceea ce privește domeniul de aplicare și obiectivele urmărite. Codurile pan-europene de rețea nu sunt menite să înlocuiască codurile de rețea naționale necesare pentru aspecte fără caracter transfrontalier.

Prin urmare, concomitent cu desfășurarea procesului de liberalizare ar trebui să se întreprindă revizuirea legislației emisă la nivel național și adaptarea la noile cerințe, față de momentul în care codurile pan-europene vor fi finalizate, aprobate și publicate.

Deși codurile pan-europene încearcă să rezolve problema atingerii echilibrului dintre tranzacțiile pe termen scurt și investițiile pe termen lung, îndeosebi cele făcute în infrastructură, transformările curente se pare că favorizează prima categorie, cea a tranzacțiilor pe termen scurt, cu o socializare a costurilor, care în final să fie acoperite de consumatorii finali, indiferent că sunt industriali sau casnici.

Între cele două regulamente există diferențe majore, mai ales în ceea ce privește domeniul de aplicare și obiectivele urmărite. Codurile pan-europene de rețea nu sunt menite să înlocuiască codurile de rețea naționale necesare pentru aspecte fără caracter transfrontalier.

Având în vedere faptul că un progres eficace poate fi realizat numai printr-o abordare la nivel regional, reprezentanții României trebuie să fie cât mai activi în structurile regionale și europene din cadrul structurii generale de cooperare (ENTSO-E, ENTSO-G, ACER, CEER etc.), garantând, în același timp, că rezultatele la nivel național și regional sunt compatibile cu planurile legislative la nivel comunitar, fapt care ar facilita respectarea și aplicarea calendarului de liberalizare.

Odată cu apropierea termenului de realizare a pieței cu adevărat unice pentru energie, există din ce în ce mai multă îngrijorare în ceea ce privește adaptarea piețelor naționale la schimbările mediului economic și a geopoliticii la nivel european. Abordările bazate pe piață și termen scurt au început să predomine atât pe piața energiei electrice, cât și a gazelor naturale. Energia și schimbările climatice au în acest fel o funcție primordială în proiectarea regulilor de bază și a structurilor pentru aceste piețe, într-un mediu marcat, pe de-o parte, de termene clar stabilite în programul de liberalizare, iar, pe de alta, printr-o dinamică accentuată a mediului economic și geopolitic.

Abordările bazate pe piață și termen scurt au început să predomine atât pe piața energiei electrice cât și a gazelor naturale.

5. PREGĂTIREA BURSELOR DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI GAZE NATURALE PENTRU INTEGRAREA REGIONALĂ ȘI ÎN PIAȚA INTERNĂ

5.1. Situația actuală. Necesitatea adaptării burselor la regulile comune

Prima directivă europeană având ca obiectiv stabilirea unor reguli comune referitoare la piața internă europeană de energie electrică, Directiva 96/92/CE, a fost emisă în 19.12.1996 și stabilea reguli comune referitoare la organizarea și funcționarea sistemului electroenergetic, acces la rețele, deschiderea piețelor, funcționarea sistemului.

Având în vedere experiența rezultată din procesul de implementare a directivei la nivel european, incluzând probleme rezultate și aspecte necesitând îmbunătățire și armonizare pan-europeană, precum și solicitarea adresată de Consiliul European în 23-24.03.2000 în vederea intensificării activității dedicate creării pieței interne europene de energie electrică și gaze naturale și a sporirii eforturilor în vederea liberalizării acestor sectoare, în 26.06.2003 a fost emisă Directiva 2003/54/EC referitoare la reguli comune pentru piața internă de energie electrică, care a înlocuit Directiva 96/92/CE. Totodată, la aceeași dată a fost emis Regulamentul european 1228/2003 referitor la condițiile pentru accesul la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, a cărui anexă a fost modificată prin Decizia Comisiei din 09.11.2006.

Corelat cu evoluția procesului dedicat creării pieței interne de energie electrică și urmărindu-se stabilirea unui cadru european în măsură să susțină atingerea obiectivelor referitoare la piața internă, în data de 13.07.2009 a fost emis al treilea pachet de prevederi legislative dedicate pieței interne de energie electrică și gaze (Pachetul 3 Energie al Uniunii Europene), urmare documentului de politică energetică a Comisiei ce a fost andosat în martie 2007 de Consiliul Europei [5.1]. Noul pachet legislativ a avut în vedere amendamente la Directivele 54/2003 și 55/2003, respectiv la Reglementările 1228/2003 și 1775/2005. Totodată, a fost emisă o nouă reglementare în vederea înființării Agenției pentru Cooperarea Reglementatorilor în domeniul Energiei la nivelul Uniunii Europene (ACER) [5.2].

Pachetul 3 Energie cuprinde următoarele documente:

- Directiva 2009/72/EC privind regulile comune pentru piața internă de energie electrică (înlocuiește Directiva 2003/54/EC);
- Directiva 2009/73/EC privind regulile comune pentru piața internă de gaz natural (înlocuiește Directiva 2003/55/EC);
- Regulamentul (CE) nr. 713/2009 privind înființarea Agenției pentru Cooperarea Reglementatorilor în domeniul Energiei;
- Regulamentul (CE) nr. 714/2009 privind condițiile pentru accesul la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică (înlocuiește Regulamentul nr. 1228/2003);
- Regulamentul (CE) nr. 715 privind condițiile pentru accesul la rețeaua de transport al gazului natural (înlocuiește Regulamentul 1775/2003).

Elementele legislative au ca scop să asigure o mai mare siguranță în alimentare, să promoveze dezvoltarea durabilă și să asigure condiții pentru o competiție corectă în piață. Noul pachet legislativ a adus amendamente la legislația aplicabilă a Uniunii Europene care au impact asupra procesului de creare a unei piețe interne de energie electrică și gaze naturale în mod real concurențială, integrarea regională a piețelor fiind o etapă intermediară în direcția creării pieței interne.

Urmare adoptării Pachetului 3 legislativ al Uniunii Europene privind piața internă de energie electrică și gaze naturale, care reprezintă baza pentru întregul proces de definire a modelului pieței europene și implementării acestuia, în domeniul energiei electrice s-a intensificat activitatea dedicată definirii conceptuale a modelului țintă al pieței pan-europene, stabilirii manierei de abordare în vederea implementării, pregătirii documentelor cu putere legislativă europeană necesare și corelării inițiativelor regionale dedicate integrării piețelor naționale.

Consiliul European a decis, în 04.02.2011, ca **piața internă europeană de energie electrică și de gaze naturale să fie implementată până la sfârșitul anului 2014.**

Odată cu definirea caracteristicilor generale ale modelului țintă al pieței pan-europene de energie electrică, crearea acesteia face obiectul unei abordări pe următoarele direcții principale: stabilirea de reglementări europene angajante juridic (orientări cadru, coduri de rețea); stabilirea mecanismelor pieței; implementare progresivă, cu utilizarea inițiativelor intra și inter-regionale preexistente, incluzând adaptările necesare în vederea acomodării caracteristicilor modelului țintă al pieței europene și conformării față de reglementările europene menționate.

Crearea pieței interne europene de energie electrică presupune din partea Statelor Membre eforturi susținute de transpunere a elementelor de legislație europeană, în condițiile în care acestea trebuie să asigure în plan național un echilibru rezonabil între atingerea dezideratului comun de integrare europeană și măsurile protecționiste aplicabile în plan local pentru menținerea unui nivel acceptabil al bunăstării sociale. Este evident că implementarea modelului pieței europene este facilitată de adoptarea în cadrul unui areal, care depășește granițele naționale, a regulilor comune care sprijină acest proces. În lipsă, la nivelul Peninsulei balcanice a precondiției referitoare la necesitatea armonizării țărilor și regulilor aferente, rămâne evidentă absența coordonării la nivel regional a unor măsuri radicale care să asigure implementarea susținută a modelului țintă în această zonă a Europei conform planificării. Crucială pentru mersul mai departe rămâne, așadar, considerarea adecvată în ecuația pieței unice europene a riscului legislativ de reglementare și, nu în ultimul rând, a opoziției marilor companii multinaționale de a sprijini implementarea unor măsuri radicale și în alte zone ale Europei decât cele din care provin (regiunea central-vest europeană, nordică, sud-vestică etc.).

5.1.1. Modelul țintă al pieței interne europene de energie electrică

Modelul țintă pentru piața europeană de energie electrică a fost pregătit în cadrul organizat sub egida Grupului de Coordonare a Proiectului (Project Coordination Group, PCG) sub conducerea ERGEG și cu directă participare a Comisiei Europene și a principalelor asociații europene de profil (ENTSO-E, EUROPEX, Eurelectric, EFET, IFIEC, CEFIC, Geode), fiind prezentat în cadrul celei de a XVII-a reuniuni a Forumului Florența (10–11.12.2009).

Modelul țintă furnizează o viziune pe termen mediu, pentru o implementare progresivă a cadrului de piață european în vederea unei alocări eficiente a capacităților de interconexiune și managementul congestiilor prin mecanisme de piață.

Acest model cuprinde elemente principale referitoare la piața pentru ziua următoare, piața intrazilnică, piața de echilibrare și piața la termen pentru capacități de interconexiune, precum și elemente de calcul al capacităților și de guvernare, elemente care sunt necesare în vederea atingerii obiectivului general reprezentat de crearea pieței interne europene, având următoarele coordonate generale:

- **Modelul pentru piața pentru ziua următoare** se bazează pe cuplarea prin preț a piețelor, care ar trebui să acopere întreaga piață internă. Modelul are în vedere alocarea implicită, iar principalele elemente caracteristice sunt: (i) utilizarea unui algoritm unic de stabilire a prețului; (ii) armonizarea orelor de închidere a porților; (iii) buna comunicare a datelor referitoare la ofertare între bursele de energie electrică; (iv) compatibilitatea produselor.

- **Segmentul pieței intrazilnice transfrontaliere** se bazează pe alocarea continuă implicită (tranzacționare continuă), fără a fi exclusă posibilitatea dezvoltării de soluții specifice la nivel național/regional, cu condiția asigurării compatibilității cu mecanismul inter-regional. Modelul are în vedere asigurarea posibilității de tranzacționare de oferte bloc.
- Pentru segmentul **pieței la termen (forward)**, sunt avute în vedere două modele alternative: (i) drepturi fizice de transport, cu principiul „utilizează sau vinde” (UIOSI); (ii) drepturi financiare de transport (emise de operatorii de transport și sistem). Factorii care determină succesul implementării acestor mecanisme sunt vânzarea, la termen, a întregii capacități, precum și consistența prețului spot (furnizat de piața pentru ziua următoare). Modelul are în vedere crearea unei piețe secundare pentru tranzacționarea drepturilor de capacitate de transport, fermitatea financiară fiind esențială.
- Conform modelului, pentru **pieța de echilibrare** este necesară asigurarea armonizării unui set de elemente care au în vedere aspecte tehnice (inclusiv orele de închidere a porților) și referitoare la rolurile și responsabilitățile principalelor entități implicate. Implementarea necesită o bună cooperare a operatorilor de transport și sistem, soluția fiind reprezentată de coordonarea operării sistemelor, iar implementarea ar trebui realizată etapizat (implementarea mecanismelor bilaterale între operatorii de transport și sistem, urmată de un proces progresiv de armonizare și implementarea pe termen mediu a unui mecanism multilateral, soluția pe termen lung vizând un mecanism de coordonare a funcționării).
- În ceea ce privește **calculul capacităților transfrontaliere**, modelul țintă prevede aplicarea de metodologii armonizate de coordonare, precum și standarde referitoare la informațiile necesare și schimbul acestora între entitățile implicate. Obiectivul vizat are în vedere furnizarea către piață, pentru fiecare orizont de timp, a capacității maxime posibile cu respectarea standardelor de siguranță ale operatorilor de transport și sistem.

5.1.2. Cadrul legislativ european necesar implementării modelului țintă al pieței interne europene de energie electrică

Reglementările europene necesare implementării modelului țintă al pieței europene de energie electrică cuprind orientări cadru și coduri de rețea angajante juridic. Activitatea desfășurată începând din anul 2011 și care continuă, în prezent, cu intensitate sporită, are în vedere definitivarea acelor elemente de fundamentare a mecanismelor necesare, într-un efort intens și reunit, sub egida AESAG (Grupul de consultare al entităților implicate în coordonare de către ACER), sub directă participare a Comisiei Europene și care reunește asociațiile europene de profil (ENTSO-E, EUROPEX, Eurelectric, EFET, IFIEC, CEFIC).

5.1.2.1. Orientările cadru

Orientările cadru stabilesc coordonatele principale necesare dezvoltării mecanismelor pieței, fiind acompaniate de codurile de rețea care sunt dezvoltate, la rândul lor, în baza acestor orientări cadru.

Primul element, *Orientările cadru privind alocarea capacităților transfrontaliere și managementul congestiilor* pe interconexiuni a fost emis de ACER la 29.07.2011. Acest document reprezintă fundamentul, împreună cu prevederile Pachetului 3 legislativ, pentru pregătirea codurilor de rețea și totodată pentru construirea mecanismelor de funcționare a pieței interne europene.

Pentru piața pentru ziua următoare pan-europeană, aceste orientări-cadru prevăd următoarele cerințe principale:

- Alocarea capacităților în piața pentru ziua următoare pe baza licitațiilor implicite prin intermediul unui algoritm unic de cuplare prin preț a piețelor.
- Algoritmul unic de cuplare prin preț determină simultan cantitățile și prețurile în toate zonele de ofertare și pentru fiecare unitate de timp.

- În cazul congestiilor, prețul pentru capacitatea de transport se determină ca diferența a prețurilor zonale pentru ziua următoare din cele două zone.
- Armonizarea programelor de ofertare.
- Fermitatea capacității alocate prin intermediul mecanismului pentru ziua următoare, reguli pentru situații de forță majoră.

În ceea ce privește piața intrazilnică transfrontalieră, cadrul și mecanismul operațional ce trebuie dezvoltate și implementate, într-o abordare succesivă până la cuprinderea întregului spațiu european, trebuie să răspundă, conform celor prevăzute de orientările-cadru privind alocarea capacităților transfrontaliere și managementul congestiilor pe interconexiuni, următoarelor cerințe:

- Stabilirea prevederilor necesare pentru implementarea modelului țintă pan-european pentru orizontul intrazilnic susținând tranzacționarea implicită continuă.
- Ca măsură tranzitorie, accesul explicit direct la capacitate va fi permis, cu respectarea prevederilor orientării cadru aplicabile.
- Mecanismul intrazilnic trebuie să evite segmentarea pieței, în vederea creșterii lichidității acesteia.
- Armonizarea orei de închidere a porților pentru tranzacționarea intrazilnică trans-zonală.
- Funcția registrului comun al ofertelor pan-european: utilizarea unui algoritm unic pentru corelarea ofertelor (inclusiv oferte tip bloc).
- Modulul de management al capacităților pan-european: furnizarea matricei pan-europene a capacităților, cuprinzând informațiile la zi și în timp real privind capacitățile de transport disponibile.
- Fermitatea capacității alocate prin intermediul mecanismului intrazilnic. Utilizarea capacității intrazilnice devine obligatorie odată ce a fost alocată.

Principalele coordonate aplicabile orizontului pe termen lung prevăzute de aceste orientări-cadru în vederea oferirii de opțiuni de protecție împotriva riscului în tranzacționarea transfrontalieră, cu excepția cazului în care piețele financiare lichide aflate pe ambele laturi ale interconexiunii oferă astfel de posibilități, includ următoarele:

- Nu sunt permise soluții hibrid, care să utilizeze ambele modele pe aceeași graniță.
- Sunt necesare seturi de reguli armonizate pentru granițele pe care se aplică fiecare din cele două modele.
- Drepturi fizice de transport: fac obiectul principiului „utilizează sau vinde” la momentul notificării, însemnând revânzarea drepturilor nenotificate.
- Valoarea financiară rezultată din revânzarea capacității este transferată participanților care au deținut drepturile fizice de transport, calculate în funcție de tipul licitației utilizate: (i) licitație explicită: preț de închidere a licitației de revânzare; (ii) licitație implicită: diferența prețurilor pentru ziua următoare din cele două zone.

Aceste orientări-cadru, împreună cu reglementările similare avute în vedere de ACER și aflate în diverse stadii de pregătire (*orientări-cadru privind: echilibrarea; funcționarea sistemului; conectarea la rețeaua de transport*) conțin prevederile generale, la nivelul principiilor, cerințelor și regulilor generale armonizate la scara europeană, convenite în vederea abordării la nivel mai detaliat și în scop operațional în cadrul codurilor de rețea a căror pregătire revine ENTSO-E.

Orientările cadru privind conectarea la rețeaua de transport abordează aspectele referitoare la cerințele și principiile generale aplicabile accesului la rețeaua de transport a producătorilor de energie electrică, respectiv a consumatorilor industriali și a operatorilor sistemelor de distribuție, bazate pe respectarea principiului asigurării accesului la rețea în mod transparent și nediscriminatoriu. Aceste orientări cadru au fost emise de ACER în 20.07.2011.

În data de 02.12.2011, ACER a emis **Orientările cadru privind funcționarea sistemului electroenergetic**, care au în vedere convenirea unor principii clare și obiective pentru asigurarea funcționării sigure și la nivelul unor standarde de calitate comune a sistemelor electroenergetice europene.

Orientările cadru privind echilibrarea au fost prezentate spre consultare publică de către ACER la 24.04.2012, fiind prevăzută finalizarea acestei etape în 25.06.2012. Aceste orientări-cadru au ca obiectiv principal stabilirea unor principii comune referitoare la cerințele tehnice și operaționale privind echilibrarea sistemelor, în perspectiva asigurării și menținerii condițiilor specifice necesare în susținerea integrării piețelor de energie electrică și funcționării durabile a acestora, incluzând coordonarea și armonizarea regimurilor de echilibrare.

În ceea ce privește convenirea cadrului necesar funcționării piețelor pentru ziua următoare în regim cuplat, Comisia Europeană a derulat un proces de consultare publică, în perioada 28.11.2011-29.02.2012, în scopul cunoașterii opiniilor tuturor entităților interesate asupra **soluțiilor de guvernanta** necesară operării acestui mecanism ce cuplarea a piețelor la scara pan-europeană, precum și în ceea ce privește necesitatea convenirii unor principii comune generale în acest sens. În cadrul reuniunii Forumului Florența din 22-23.05.2012, Comisia Europeană a prezentat o suită de elemente preliminare dedicate orientărilor privind guvernanta pentru cuplarea europeană unică prin preț a piețelor pentru ziua următoare și a pieței unice intrazilnice transfrontaliere. În prezent, Comisia Europeană desfășoară activități consultative împreună cu organizațiile europene implicate în vederea definitivării propunerilor referitoare la guvernanta, sub aspectul definitivării acestora și al eventualei includeri în propunerea referitoare la Codul rețelei privind alocarea capacităților și managementul congestiilor.

5.1.2.2. Codurile de rețea

Codurile de rețea au în vedere stabilirea elementelor cadru necesare, armonizate la nivel european, în vederea asigurării siguranței în funcționare a sistemelor europene în contextul implementării și operării pieței pan-europene de energie electrică. Activitatea de pregătire a acestor coduri de rețea abordează, într-o primă etapă, următoarele domenii: (i) alocarea capacităților și managementul congestiilor; (ii) echilibrarea; (iii) conectarea consumatorilor industriali și a operatorilor sistemelor de distribuție la rețea; (iv) cerințele aferente conectării producătorilor la rețea; (v) reglajul frecvenței și rezervele; (vi) planificarea operațională și programarea; (vii) siguranța operațională; (viii) cerințele piețelor la termen; (ix) conexiunea directă la înaltă tensiune în curent continuu.

Codul rețelei privind alocarea capacităților și managementul congestiilor a fost prezentat spre consultare publică de către ENTSO-E în perioada 23.03.2012-23.05.2012. Acest Cod de rețea are ca obiectiv stabilirea metodelor pentru alocarea capacităților pentru orizonturile de timp ziua următoare și intrazilnic, precum și a manierei de calculare a capacităților de interconexiune. Este avută în vedere convenirea regulilor armonizate necesare pentru calcularea și alocarea capacităților de interconexiune necesare funcționării mecanismelor de piață pan-europene, cu respectarea prevederilor Regulamentului 714/2009, inclusiv în ceea ce privește necesitatea abordării aspectelor referitoare la capacitățile de interconexiune și integrarea piețelor, astfel încât să nu fie prejudiciat dreptul Statelor Membre de a stabili coduri de rețea naționale care nu afectează tranzacționarea transfrontalieră, punerea la dispoziția participanților la piață a capacității de interconexiune și/sau a rețelei de transport cu impact asupra fluxului transfrontalier, în condiția asigurării funcționării sigure a sistemului, dar asigurând și susținând, totodată, integrarea piețelor la scară europeană. ACER a emis o opinie motivată referitoare la propunerea de Cod în data de 19.12.2012, căreia ENTSO-E i-a răspuns în data de 08.02.2013, propunerea de Cod de rețea inițială fiind menținută de ENTSO-E. În data de 14.03.2013, ACER a emis către Comisia Europeană o suită de recomandări în vederea revizuirii unor aspecte cuprinse în propunerea de Cod, față de care ENTSO-E și-a exprimat opinia către Comisia Europeană în 18.03.2013. În prezent, acest Cod de rețea se află în analiză la nivelul Comisiei Europene, care întreprinde consultări cu principalele organizații europene implicate în perspectiva definitivării propunerii de document și inițierii procedurii de adoptare a acestuia.

Prima versiune a propunerii ENTSO-E privind **Codul rețelei privind cerințele aferente conectării producătorilor la rețea** a fost emisă în 12.07.2012, urmare consultării publice realizate în perioada 24.01.2012-20.03.2012. ACER a emis o opinie motivată în 13.10.2013, urmată de revizuirea și emiterea de către ENTSO-E a unei noi versiuni a propunerii de Cod în 08.03.2013. În data de

27.03.2013, ACER a înaintat Comisiei Europene recomandarea adoptării Codului cuprinzând o serie de aspecte recomandate Comisiei pentru abordare la inițierea procesului de adoptare.

În ceea ce privește **Codul rețelei privind conectarea consumatorilor industriali și a operatorilor sistemelor de distribuție la rețea**, în perioada 05.04.2012-09.05.2012 a fost realizată de către ENTSO-E o etapă de consultare publică pe tema opțiunilor care ar urma să fie avute în vedere în elaborarea acestui cod. Urmare pregătirii propunerii pentru acest Cod de rețea și supunerii spre consultare publică în perioada 27.06.2012–12.09.2012, ENTSO-E a emis propunerea de Cod în data de 21.12.2012. În data de 27.03.2013, ACER a înaintat Comisiei Europene recomandarea adoptării Codului, cuprinzând o serie de aspecte recomandate Comisiei pentru abordare înaintea lansării documentului în procesul de adoptare.

Codul de rețea privind planificarea operațională și programarea a fost emis, ca propunere, de către ENTSO-E în 21.03.2013 (înaintat către ACER în 29.03.2013), urmare unei etape de consultare publică desfășurată în perioada 07.11.2012-07.01.2013. Documentul se află în analiză de către ACER.

Propunerea ENTSO-E privind **Codul de rețea privind siguranța operațională** a fost emisă în 27.02.2013 (înaintat către ACER în 28.02.2013), urmare a unor consultări publice realizate în perioada 03.09.2012-03.11.2012. Documentul se află în analiza de către ACER.

Prima propunere a ENTSO-E privind **Codul de rețea privind reglajul frecvenței și rezervele** a fost emisă în 17.01.2013 și a făcut obiectul consultării publice în perioada 01.02.2013-02.04.2013. În această perioadă, ENTSO-E desfășoară activități de analiză a rezultatelor consultării publice, estimându-se că până la sfârșitul lunii aprilie să fie emisă o nouă propunere de Cod în vederea înaintării către ACER.

Codul de rețea privind cerințele piețelor la termen, într-o primă versiune, a fost emis de către ENTSO-E în 28.03.2013 spre consultare publică, etapă prevăzută a fi desfășurată până în 28.05.2013.

Comisia Europeană a adresat ENTSO-E, în data de 21.12.2012, solicitarea elaborării propunerii referitoare la **Codul de rețea privind echilibrarea**. Procesul de pregătire a propunerii de cod este estimat de către ENTSO-E a necesita aproximativ 12 luni, activitatea fiind organizată astfel încât să includă crearea unui grup de lucru consultativ în data de 28.02.2013, cuprinzând reprezentanți ai organizațiilor europene interesate, a cărui primă întâlnire de lucru este planificată pentru 07.05.2013.

ENTSO-E estimează că până la sfârșitul lunii aprilie 2013 ar putea primi, totodată, solicitarea de elaborare a propunerii de **Cod de rețea privind conexiunea directă la înaltă tensiune în curent continuu**. Pentru aceasta, ENTSO-E a organizat un grup de lucru consultativ format din reprezentanți ai organizațiilor europene interesate, a cărui primă întrunire a avut loc în data de 12.03.2013.

Acestor reglementări europene li se alătură o serie de Orientări cadru și/sau Coduri de rețea privind instruirea operațională, cerințe și proceduri pentru situații de urgență, fluxurile de date, stimulente pentru încurajarea investițiilor, a căror abordare ar urma să fie realizată până la încheierea procesului de implementare a pieței interne.

5.1.2.3. Elemente de planificare. Complexitate.

Procesul de pregătire a cadrului legislativ european necesar implementării modelului țintă al pieței interne de energie electrică este în desfășurare.

Complexitatea mecanismelor pieței interne europene este relevantă și de complexitatea cadrului armonizat al regulilor europene necesare atât în vederea dezvoltării și implementării mecanismelor, cât și al operării acestora.

Eforturile reunite ale forurilor și asociațiilor de profil europene sunt mobilizate în vederea asigurării unui cadru și a unor mecanisme eficiente, funcționale, utile și coerente, pentru a se putea

atinge, în contextul acestei complexități, obiectivul angajat de a avea, la sfârșitul anului 2014, piața internă pan-europeană de energie electrică funcțională.

Din aceste rațiuni decurge necesitatea corelării atente a proceselor de pregătire a cadrului legislativ și a mecanismelor de piață europene, cu prioritizarea etapelor componente, astfel încât să fie posibilă parcurgerea în paralel a acestor procese, elementele legislative trebuind să asigure o bază stabilă și viabilă proceselor de dezvoltare a mecanismelor de piață. În acest context, trebuie avut în vedere și faptul că procesul de definitivare a reglementărilor europene angajante juridic va include procedurile de comitologie, ce vor fi urmate de adoptarea reglementărilor finale.

Totodată, proiectele/inițiativele intra și inter-regionale, operaționale/în dezvoltare/intenționate, trebuie să aibă în vedere evoluția soluțiilor, modelelor, principiilor și mecanismelor aflate în pregătire, așa cum s-a precizat mai sus, la final trebuind să fie pe deplin conforme cu modelele și regulile stabilite la nivel pan-european și integrate în piața internă.

Având în vedere complexitatea modelului țintă al pieței interne de energie electrică, care necesită eforturi de corelare a cadrului legislativ și de reglementare la nivelul Statelor Membre, România se poate confrunta cu situația de a nu implementa în totalitate acest model până la termenele planificate, inclusiv implementarea alocării implicite a capacității transfrontaliere pe orizontul pentru ziua următoare, prin mecanisme de piață gestionate în comun de către bursele și operatorii de transport și de sistem și cunoscute sub denumirea de “mecanisme de cuplare a piețelor de energie electrică”. Această situație poate atrage riscurile de încălcare a prevederilor legislației europene, precum și riscul de autoexcludere din Comunitatea energetică europeană.

5.2. Piața pentru Ziua Următoare, element al modelului țintă

Modelul țintă furnizează o viziune pe termen mediu pentru o implementare progresivă a cadrului de piață Europeană, în vederea unei alocări eficiente a capacităților de interconexiune și managementul congestiilor prin mecanisme de piață. Din punct de vedere legal, modelul țintă va fi implementat odată cu finalizarea și implementarea codurilor de rețea.

Forumul reglementatorilor din iunie 2009 a concluzionat că mecanismul de cuplare prin preț reprezintă soluția țintă pentru integrarea piețelor pentru ziua următoare (în mecanismul de cuplare prin preț, prețurile și fluxurile sunt determinate simultan, spre deosebire de mecanismul de cuplare prin volum, unde din procesul de cuplare rezultă fluxurile, iar prețurile sunt determinate la nivel local). Răspunzând preocupărilor reglementatorilor, operatorilor de transport și de sistem și participanților la piață de a dezvolta la termen o soluție de cuplare a piețelor la nivel european, Nord Pool Spot, EPEX Spot și OMEL au inițiat o colaborare având ca prim scop testarea conceptului de cuplare pan-europeană denumită Cuplarea prin preț a Regiunilor (“Price Coupling of Regions-PCR”). Acestei inițiative i s-au alăturat APX-ENDEX, Belpex și GME.

Caracteristicile soluției sunt următoarele: utilizează un algoritm unic de corelare a ofertelor și stabilire a prețului; oferă un preț unic dacă interconexiunile permit realizarea programelor comerciale stabilite prin mecanisme de piață; stabilește zone diferite de preț ori de câte ori apar congestii; stabilește un raport optim eficiență/costuri.

În martie 2010, cele șase burse de energie europene (APX-ENDEX, Belpex, EPEX Spot, GME, Nord Pool Spot și OMEL) au decis lansarea Proiectului Cuplării prin Preț a Regiunilor, iar un an mai târziu (mai 2011), un număr de alte șase burse europene (OTE, OPCOM, HUPX, TGE, BSP și EXAA) au fost admise cu statut de membri asociați în cadrul acestui proiect, calitate ce conferă acestora drepturi de acces clar stipulate, în condiții de confidențialitate definite și acceptate, la informațiile aferente dezvoltării mecanismului de cuplare a piețelor de energie electrică la nivel european și a cadrului proiectat, în vederea facilitării analizelor tehnice și economice aferente unui angajament viitor față de soluția dezvoltată.

În cadrul acestui proiect European, bursele inițiatoare au analizat și selectat algoritmul COSMOS, utilizat în prezent în regiunea central-vestică, ca punct de plecare în dezvoltarea algoritmului unic pentru cuplarea prin preț a piețelor de energie electrică. Algoritmul unic este prevăzut a fi operat într-o manieră descentralizată, bursele de energie având posibilitatea de a opta pentru una din soluțiile de participare, diferențiate prin rolurile operaționale, respectiv drepturile/obligățiile, precum și costurile/veniturile corespunzătoare. Deținerea statutului de membru cu drepturi depline al proiectului PCR, permite unei burse participarea în regimul rotațional de operare zilnică din poziția de coordonator/rezervă pentru funcția de coordonator și operator (rol care permite rularea în paralel a algoritmului de cuplare în scop intern sau în vederea verificării), în timp ce lipsa statutului de membru pune bursa în poziția clientului deservit, funcția de corelare a ofertelor și determinare a prețului fiind externalizată către un membru al mecanismului aflat în regim de co-proprietar al soluției.

În ceea ce privește componentele de bază ale soluției Cuplării Europene prin Preț, propunerea ACER privind foaia de parcurs trans-regională pentru cuplarea piețelor indică faptul că algoritmul unic aflat în dezvoltare de către burse în cadrul Proiectului Cuplării prin Preț a Regiunilor trebuie să fie disponibil pentru întregul spațiu european ca soluție a Cuplării Europene prin Preț. Mecanismul de Cuplare Europeană prin Preț a piețelor pentru ziua următoare reprezintă soluția pieței interne europene de energie electrică pentru acest orizont de timp și se află în proces de implementare cu rol pilot în regiunea nord-vestică europeană (până la sfârșitul anului 2012 în vederea lansării comerciale în prima parte a anului următor), la nivelul celorlalte regiuni implementarea mecanismului fiind prevăzută în perspectiva realizării condițiilor de cuplare inter-regională, astfel încât, la sfârșitul anului 2014, aria de cuprindere a mecanismului comun să acopere Uniunea Europeană.

Salutând progresul înregistrat în procesul de dezvoltare a Cuplării prin Preț a Regiunilor în vederea implementării la nivelul regiunii nord-vest europene, implementare pilot pentru întregul proces de integrare europeană a piețelor pentru ziua următoare, participanții la reuniunea Forumului Florența din 22-23.05.2012 au concluzionat: *“Forumul salută faptul că proiectul regiunii nord-vest europene este gata pentru a intra în faza de implementare în ceea ce privește cuplarea piețelor pentru ziua următoare. Forumul salută progresul recent realizat de bursele de energie și operatorii de transport și sistem în acest sens, subliniază importanța transparenței și invită reglementatorii să analizeze cu rapiditate acceptabilitatea costurilor proiectului pentru a se realiza implementarea până la sfârșitul anului 2012. Forumul invită alte regiuni să își continue pregătirile pentru pașii următori ai foilor de parcurs trans-regionale”* [5.6].

5.2.1. Inițiative regionale și proiecte voluntare de integrare regională

Precedând „abordarea de sus în jos” (top-down) a celui de-al treilea pachet legislativ, un proces de integrare „de jos în sus” (bottom-up) a fost inițiat prin crearea inițiativelor regionale (ERI), a altor proiecte independente de integrare regională (cum ar fi cuplarea trilaterală incluzând piețele din Olanda, Belgia și Franța), acțiuni care au condus la o serie de succese în integrarea pieței regionale.

După intrarea în vigoare a celei de-a doua Directive privind energia electrică (2003/54/CE) și a Regulamentului 1228/2003, în cadrul celei de-a XI-a reuniuni a Forumului Florența din 2004 a fost inițiat procesul de creare a unui număr de șapte "mini-forumuri" cu scopul de a permite o abordare regională „de jos în sus” în rezolvarea problemelor de management al congestiilor.

5.2.2. Reperele principale în evoluția procesului de integrare a pieței unice

Evoluția procesului de integrare a pieței unice europene a avut următoarele repere:

- 1996: S-a lansat Nord Pool Spot, prin integrarea ("fragmentare a pieței") Norvegiei și Suediei. Finlanda s-a alăturat în 1998, Danemarca de Vest în 1999 și Danemarca de Est în 2000.
- 1998: S-a înființat Forumul de Reglementare în domeniul Energiei Electrice (Forumul Florența), pentru a discuta crearea unei piețe interne de energie electrică în Europa și s-a stabilit un

grup de coordonare a proiectului cu participarea tuturor factorilor interesați (PCG), care a fost creat pentru a sprijini îndeplinirea țintei finale de integrare pan-europeană.

- 2005: Nord Pool Spot deschide o zonă de ofertare în Germania.
- 2006: Cuplarea trilaterală înlocuiește licitațiile explicite din Belgia, Franța și Olanda.
- 2007: O bursă de energie pan-europeană, EPEX Spot, a fost creată ca un joint-venture 50/50, între EEX și Powernext din Paris.
- Iunie 2009: Cuplarea prin preț a fost declarată de autoritățile de reglementare, OTS-uri și participanții la piață ca "modelul țintă" european la reuniunea Forumului Florența. PGC a început să elaboreze o foaie de parcurs. Nord Pool Spot, EPEX Spot, APX-Endex, Belpex și OMEL, anunța intenția de a testa conceptul de cuplare pan-europeană prin preț, cunoscut ca Proiectul Cuplării prin preț a Regiunilor (PCR).
- Noiembrie 2009: Germania și Danemarca au lansat cuplarea prin volum operată de EMCC (European Market Coupling Company).
- Mai 2010: EMCC integrează și cablul baltic dintre Suedia și Germania.
- 9 noiembrie 2010: Cuplarea trilaterală este extinsă prin integrarea Germaniei și a Luxemburgului (cuplarea în cadrul regiunii CWE).
- 15 decembrie 2010: Bursa poloneză PolPX se cuplează cu bursa de energie Nord Pool Spot.
- Ianuarie 2011: Se realizează cuplarea dintre Italia și Slovenia.
- 12 ianuarie 2011: Se realizează cuplarea dintre Norvegia și Olanda prin intermediul cablului NorNed.
- 31 martie 2011: Se realizează cuplarea dintre Marea Britanie și Olanda prin intermediul cablului BritNed.
- 11 septembrie 2012: Se realizează cuplarea piețelor pentru ziua următoare din Cehia, Slovacia și Ungaria.
- 26 noiembrie 2013: Este programată lansarea comercială a proiectului nord-vest european (NWE), acesta reprezentând prima implementare a soluției de Cuplare prin Preț a Regiunilor (PCR) elaborată de bursele europene de energie. Lansarea proiectului NWE reprezintă un pas important către o piață integrată de energie europeană.

5.2.3. Stadiul actual, rezultatele așteptate și dezvoltările preconizate la nivel regional și inter-regional

Situația prezentă și dezvoltările ulterioare la nivel regional și inter-regional cuprinde următoarele date și acțiuni:

- Zona Nordică: țări: Danemarca, Germania, Norvegia, Polonia, Suedia, Finlanda. Cuplări: zona nordică, ITVC, CWE, NorNed (țările nordice-Olanda prin cablu), SwePol (Suedia-Polonia prin cablu); integrarea finală a granițelor: trimestrul IV, 2014.
- Țările Baltice: țări: Estonia, Letonia, Lituania; Cuplări: Estonia este parte a pieței nordice; integrarea finală a granițelor: trimestru I, 2014.
- Central-Vest: țări: Belgia, Franța, Germania, Olanda, Luxemburg. Cuplări: CWE, ITVC (cu regiunea nordică); integrarea finală a granițelor: trimestrul IV, 2012.
- Sud-Vest: țări: Franța, Portugalia, Spania; Cuplări: Mibel (Spania-Portugalia); integrarea finală a granițelor: trimestrul II, 2013.
- Central-Est: țări: Germania, Austria, Polonia, Slovacia, Republica Cehă, Ungaria, Slovenia; Cuplări: Cuplarea Cehia-Slovacia-Ungaria; integrarea finală a granițelor: trimestrul IV, 2013.
- Central-Sud: țări: Austria, Franța, Germania, Grecia, Italia, Slovenia. Cuplări: Italia-Slovenia; integrarea finală a granițelor: trimestrul I, 2014.
- FUI: țări: Franța, Regatul Unit, Irlanda; Cuplări: interconexiunea IFA (UK-Franța), interconexiunea est-vest (UK-Irlanda, planificată pentru trimestrul III, 2012), cablul BritNed (UK-Olanda) prin care se face legătura cu zona CWE; integrarea finală a granițelor: trimestrul IV, 2014.

Nici Regulamentul 1228/2003 (abrogat din 2009) și nici Regulamentul (CE) 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică nu includ prevederi referitoare la alocarea coordonată a capacităților de interconexiune în regiunea sud-est europeană. România nu este cuprinsă în nici unul din perimetrele menționate în Regulament. Cu toate acestea, România în calitate de Stat Membru intră sub incidența prevederilor Pachetului 3 Energie, inclusiv a prevederilor Regulamentului 714/2009. Ca Stat Membru al UE și, în același timp, ca țară adiacentă regiunii central est-europene, România, prin părțile implicate, și-a luat angajamentul de a îndeplini cerințele stabilite pentru regiunea CEE odată cu exprimarea interesului de aderare la mecanismul de funcționare în regim cuplat a piețelor de energie electrică din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria.

Nu pot fi însă ignorate vulnerabilitățile asociate acceptării României în proiectele aflate în derulare în regiunea CEE exclusiv, datorită proximității geografice. Pentru a minimiza riscurile de implementare parțială a prevederilor Pachetului 3 Energie ce derivă din definirea actuală, pe care le considerăm incomplete, a regiunilor, este necesar ca factorul politic și Autoritatea de reglementare să întreprindă eforturile și demersurile necesare care ar permite României să participe cu toate drepturile în proiectele regionale din regiunea CEE. Acest lucru nu înseamnă o renunțare la colaborarea cu partenerul bulgar, ci o reacție corectă a României în fața confruntării repetate cu impredictibilitatea în ceea ce privește atât implementarea la nivel național a cadrului de reglementare aferent unei piețe de energie electrică liberalizată la sud de Dunăre, cât și determinarea factorilor implicați din Bulgaria de a se alătura proiectelor regionale cu termene programate de implementare până la finalul anului 2014.

5.3. Modelul țintă pentru piața intrazilnică transfrontalieră

Modelul țintă pentru piața intrazilnică este cel de alocare implicită continuă. Operatorii de transport și de sistem din regiunea NWE au inițiat un proiect de implementare a proiectului țintă în această regiune, termenul de finalizare intenționat fiind sfârșitul anului 2012. Inițial, s-a propus implementarea ca soluție intermediară a așa-numitei soluții “ELBAS-like” pentru managementul Registrului Comun al Ofertelor (Shared Order Book, SOB) și Modulul de management coordonat al capacității (Capacity Management Module, CMM). ELBAS reprezintă soluția de tranzacționare continuă pe orizontul de timp intrazilnic în cadrul pieței nordice de energie electrică.

În soluția finală, toate produsele vor fi corelate la nivelul Registrului Unic al Ofertelor, pe baza capacității disponibile de transport între zone, actualizată în mod continuu cu direcția fluxurilor corespunzătoare tranzacțiilor transfrontaliere. În momentul de față, nu există un acord privind platforma IT pentru cuplarea pieței intrazilnice, fiind de așteptat ca în lipsa unei poziții comune a burselor și autorităților naționale de reglementare, ACER să nu fie în măsură să emită o opinie și astfel să devină inevitabilă intervenția Comisiei, inclusiv la nivel de reglementare.

Riscurile asociate implementării pieței intrazilnice transfrontaliere conform modelului țintă pot deriva din durata procesului de dezvoltare și implementare a mecanismului, greu de previzionat în acest moment, în condițiile în care nu este definită încă soluția, și care poate induce întârzieri în implementarea modelului țintă pentru piața intrazilnică transfrontalieră până la sfârșitul anului 2014.

5.4. Rolul și locul ACER în contextul realizării pieței interne a energiei

Conform Regulamentului nr. 713/2009 [5.2], Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din domeniul Energiei (ACER), organism comunitar cu personalitate juridică, are ca obiectiv asistarea autorităților de reglementare naționale privind regulile comune pentru piața internă de energie electrică și gaze naturale în exercitarea la nivel comunitar a atribuțiilor de reglementare desfășurate în Statele Membre, precum și, acolo unde este necesar, de a coordona acțiunile acestora.

5.4.1. Elemente de natură organizațională și privind funcționarea

Regulamentul stabilește elementele necesare organizării și funcționării ACER, respectiv referitor la organizare, funcționare, guvernanță, resurse, alte prevederi aferente funcționării. Activitatea ACER face obiectul evaluării de către Comisia Europeană.

5.4.2. Tipuri de acte ce pot fi emise. Atribuții

ACER poate emite următoarele tipuri de acte:

- avize și recomandări adresate operatorilor de transport și de sistem;
- avize și recomandări adresate autorităților de reglementare;
- avize și recomandări adresate Parlamentului European, Consiliului sau Comisiei;
- decizii individuale în cazurile specifice la care se face referire la articolele 7, 8 și 9;
- orientări-cadru, fără caracter obligatoriu, pe care le prezintă Comisiei Europene, în conformitate cu Regulamentul (CE) nr. 714/2009 și Regulamentul (CE) nr. 715/2009.

În ceea ce privește atribuțiile generale, Regulamentul stabilește că ACER poate, la cererea Parlamentului European, a Consiliului sau a Comisiei sau din proprie inițiativă, să emită avize sau recomandări destinate Parlamentului European, Consiliului și Comisiei Europene privind oricare aspecte referitoare la scopul pentru care a fost înființată.

Atribuțiile specifice prevăzute de Regulament cuprind următoarele:

- **atribuții referitoare la cooperarea operatorilor de transport și de sistem:**
 - prezentarea avizului către Comisia Europeană privind proiectul de statut, listele de membri și proiectul de regulament de procedură al ENTSO-E și ENTSO-G;
 - monitorizarea ducerii la îndeplinire de ENTSO-E și ENTSO-G a atribuțiilor prevăzute de Regulamentele 714/2009, respectiv 715/2009 privind codurilor de rețea, a planurilor de dezvoltare pe 10 ani, a normelor operaționale de operare pentru situații de urgență, a programului de lucru anual, a raportului anual, a evaluărilor adecvanței producției);
 - emiterea avizelor pentru documentele elaborate de ENTSO-E și ENTSO-G menționate mai sus;
 - prezentarea, pe baza unor fapte concrete, de avize motivate către ENTSO-E, ENTSO-G, Parlamentul European, Consiliul și Comisia Europeană, precum și recomandări în cazul în care apreciază că proiectul programului anual de activitate sau proiectul planului la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei nu contribuie la nediscriminare, asigurarea concurenței efective și funcționarea eficientă a pieței sau la asigurarea unui nivel suficient de interconectare transfrontalieră deschisă accesului părților terțe sau nu este conform dispozițiilor relevante din Directivele europene aplicabile;
 - participarea la elaborarea codurilor de rețea;
 - prezentarea către Comisia Europeană de orientări-cadru neobligatorii, la solicitarea acesteia;
 - prezentarea către ENTSO-E și ENTSO-G de avize motivate referitoare la codurile de rețea;
 - prezentarea codurilor de rețea către Comisia Europeană, cu posibilitatea recomandării adoptării acestora;
 - prezentarea de avize motivate către Comisia Europeană în cazul în care ENTSO-E și ENTSO-G nu au reușit să pună în aplicare codurile de rețea;
 - monitorizarea și analiza punerii în aplicare a codurilor de rețea și a liniilor directe adoptate de Comisia Europeană și a efectului acestora asupra procesului de armonizare a normelor aplicabile destinate facilitării integrării pieței, precum și asupra nediscriminării, a asigurării unei concurențe efective și a funcționării eficiente a pieței și transmiterea unui raport în această privință Comisiei Europene;
 - monitorizarea progreselor înregistrate în privința punerii în aplicare a proiectelor de creare de noi capacități de interconexiune;
 - monitorizarea punerii în aplicare a planurilor la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei. Dacă constată neconcordanțe între plan și punerea acestuia în aplicare, cercetează motivele acestor

neconcordanțe și face recomandări operatorilor de transport și sistem în cauză și autorităților naționale de reglementare sau altor organisme competente vizate în vederea implementării investițiilor în conformitate cu planurile la nivel comunitar de dezvoltare a rețelei;

▪ **atribuții privind autoritățile de reglementare naționale:**

- adoptarea de decizii individuale privind aspectele tehnice, în cazul în care aceste decizii sunt prevăzute în Directivele aplicabile;
- formularea de recomandări, în conformitate cu programul său de lucru sau la solicitarea Comisiei Europene, în vederea sprijinirii autorităților de reglementare și a operatorilor de piață la realizarea schimbului de bune practici;
- oferirea unui cadru în care autoritățile naționale de reglementare să poată coopera. Agenția promovează cooperarea dintre autoritățile de reglementare naționale și dintre autoritățile de reglementare la nivel regional și comunitar și ține seama de rezultatul acestei cooperări atunci când formulează avize, recomandări și decizii. În cazul în care agenția apreciază că este necesară adoptarea unor norme obligatorii privind o astfel de cooperare, aceasta face Comisiei recomandările corespunzătoare;
- emiterea de avize, pe baza unor fapte concrete, la solicitarea unei autorități naționale de reglementare sau la solicitarea Comisiei Europene, privind conformitatea unei decizii adoptate de către o autoritate de reglementare cu liniile directoare menționate în Directiva 2009/72/CE, Directiva 2009/73/CE, Regulamentul (CE) nr. 714/2009 sau în Regulamentul (CE) nr. 715/2009 sau cu alte dispoziții aplicabile din directivele sau regulamentele respective;
- informarea în mod corespunzător a Comisiei Europene și a Statului Membru în cauză, în cazul în care o autoritate de reglementare națională nu respectă avizul agenției prevăzut mai sus, în termen de patru luni de la data primirii avizului;
- emiterea de avize la solicitare de către o autoritate de reglementare națională în cazul în care aceasta întâmpină, într-o anumită situație, dificultăți în aplicarea liniilor directoare menționate în Directiva 2009/72/CE, Directiva 2009/73/CE, Regulamentul (CE) nr. 714/2009 sau Regulamentul (CE) nr. 715/2009; aceasta poate solicita un aviz agenției (agenția emite avizul, după consultarea Comisiei Europene, în termen de trei luni de la primirea cererii);
- decizie asupra clauzelor și condițiilor de acces la infrastructura de energie electrică și de gaze, care unește sau ar putea uni cel puțin două State Membre (infrastructura transfrontalieră) și asupra clauzelor și condițiilor de siguranță operațională a acesteia;

▪ **atribuții privind clauzele și condițiile de acces la infrastructura transfrontalieră și de siguranță operațională a acesteia:**

- pentru infrastructura transfrontalieră, ACER decide asupra aspectelor de reglementare care sunt de competența autorităților de reglementare naționale, care pot include clauze și condiții de acces și de siguranță operațională, exclusiv:

a) în situația în care autoritățile de reglementare naționale competente nu au ajuns la un acord în termen de șase luni de la data la care a fost sesizată ultima dintre aceste autorități privind cazul respectiv;

b) la solicitarea comună a autorităților de reglementare naționale competente.

Autoritățile de reglementare naționale competente pot solicita de comun acord ca termenul menționat la litera (a) să fie prelungit cu un termen de cel mult șase luni.

La elaborarea deciziei sale, agenția consultă autoritățile de reglementare naționale și operatorii de transport și de sistem vizați și este informată cu privire la propunerile și observațiile tuturor operatorilor de transport și de sistem vizați.

Clauzele și condițiile de acces la infrastructura transfrontalieră includ:

- o procedură de alocare a capacităților;
- o perioadă de alocare;
- venituri partajate provenite din congestionare;
- taxe percepute de la utilizatorii infrastructurii menționate la articolul 17 alineatul (1) litera (d) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 sau la articolul 36 alineatul (1) litera (d) din Directiva 2009/73/CE.

▪ **alte atribuții:**

- ACER poate decide cu privire la derogări în conformitate cu articolul 17 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. De asemenea, agenția poate acorda derogări, în conformitate cu articolul 36 alineatul (4) din Directiva 2009/73/CE, dacă infrastructura în cauză este amplasată pe teritoriul mai multor State Membre;
- la solicitarea Comisiei Europene, ACER emite un aviz referitor la deciziile autorităților de reglementare naționale privind certificarea;
- în circumstanțe clar definite de către Comisia Europeană în orientările adoptate în conformitate cu articolul 18 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 sau cu articolul 23 din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 și în chestiuni corespunzătoare scopului în care a fost înființată, ACER poate primi sarcini suplimentare, care nu implică competențe decizionale.

5.4.3. Consultare și transparență

Regulamentul [5.2] stabilește că în exercitarea atribuțiilor, în special în procesul elaborării orientărilor-cadru și în procesul propunerii de amendamente la codurile rețelei, ACER trebuie să consulte extensiv și într-un stadiu timpuriu participanții de pe piață, operatorii de transport și de sistem, consumatorii, utilizatorii finali și, în cazurile în care acest lucru este relevant, autoritățile din domeniul concurenței, fără a aduce atingere competențelor lor respective, într-un mod deschis și transparent, în special în cazurile în care atribuțiile sale vizează operatorii de transport și de sistem. Se prevede faptul că înainte de adoptarea orientărilor-cadru sau cu ocazia propunerii de amendamente la codurile rețelei, ACER trebuie să indice modul în care au fost luate în considerare observațiile primite în timpul consultării și emite un aviz motivat în cazul în care observațiile nu au fost luate în considerare.

Totodată, ACER trebuie să se asigure că publicului și tuturor părților interesate li se furnizează, după caz, informații obiective, exacte și ușor accesibile, în special în ceea ce privește rezultatele activității sale.

5.4.4. Monitorizarea și raportarea privind sectorul energiei electrice și al gazelor naturale

În conformitate cu prevederi Regulamentului [5.2], ACER, în strânsă cooperare cu Comisia, Statele Membre și autoritățile naționale vizate, inclusiv autoritățile naționale de reglementare și fără a aduce atingere competențelor autorităților din domeniul concurenței, monitorizează piețele interne de energie electrică și gaze naturale, în special prețul cu amănuntul al energiei electrice și al gazelor naturale, accesul la rețea, inclusiv accesul energiei electrice produse din surse de energie regenerabile, și conformitatea cu drepturile consumatorilor prevăzute în Directiva 2009/72/CE și Directiva 2009/73/CE.

ACER trebuie să publice un raport anual privind rezultatele monitorizării menționate mai sus. În raportul respectiv, depistează orice bariere din calea realizării piețelor interne în sectorul energiei electrice și al gazelor naturale. Totodată, cu ocazia publicării raportului său anual, ACER poate prezenta Parlamentului European și Comisiei Europene un aviz privind măsurile care ar putea fi luate pentru a se înlătura barierele menționate.

Ulterior stabilirii sale prin Regulament, ACER a primit responsabilități suplimentare în domeniul supravegherii pieței angro a energiei în temeiul Regulamentului privind integritatea și transparența pieței energiei (REMIT), adoptat în 2011.

Pentru implementarea directă a prevederilor Regulamentului (CE) nr. 713/2009 în România, până la sfârșitul anului 2014, este necesară o implicare activă a tuturor factorilor interesați, începând cu factorul politic, ANRE, OPCOM și continuând cu participanții la piața de energie. Există riscul ca o tratare inadecvată a prevederilor acestui Regulament să conducă la o organizare defectuoasă a procesului de implementare la nivel național a acestor prevederi obligatorii, direct aplicabile. Există riscul ca lipsa de decizie a ANRE sau a altor autorități să aducă România în imposibilitatea de a implementa la termen măsurile prevăzute în Regulament. O primă măsură ar fi cea de alocare la nivel național, prin acte normative sau de reglementare, a responsabilităților care derivă din implementarea de către Statele Membre a prevederilor Regulamentului 1227/2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT). În acest sens, ar trebui decisă soluția prin care se minimizează riscul de implementare în care OPCOM, atât din rațiuni tehnice cât și economice, să fie entitatea desemnată la nivel național pentru raportarea datelor către ACER conform REMIT.

6. ANALIZA DE SENZITIVITATE A CONSUMATORILOR LA EVOLUȚIA PROGNOZATĂ A PREȚULUI ENERGIEI ELECTRICE ȘI GAZELOR NATURALE

6.1. Sectoarele economiei afectate de majorarea prețurilor

Competitivitatea economică poate fi influențată de o multitudine de factori, cu caracter endogen sau exogen. Creșterea costurilor energiei reprezintă un asemenea factor, dar independent de acesta, evoluții naționale, regionale sau europene specifice fiecărui sector, structura pieței, strategia de piață a unei companii etc., toate acestea pot determina succesul, eșecul sau gradul de competitivitate al companiilor sau a economiei. Ca input indispensabil în anumite sectoare, energia (fie că este vorba de gaze naturale sau electricitate) poate contribui direct la majorarea sau scăderea costurilor de producție, cu implicații directe pentru competitivitatea întreprinderilor. Dintre acestea, ne vom ocupa în cele ce urmează de impactul liberalizării (de-reglementării treptate a prețurilor la gaze și electricitate) asupra economiei românești.

Sectoarele cele mai afectate de majorarea prețurilor vor fi cele energo-intensive:

- Industria siderurgică;
- Industria aluminiului;
- Industria de îngrășăminte;
- Industria auto;
- Construcțiile;
- Industria cimentului.

Acestea vor fi afectate însă asimetric, în funcție de ponderea cheltuielilor cu energia în costurile de producție, care poate varia de la sector la sector, dar și în cadrul aceluiași sector, unde cheltuielile cu energia pot varia de la o companie la altă în funcție de investițiile pe care le-a făcut sau nu compania respectivă în măsuri de eficiență energetică, de inovare și modernizare tehnologică.

Moștenirea comunistă - o industrie ultra-energointensivă. Înainte de a trece la analiza sectorială propriu-zisă, se impun câteva aprecieri atât pentru a pune lucrurile în perspectivă, cât și pentru a identifica elementele “moștenite” care continuă să apese economia României în 2013. Acum 24 de ani, România a pășit pe drumul economiei de piață cu o industrie supradimensionată în raport cu celelalte sectoare ale economiei. Astfel, în anul 1989, 38% din populația activă a României (circa 4 milioane de oameni) lucra în industrie. Prin comparație, în 2011 în industrie lucrau 1.259.000 oameni (deci, un număr de trei ori mai mic).

În Occident, anii '70 au simbolizat pășirea în epoca postindustrială. În ce privește România, istoricul Bogdan Murgescu descrie astfel situația: *“de-a lungul celor patru decenii de funcționare a sistemului comunist (...) industria a primit regulat “partea leului”, iar în cadrul industriei a predominat categoric “grupa A” (industriile producătoare de mijloace de producție, adică industria extractivă, metalurgia, construcțiile de mașini etc.), care a acaparat 85% din totalul investițiilor industriale, “grupa B” (industriile producătoare de bunuri de consum, adică alimente, textile, încălțăminte etc.) beneficiind de doar circa 15% din acest total (...) [ceea ce] trădează o evidentă cantonare a factorilor de decizie într-un model de creștere economică specific primelor faze ale industrializării, puțin receptiv la dezvoltarea unor noi industrii, a serviciilor sau a societății bazate pe informație și cunoaștere”* [6.1]. Confruntat cu cele două șocuri petroliere, Occidentul în schimb a început să introducă măsuri de eficiență energetică, a stimulat cercetarea în domeniul tehnologiilor regenerabile, a restructurat anumite sectoare ale economiei, cum ar fi mineritul (exemplu: privatizarea British Coal în Marea Britanie). România anilor '80 a fost supusă în schimb unei întregi serii de măsuri nu doar neadecvate, ci de-a dreptul regresive [6.2]: a întors spatele revoluției computerelor și informaticii, a desființat Institutul de Matematică, a redus importul de cărți și reviste științifice, a scăzut numărul studenților în general, aceștia fiind îndrumați către școli profesionale și tehnice. În timp ce în Occident rolul industriei se diminua, România a continuat să pună accent pe industriile *“cu mare consum de materii prime și energie, bazate pe muncă ieftină”* (Silviu Brucan). Această este moștenirea cu care economia României se luptă și acum: marea majoritate a companiilor românești fiind competitive, inclusiv la nivelul anului 2013, doar prin energie și forță de muncă ieftină.

Lipsa unui model modern de dezvoltare economică. Odată cu destrămarea regimurilor socialiste la începutul anilor '90, România s-a angajat într-un îndelung și anevoios proces de restructurare economică, care continuă până astăzi. Spre deosebire de celelalte țări din fostul lagăr socialist, care au finalizat restructurarea economică pe care o presupune tranziția de la o economie centralizată la sistemul economiei de piață la începutul anilor 2000, în România această tranziție a fost incompletă. Reformele structurale s-au făcut în cea mai mare parte la presiunile Băncii Mondiale, a FMI sau a Uniunii Europene, au fost și continuă să fie amânate în repetate rânduri de către autorități.

Au existat și progrese, înregistrate mai ales în prima jumătate a anilor 2000. În opinia unor experți, în prima parte a anilor 2000 reforma pieței de energie din România era chiar mai avansată decât în unele țări Vest Europene. Însă, din 2007, reforma nu numai că a bătut pasul pe loc, ci în anumite privințe situația chiar s-a deteriorat. De exemplu, între 2009 și 2011 situația ANRE s-a înrăutățit vizibil, reglementatorul devenind o instituție subordonată politic. În sectorul energetic, în a doua jumătate a anilor 2000 privatizările au stagnat.

Reforma sectorului de electricitate a început în 1998 odată cu spargerea monopolului RENEL și înființarea CONEL cu societățile Termoelectrica, Hidroelectrică, Nuclearelectrică, Transelectrica, Electrică, RAAN pe baza activelor deținute de RENEL. În 2000 CONEL a fost desființat și din acesta s-au desprins Transelectrica și OPCOM. La mijlocul anilor 2000 au fost privatizate 5 din cele 8 companii de distribuție energie electrică. De obicei, dereglementarea sectorului de electricitate începe cu sectorul de generare (Carol Dahl, 2004), în România privatizarea a început cu segmentul de distribuție, în timp ce producția de electricitate rămâne până astăzi dominată de companiile de stat. Listarea la bursă a pachetelor minoritare de acțiuni la Nuclearelectrică (în septembrie 2013) și Romgaz (în noiembrie 2013), deși evoluții pozitive, nu vor schimba în mod substanțial și imediat poziția dominantă a statului în sectorul de generare. După criza din 2008, modelul capitalist a fost pus sub semnul întrebării și în mai multe țări s-a observat o revenire la un rol mai mare al statului în economie.

În România, rolul statului modern nu este încă definit clar, iar această stare de fapt produce inevitabil consecințe.

România a pășit cu ezitare pe drumul economiei de piață, neîncrezătoare pe deplin în beneficiile acestui model de dezvoltare. În prima parte a anilor 2000, reformele s-au accelerat sub presiunea obiectivului de aderare la UE, însă după 2007 se constată o încetinire și chiar un regres în anumite domenii. Modernizarea începută, dar neîncheiată, face ca România în 2013 să se afle încă în drum spre o economie de piață competitivă, în timp ce lumea dezvoltată vorbește deja de economia verde a viitorului, de orașe și rețele inteligente. Totuși, structura economiei românești s-a schimbat în ultimii 23 ani și reflectă acum tranziția la o societate bazată pe servicii. Astfel, contribuția principalelor activități la crearea PIB în 2010 era următoarea: 45,8% - servicii, 28,4% - industrie, 9,1% - construcții și 5,7% - agricultură, silvicultură și pescuit [6.3]. PIB a cunoscut o scădere bruscă în 2008-2009 și, deși în creștere de atunci, încă nu a revenit la nivelul dinaintea crizei. În comparație cu România, Polonia a înregistrat în ultimii patru ani, în plină criză, o creștere economică cumulată de 20%. Modelul de dezvoltare al Poloniei este apreciat ca fiind unul dintre cele mai eficiente din Europa Centrală și de Est. Radosław Sikorski, Ministrul de Externe al Poloniei, afirma anul acesta ca dezvoltarea accelerată a Poloniei a fost posibilă doar datorită programului de reformă de la începutul anilor '90, care a fost executat în regim de "salvă de cavalerie" [6.4].

■ **Siderurgia** este una dintre ramurile cele mai energointensive ale economiei. Înainte însă de a considera problemele cu care se confruntă acest sector în România în prezent și a analiza locul pe care îl ocupă energia, câteva considerații de ordin general despre evoluția sectorului. Potrivit istoricului Bogdan Murgescu, în ciuda insuficienței resurselor proprii de materie primă, în special a celor de minereu de fier, în perioada comunistă, România și-a crescut substanțial producția de fontă și de oțel, cu mult peste necesitățile domestice. Astfel, în anii '50 investițiile s-au focalizat pe "*modernizarea și extinderea vechilor combinate siderurgice de la Reșița și Hunedoara, [iar] începând din 1960 au fost construite noi combinate mari gândite să folosească minereu de import și să producă nu numai pentru piața internă, ci și pentru export (Galați, Târgoviște, Călărași)*". România ajunsese în anii '80 să producă mai mult oțel pe cap de locuitor decât S.U.A. sau Uniunea Sovietică însă... "*într-o perioadă în care sporul costului energiei, preocupările ecologice și folosirea crescândă a unor noi materiale conduceau pe plan mondial la un declin al însemnătății oțelului*" (p. 345). În anul 1989, România avea o producție anuală de 14 milioane de tone, cifră care o plasa pe locul 6 în Europa (după țări precum Germania, Italia, Franța, Marea Britanie, Polonia).

La începutul anilor 2000, industria siderurgică a fost privatizată. Atunci **Mittal** a achiziționat patru uzine în România [6.6; 6.7]:

- Sidex Galați, în 2001 (devenit *Mittal Steel Galați*);
- Tepro Iași, în iulie 2003 (*Mittal Steel Iași*);
- Petrotub Roman, în decembrie 2003 (*Mittal Steel Roman*);
- Siderurgica Hunedoara, în aprilie 2004 (*Mittal Steel Hunedoara*);
- plus *Romportmet*, unitate portuară lângă Galați.

Grupul rus **Mechel**, una dintre cele mai mari companii din Rusia, a cumpărat următoarele întreprinderi metalurgice în România:

- Mechel Târgoviște, achiziționat în august 2002;
- Mechel Câmpia Turzii, tot în 2002;
- Ductil Steel Buzău și Ductil Steel Oțelul Roșu, în 2008;
- Mechel Repair;
- Uzină metalurgică Laminorul Brăila în 2011 [6.6; 6.7].

Combinatul de la Reșița și Artrom din Slatina au fost preluate de TMK (Rusia) în 2004. Oțelăria Călărași, cu o capacitate anuală de 470.000 tone, a fost achiziționată de Tenaris, în mai 2005 [6.5].

Privatizarea a fost urmată de o perioadă bună (2004-2008), în care consumul intern s-a redresat (5-6 milioane tone/an), iar contextul internațional a fost unul favorabil. Din 2009 însă industria siderurgică românească a fost sever afectată de criza mondială și de cea din zona euro. Pe acest fundal, siderurgia românească a înregistrat un declin substanțial, ajungând să producă 3,3 milioane tone oțel

brut în 2012. Un factor care a subminat industria siderurgică a fost decizia ArcelorMittal de a scoate din funcțiune un furnal de la Sidex care producea anual 1 milion tone, decizie motivată prin nevoia de a “adapta producția la cererea pieței” [6.6]. Astfel între 2007 și 2012, România a înregistrat o scădere dramatică a producției de fontă (-45%!), fiind devansată doar de declinul industriei din Grecia (-51%) [6.7].

Producția de oțel se poate desfășura prin două metode:

1. în furnale, prin combinate siderurgice integrate, care transformă minereul de fier în metal și include următoarele uzine de procesare: stocarea și prelucrarea materiei prime; cocserie; cuptorul de topire unde se produce fonta brută; oțelăriile pe bază de oxigen; laminoare la cald; laminoare la rece; și diverse tipuri de tratări.

2. în cuptoare cu arcuri electrice, ceea ce implică topirea fierului vechi pentru a produce oțel, include uzine de procesare pentru tratarea fierului vechi; furnale cu arc electric; tratare secundară; laminoare.

Sursa: Ecorys, 2009

Primul procedeu este mult mai intensiv energetic decât al doilea. Intensitatea energetică depinde însă nu numai de tehnologia folosită, ci și de calitatea oțelului produs. La nivelul anului 2008, 75% din producția mondială era realizată prin primul procedeu și doar 25% prin reciclare în cuptoare electrice, iar în 2012 raportul producție primară față de cea reciclată a fost de 70-30. În mare parte, acest lucru se datorează faptului că produsele din oțel au un ciclu de viață destul de lung (între 40 și 100 ani) și pot ajunge chiar la o medie de 377 ani, în cazul în care sunt tratate cu zinc [6.8], ceea ce face ca volumul disponibil pentru reciclare la nivel global să fie limitat. În România, 47% din producția de oțel brut în 2012 a fost primară și 53% electrică (prin reciclare) [6.9].

Doar 60% din producția de oțel ajunge direct la companiile-consumatori finali (sectorul auto, construcția de nave, industria grea, aparate casnice), 40% este prelucrat pentru a ajunge în forma necesară pentru consumul final. Prețul oțelului la începutul lui 2013 se situa între 600 și 700 USD/tonă (Fig. 6.1). În 2009, în funcție de calitatea oțelului și a produselor, costurile de producție se situau între 400 și 650 USD/tonă.

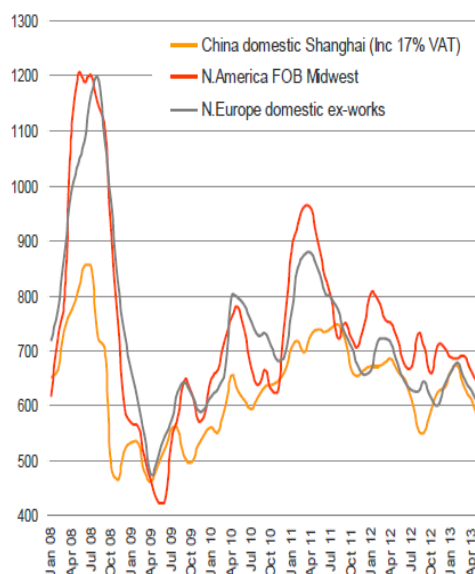
În momentul de față, piața mondială se caracterizează prin supracapacitate de producție, în principal din cauza ajutorului de stat acordat de guvernul chinez propriilor întreprinderi (ceea ce împiedică ieșirea de pe piață a producției de la uzinele ineficiente care în mod normal s-ar închide).

În august 2013 principalele companii și organizații de profil din țară au fost:

- ArcelorMittal Galați;
- ArcelorMittal Hunedoara;
- COS Târgoviște (ex-Mechel);
- Industria Sârmei Câmpia Turzii (ex-Mechel);
- TMK Reșița;
- Tenaris Silcotub Zalău (oțelăria Călărași);
- Remat Holding Co.;
- Uniunea Producătorilor de Oțel din România;
- Federația METAROM;
- Societatea Română de Metalurgie [6.10].

Anul 2013 a marcat ieșirea de pe piața din România a grupului **Mechel**, una dintre cele mai mari companii din Rusia. La data de 19 februarie, compania anunță vânzarea activelor din România către grupul Invest Nikarom SRL contra unei contribuții nominale de 50 euro. Potrivit comunicatului de

presă emis cu această ocazie, Directorul Grupului Mechel afirma că tranzacția este în concordanță cu strategia de renunțare la “afacerile non-esențiale” [6.11].



Sursa: ArcelorMittal Corporate presentation, 2013

Fig. 6.1. Prețul oțelului în lume, USD/tonă.

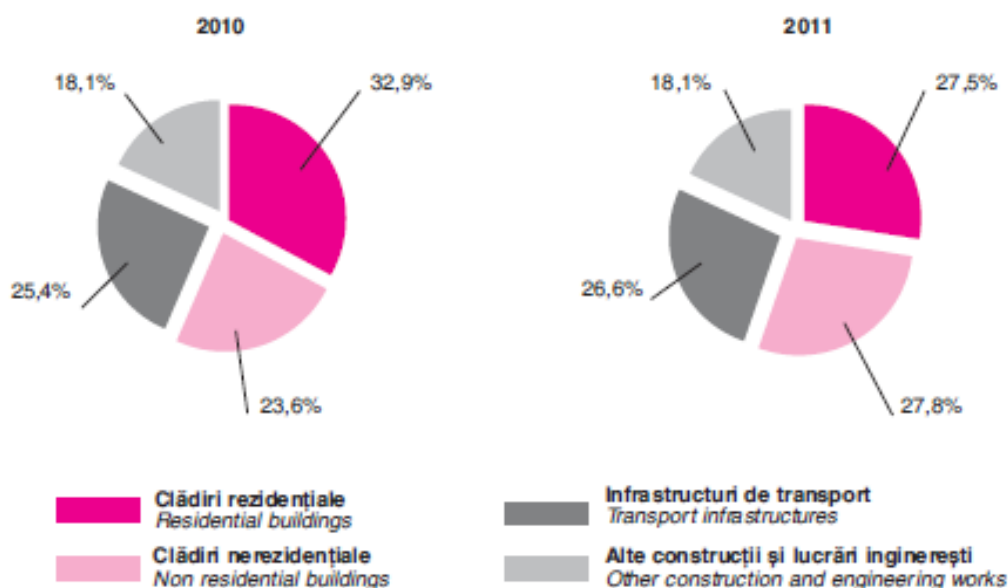
Activitatea la uzinele Mechel a fost suspendată încă din noiembrie 2012 datorită “prețurilor nefavorabile în piețele europene de oțel legate de prețurile ridicate la fier vechi și cererea slabă pentru produsele finite”. Deși industria europeană de oțel și-a redus consumul de energie/tonă de produs finit cu 47% între 1975 și 2000, ca regiune, Europa înregistrează cele mai mari costuri de producție din lume. O altă problemă a industriei siderurgice europene este excesul global de capacitate de producție. UE are în prezent o capacitate de producție totală de 217 milioane tone, din care 80 milioane în exces, în timp ce la nivel global supracapacitatea este de 542 milioane de tone, dintre care circa 200 milioane doar în China [6.12]. Creșterea prognozată a prețurilor la energie este una dintre cele mai mari preocupări ale sectorului: “Singura și cea mai importantă problemă este cea a energiei. Restul nu sunt probleme arzătoare” afirma de curând într-un interviu Petru Ianc, Directorul General al Societății Române de Metalurgie, adăugând ca în ciuda privatizărilor de la începutul anilor 2000, din 1991 în România nu s-au făcut investiții majore în această ramură [6.13].

În funcție de țară, energia poate reprezenta între 20 și 40% din costul de producție al oțelului. Tipul de energie folosită în siderurgie poate fi [6.14]:

- Electricitatea (între 0,25 – 0,65 MWh/tonă de oțel) în funcție de tipul furnalului (date din 2004);
- Cărbunele, principala sursă (95% pentru cocserie și 5% pentru alte întrebuințări cum ar fi producerea de curent electric în sit);
- Gaze naturale;
- Păcură.

Bunăstarea acestui sector depinde foarte mult de evoluțiile din sectoarele cheie care utilizează oțelul și produsele derivate, în special industria construcțiilor și cea auto, ambele afectate de criza economică.

■ **Construcțiile.** Piața construcțiilor din România se caracterizează printr-un număr ridicat de IMM-uri. Potrivit datelor INS, în perioada crizei, numărul IMM-urilor active în sectorul construcțiilor a scăzut de la 59.990 (în 2009) la 43.377 (în 2011). În România sunt prezente însă și companii străine mari ca Bouygues, Strabag și Grupo ACS. Potrivit *BMI Infrastructure report, Q4 2013*, pe segmentul infrastructurii civile și transporturi, construcțiile vor continua să crească, prin sprijinul oferit de accesul la fondurile europene. Pe segmentul construcțiilor rezidențiale și ne-rezidențiale însă, puternic dependente de finanțarea bancară și veniturile individuale, redresarea se va lăsa așteptată. Secretarul general al Asociației Oamenilor de Afaceri din România declară recent: *“Faptul că piața este blocată are repercusiuni asupra multor industrii, în cadrul cărora activează în special producătorii de materiale de construcții, de finisaje, de instalații. Pe piața noastră nu se construiește, iar ceea ce s-a construit până acum câțiva ani este considerat bulă speculativă”* [6.15]. Conform INS, în perioada 2010-2011, structura lucrărilor de construcții în antrepriză, pe categorii, este prezentată în Figura 6.2.



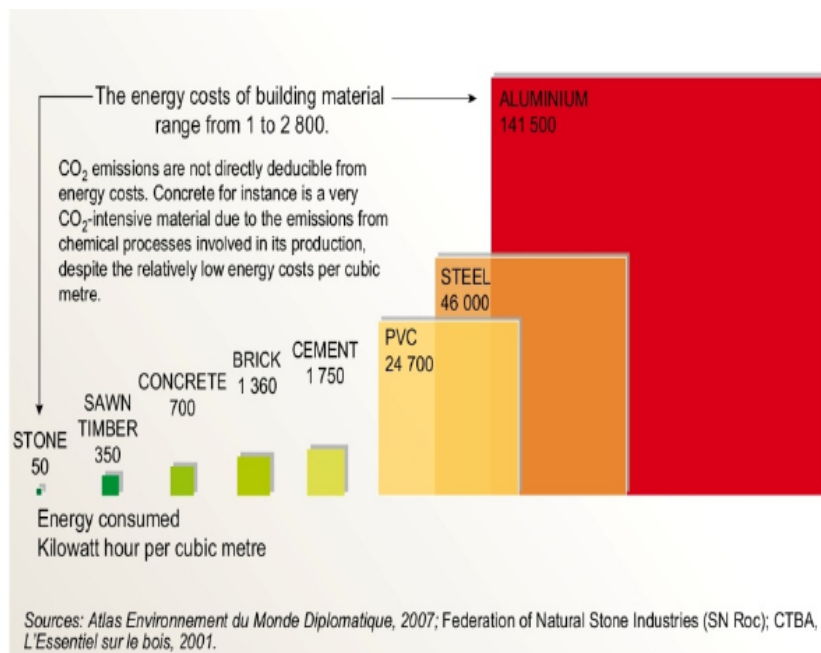
Sursa: Anuarul Statistic al României, 2012

Fig. 6.2. Structura lucrărilor de construcții în antrepriza.

Un studiu Ecorys din 2010 despre industria europeană de construcții, realizat pentru DG Întreprinderi și Industrie a constatat că majorarea prețurilor la energie și materie primă au *“avut un impact substanțial asupra sectorului construcțiilor”* întrucât ambele componente constituie inputuri pentru producătorii de materiale de construcții, afectând în mod direct furnizorii și subcontractorii siturilor de construcție. Materialele de construcție prezintă o gamă foarte variată de produse, fiecare necesitând un consum energetic diferit pentru fabricare.

Materialele de construcții identificate ca fiind cele mai expuse la creșterea prețurilor la energie sunt: aluminiul, oțelul și PVC (Fig. 6.3).

■ **Industria aluminiului.** Potrivit studiului Ecorys din 2009, 50% din producția din Europa este aluminiu primar (din alumină) și 50% aluminiu secundar (obținut din reciclare). Cheltuielile cu energia în cel de-al doilea caz sunt mult mai mici. Topirea primară este de 20 ori mai intensivă energetic decât topirea secundară (15 MWh/tonă față de 0,7 MWh/tonă). Principalul tip de energie utilizat este electricitatea. Prețurile ridicate la electricitate reprezintă cea mai mare amenințare pentru această industrie.



Sursa: Studiul Ecorys “Sustainable Competitiveness of the Construction Sector”, 2010

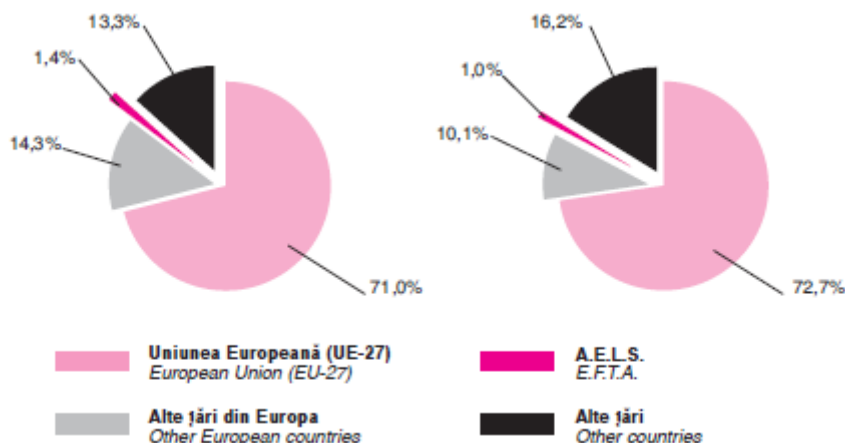
Fig. 6.3. Costul energiei pentru diferite materiale de construcții.

■ **Industria cimentului** este o industrie în care cheltuielile directe cu energia reprezintă 10% din costul total de producție, iar cele cu electricitatea, 5%. Fiecare tonă de ciment necesită între 60 și 130 kg de carburant (păcură) sau echivalent al acestuia, în funcție de tipul de ciment și procesul de fabricație utilizat, plus circa 105 kWh de electricitate [6.16]. Consumul de ciment a scăzut în 2009 din cauza crizei din sectorul construcțiilor. Cheltuielile cu energia în acest sector sunt în principal legate de arderea combustibilului și folosirea curentului electric [6.17]. Industria poate recurge însă la măsuri de eficiență energetică prin substituirea energiei cu deșeuri sau utilizarea altor tipuri de energie (gaze naturale sau biomasă). Disponibilitatea biomasei ar putea fi problematică, întrucât atât sectorul transporturilor cât și cel de generare curent electric sunt în competiție pentru biomasă datorită schemelor de sprijin pentru resurse regenerabile.

Companii active în România: Holcim (Elveția); Heidelberg Cement (Germania); Lafarge (Franța).

■ **Industria auto** se bucură de prezența unor producători precum Renault și Ford Motor. În anii '60 și '70, uzinele Dacia au produs vehicule pentru Renault sub licență, iar din 1999 Renault a achiziționat o participație majoritară în producătorul român. Ford a achiziționat Automobile Craiova în 2007.

La nivel global, Europa este una dintre cele mai puțin atractive regiuni pentru vânzarea de mașini noi, atât din cauza sentimentului slab al consumatorului cât și din cauza supracapacității principalelor piețe din Europa de Vest [6.18]. Întrucât producția auto din România este dependentă în proporție de 70% de zona euro, exportul de mașini a fost puternic afectat de situația economică și măsurile de austeritate din Europa. De fapt, Uniunea Europeană este principalul partener comercial al României pentru toate categoriile de bunuri și produse (71% din exporturi și 72,7% din importuri în 2012 s-au realizat cu țările UE), așa cum se poate vedea din Figura 6.4.



Sursa: Anuarul Statistic al României, 2012

Fig. 6.4. Structura exporturilor (stânga) și importurilor (dreapta) ale României.

În ceea ce privește consumul, piața auto din România este dezvoltată pe segmentul second-hand și mai puțin pe cel de mașini noi. Profilul economic și demografic al României, dar și veniturile foarte scăzute ale românilor, indică perspective modeste de creștere în perioada imediat următoare. Relevant pentru discuția despre impactul liberalizării prețurilor asupra economiei este **programul de sprijinire a vehiculelor electrice (VE)**, anunțat de guvern în februarie 2013. Programul prevede acordarea unei subvenții în valoare de 12.000 RON (2.790 euro, la un curs de 1:4,3) începând cu martie 2013 la cumpărarea acestui tip de vehicule. Renault deja comercializează în România două astfel de modele: Fluence și Kangoo. Producătorul francez cooperează îndeaproape cu Schneider Electric pentru dezvoltarea infrastructurii de alimentare dedicată mașinilor electrice, care la ora actuală este aproape inexistentă în România. Schneider Electric se așteaptă la un număr de circa 1 milion de VE pe șoselele României până în 2026 [6.19]. Programul de promovarea a VE este într-un stadiu incipient, însă dincolo de efortul separat de construire a infrastructurii care să deservească VE și de costurile substanțiale pe care le presupune întărirea și modernizarea rețelei electrice (care trebuie să fie aptă de a susține răspândirea vehiculelor electrice), evoluția prețului la electricitate în comparație cu ceilalți combustibili de pe piață va fi un factor care va atârna greu în decizia cumpărătorului român.

■ **Industria de îngrășăminte chimice.** Gazele sunt principala materie primă pentru combinatele de îngrășăminte. În România există șapte combinate: la Arad, Bacău, Craiova, Făgăraș, Piatra-Neamț, Slobozia și Târgu-Mureș [6.20], fiind amplasate astfel încât să deservească cererea din toată țara cu cheltuieli minime pentru transport.

În România este activă și Nitrofosfor (Organizația Patronală a Producătorilor din Industria Chimică și Petrochimică) înființată în 1994 cu 10 membri [6.21]:

- Amonil SA Slobozia;
- Azomureș SA Târgu Mureș;
- Amurco SRL Bacău;
- DonauChem SRL Turnu Măgurele;
- Petrom Doljchim Craiova;
- Ga-Pro-Co Chemicals Săvinești;
- Viromet Victoria;
- Nitroporos Făgăraș;
- Combinatul de Îngrășăminte Chimice Năvodari;
- InterAgro București.

La rândul ei, Nitrofosfor face parte din Confederația Patronală din Industrie, Agricultură, Construcții și Servicii din România (Conpirom).

În ultimul an, s-a atras atenția în spațiul public asupra faptului că această industrie este pe cale de dispariție în România și au fost formulate amenințări cu închiderea producției și trimiterea unui număr semnificativ de oameni în șomaj. Această afirmație și acest joc nu este nici pe departe nou [6.22]. Temerea este veche și invocată mulți ani la rând, mai ales în contextual dispariției cererii de pe piața internă și orientării spre export în proporție de 70% a producției românești de îngrășăminte, dar și a incertitudinii legate de modelul de agricultură încurajat în România (unul care să necesite un grad de fertilizare mai mare/mai mică?).

O declarație recentă a ministrului economiei descrie o situație deosebit de gravă. În ultimii 23 de ani, economia României a pierdut industrii întregi: *“A dispărut industria de locomotive, a dispărut industria de camioane, industria de automobile de teren, industria de tractoare, industria de utilaj greu, a dispărut flota, a dispărut industria de PVC, care face mase plastice, în România dacă vrei să faci mase plastice nu ai din ce (...). Acum sub ochii noștri, pe tăcute, dispăre industria chimică. Poate nu știți, Combinatul de Îngrășăminte de la Săvinești s-a închis la 1 aprilie, Combinatul de Îngrășăminte Chimice de la Bacău s-a închis la 1 iunie, Combinatul de Îngrășăminte Chimice de la Victoria nu mai produce metanol, Combinatul de Îngrășăminte Chimice AzoMureș și-a înjumătățit producția, Combinatul de Îngrășăminte Chimice de la Turnu Măgurele s-a închis la 1 iunie, Combinatul de Îngrășăminte Chimice de la Slobozia se va închide la sfârșitul anului”* [6.23].

Pe de altă parte, dacă aceste industrii au nevoie în continuare de subvenții masive de la stat, înseamnă că ele nu au fost niciodată competitive și trebuie fie restructurate, fie sprijinite într-o formă acceptată de UE printr-un ajutor de stat și nu prin prețuri preferențiale la energie.

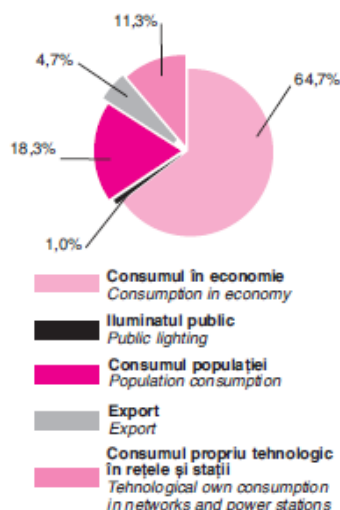
6.2. Prognoza evoluției prețului energiei electrice și gazelor naturale

În continuare sunt prezentate și discutate două scenarii de evoluție a prețurilor la energie până în 2017:

1. Prețurile se majorează moderat (conform calendarului de liberalizare);
2. Prețurile cresc dramatic cu potențial de conflict social.

Înainte de a începe analiza privind prețurile, este necesară examinarea mai aprofundată a pieței de electricitate și gaze din România și a diferenței dintre prețurile la energie din România și alte țări din UE.

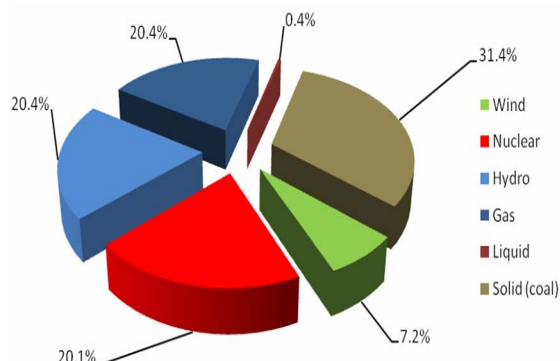
■ **Electricitate.** În 2011, principalul consumator de energie electrică în România a fost economia (cu 64,7%), al doilea după mărime, consumul populației (cu 18,3% din total), fiind urmat de consumul propriu tehnologic în rețele și stații (11,3%). Se observă din Figura 6.5 că iluminatul public are cota cea mai mică de consum, de doar 1%.



Sursa: Anuarul Statistic al României, 2012

Fig. 6.5. Structura consumului de energie electrică al României (2011)

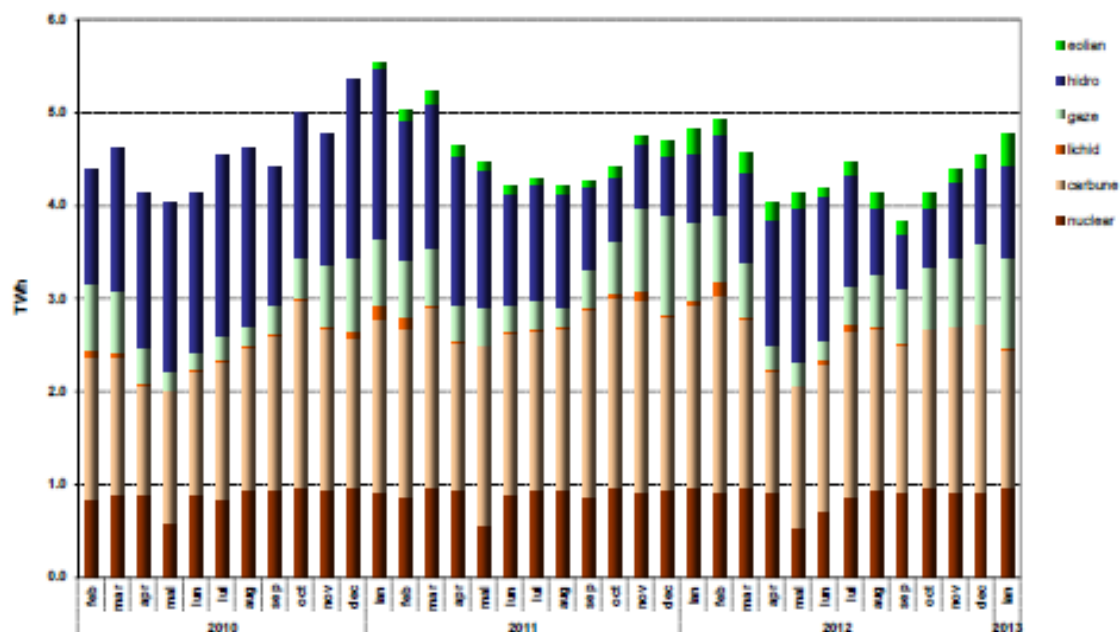
Exportul de electricitate a reprezentat doar 4% din consum în 2011. România este interconectată cu Ungaria și Bulgaria, ceea ce oferă oportunități pentru exportul de electricitate, mai ales în condițiile unui consum domestic redus. În general, România are un mix de electricitate bine diversificat (Fig. 6.6).



Sursa: ANRE

Fig. 6.6. Structura producției de energie electrică a României (ianuarie 2013)

De pildă, structura electricității livrate în sistemul energetic național pe tipuri de surse la începutul lui 2013 arată astfel: 31,4% solid (cărbuni), 20,4% hidro, 20,4% gaze, 20,1% nuclear, 7,2% eolian, 0,4% lichid. Structura electricității livrate în ultimii trei ani relevă o pondere scăzută totuși a energiei eoliene în mixul de electricitate (Fig. 6.7). Producția de bază (*baseload*) este asigurată de nuclear și cărbune, iar energia eoliană apare în mix abia din decembrie 2010 și, deși în creștere în ultimii doi ani, este încă marginală. Tipic, electricitatea obținută din surse regenerabile (eolian și solar) este rezervată producției de vârf (*peakload*). Păcura aproape că a dispărut din generarea de electricitate (sub 1%) reflectând tendința europeană încă din anii '70 de a înlocui în termocentrale păcura cu gaze naturale sau cărbune.

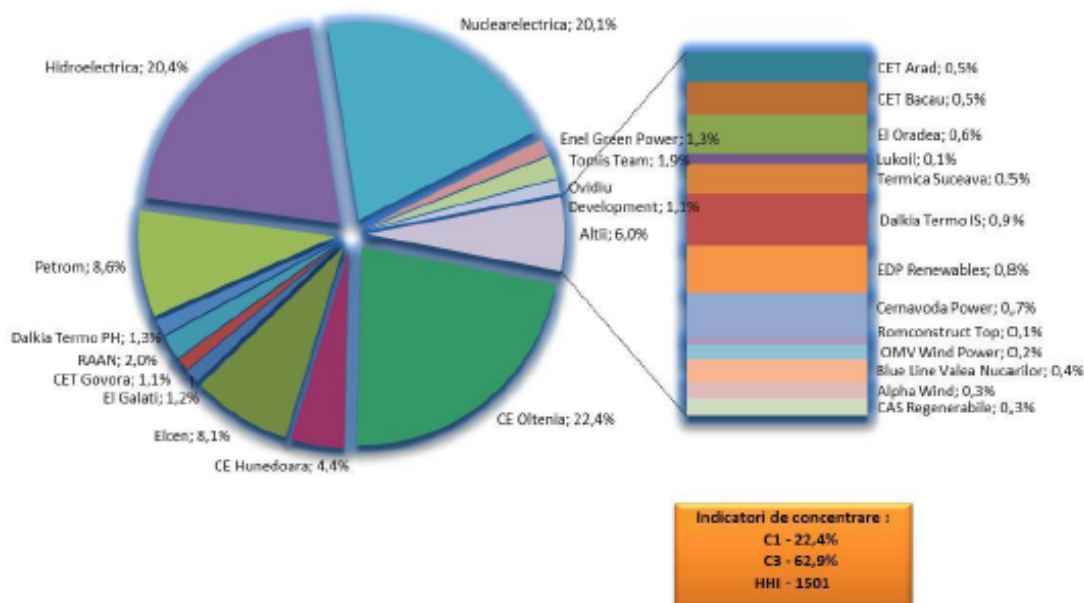


Sursa: ANRE, ianuarie 2013 (pe baza raportărilor producătorilor)

Fig. 6.7. Evoluția structurii pe tipuri de resurse a energiei electrice livrate în rețea de producători cu unități dispecerizabile.

Întrucât numărul producătorilor de electricitate care livrau în rețea pe piața en gros în ianuarie era de 26, putem vorbi despre existența unor condiții competitive, iar liberalizarea prețurilor ar putea chiar rezulta într-un preț mai mic. Indicele HHI pentru piața en gros de electricitate în ianuarie 2013 era de 1501, ceea ce indică o concentrare moderată a puterii de piață. Cota de piață a celui mai mare participant (CE Oltenia) în ianuarie 2013 era de 22,4%, iar C3 (suma cotelor de piață a primilor trei participanți ca mărime) era de 62,9%, deci sub pragul de 70%, care semnalează existența unei concentrări ridicate a puterii de piață. (Fig.6.8) Așadar, liberalizarea prețului la electricitate are un risc redus de a avea drept rezultat o explozie a prețurilor în piața concurențială.

Dacă se adaugă și faptul că în România în ultimii 20 de ani consumul de electricitate s-a redus la jumătate, liberalizarea prețurilor la electricitate în condițiile unei piețe supraofertate (cu exces de electricitate), poate crea premisele pentru o creștere inițială nesemnificativă (sau moderată), urmată de o scădere a prețurilor. De fapt, acest lucru deja s-a întâmplat. În ciuda așteptărilor de creștere a prețurilor, anul acesta am asistat la o scădere a prețurilor la energia electrică de la 230-240 lei/MWh în 2012 la 140-150 lei/MWh în 2013, punând în evidență posibilitățile (din păcate, deocamdată nevalorificate) ale României de a exporta electricitate în țările din regiune [6.24].

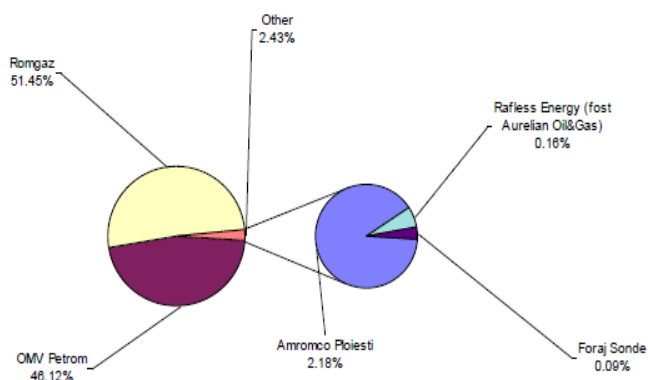


Sursa: ANRE, Raport de monitorizare a pieței de electricitate (ianuarie 2013)

Fig. 6.8. Cotele de piață ale producătorilor deținători de unități dispecerizabile privind energia electrică livrată în rețele (ianuarie 2013).

În condiții de schimburi transfrontaliere ridicate însă, când cererea de electricitate pentru export s-ar putea să intre în concurență cu cererea domestică, putem asista la alinierea prețurilor la electricitate de pe piața internă cu cele din regiune. Însă acest lucru are șanse de materializare după 2014, odată ce liberalizarea pentru consumatorii industriali se va fi încheiat și va exista și suficientă capacitate de interconectare pentru schimburi transfrontaliere de substanță.

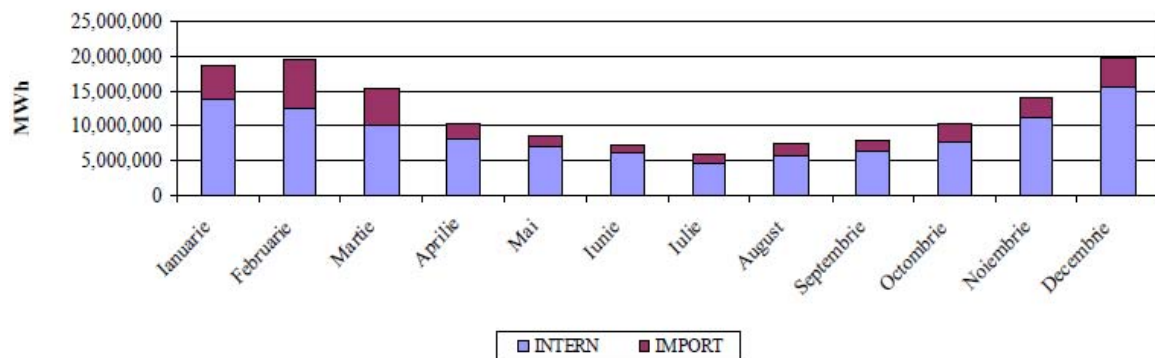
■ **Gaze naturale.** Piața de gaze naturale din România este dominată de doi mari producători, Petrom și Romgaz, care acoperă împreună aproximativ 80% din producția domestică. Există și câțiva producători independenți (Amromco Ploiești, Raffles Energy și Foraj Sonde), însă contribuția acestora este nesemnificativă. De exemplu, **producția domestică în 2013** (cumulat până în luna mai) este arătată mai jos.



Sursa: Raport de Monitorizare Gaze, ANRE, Mai 2013

Fig. 6.9. Structura producției domestice de gaze naturale (mai 2013)

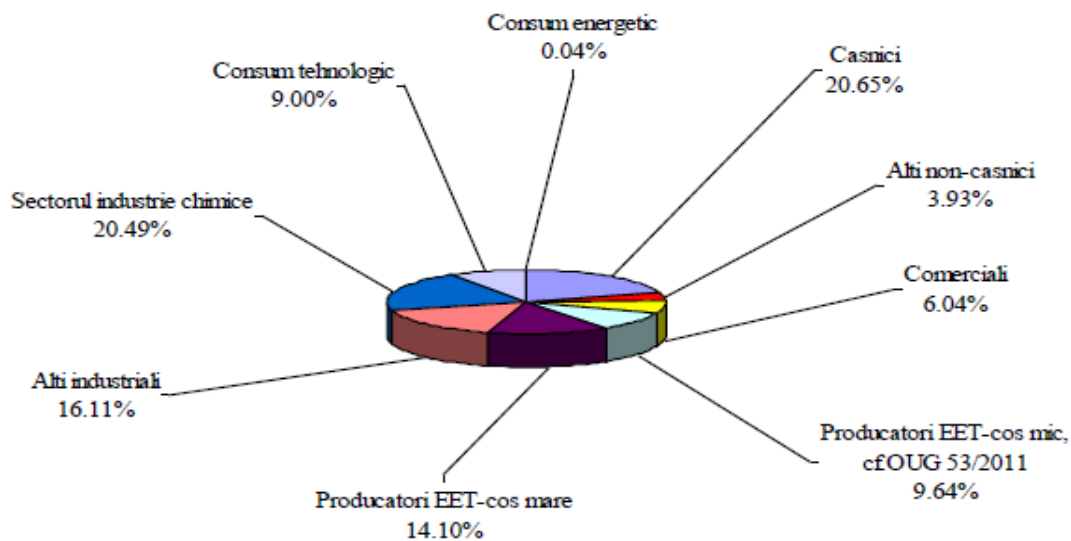
Importul de gaze naturale este variabil în funcție de sezon (mai mare iarna, mai mic vara) și se face din Ucraina (prin intermediari, de la Gazprom) și din Ungaria (tot gaz rusesc, dar prin alți intermediari), așa cum se arată în Figura 6.10.



Sursa: Raport de Monitorizare Gaze, ANRE, Mai 2013

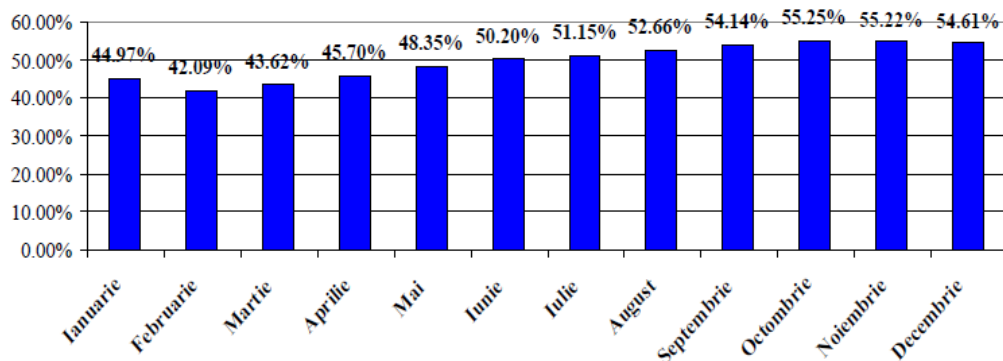
Fig. 6.10. Consumul de gaze în 2012 și acoperirea lunară cu gaz domestic/din import.

În medie, la nivel anual, România importă circa 30% din necesarul său de gaze (Fig. 6.11). Structura 70/30 (producție internă/producție de import) este moștenită din anii '90 și s-a păstrat în coșul reglementat [6.25]. Principalii furnizori de gaze din import sunt Wintershall, Wiie Imex Oil și GDF. Structura consumului de gaze este arătată în Figura 6.11.



Sursa: Raport anual de monitorizare a pieței de gaze naturale (2012)

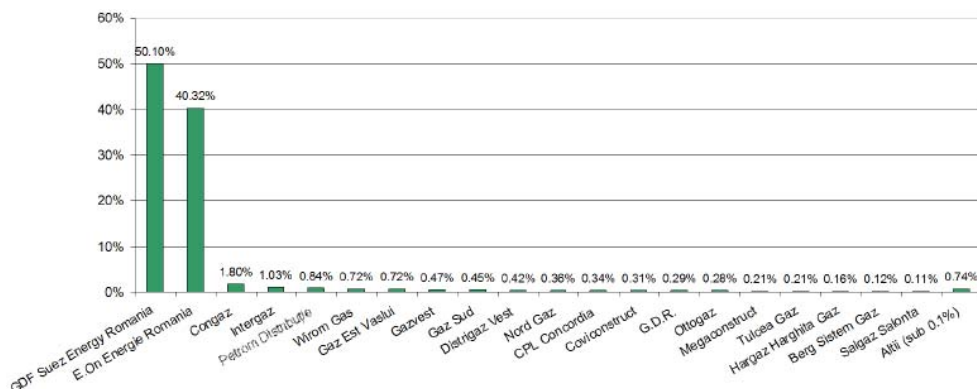
Fig. 6.11. Consumatorii finali de gaze naturale în România (2012)



Sursa: Raport anual de monitorizare a pieței de gaz natural (2012)

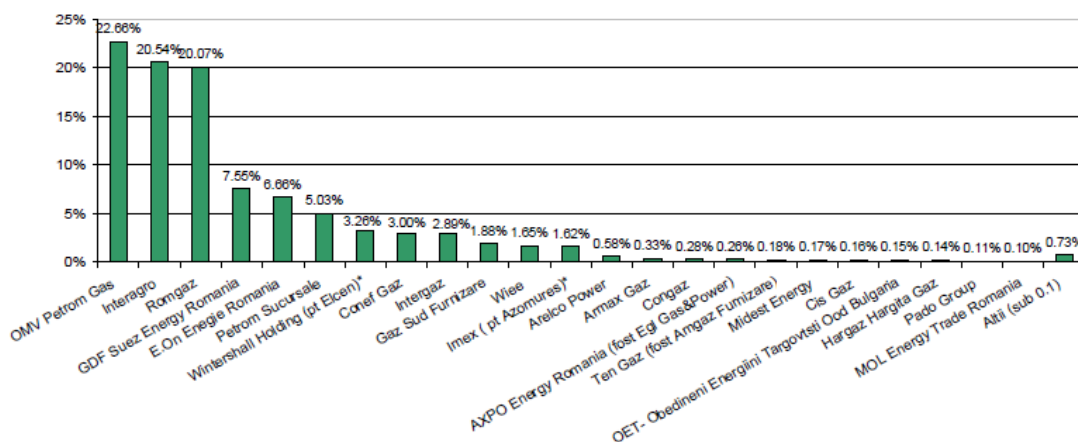
Fig. 6.12. Gradul de deschidere a pieței de gaze naturale în 2012 (cumulat)

În România, piața de gaze este structurată pe două segmente: piața reglementată (Fig. 6.13) și piața liberă (Fig. 6.14). La sfârșitul anului 2012, segmentul concurențial reprezenta 55% din piață.



Sursa: ANRE, Raport anual de monitorizare a pieței de gaze naturale (2012)

Fig. 6.13. Piața reglementată: furnizori de gaze în 2012.



Sursa: ANRE, Raport anual de monitorizare a pieței de gaze naturale (2012)

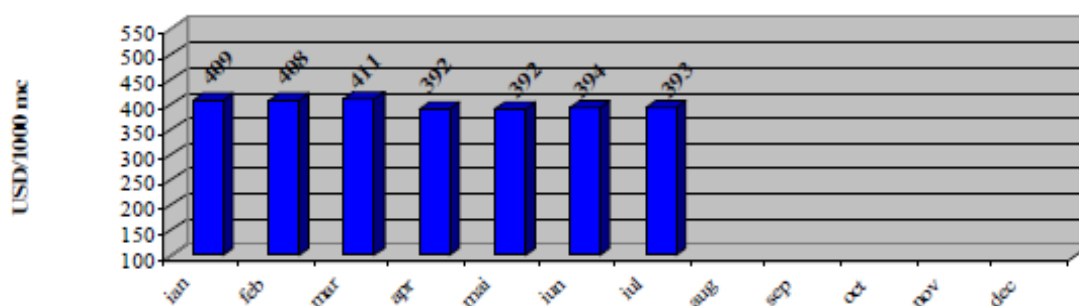
Fig. 6.14. Furnizori de gaze în piața liberă, în 2012

Prețul la gaze naturale pe piața reglementată este o medie ponderată între gazul de import și cel domestic, în funcție de structura amestecului stabilit pentru consumatorii finali. Din 2011, ANRE stabilește structura amestecului de gaze naturale separat pentru clienții finali non-casnici și cei casnici (Tabelul 6.1).

Tabelul 6.1. Structura amestecurilor de gaze avizate de ANRE (2013)

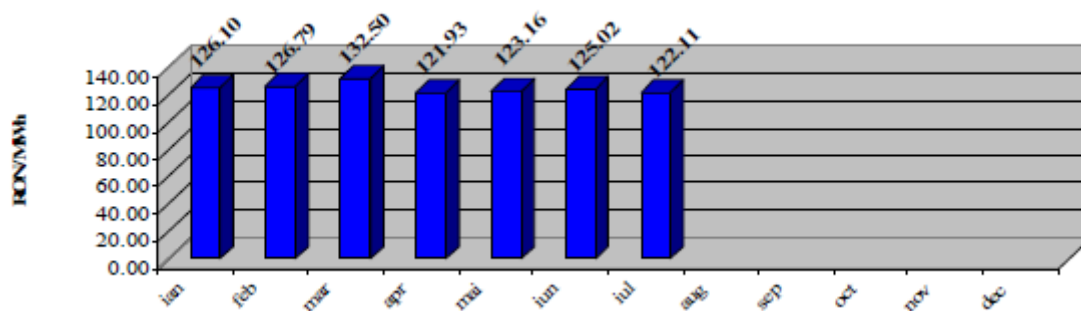
Luna	Consumatori finali Non-Casnici (NC)	Consumatori finali Casnici (C) și producătorii de energie termică (în centrale termice și de cogenerare pe gaz) destinată consumului populației
Ianuarie 2013	Gaz domestic: 60% Gaz de import: 40%	Gaz domestic: 94% Gaz de import: 6%
Februarie 2013	Gaz domestic: 69,45% Gaz de import: 30,55%	Gaz domestic: 93% Gaz de import: 7%
Martie 2013	Gaz domestic: 77% Gaz de import: 23%	Gaz domestic: 93% Gaz de import: 7%
Aprilie 2013	Gaz domestic: 77,5% Gaz de import: 22,5%	Gaz domestic: 95,4% Gaz de import: 4,6%
Mai 2013	Gaz domestic: 70,5% Gaz de import: 29,5%	Gaz domestic: 95,3% Gaz de import: 4,7%
Iunie 2013	Gaz domestic: 78% Gaz de import: 22%	Gaz domestic: 95,3% Gaz de import: 4,7%
Iulie 2013	Gaz domestic: 80% Gaz de import: 20%	Gaz domestic: 93,5% Gaz de import: 6,5%
August 2013	Gaz domestic: 80% Gaz de import: 20%	Gaz domestic: 94,7% Gaz de import: 5,3%
Septembrie 2013	Gaz domestic: 81% Gaz de import: 19%	Gaz domestic: 95,8% Gaz de import: 4,2%
Octombrie 2013	Gaz domestic: 83,2% Gaz de import: 16,8%	Gaz domestic: 95% Gaz de import: 5%

Sursa: ANRE



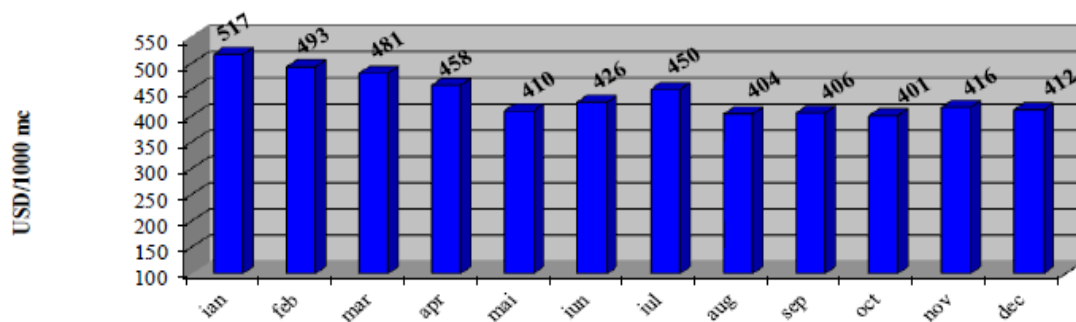
Sursa: ANRE

Fig. 6.15. Evoluția prețului la gazele de import în ianuarie-iulie 2013 (în USD/1000 m³).



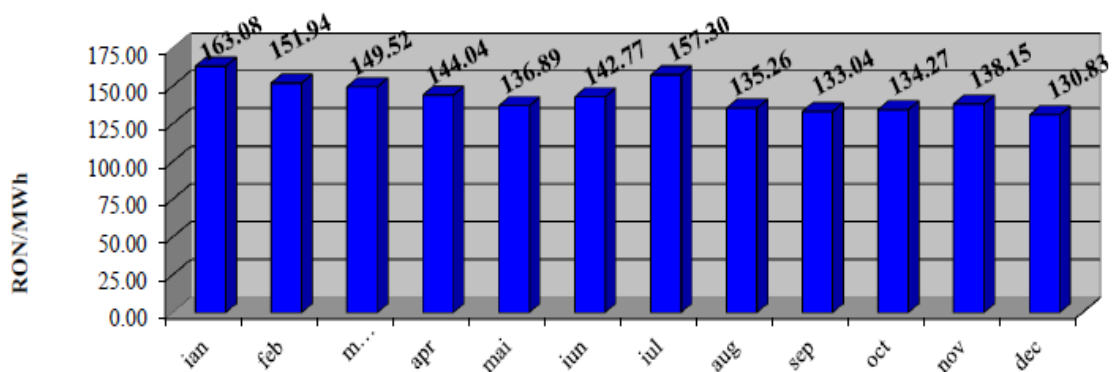
Sursa: ANRE

Fig. 6.16. Evoluția prețului la gazele de import în ianuarie-iulie 2013 (în RON/MWh)



Sursa: ANRE, Raport anual de monitorizare a pieței de gaze naturale (2012)

Fig. 6.17. Evoluția lunară a prețului de import la gaze naturale în 2012 (în USD/1000 m³).



Sursa: ANRE, Raport anual de monitorizare a pieței de gaze natural (2012)

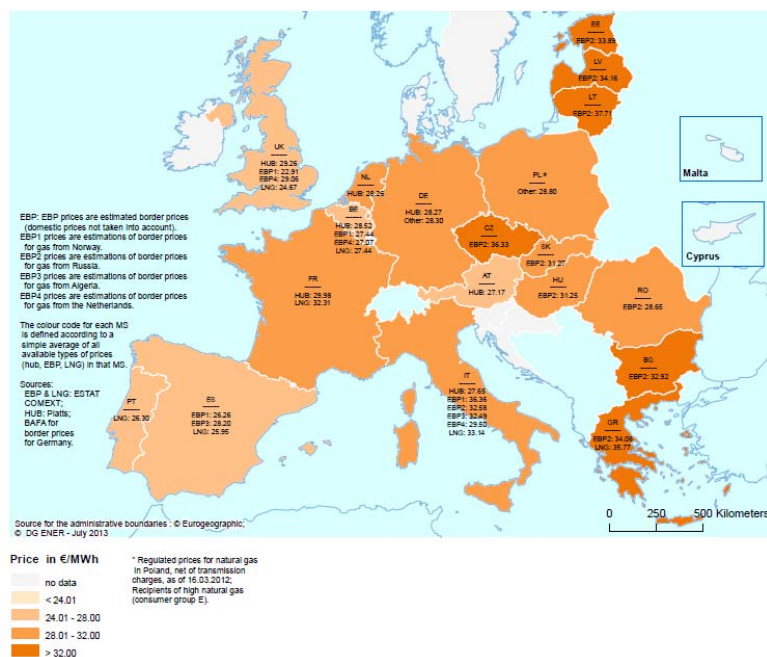
Fig. 6.18. Evoluția lunară a prețului de import la gaze naturale în 2012 (în RON/MWh).

Se constată că prețul la gaze naturale de import a scăzut ușor în prima jumătate a lui 2013 comparativ cu anul 2012:

- **517 USD/1000 mc** (ian. 2012) vs. **489 USD/1000 mc** (ian. 2013);
- **493 USD /1000 mc** (febr. 2012) vs. **488 USD/ 1000 mc** (febr. 2013);
- **481 USD /1000 mc** (martie 2012) vs. **411 USD/ USD /1000 mc** (martie 2013);
- **458 USD /1000 mc** (aprilie 2012) vs. **392 USD /1000 mc** (aprilie 2013);
- **410 USD /1000 mc** (mai 2012) vs. **392 USD /1000 mc** (mai 2013);
- **426 USD /1000 mc** (iunie 2012) vs. **394 USD /1000 mc** (iunie 2013);
- **450 USD /1000 mc** (iulie 2012) vs. **393 USD /1000 mc** (iulie 2013).

Se observă că tendința se manifestă pentru toate lunile pentru care sunt date comparabile în 2013 față de 2012. Scăderea se poate datora tendinței tot mai pronunțate în Europa de a decupla prețul la gaze de cel la țiței și oferirea retroactivă de discounturi practică de către Gazprom față de importatorii europeni. În acest sens, o evoluție foarte importantă este decizia Curții Internaționale de Arbitraj din 27 iunie 2013, în favoarea subsidiarei cehe a RWE, care obligă Gazprom să-și ajusteze chiar formula de preț din contractele existente pe termen lung pentru a include indexarea la piața spot de gaze și obligă compania rusă la returnarea plăților pe care le-a primit din mai 2010. Gazprom era în negociere în vară și cu alți clienți europeni pentru revizuirea retroactivă în jos a prețurilor din contractele pe termen lung, compania estimând posibila valoare a ajustărilor de preț din 2013 la circa 800-900 milioane USD [6.26].

Pe de altă parte, în plan domestic, calendarul de liberalizarea a prețurilor, agreat de guvernul României cu FMI și Comisia Europeană, presupune o creștere graduală a prețurilor reglementate în ideea de a le aduce la o cvasi-paritate cu prețurile de import. Dacă în ceea ce privește prețul la electricitate, perspectiva este stabilă și nu oferă motive serioase de îngrijorare, la gaze situația este mai complicată: sunt mult mai puțini actori (producători și importatori) de gaze decât de electricitate, deci există o piață cu lichiditate redusă. Chiar și așa, se poate crea competiție, fie ea și una mai restrânsă, dar pentru asta este nevoie de o bursă de gaze naturale funcțională. Bursă de gaze naturale și instrumentele de piață pentru tranzacționarea gazelor pe bursă sunt în pregătire pentru lansare până la sfârșitul anului 2013.



Sursa: DG Energy, *Quarterly Report on European Gas Markets, Second quarter, 2013*

Fig. 6.19. Comparația prețurilor la gaze pentru tranzacțiile en-gros în UE (Q2, 2013).

Notă: Prețurile sunt estimări ale prețurilor de import plătite la graniță. Prețurile domestice nu sunt luate în calcul.

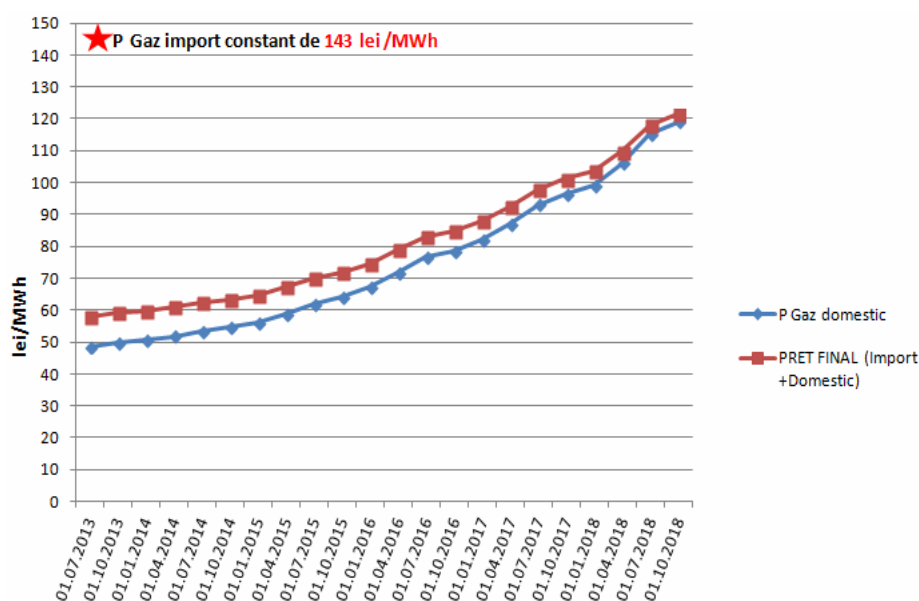
Se observă din harta din Figura 6.19, că după prețul de import, România se situează în bandă 28-32 euro/MWh și importă gaze dintr-o singură sursă la 28,65 euro/MWh în al doilea semestru din 2012. Cele mai ridicate prețuri la gazele importate se înregistrează în Bulgaria (32,92 euro/MWh), Grecia (34 euro/MWh), Republica Cehă (36,33 euro/MWh) și în țările Baltice (Estonia: 33,89 euro/MWh; Letonia: 34 euro/MWh; Lituania: 37,71 euro/MWh). În afara Greciei, care importă LNG, toate celelalte țări sunt consumatori captivi și au o singură sursă de import: Federația Rusă.

■ Senzitivitatea prețului final la structura amestecului de gaze

Scenariul 1: structură amestec gaze de 90/10 (domestic/import); P gaze import = 143 lei/MWh.

Considerând următoarele premise:

- 1) Prețul gazului de import este constant la 143 lei/MWh (reprezentând media prețurilor lunare la care a fost importat gazul în România în 2012);
- 2) Structura amestecului de gaze pentru consumatorii casnici este constantă la 90/10 (domestic/import) pe toată durata;
- 3) Aplicând prețurile la gazele domestice prevăzute în calendarul de liberalizare și neluând în calcul tariful de transport și distribuție. Atunci, în acest caz, se observă că prețul final la consumatorul casnic va crește de la **58 lei/MWh** (iulie 2013) la **121 lei/MWh** (octombrie 2018), conform datelor din Figura 6.20.

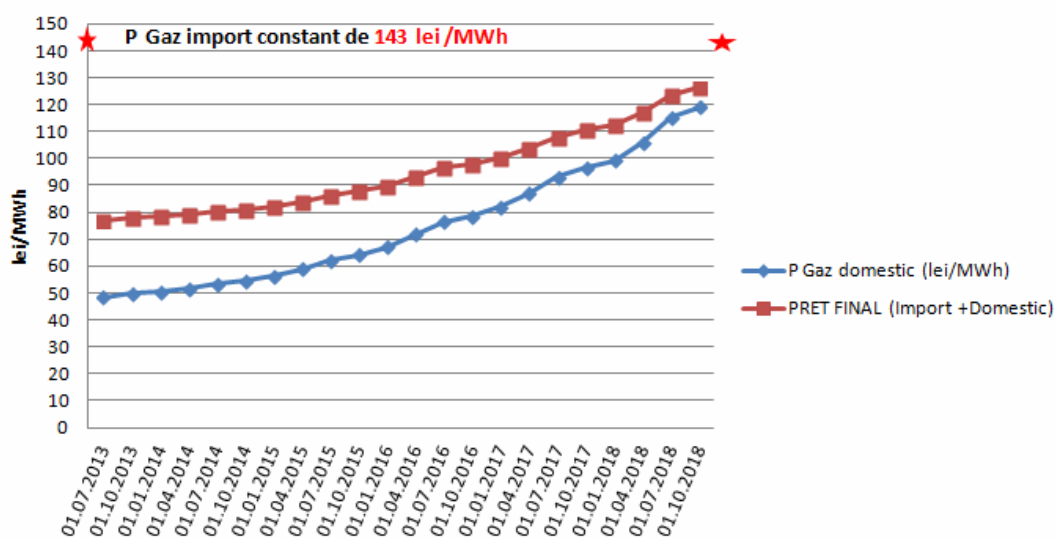


Sursa: Roec

Fig. 6.20. Evoluția prețului la gaze pentru consumatorii casnici în scenariul 1

Scenariul 2: structura amestec gaze 70/30 (domestic/import); P gaz import = 143 lei/MWh.

Pe de altă parte, dacă toate celelalte condiții rămân neschimbate, dar se consideră o structură diferită a amestecului de gaze pentru consumatorii casnici, de exemplu de 70/30 (gaze de producție domestică/gaze de import), creșterea prețului pentru consumatorul final va fi mai mare (Fig. 6.21): de la **77 lei/MWh** (iulie 2013) până la **126 lei/MWh** (octombrie 2018).



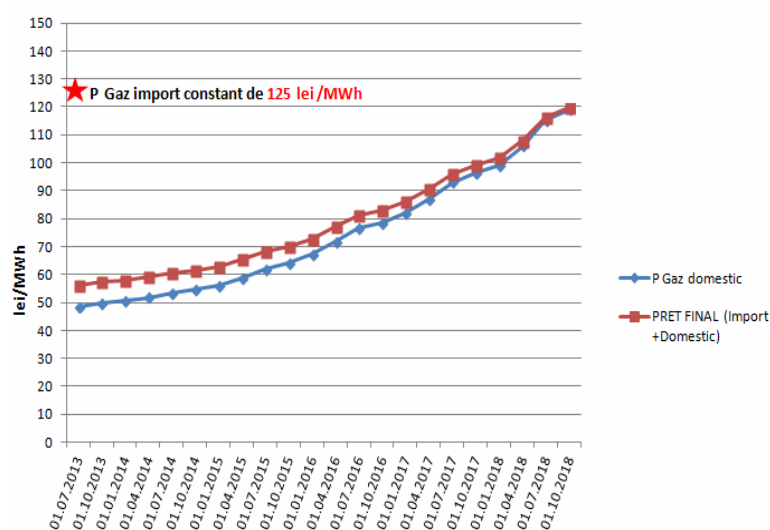
Sursa: Roec

Fig. 6.21. Evoluția prețului la gaze pentru consumatorii casnici în scenariul 2

■ Sensitivitatea prețului final la prețul gazelor de import

Scenariul 3: structura amestec 90/10 (domestic/import); P gaz import = 125 lei/MWh.

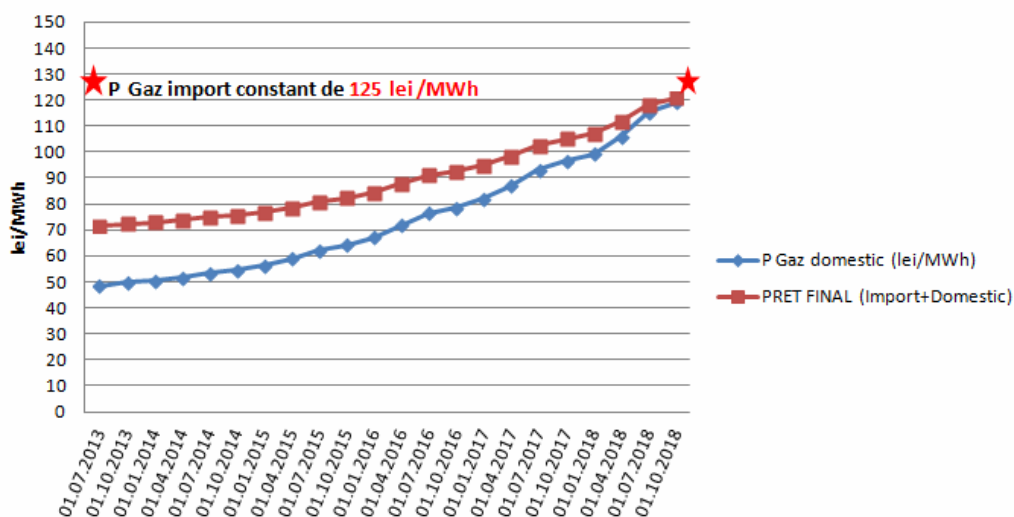
Dacă se consideră un alt scenariu, spre exemplu unul în care prețul de import (P) este mai mic, de exemplu, media prețurilor lunare de import pe primele șapte luni din 2013, care este de 125 lei/MWh. Structura coșului de gaze pentru consumatorii casnici: 90/10 (Domestic/Import). Se observă că, în acest caz, majorarea prețului la consumatorul final va fi ceva mai atenuată: de la **56 lei/MWh** (iulie 2013) la **119 lei/MWh** (octombrie 2018).



Sursa: Roec

Fig. 6.22. Evoluția prețului la gaze pentru consumatorii casnici în scenariul 3

Scenariul 4: structura amestec 70/30 (domestic/import); P gaz import = 125 lei/MWh. Dacă la același preț de import P de 125 lei/MWh, în structura coșului de gaze intră mai multe gaze din import, 30% în loc de 10%, se observă ca, impactul liberalizării în prețul final va fi mai mare: de la 71 lei/MWh (iulie 2013) la 120 lei/MWh (octombrie 2018).



Sursa:
Roec

Fig. 6.23. Evoluția prețului la gaze pentru consumatorii casnici în scenariul 4

Pe baza celor patru scenarii, se poate afirma că scenariul 2 (preț la gaze de import ridicat și o cantitate mai mare a gazelor de import în coșul pentru consumatorii rezidențiali) rezultă în cea mai semnificativă creștere a prețului la consumatorul final, de la 77 la 126 lei/MWh, în timp ce scenariul 3 (prețul de import mic și cantitate mică a gazelor de import în coșul pentru casnici) rezultă în creșterea cea mai mică a prețului la consumatorul final, de la 56 la 119 lei/MWh. Diferența dintre cele două scenarii extreme este de 21 lei/MWh (la momentul iulie 2013) și 7 lei/MWh (la momentul octombrie 2018).

Așa cum s-a menționat anterior, ANRE a aprobat în decursul acestui an (ianuarie-octombrie 2013) un procent între 5 și 7% de gaze de import în coșul pentru consumatorii casnici, ceea ce explică creșterea mai mică a prețului la gaze din anul acesta pentru acest segment. Manipularea acestei componente din preț, deși aduce o amortizare de moment a șocului, nu schimbă fundamental datele problemei, întrucât, în toate scenariile, creșterea cumulată a prețului final în termeni procentuali este de 145% între 1 iulie 2013 și 1 octombrie 2018, față de prețul din iulie 2013 (de 48,5 lei/MWh).

În scenariul în care calendarul de liberalizare este amânat sau abandonat, România riscă să experimenteze un șoc mult mai mare. Întrucât rezervele certe de gaze ale României sunt în scădere (100 miliarde m³ la sfârșitul anului 2011), iar România extrage anual în jur de 10 miliarde m³ (producție domestică), în condițiile neînlocuirii rezervelor și a nepunerii în exploatare a noi zăcămintele, există riscul ca volumul importurilor de gaze să crească (treptat cu 10%/an sau brusc în 2016-2017 la 50%, atrăgând după sine o dublare bruscă a prețurilor la gaze pentru toate categoriile de consumatori. Producătorii vor condiții de piață atractive și stabile, iar un preț ridicat este semnalul pe care îl dă piața că sunt necesare investiții în noi capacități de producție. Calendarul de liberalizare și posibilitatea de export a gazelor naturale din Marea Neagră, spre exemplu, sunt doi factori care cântăresc semnificativ în luarea deciziei finale de a investi sau nu, mai ales ținând seama de costurile mult mai ridicate pe care le presupune producția la mare adâncime în Marea Neagră.

Un factor ajutător care ar putea atenua impactul liberalizării asupra consumatorilor din România ar putea veni din exterior printr-un preț mai mic la gazele de import pe termen scurt și mediu. Mecanismele pieței comune de energie sunt în mișcare și exercită deja presiune pe prețurile indexate la țiței din contractele pe termen lung. Astfel, pe măsură ce Europa se îndreaptă tot mai mult spre o competiție de tip *gas-to-gas*, beneficiile unor prețuri mai mici la gaze s-ar putea să se facă simțite și înainte de 2018, aducând o atenuare a șocului liberalizării asupra consumatorilor români prin importuri de gaze la un preț mai redus decât cel de acum.

6.3. Impactul liberalizării prețurilor energiei asupra diverselor categorii de consumatori

Marea majoritate a industriilor energo-intensive produc bunuri intermediare (nu finite), neputând fi considerate drept consumatori finali. Confrunțați cu o creștere semnificativă a costurilor de producție, în cazurile extreme, agenții economici pot: fie să se restructureze, fie să investească în unități de eficientizare a consumului, fie să exploreze posibilitatea de a utiliza altă tehnologie, fie își relochează unitatea de producție în altă țară (unde costurile sunt mai mici) sau dau faliment.

■ **Marii consumatori industriali.** Din 2008, Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) are obligația de a colecta și raporta de două ori pe an (în ianuarie și iulie) Comisiei Europene și Eurostat date cu privire la prețurile la electricitate și gaze naturale, dar și cu privire la consumatorii de electricitate și gaze în conformitate cu Directiva 2008/92/CE. Conform acesteia, Statele Membre au obligația să raporteze structura consumatorilor finali pe categorii de clienți. Categoriile exprimate ca benzi de consum anual (IA, IB, IC, etc., la electricitate și I1, I2, I3, I4, etc., la gaze) sunt definite printr-un prag minim și unul maxim de consum. În funcție de valoarea consumului anual individual, consumatorii industriali se vor regăsi în una dintre aceste categorii. Pentru electricitate, categoriile de consumatori industriali sunt:

Tabelul 6.2. Categoriile de consumatori industriali de energie electrică

Consumator industrial final	Consum anual de electricitate (MWh)	
	Minim	Maxim
Banda IA		< 20
Banda IB	20	< 500
Banda IC	500	< 2 000
Banda ID	2 000	< 20 000
Banda IE	20 000	< 70 000
Banda IF	70 000	<= 150 000

Sursa: Directiva 2008/92/CE (Anexa II)

Merită remarcat că în raportările sale, ANRE include clienții care au un consum anual de peste 150 000 MWh la categoria “Alții”/ (banda IG). Prețul pentru banda IG nu este disponibil pentru toate țările UE, întrucât declararea pe această bandă este voluntară.

Pentru gaze, categoriile de consumatori industriali sunt:

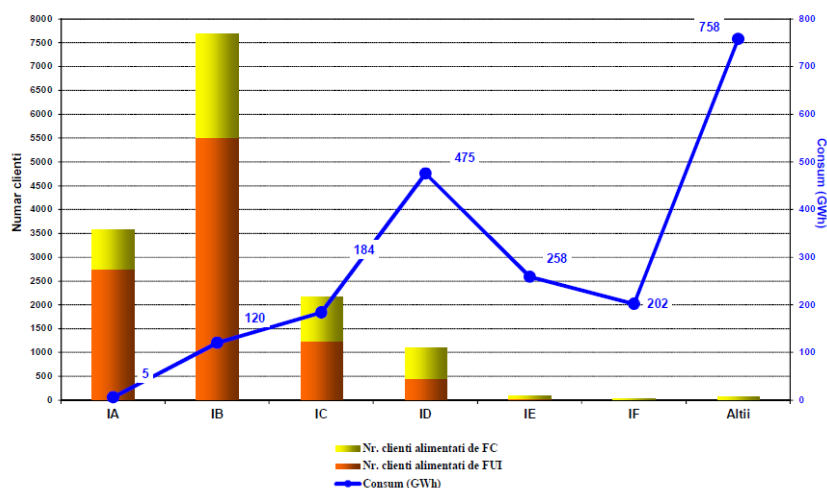
Tabelul 6.3. Categoriile de consumatori industriali de gaze naturale

Consumator industrial final	Consum anual de gaze naturale (GJ)	
	Minim	Maxim
Banda-I1		< 1000
Banda-I2	1 000	< 10 000
Banda-I3	10 000	< 100 000
Banda-I4	100 000	< 1 000 000
Banda-I5	1 000 000	<= 4 000 000

Sursa: Directiva 2008/92/CE (Anexa I)

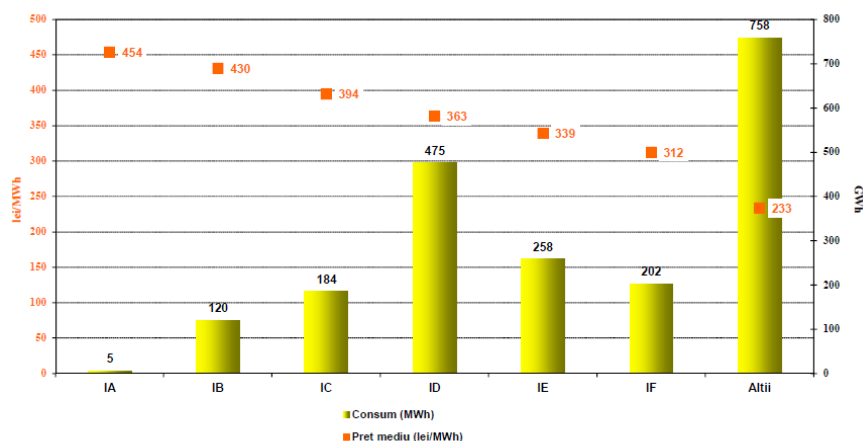
Există, de asemenea, banda I6 (consum anual mai mare decât 4.000.000 GJ), însă raportarea prețurilor pe această bandă este în regim voluntar. Deși sunt luați în considerare toți utilizatorii industriali, sistemul de raportare exclude “gazul folosit pentru generarea de curent electric și în centralele de cogenerare (CHP plants) și cel folosit în scopuri non-energetice (e.g.: industria chimică)” - vezi Anexa I (b) din Directiva 2008/92/CE.

În continuare, se prezintă două grafice extrase din raportul de monitorizare a pieței de electricitate al ANRE pe luna ianuarie 2013, din analiza căroră se desprinde o imagine mai clară asupra structurii consumatorilor industriali din România (Fig. 6.24 și 6.25).



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare SMPE

Fig. 6.24. Numărul clienților alimentați în regim concurențial și consumul lor structurat pe categorii de consum și furnizori (ianuarie 2013)

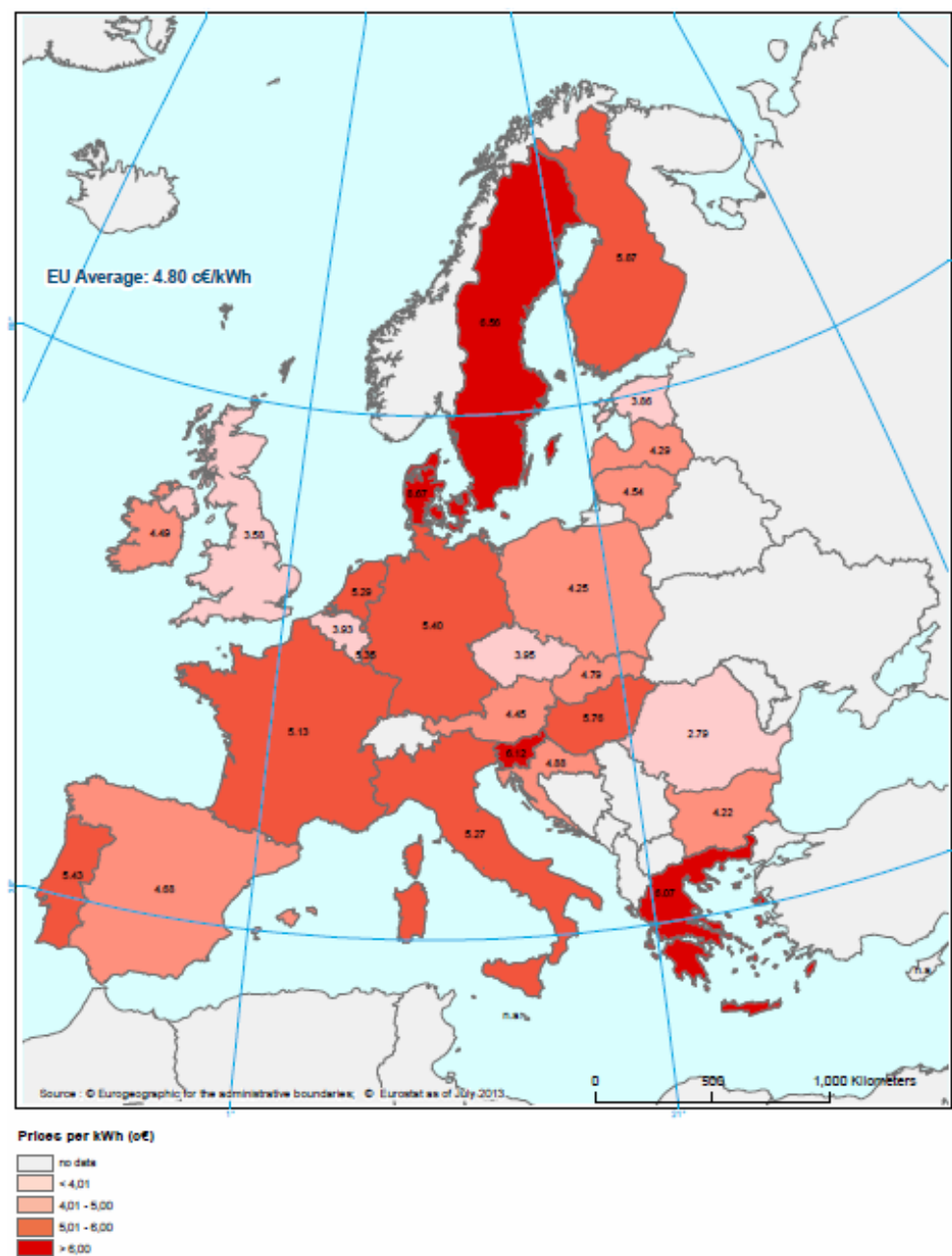


Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor concurențiali – prelucrare SMPE

Fig. 6.25. Prețul mediu și consumul de energie structurat pe categorii de clienți corespunzător segmentului concurențial al PAM (ianuarie 2013).

Se poate observa că, din punct de vedere numeric, marea majoritate a consumatorilor industriali sunt mici spre medii (benzile IA, IB și IC au un consum cumulat de 309 GWh în luna ianuarie), în timp ce benzile IE, IF și “Alții”, deși nesemnificative numeric, reprezintă partea substanțială în termeni de cantitate de energie consumată (1218 GWh). Marii consumatori de electricitate (IE, IF, Alții) sunt alimentați de către furnizorii de pe piața concurențială (furnizor concurențial, evidențiat cu galben), în timp ce consumatorii de pe piața reglementată sunt alimentați preponderent de către furnizorii de ultima instanță (FUI, evidențiat cu portocaliu). Aceștia sunt desemnați de către ANRE pentru consumatorii captivi, care nu și-au exercitat dreptul de a-și alege singuri furnizorul. În ianuarie 2013, furnizorii de ultimă instanță erau: Electrica furnizare (cu o cotă a pieței reglementate de 35,37%), Enel Energie Muntenia (cu 19,89%), Enel Energie (cu 18%), E.ON Energie România (cu 13,40%) și CEZ Vânzare (cu 13,35%). În luna ianuarie 2013, marii consumatori (industria) au beneficiat de cel mai mic preț mediu (233 lei/MWh) procurat în exclusivitate de la furnizorii concurențiali, în timp ce micii consumatori industriali au plătit un preț mediu aproape dublu (454 lei/MWh). De remarcat că banda ID (cel mai probabil consumatorii de mărime medie, cei care au conform definiției un consum anual între 2.000 și 20.000 MWh) au procurat energie electrică aproape

în mod egal de la furnizorii concurențiali și de la cei de ultimă instanță (Fig. 6.26), plătind un preț mediu de 363 lei/Mwh.



Sursa: DG Energy, *Quarterly Report on European Gas Markets*, Volume 6, Issue 2

Fig. 6.26. Comparația prețului de retail la gaze pentru industrie în UE (sem. 2, 2012), consumatori industriali (Banda I2)

■ Investițiile în reducerea consumului: Alro, Arcelor Mittal Galați, AzoMureș

Alro: cel mai mare consumator de energie din România. Potrivit site-ului companiei, Alro este cea mai mare companie producătoare de aluminiu din Europa Centrală și de Est (exceptând CSI). Compania produce peste 200.000 tone aluminiu primar (foarte energointensiv) și face parte din al 7-lea cel mai mare producător de aluminiu la nivel mondial, Vimetco NV, care are operațiuni în România, China și Sierra Leone. Capacitățile de producție a aluminiului se află în Slatina și cuprind o secție de electroliză, capacități de prelucrare, inclusiv o turnătorie, laminoare la cald și la rece și o secție de extrudate. Compania mai deține și combinatul de alumina Alum SA din Tulcea. Prețul foarte mic la energie de care compania a beneficiat în ultimii ani (prețuri care nu încurajează investițiile în eficiența energetică) atrage după sine întrebarea: ce investiții a făcut compania pentru eficientizarea și conservarea consumului și dacă potențialul de economisire chiar a fost valorificat la maxim? După cum se va arăta, există legislație europeană care permite acordarea ajutorului de stat în anumite condiții, de pildă în cazul unor mari proiecte de investiții.

Arcelor Mittal: fostul Sidex Galați este cel de-al doilea mare consumator industrial de electricitate din România. Acesta funcționează doar cu unul din cele cinci furnale pe care le avea înainte de privatizare. Din cauza că nu s-au făcut investiții la Galați, clienți potențiali (cum ar fi Dacia) se găsesc în situația în care trebuie să importe tabla pentru caroseriile mașinilor [6.27], în ciuda faptului că Mittal (împreună cu Alro) au beneficiat ani la rând de energie ieftină prin contracte sub prețul pieței cu Hidroelectrica. În urma restructurării Hidroelectrica, această situație a fost corectată și anul acesta Mittal a cumpărat energie electrică la prețul pieței prin bursă (de exemplu, contractul încheiat cu Nuclearelectrica în februarie 2013 pentru cumpărarea unei cantități de 1.862.869 MWh livrate în perioada 5 martie 2013-30 septembrie 2014, la un preț de atribuire de 181 lei/MWh) [6.28].

AzoMureș: compania produce îngrășăminte chimice și este un mare consumator de gaze, însă nu s-a numărat printre cele 54 de companii care au beneficiat din 2009 de un preț preferențial la gazele din producție domestică (prin Ordinul 54/2009) [6.29]. Directorul General al companiei anunța în sept. a.c., că AzoMureș a finalizat recent o investiție de 80 milioane de euro și urmează să facă o altă investiție în valoare de 100 milioane de euro pentru modernizarea secției de amoniac. Deci, este exemplul unei companii din România care, nebeneficiind de gaze ieftine, a reușit să rămână competitivă și face investiții pentru optimizarea producției. O piață liberalizată de gaze presupune aplicarea acelorași reguli tuturor jucătorilor și este incompatibilă cu acordarea (preferențială) de gaze domestice ieftine (în prejudiciul companiilor de stat) doar unor consumatori industriali.

Azo Mureș nu este singurul exemplu pozitiv întrucât și alte companii au efectuat investiții în eficiență energetică în ultimii ani. Între 2008 și 2012, linia de creditare dedicată a UE și BERD - *Energy Efficiency Finance Facility (EEFF)* – a sprijinit mai multe proiecte de eficiență energetică. De pildă, la Oțelul Roșu în Caraș Severin, Ductil Steel a înlocuit echipamentele existente cu un cuptor electric cu arc și un sistem optimizat continuu al arborelui. Investiția totală a producătorului de sârmă s-a ridicat la €12 milioane (dintre care €2,5 milioane a reprezentat creditul *EEFF*) și a permis economii de energie de 44% [6.30]. Prin aceeași linie de finanțare din partea UE/BERD (*EEFF*), Delta Aluminiu – producător de profile de aluminiu din Slatina, Județul Olt – a înlocuit cuptorul de încălzire bilete de aluminiu și arzătorul de gaz la cuptorul de topire aluminiu cu un arzător performant cu ardere oxigaz, investiție estimată să aducă economii de 70% la consumul de energie [6.30].

Un alt exemplu de investiție în eficiență energetică este oferit de DOOSAN IMGB, cel mai mare producător de piese turnate și forjate din România, specializat în producția de oțel lichid, procese de formare-turnare, forjare, tratament termic și finisare. Compania a utilizat un credit *EEFF* în valoare de €2,5 milioane pentru modernizarea centralei termice; instalarea unui Sistem de Management Energetic care să monitorizeze și să optimizeze consumul de electricitate și gaze; și reabilitarea a trei cuptoare. [6.30] Separat de *EEFF*, s-a făcut o investiție de €10 milioane într-o instalație de extracție a fumului. Potrivit directorului companiei, „*absolut toate cuptoarele de încălzire și tratament termic au fost modernizate, consumul la gaz fiind redus cu 30-40%*”. Însă, în ciuda investițiilor și a economiilor

realizate (consum redus de electricitate și gaze), cheltuielile cu energia continuă să reprezinte peste 20% din totalul costurilor: *“Din păcate, cu toate eforturile pe care le-am făcut în zona consumurilor energetice, nebunia aceasta de creștere a prețurilor începe să ne scoată din normal. În SUA cu gazul de șist au ajuns la prețuri de 140 de dolari mia de metri cubi. Eu aici plătesc în jur de 370-380 de dolari mia de metri cubi”* afirma în octombrie a.c. directorul companiei [6.31]. În acest caz, compania este afectată de două evoluții diferite: pe de o parte, scăderea cererii pe piața externă (responsabilă pentru 90% din vânzările companiei) iar, pe de altă parte, calendarul de creștere a prețurilor la energie pe piața din România (care nu mai poate fi amânat și se suprapune unui context economic dificil) care diminuează impactul investițiilor realizate în măsurile de optimizare a consumului.

■ **Ajutorul de stat.** Legislația europeană permite în anumite situații acordarea ajutorului de stat. La momentul aderării la UE (2007), în afara perioadelor de tranziție specificate în Tratatul de Aderare, România a primit aprobare din partea Comisiei Europene pentru acordare ajutor de stat existent la momentul aderării (Art. 88 (1) al Tratatului CE) pentru două programe (2006-2008):

1. Programul național de înființare și dezvoltare a incubatoarelor de afaceri în România;
2. Schema de ajutor de stat pentru cinematografie.

Conform unui raport din 2012 al Comisiei [6.32], în România se constată o ușoară reducere a ajutorului de stat (ca % din PIB) acordat industriei și serviciilor în perioada 2009-2011 comparativ cu 2006-2008. Însă în ceea ce privește marile proiecte investiționale pentru care Comisia a aprobat acordarea ajutorului de stat, de exemplu, în perioada ianuarie 2007-iulie 2013, se constată ca România se afla în urma altor țări din UE (Tabelul 6.4).

Tabelul 6.4. Numărul de ajutoare de stat aprobate pentru unele State Membre ale UE

Țara	DE	PL	SP	HU	UK	CZ	FR	RO
Total nr. de ajutoare de stat aprobate	79	44	38	34	19	19	11	6

Sursa: extras din Registrul ajutoarelor de stat acordate de Statele Membre pentru mari proiecte de investiții: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/register/msf_2013.pdf

Până la data de 22 August 2013, România a primit aprobare pentru acordarea ajutorului de stat pentru proiectele mari de investiții din Tabelul 6.5. De asemenea, din tabel se observă că România nu a acordat ajutorul de stat sub formă de beneficii fiscale (*tax exemption, fiscal investment premium, corporate tax relief, fiscal aid*), ci exclusiv sub formă de granturi directe.

Tabelul 6.5. Mari proiecte pentru care România a primit aprobare pentru acordare ajutor de stat

Nr. Cazului	Regiune	Beneficiar	Data acordare ajutor	Instrument	Suma ajutor (EUR)
MF 25/2008	SV Oltenia-Jud. Olt	Pirelli Tyres Ro.	15.04.2008	Grant	25 404 000
MF 32/2008	Sud Muntenia-Jud. Dâmbovița (or. Titu)	Renault Technologie Roumanie	18.07.2008	Grant direct	25 515 508
MF 19/2010	Prahova	Lufkin Industries	02.07.2010	Grant direct	23 909 628
SA.34835	Nord-Vest	Robert Bosch	26.04.2010	Grant direct	24 331 189

SA.34836	Centru	Romcab	08.02.2012	Grant direct	22 309 391
SA. 35806	Sud-Vest	Pirelli Tyres Ro.	29.10.2012	Grant direct	31 262 366

Extras din Registrul ajutoarelor de stat

http://ec.europa.eu/competition/state_aid/register/msf_2013.pdf

În februarie 2012, Comisia a autorizat România să acorde un ajutor de stat în valoare de 270 milioane de euro pentru închiderea a trei mine aparținând Companiei Naționale a Huilei JSC Petroșani (mina Petrila până la sfârșitul anului 2015 și minele Uricani și Paroșeni până la sfârșitul anului 2017), Nr. de caz în registrul ajutoarelor de stat SA, 33033 [6.33]. În temeiul Deciziei Consiliului 2010/787/EU, ajutorul de stat poate fi acordat în vederea închiderii minelor de cărbune necompetitive începând cu 1 ianuarie 2011 și până la 31 decembrie 2018. În acest scop, se acordă două categorii de ajutoare: ajutor operațional pentru închiderea minelor (Art. 3) și ajutor pentru costuri excepționale (Art. 4), acestea din urmă putând fi costuri pentru reconversie profesională, pentru ecologizarea siturilor sau legate de siguranță. Întrucât Tratatul Comunității Cărbunelui și Oțelului a expirat la 23 iulie 2002, industriei siderurgice i se aplică regulile generale pentru Ajutorul de Stat [6.34].

Spre exemplu, în iulie 2013, Comisia Europeană a aprobat schema propusă de Germania în ianuarie 2013 pentru acordarea ajutorului de stat industriilor energo-intensive (compensare pentru costurile indirecte de CO2 reflectate în prețurile la electricitate). Argumentul principal a fost riscul de delocalizare a activității de producție economică către alte regiuni/state datorită reglementărilor stricte de mediu și a costurilor ridicate ale emisiilor de CO2 (*carbon leakage*). Valoarea totală a schemei de sprijin aprobate este de €756 milioane pentru perioada 2013-2015, putând fi extinsă până în 2020. Companiile care pot beneficia de ajutor trebuie să fie active în unul din următoarele sectoare: producție de aluminiu, exploatarea minereurilor și îngrășămintelor chimice, producție de fontă, oțel și aliaje feroase, producția de îngrășămintă, exploatarea minereurilor de fier, fabricarea hârtiei și a cartonului, ș.a. (Vezi, Decizia Comisiei Europene din 17 iulie 2013, Nr. de caz în registrul ajutoarelor de stat SA.36103 (2013/N) – Germania [6.35].

În continuare, oferim alte trei exemple recente pentru modul în care alte țări membre folosesc legislația europeană privind ajutorul de stat pentru investiții în infrastructura energetică.

Tabel 6.6: Ajutor de stat aprobat de Comisie pentru proiecte energetice (2013)

Țara	Beneficiar	Ajutor aprobat la	Tip Proiect	Sumă ajutor (Milioane)
Polonia	GAZ SYSTEM	16 Oct. 2013	Construcție gazoducte noi și modernizare rețea	€465 Mn
Grecia	DESFA	16 Oct. 2013	4 proiecte de extindere infrastructură transmisie gaz	€134 Mn
Lituania	AB “Klaipėdos nafta”	20 Noi. 2013	Construcție terminal GNL la Klaipėda	€448 Mn

Sursa: Comisia Europeană, DG Competition

Polonia a primit aprobarea Comisiei pentru acordarea unui ajutor de stat în valoare de €465 milioane pentru construirea de gazoducte noi care vor pune bazele coridorului de gaz Nord-Sud în interiorul Poloniei și va permite accesarea gazului din Nord (e.g.: gazul norvegian, gazul din Qatar prin terminalul de GNL de la Swinoujscie). [6.36]

Grecia a primit aprobarea Comisiei pentru un ajutor de stat în valoare de €134 milioane (finanțat atât de statul elen cât și prin fonduri structurale) pentru 4 proiecte de infrastructură gazieră: creșterea

capacității de stocare a terminalului GNL de la Revithoussa, instalare stație de compresie gaze naturale la Nea Messimvria, alimentarea cu gaze naturale a două zone fără acces în prezent la gaze (Aliveri și Ag Theodoroi Megalopoli). Valoarea totală a acestor 4 proiecte se ridică la €414 milioane [6.37].

La 20 noiembrie a.c., Comisia a autorizat acordarea unui ajutor de stat în valoare de €448 milioane (sub formă de garanții de stat pentru împrumuturi) pentru construirea terminalului de GNL de la Klaipeda din Lituania. La finalizarea proiectului, operatorul terminalului va oferi servicii de regazificare terților în mod ne-discriminatoriu [6.38]

În toate cele trei cazuri, acordarea ajutorului de stat a fost considerată compatibilă cu legislația europeană, în baza Art. 107 (3) c) din Tratatul de Funcționare a UE (TFUE), conform căruia Statele Membre pot să acorde ajutor de stat pentru dezvoltarea anumitor activități economice.

■ **Consumatorii casnici.** În ceea ce privește consumatorii casnici, conform noii metodologii a Eurostat [6.39], care se aplică din 2007, în funcție de consumul anual, sunt definite următoarele **categorii de consumatori rezidențiali**: pentru electricitate (Tabelul 6.7) și pentru gaze naturale (Tabelul 6.8).

Tabelul 6.7. Categoriile de consumatori casnici de energie electrică

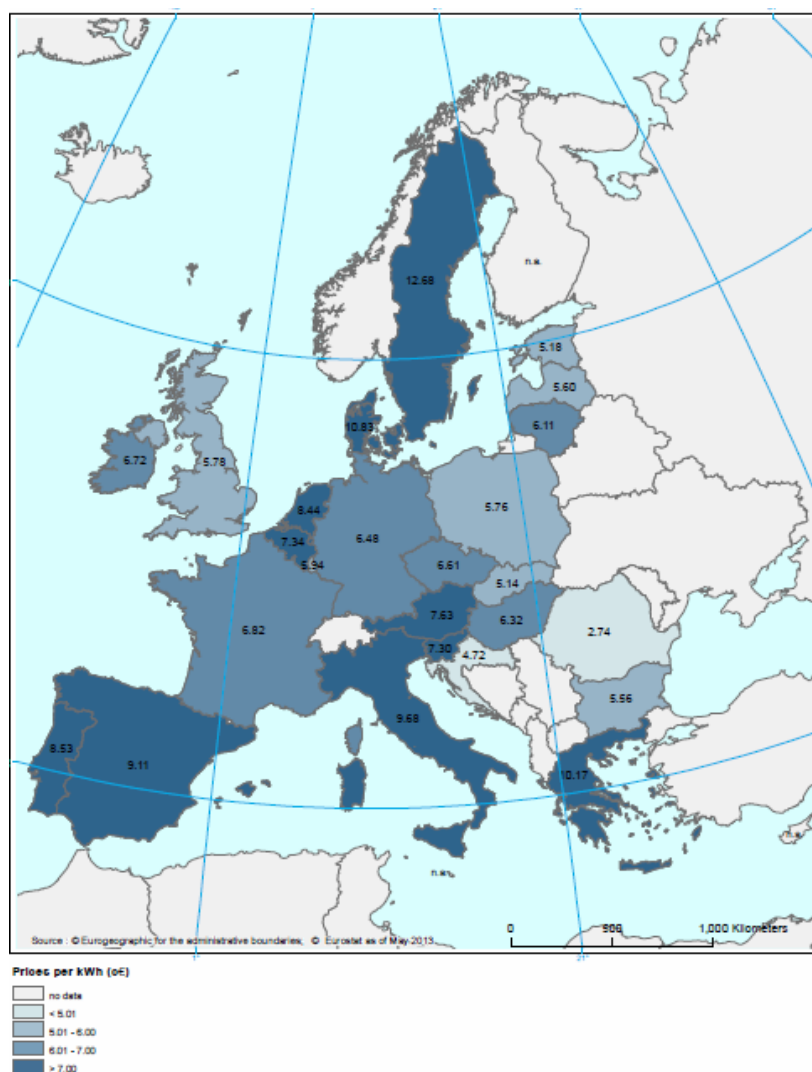
Consumator casnic	Consum minim	Consum maxim
Da (foarte mici)		< 1 000 kWh
Db (mici)	1 000 kWh	< 2 500 kWh
Dc (medii)	2 500 kWh	< 5 000 kWh
Dd (mari)	5 000 kWh	< 15 000 kWh
De (foarte mari)	>15 000 kWh	

Sursa: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_SDDS/en/nrg_price_esms.htm

Tabelul 6.8. Categoriile de consumatori casnici de gaze naturale

Consumator casnic	Consum minim	Consum maxim
D1 (mici)		< 20 GJ
D2 (medii)	20 GJ	< 200 GJ
D3 (mari)	>200 GJ	

Sursa: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_SDDS/en/nrg_price_esms.htm



Sursa: DG Energy, Market Observatory for Energy, Quarterly Report on European Gas Markets, Volume 6, Issue 2

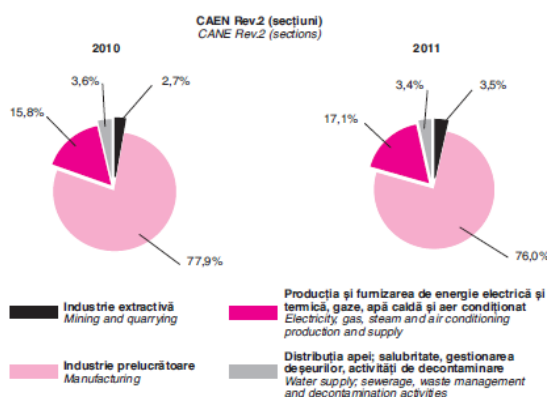
Fig. 6.27. Comparația prețurilor de retail la gaze în UE (semestru 2, 2012), consumatori rezidențiali, Banda D2

Potrivit președintelui ANRE, impactul liberalizării în piața gazelor naturale (atât pentru consumatorii casnici, cât și pentru cei industriali) până acum a fost de 8%. În ceea ce privește piața de electricitate, ANRE consideră că liberalizarea nu va avea un efect major în prețul final. În prezent (octombrie 2013), gradul de convergență a prețului la electricitate pentru consumatorii industriali este de 85%, iar a prețului la gaze pentru consumatorii industriali este de 51%. Pentru consumatorii casnici, în acest moment, gradul de convergență este de 37% la gaze naturale și de 10% la electricitate, aceste categorii beneficiind și de o perioadă mai mare pentru dereglementare, măsura în sine menită să atenueze din șoc. Dereglementarea prețurilor va rezulta într-o creștere certă a prețului final al energiei (mai ales la gaze, unde aceasta va fi de 1,5 ori mai mare), însă aceasta și pentru că baza de pornire este foarte mică. România are cele mai mici prețuri la gaze și electricitate din UE, prețuri care nu reflectă condiții de piață competitive sau o lichiditate ridicată, ci care au fost menținute artificial la acest nivel prin măsuri administrative și care au descurajat realizarea de noi investiții, investiții de care sectorul energetic din România are mare nevoie.

6.4. Recomandări

Principalele concluzii și recomandări privind măsurile care trebuie avute în vedere legate de liberalizarea pieței de energie se consideră a fi: definirea unui model de dezvoltare economică pentru România; stabilirea sectoarelor prioritare; solicitarea de derogări pentru aceste sectoare prioritare pentru ca acestea să poată beneficia de ajutor de stat, evitându-se pe cât este posibil riscul de delocalizarea a companiilor cu foarte mulți angajați. Fără acest lucru, România riscă să se dezvolte haotic, resursele să fie alocate ineficient, iar cei care au nevoie cel mai mult de finanțare, să nu o primească.

În anul 2011, ponderea cea mai mare în economie după valoarea producției industriale (Fig. 6.28) o avea industria prelucrătoare (76%), urmată de producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze naturale, apă caldă și aer condiționat (17,1%), industria extractivă (3,5%), iar distribuția apei, salubritate, gestionarea deșeurilor și activitățile de decontaminare (3,4%).



Sursa: Anuarul Statistic al României, 2012

Fig. 6.28. Structura valorii producției industriale (2011)

Exploatarea resurselor minerale, energia, transporturile, agricultura, trebuie folosite pentru a pune bazele unui sistem capabil să atragă **investiții în industriile viitorului** și să contribuie la **dezvoltarea unei economii bazate pe cunoaștere** și pentru a crește exportul produselor cu valoare adăugată. Pentru acest lucru, trebuie **diseminate informații despre cele mai bune practici în domeniul eficienței resurselor, despre cele mai noi tehnologii disponibile care pot să eficientizeze consumul, despre modelele de business care au experimentat cu succes folosirea de materie primă de substituție**. Studiul Ecorys din 2011 [6.40] despre competitivitatea companiilor europene și eficiența resurselor, constată că există două tipuri de măsuri de eficiență energetică pe care le iau companiile:

a) **Pe termen scurt:** schimbări graduale în producție, optimizarea acesteia, audit și monitorizare, aplicarea tehnologiilor de minimizare a resurselor și deșeurilor (*end-of-pipe technology*);

b) **Pe termen lung:** investiții care duc la adoptarea de noi tehnologii și schimbă fundamental modul de operare prin stimularea cercetării, dezvoltării și inovării și folosirea unor materiale alternative.

Primul tip de eficiență a resurselor este mai răspândit decât al doilea și se axează pe eficientizarea consumului de resurse (dar, folosind, în principiu, aceeași materie primă și aceeași tehnologie pe care caută să o îmbunătățească). Al doilea set de măsuri ține de regândirea modului de producție, adoptarea unei noi tehnologii, folosirea unui cu totul alt tip de materie primă și proiectarea de noi produse și procese. Guvernul ar trebui să stimuleze cercetarea și dezvoltarea de **modele de business verzi** și să sprijine **cercetarea și inovarea industrială** care pot duce la aplicarea răspândită a

măsurilor de eficiență a resurselor pe termen lung, inclusiv prin substituirea materiei prime, acolo unde este posibil.

Pentru atenuarea impactului liberalizării prețurilor la electricitate în **industrie, aceasta trebuie încurajată să ia măsurile necesare pentru a-și crește imunitatea față de costul energiei**. Acest lucru poate fi atins prin inovație, folosirea resurselor energetice alternative și creșterea eficienței energetice. Comunicatul Comisiei din 11 iunie 2013 recomandă introducerea unui **mecanism de monitorizare a impactului prețurilor mari la energie asupra consumatorilor casnici și asupra competitivității agenților economici și a industriilor energointensive** (COM(2013)407 final, pag.5). Consumatorii mici și mijlocii trebuie sprijiniți prin **măsuri de susținere a IMM-urilor, principalele motoare ale creșterii economice. Consumatorii rezidențiali și ne-rezidențiali trebuie stimulați să adopte cele mai noi măsuri și tehnologii disponibile pe piață pentru eficientizarea consumului**, iar consumatorii vulnerabili, prin măsuri de protecție socială. Pentru a susține financiar consumatorii vulnerabili, se recomandă **permanentizarea taxei provizorii (pe 2 ani) instituite la începutul anului 2013 pe veniturile suplimentare obținute din liberalizare**. Acest lucru ar asigura venituri suficiente pe termen lung la bugetul statului care să permită susținerea adecvată a consumatorilor într-adevăr aflați în situație de maximă vulnerabilitate. Pentru ca ajutorul către consumatorii vulnerabili (casnici, dar și instituționali - spitale, școli, grădinițe, aziluri de bătrâni) să nu fie dispersat sau irosit prin management defectuos, trebuie creată **baza de date națională pentru consumatorii de electricitate și separat pentru cei de gaze naturale, conform unor criterii foarte bine definite**. Managementul acestor resurse ar trebui asigurat de către o structură separată, cu personal calificat pentru a nu împovăra instituțiile curente care au atribuții (Ministerul Muncii și Protecției Sociale, Ministerul Finanțelor Publice, ANRE) și pentru o coordonare eficientă a activității dintre acestea.

7. INFLUENȚA PROGRAMULUI NAȚIONAL DE EFICIENȚĂ ENERGETICĂ ASUPRA LIBERALIZĂRII TREPTATE A PIEȚEI DE ENERGIE

7.1. Definirea noțiunilor principale

În cadrul problemelor prezentate în acest capitol se vor folosi următoarele definiții pentru noțiunile principale [7.1, 7.2]:

- **eficiența energetică** reprezintă raportul dintre rezultatul constând în performanță, servicii, bunuri sau energie și energia folosită în acest scop; **ineficiența energetică** exprimă nivelul de apropiere, respectiv depărtare, față de standardele internaționale acceptate în utilizarea finală a energiei; sursele majore de ineficiență energetică, respectiv de pierderi energetice, apar în materiale, aparate, echipamente, tehnologii, datorită calității scăzute a acestora (izolații termice, materiale de construcții, schimbătoare de căldură, pompe, compresoare, ventilatoare, arzătoare, cazane termice, echipamente electrice, aparate electrocasnice, iluminat, contorizare, tehnologii energointensive, clădiri, sustragerea de energie).

- **economie de energie** înseamnă o cantitate de energie economisită determinată prin măsurarea și/sau estimarea consumului înainte și după punerea în aplicare a unei măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice, asigurând în același timp normalizarea condițiilor externe care afectează consumul de energie;

- **îmbunătățirea eficienței energetice** înseamnă o creștere a eficienței energetice ca rezultat al schimbărilor tehnologice, comportamentale și/sau economice;

- **consum de energie primară** înseamnă consumul intern brut, cu excepția utilizărilor neenergetice;
- **consum final de energie** înseamnă toată energia furnizată industriei, transporturilor, gospodăriilor, sectoarelor prestatoare de servicii și agriculturii;
- **distribuitor de energie** înseamnă o persoană fizică sau juridică, inclusiv un operator de distribuție, responsabilă de transportul energiei în vederea livrării acesteia la consumatorii finali sau la stațiile de distribuție care vând energie consumatorilor finali;
- **furnizor de energie** este o persoană fizică sau juridică care vinde energie consumatorilor finali;
- **parte obligată** înseamnă distribuitorul de energie sau furnizorul de energie pentru care sunt obligatorii sistemele naționale de obligații în ceea ce privește eficiența energetică;
- **serviciu energetic** înseamnă beneficiu fizic, utilitate sau bun obținut dintr-o combinație de energie cu o tehnologie sau acțiune eficientă din punct de vedere energetic, care poate include activitățile de exploatare, întreținere și control necesare pentru prestarea serviciului, care este furnizat pe baza unui contract și care, în condiții normale, s-a dovedit că duce la o îmbunătățire a eficienței energetice sau economii de energie primară, în condiții verificabile și măsurabile sau estimabile;
- **măsură de politică** înseamnă un instrument de reglementare, financiar, fiscal, voluntar sau de furnizare a informațiilor, stabilit în mod oficial și pus în aplicare într-un stat membru pentru a crea un cadru favorabil, o cerință sau un stimulent pentru ca actorii de pe piață să furnizeze și să achiziționeze servicii energetice și să întreprindă alte măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice;
- **contract de performanță energetică** înseamnă un acord contractual între beneficiarul și furnizorul unei măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice, conform căruia investițiile în această măsură sunt plătite de către furnizor proporțional cu un nivel al îmbunătățirii eficienței energetice convenit prin contract sau cu alte criterii convenite privind performanța energetică, cum ar fi economiile financiare;
- **audit energetic** este o procedură sistematică de obținere a unor cunoștințe corespunzătoare despre profilul consumului energetic existent al unei clădiri sau al unui grup de clădiri, al unei operațiuni sau instalații industriale sau comerciale sau al unui serviciu privat sau rentabile de economisire a energiei și de raportare a rezultatelor;
- **cogenerarea** reprezintă producerea simultană, în același proces, a energiei electrice și a energiei termice sau mecanice;
- **producerea separată** reprezintă situația tehnică în care energia electrică și căldura se produc separat, în instalații diferite, respectiv, energia electrică în centrale termoelectrice, iar energia termică în centrale termice;
- **intensitatea energetică** este un indicator sintetic și reprezintă raportul între consumul intern brut de energie primară sau consumul final de energie și produsul intern brut (PIB) la prețuri constante, exprimat, de exemplu, în tep/1000 euro; intensitatea energetică este un indicator foarte important pentru evoluția energetică a unui sistem economic și evaluarea eficienței utilizării energiei pentru o țară; el depinde de structura economiei și industriei și reflectă valoarea adăugată creată de acestea în realizarea unui produs;
- **acordul voluntar** reprezintă o înțelegere pe termen mediu și/sau lung între o autoritate competentă a statului și o întreprindere industrială, în special energointensivă, dar nu numai, pentru creșterea eficienței energetice, respectiv reducerea pierderilor energetice.

7.2. Contextul utilizării energiei în România

O evaluare, chiar sumară, poate arăta **amploua și complexitatea problematicii** pe care se bazează și cu care se confruntă astăzi sectorul energiei în România și, în special, după aderarea la Uniunea Europeană: legislația energetică, cadrul instituțional și de reglementare, resursele energetice primare (rezervele de hidrocarburi în proces avansat de epuizare, calitatea tehnologiilor de extracție, importul de resurse), prețurile combustibililor și energiei (suportabilitatea facturilor, subvenții, protecție socială, sustrageri de energie), performanțele și fiabilitatea echipamentelor de producere a energiei, eficiența energetică pe tot lanțul energetic, intensitatea energetică în industrie, alimentarea cu combustibili și căldură a orașelor, energetica rurală, utilizarea surselor regenerabile de energie, impactul sectorului energetic asupra mediului, proprietatea (de stat și privată) în sectorul energiei, asigurarea surselor de finanțare pentru investiții, managementul unităților energetice, piața energiei etc.

Performanțele actuale modeste, în ansamblu, ale sectorului românesc al energiei își au justificarea, pe de o parte, în calitatea patrimoniului tehnic și economic moștenit de la vechiul regim politic și, pe de altă parte, în modul de considerare a acestui sector după 1989: consumatorii au fost alimentați cu energie ieftină din resurse domestice semnificative (petrol, gaze naturale, hidro, nuclear); capacități de producție ineficiente, în mare parte amortizate, au fost ținute în funcțiune; întregul sector energetic, format din monopoluri integrate vertical până în 1998, dar și după această dată, a fost controlat și reglementat de stat prin decizii și intervenții directe.

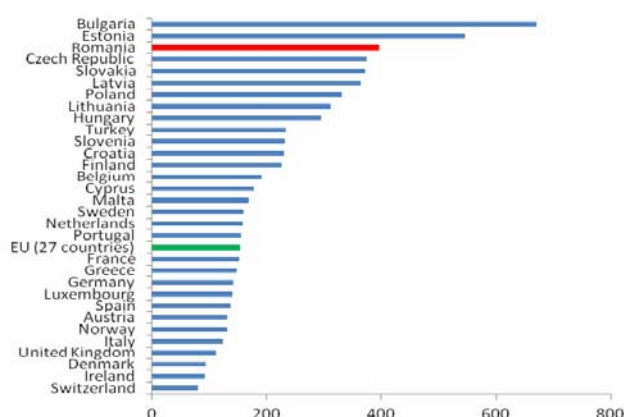
Recesiunea economică de după 1989 a fost majoră: dacă se consideră producția de energie electrică drept indicator de activitate economică, aceasta a scăzut între 1989 și 1994 cu 32%, de la 83,66 miliarde kWh, la 56,93 miliarde kWh. În același timp, eficiența scăzută în producerea și utilizarea energiei electrice și termice pot fi descrise prin parametrii de funcționare a Sistemului Energetic Național (SEN) în anul 1994: randamentul global brut al Regiei Autonome de Electricitate (RENEL) a fost de 33,4%, randamentul de livrare în SEN de 30,3%, consumul propriu tehnologic de 9,2%, iar randamentul mediu al SEN la alimentarea consumatorilor de circa 26%, în ansamblu cu circa 30-32% mai mic decât al sistemelor energetice vest europene [7.2].

În perioada de preaderare și după aderarea României la Uniunea Europeană s-a desfășurat, cu sincope, procesul de restructurare, de reglementare și privatizare parțială a sectorului energetic, dar pe fondul lipsei acute de investiții pentru modernizarea, mai ales, a centralelor termoelectrice și a sistemelor de termoficare și a existenței unor distorsiuni în piața energiei electrice, a gazelor naturale și a energiei termice. Prețul energiei se găsește astăzi într-un proces de liberalizare treptată sub presiunea, pe de o parte, a retragerii prețurilor reglementate și, pe de altă parte, a necesității reflectării în prețul energiei a investițiilor pentru dezvoltarea și modernizarea infrastructurii energetice.

Dintre capacitățile de producere a energiei, situația cea mai dificilă o au centralele termoelectrice și de termoficare (cogenerare), care au reprezentat 73% din totalul capacităților în 1990 și 68% în 2007, echipamente care se confruntă astăzi cu cele mai grele probleme tehnice, economice și de impact de mediu; ca exemplu, se menționează cazul mării majorități a centralelor de termoficare realizate înainte de 1989, care sunt azi într-o situație financiară falimentară și neconforme cu reglementările UE, amenințând alimentarea cu căldură a circa 32 de orașe.

România are (și a avut și înainte de 1989) una din **cele mai ridicate intensități energetice din Europa**, ceea ce înseamnă, între altele, că produce la costuri ridicate și consumă ineficient energia, respectiv o risipește. Principala cauză o reprezintă ponderea economică mare a industriilor energointensive: metalurgie, aluminiu, petrochimie, ciment și materiale de construcție, îngrășăminte și exportul produselor acestor industrii, fără o valoare adăugată importantă de prelucrare ulterioară în țară în alte ramuri economice. După 1989 intensitatea energetică a scăzut, în primul rând, datorită reducerii de activitate sau închiderii unor întreprinderi energointensive.

După cum se vede în figura 7.1, România este a treia țară ca intensitate energetică în UE. Chiar dacă în anul 2010 România a obținut economii de 2,23 milioane tep față de media consumului pe perioada 2001-2005 (în apropierea țintei de 2,8 milioane tep pentru 2016), acest lucru nu s-a datorat măsurilor luate, ci, în principal, recesiunii economice și efectelor crizei financiare.



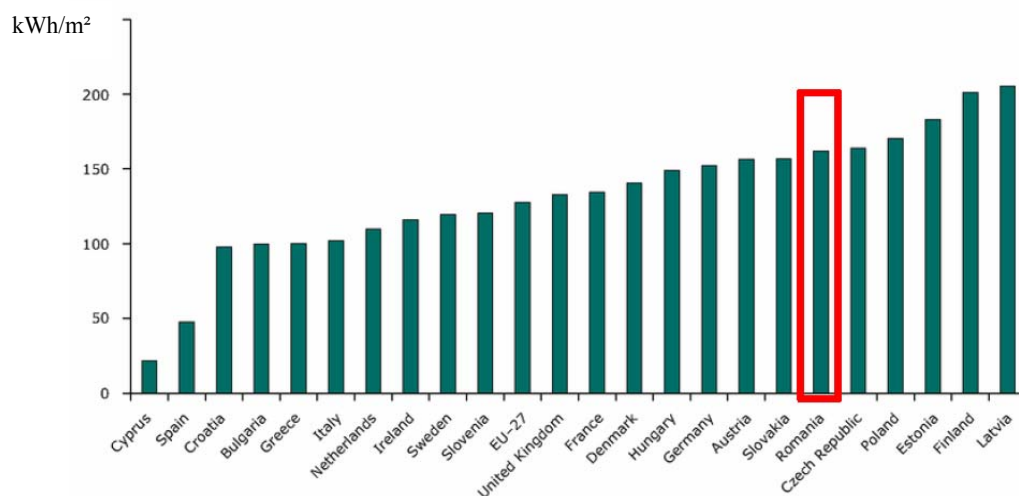
kg petrol echivalent / 1000 euro PIB

Sursa: Eurostat

Figura 7.1. Intensitatea energetică a economiilor europene (2010).

O situație asemănătoare se găsește și în domeniul consumului de căldură al clădirilor pentru încălzire și pregătirea hranei (Figura 7.2), unde se înregistrează valori specifice considerabil mai ridicate decât în majoritatea țărilor UE. Nici consumul specific anual de energie electrică nu face excepție: conform datelor Eurostat, în anul 2011, acesta a avut valoarea medie de 3900 kWh/loc pentru UE-27 și de 2300 kWh/loc pentru România, respectiv cu 43% mai scăzut.

Trebuie remarcat că neglijarea acestei ineficiențe energetice va afecta negativ creșterea economică a țării pe termen mediu și lung.



Sursa: European Environment Agency

Figura 7.2. Consumul specific anual de căldură pentru încălzirea spațială, în kWh/m², în anul 2010, cu corecția de climă.

În tabelul 7.1 se prezintă structura consumului final de energie al României pentru perioada 2005-2010 [7.3]. Datele din tabel pun în evidență următoarele: față de anul 2005, consumul total final de energie a scăzut în 2010 cu 10%; față de anul 2005, consumul de energie al industriei a scăzut cu 33% în 2010; în anul 2005, consumul industriei a reprezentat 41,7% din consumul total de energie, în timp ce în 2010 ponderea acestuia a coborât la 30,9%; consumul de energie al populației a crescut ca pondere în consumul total de la 32% în anul 2005, la 36% în anul 2010.

Tabelul 7.1. Structura consumului final național de energie, în mii tone echivalent petrol

Anul	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Industrie (inclusiv construcții)	10505	9998	9630	9115	6612	7020
Agricultură, silvicultură, pescuit	237	262	260	293	385	391
Transporturi	4379	4407	4729	5399	5377	5107
Alte activități	2030	2757	2481	2106	1976	2097
Populație	8055	7889	7559	8089	8037	8124
Total	25206	25313	24659	25002	22387	22739

În lipsa unor informații mai recente privind potențialul economic de creștere a eficienței energetice în diferite sectoare, se menționează datele din HG 1613/2004, care a aprobat Strategia Națională de Eficiență Energetică (Tabelul 7.2). Directiva 2006/32/CE privind eficiența energetică la utilizatorii finali, care a devenit obligatorie pentru România din anul 2008, prevede că statele membre UE se angajează să realizeze reducerea consumului de energie finală cu cel puțin 9% într-o perioadă de nouă ani (2008-2016), comparativ cu media consumului din ultimii cinci ani, pentru care există date disponibile (2001-2005).

Tabelul 7.2. Potențialul economic de economii de energie (eficient din punctul de vedere al costurilor)

Sectorul	Potențialul mediu de economii de energie, estimat ca procent din consum, %	Valori maxime pentru potențialul de economii de energie, ktep/an
Industrie	13,0 (10 – 17)	1590
Rezidențial	41,5 (35 – 50)	3600
Transport și comunicații	31,5 (30 – 35)	1390
Sector terțiar	14,0 (13 – 19)	243
Total	100 %	6823 ktep/an

Politica de eficiență energetică în România are o anumită relevanță după 1990, dar a fost afectată de o serie de bariere ale cadrului instituțional, legislativ și, mai ales, financiar. În acest sens, se consideră utilă prezentarea unor **aspecte semnificative**:

- În 1990 se înființează prin Hotărâre de Guvern, Agenția Română pentru Conservarea Energiei (ARCE), în subordinea Ministerului Industriei (Economiei etc.). În baza statutului ei, ARCE a încercat să desfășoare o activitate de promovare a eficienței energetice, realizând și o anumită structură teritorială de îndrumare și control, dar, în mod practic, a fost tot timpul lipsită de autoritate și resurse financiare. Activitatea de întocmire a auditurilor industriale nu a dat rezultatele așteptate, datorită caracterului facultativ și lipsei unui sistem real de penalizări. Din anul 2002, ARCE a devenit o agenție independentă, fără însă ca rezultatele practice să se îmbunătățească semnificativ. În anul 2009, ARCE a fost trecută prin absorbție ca departament în cadrul ANRE, aceasta, la rândul ei, intrând în subordinea Secretariatului General al Guvernului.

- Eficiența energetică a fost recunoscută ca importanță prima dată prin Legea 199/2000, apărută cu mare întârziere, urmată de o serie de acte oficiale privind etichetarea aparatelor electrocasnice, contorizarea, facturarea și altele. Legea eficienței energetice a fost modificată prin OUG 22/2008, în prezent fiind în Parlament transpunerea în legislația română a Directivei 2012/27/UE.

- În România, o fostă țară bogată în petrol și gaze naturale, cultura și înțelegerea problemelor de economie de energie sunt foarte scăzute la toate nivelurile. Într-un mod foarte simplist, **factura unui consumator de energie** se poate scrie în felul următor:

$$\text{Factura energetică} = \text{Prețul energiei} \times \text{Consumul de energie}$$

Asistăm de mult timp la dispute sterile și interminabile privind prețul energiei, dar nu există preocupări de niciun fel privind consumul de energie. În timp ce prețul energiei are reguli economice speciale de formare și nu trebuie să cuprindă protecția socială în structura sa, consumul de energie conține o parte importantă reprezentând pierderile energetice (plătite de consumatorul final) și trebuie să fie, în acest fel, obiectul principal de activitate al politicii de eficiență energetică.

- Conform unei evaluări făcute de Energy Charter Secretariat (Bruxelles) în anul 2002, a situației eficienței energetice din România, a rezultat un potențial de economii de energie (Tabelul 7.3) de 30 - 35% [7.4], apropiat de cel prezentat în tabelul 7.2.

- **În contextul în care România este un importator net de resurse energetice primare, de ordinul a 30-40%, rezultă în mod evident că eficiența energetică trebuie considerată ca “resursă energetică primară”, contribuind direct la creșterea securității energetice a țării.**

- **Investițiile în eficiența energetică** au fost în permanență disproporționat de mici în comparație cu necesarul proiectelor. În 2002 s-a înființat prin lege Fondul Român de Eficiență Energetică (FREE), având disponibil un fond revolving de la Banca Mondială de 10 milioane dolari. ARCE a mobilizat anual fonduri de ordinul a 3-10 milioane euro, iar din Fondurile structurale (2007-2013), Programul Operațional Sectorial “Creșterea competitivității economice” din cadrul Ministerului Economiei, la Axa 4 “Eficiență energetică” s-au finanțat de 8 ori mai puține proiecte decât la Axa 1 “Surse noi de energie”.

Paradoxul eficienței energetice este acela că deși este o problemă de importanță națională, în final, la nivel microeconomic ea este desconsiderată. Obiectivul prioritar național de creștere a eficienței energetice și de reducere a pierderilor de energie depinde direct de voința și capacitatea statului de a gestiona această activitate complexă prin instituții, legislație, programe și instrumente adecvate.

Tabelul 7.3. Potențialul economiilor de energie în diferite sectoare de consum

Potențialul de economii de energie	Valoarea
Industrie	20-25 %
Clădiri	40-50 %
Transporturi	35-40 %
Potențialul național	30-35 %

Se prezintă în continuare pentru două categorii de consumatori (**clădirile și sistemele de cogenerare și încălzire centralizată**), care au cele mai mari pierderi energetice, principalele aspecte specifice.

• **Clădirile reprezintă cel mai important consumator final de energie.** Conform Eurostat (2008), structura consumului final de energie în Uniunea Europeană a fost pentru clădiri 37,3%, industrie 30,7%, transporturi 32%. Doi ani mai târziu, Directiva 2010/31/UE evaluează **clădirile**

responsabile pentru 40% din totalul consumului de energie din UE. În lipsa unor evaluări mai precise, se apreciază că aceste valori sunt corecte și pentru România.

Fondul de locuințe existent în România, conform recensământului populației și locuințelor din 2011 [7.5], a fost de 5.117.777 clădiri (8.459.052 locuințe), din care 54,4% din locuințe sunt în mediul urban. **44% din totalul locuințelor beneficiază de încălzire centralizată.** Ponderea clădirilor de locuit cu o singură locuință (case de locuit unifamiliale) a depășit 95 % din totalul clădirilor de locuit. **Clădirile de locuit multietajate (blocurile de apartamente) au reprezentat 83.799 clădiri (circa 1,6% din totalul clădirilor), cu 7.821.169 locatari (36,8% din populația țării).** La acestea trebuie adăugat un număr semnificativ de clădiri publice (administrative, școli, spitale etc.) și private (bănci, sedii de firme etc.).

Raportat la **blocurile de locuințe, în mediul urban au fost 79.077 blocuri (94,4%), cu 3.021.122 apartamente (97,4%),** în proporție de 97% proprietate privată și având **7.606.123 locatari (97,2%).** Pentru locuința medie de 37,5 m², ocupată de 2,6 persoane, consumul mediu anual de energie termică pe familie este de 7-8 Gcal. După destinație, **structura consumului de energie al unei locuințe** este: încălzire 57%, apă caldă de consum 25%, electricitate 11%, prepararea hranei 7%. În clădirile de locuit multietajate, **consumul specific de energie termică este în medie de 300-350 kWh/(m².an),** iar pierderile de energie sunt cuprinse între 15% (cele mai eficiente construcții) și 40% (cele mai puțin eficiente) [7.6], pierderi plătite în final de consumatorii de energie. Cauzele principale ale pierderilor energetice (de 2-3 ori mai mari decât media în țările dezvoltate ale UE, în care în prezent consumul specific mediu anual de energie este de 100-150 kWh/m²) sunt reprezentate de calitatea scăzută a materialelor de construcție și a instalațiilor interioare, de izolația termică și iluminatul ineficient, de execuția necorespunzătoare, precum și de comportamentul locatarilor.

Din punctul de vedere al **vechimii clădirilor de locuit multietajate,** 25% au o vechime de peste 60 ani, 28% între 45 și 60 de ani, 37% între 25 și 45 de ani, iar restul de 10% sub 25 de ani. Majoritatea acestor clădiri sunt construcții tipizate executate în anii 1960-1980, perioada de dezvoltare intensivă a marilor platforme industriale pe lângă mari orașe, fapt care a necesitat asigurarea condițiilor de locuit pentru personalul necesar, adus, de regulă, din zona rurală. Multe din aceste clădiri au atins sau depășit deja jumătate din durata lor de viață.

Pentru marea majoritate a clădirilor construite înainte de 1989 se impune, cu prioritate, **modernizarea energetică** a acestora și, în primul rând, **reabilitarea termică a anvelopelor,** procedeu prin care, cu tehnologiile și materialele performante disponibile astăzi, se poate obține **reducerea cu 30-50% a consumului de energie termică al clădirii.** Consecințele benefice ale reabilitării termice a clădirilor sunt: **a)** reducerea semnificativă a consumului de energie, a intensității energetice primare și a importurilor de resurse energetice și, ca atare, a dependenței țării de acestea; măsurătorile și calculele efectuate indică un potențial de economisire a energiei pentru încălzirea blocurilor de locuit de circa 600.000 tep/an. **b)** reabilitarea energetică a clădirilor de locuit multietajate reprezintă principalul potențial energetic valorificabil de economie de energie, în vederea îndeplinirii obligației României de a crește eficiența energetică prin reducerea consumului cu 20% până în anul 2020. **c)** reducerea emisiilor de CO₂ cu circa 4,1 milioane tone/an, datorită energiei neproduse echivalente reducerii pierderilor. **d)** reducerea apreciabilă a facturilor locatarilor pentru energia termică, concomitent cu îmbunătățirea condițiilor de viață, sănătate și confort și de reducere a fenomenului de sărăcie și de excluziune socială. **e)** crearea de noi locuri de muncă în activitățile de modernizare a clădirilor (de circa 9 ori mai multe locuri de muncă, în activități directe și indirecte, decât în cazul în care același volum de investiții s-ar realiza în creșterea capacităților de producere a energiei termice). **f)** îmbunătățirea aspectului estetic al clădirilor și al localităților.

Data fiind durata de viață a clădirilor (între 50 și 100 de ani), cel mai mare potențial de îmbunătățire a performanței energetice pe termen scurt și mediu se află în **stocul existent de clădiri.** În tabelul 7.4 se prezintă rezultatele unui proiect demonstrativ executat de IPCT-Instalații, București, de reabilitare termică a unei clădiri de locuit multietajate.

Tabelul 7.4. Reabilitarea termică a unei clădiri de locuit multietajate. Studiu de caz

Indicatorul de performanță	Unitatea de măsură	Clădirea înainte de reabilitare	Clădirea reabilitată, în exploatare iarna 2004-2005	Clădirea reabilitată, în exploatare iarna 2005-2006
G	W/(m ³ · K),	0,74	0,456	0,542
	%	100	62	73
t _{im}	°C	19	21,8	22,5
Q _{inc+acm} ^{an}	MWh/an	516,2	308,8	285,5
	%	100	59,8	55,3
q _{inc+acm} ^{an}	kWh/(m ² · an)	188	112,4	103,9
e _{CO₂} ^{an}	kgCO ₂ /(m ² ·an)	37,6	22,5	20,7

Date generale ale clădirii. Clădirea este un bloc tipizat (parter + patru etaje), cu 100 de garsoniere, construit în 1978. Pereții sunt executați din panouri de beton armat prefabricat, acoperișul tip șarpantă pod, iar ferestrele sunt cuplate, din lemn. Volumul încălzit este de 5063 m³. Încălzirea centrală se realizează cu radiatoare, de la o centrală termică de cvartal, cu combustibil gaze naturale. Temperatura exterioară minimă de calcul este -18 °C. Măsurătorile preliminare executate în anul 2004 au indicat următoarele valori: coeficientul global de izolare termică G = 0,74 W/(m³ K), temperatura interioară medie t_{im} = 19°C, consumul anual total de căldură pentru încălzire și apă caldă menajeră Q_{inc+acm}^{an} = 516,2 MWh/an, consumul specific q_{inc+acm}^{an} = 188 kWh/(m²·an), emisia specifică anuală de CO₂, e_{CO₂}^{an} = 37,6 kg CO₂ /(m²·an).

Măsurile de reabilitare termică, executate în anul 2004, au fost următoarele: a) termoizolare pereți exteriori cu 8 cm polistiren, respectiv, b) planșeu pod cu 12 cm polistiren; c) montare ferestre cu geam termoizolant; d) montare robinete cu termostat și repartitoare de costuri la radiatoare; e) spălarea și reechilibrarea hidraulică a instalației de încălzire; f) termoizolarea conductelor de distribuție încălzire și apă caldă menajeră din subsol; g) armături sanitare cu consum redus de apă și contorizare individuală apă caldă.

Performanțele energetice ale clădirii după reabilitarea termică sunt arătate în tabel, măsurătorile fiind făcute pentru clădirea în exploatare în doi ani: iarna 2004-2005 și iarna 2005-2006. Au rezultat îmbunătățirea condițiilor de igienă și confort termic interior, scăderea consumurilor de energie termică și, implicit, a facturii plătite de locatari cu 40-50%, reducerea emisiilor poluante asociate producerii energiei termice consumate.

Investiția specifică totală corespunzătoare măsurilor de reabilitare termică a fost de 1257 euro/apartament, respectiv de 45,8 euro/m². La un cost al energiei termice de 24 euro/MWh, durata de recuperare a investiției este de 16 ani, iar la un cost de 40 euro/MWh, durata de recuperare este de 10 ani. Păstrând ordinea enumerării măsurilor de reabilitare, repartitia pe măsuri a investiției este următoarea: a) 34,7%; b) 5,2%; c) 28,7%; d) 6,8%; e) 3,3%; f) 1,6%; g) 19,7%, iar efectul acestor măsuri asupra economiei de energie este: a) 25,8%; b) 11,4%; c) 18,0%; d) 7,6%; e) 4,7%; f) 8,5%; g) 24,0%.

Cu toate aceste avantaje energetice, economice, sociale și de impact de mediu, **în prezent sunt reabilitate termic numai 5-6% din blocurile de locuințe**, ritmul lucrărilor crescând, de regulă, în perioadele electorale. Deși legislația actuală prevede o serie de facilități prelabile și o contribuție a locatarilor de 20% din costul execuției lucrărilor, majoritatea lucrărilor de reabilitare s-au realizat prin acoperirea integrală a costurilor de către autoritățile locale, motivul principal constituindu-l nivelul

redus al veniturilor beneficiarilor. O excepție o constituie Municipiul București, unde până la sfârșitul anului 2013 sunt angajamente de reabilitare termică a circa 40% din cele 8600 de blocuri, pentru executarea lucrărilor acestora fiind luate credite de aproape 500 milioane euro.

Un aspect esențial îl reprezintă **capacitatea de plată a facturilor de energie termică de către locatari**. Dacă în Uniunea Europeană **“sărăcia energetică”** (respectiv, procentul din venitul unei familii pentru asigurarea unor condiții de confort energetic decent) este de 18-20% [7.7], în România valoarea este de peste 40% (veniturile lunare sunt de peste 2000 lei pentru 16% din populație, între 1000 și 2000 lei pentru 34% și **sub 1000 lei pentru 50%**). Acest aspect se complică considerabil cu liberalizarea prețului gazelor naturale și, implicit, al căldurii.

În ceea ce privește **energetica rurală**, aceasta este practic neabordată în documentele oficiale, deși 48% (10,2 milioane cetățeni) din populația României trăiește în zonele rurale, având ca ocupație de bază agricultura sau alte activități rurale. Deși 98% din cele 3,84 milioane de gospodării beneficiază de electricitate, numai 7% din acestea sunt conectate la rețelele de distribuție a gazelor naturale. Principalul combustibil pentru încălzire și pregătirea hranei este **biomasa** (lemne, deșeuri lemnoase sau din agricultură), iar **98% din gospodării folosesc sobele pentru încălzire, cel mai adesea cu construcții rudimentare, cu randamente scăzute, de 20-35%**. Numai 2% dintre gospodării sunt dotate cu sisteme de încălzire centralizată. Chiar și acestea din urmă folosesc la gătit, în mare măsură, sobele cu combustibil solid (biomasă) [7.7].

• Dintre cele trei subsectoare ale industriei energiei din România (electricitate, gaze naturale, energetica localităților, dar, mai ales, sistemele de alimentare centralizată cu energie termică – SACET), **energetica urbană este, de departe, în cea mai deficitară situație**. Cauza principală o reprezintă tratarea superficială a acestui subsector în ultimii 23 de ani, soluția simplistă de abordare (bazată pe subvenții bugetare pentru combustibilii pentru încălzire și mai multe forme de protecție socială), ceea ce, în timp, a condus la un proces de acumulări succesive nefavorabile, foarte greu de rezolvat astăzi. SACET este specific aglomerărilor urbane (municipii, orașe) și, într-o măsură mult mai mică, celor rurale (comune). Trebuie menționat ca **România este a treia piață din Europa în ceea ce privește sistemele centralizate de încălzire urbană**.

Cogenerarea este singurul procedeu de producere combinată a energiei electrice și căldurii din combustibili fosili la un randament general de peste 75-80%. În comparație cu **producerea separată** a căldurii (în centrale termice) și a electricității (în centrale termoelectrice), **economia de combustibil** rezultată din **producerea combinată** a căldurii și electricității poate ajunge la 32-34%.

Principalele avantaje ale cogenerării sunt următoarele: **a)** În comparație cu producerea separată, cogenerarea conduce la economii importante de combustibil, care se materializează prin reducerea facturilor pentru energie ale utilizatorilor de energie electrică și căldură. **b)** Emisiile poluante de gaze cu efect de seră (în special, CO₂), pe unitatea de energie utilă pot fi reduse semnificativ prin cogenerare, corespunzător economiei de combustibil nefolosit, în comparație cu producerea separată. **c)** Cogenerarea este singurul procedeu sustenabil de utilizare a biomasei și a deșeurilor combustibile pentru încălzirea rezidențială. **d)** Încălzirea centralizată din centralele de cogenerare este mai sigură, în comparație cu încălzirea individuală, datorită funcționării cu personal de specialitate și controlului continuu al producerii și distribuției căldurii. De asemenea, siguranța consumatorului este mai mare, întrucât dispare pericolul potențial al instalațiilor cu gaze naturale pentru încălzirea locuințelor și nu mai este necesară executarea reviziilor periodice ale centralelor proprii. Încălzirea centralizată din centralele de cogenerare eficiente este procedeul cel mai economic de alimentare cu căldură comparativ cu celelalte sisteme folosite.

Sistemul de alimentare centralizată cu energie termică, ca subsector energetic cu un impact social deosebit de mare, în totală opoziție cu reglementările Uniunii Europene, se confruntă în România cu o „politică” de compromitere, este subfinanțat, în insolvență sau faliment, blocat financiar și împins spre desființare. Cauzele principale sunt următoarele:

- **Nerecunoașterea sectorului energiei ca infrastructură strategică, în general, și a încălzirii centralizate, ca prioritate socială, în special.**

- **Absența unei politici naționale reale în domeniul energiei urbane.** Documentele oficiale există, dar acestea nu au produs efecte semnificative; căldura, ca formă de energie, nu a constituit o prioritate, fiind lipsită de o abordare responsabilă. Sunt păreri ale specialiștilor care consideră căldura ca fiind principala problemă cu care se confruntă astăzi sectorul energetic în România.

- **În sistemele de încălzire centralizată au fost implicate patru ministere** (Ministerul Administrației și Internelor, Ministerul Economiei, Ministerul Muncii și Protecției Sociale, Ministerul Mediului) și **două autorități de reglementare** (ANRE, ANRSC), fără o bună coordonare și responsabilități clar delimitate între acestea.

- **Sistemele de alimentare centralizată cu energie termică reprezintă astăzi cel mai deficitar subsector energetic din România**, deoarece s-au adoptat soluții simpliste și ineficiente: subvenții pentru combustibili de încălzire și măsuri neunitare de protecție socială. Drept consecințe, la anularea subvențiilor (Legea 483/2006), au crescut facturile la niveluri nesuportabile și s-au acumulat creanțe care nu pot fi plătite și care generează blocaj financiar și insolvență sau faliment.

• Energia electrică produsă în centralele de cogenerare, ca parte din energia electrică produsă într-o țară, este un indicator al nivelului de dezvoltare și performanță al subsectorului termoficării (industriale și urbane). Conform datelor Eurostat, spre deosebire de majoritatea Statelor Membre ale Uniunii Europene, care au creșteri constante în timp sau valori cvasistabile, **România este, se pare, singura țară în care această cifră este în continuă scădere: circa 40% în 1990, 26,4% în 2004, 18% în 2006, pentru a ajunge la valori de 9,6-10,8% în perioada 2007-2010.** Desigur, criza economică poate fi o cauză (deși acest argument poate fi valabil și pentru celelalte state, fără a avea aceleași efecte), dar, cu siguranță, motivele principale sunt de altă natură.

- **Protecție socială prin prețul energiei: prețuri reglementate.** Dacă această abordare a reprezentat o soluție în primii ani de după 1990, menținută o perioadă prea lungă de timp, în final a deteriorat situația financiară a furnizorilor de energie (combustibili, electricitate, căldură), prin nerecunoașterea unor costuri în prețurile energiei. De asemenea, a descurajat în foarte mare măsură activitățile de eficiență energetică.

- **Prețul gazelor naturale, concurența cogenerare-gaze naturale.** Spre deosebire de marea majoritate a statelor europene, în România nu a existat o politică națională care să diferențieze, prin prețul gazelor naturale, consumatorii industriali și populația, sistemele centralizate de încălzire și consumatorii individuali. Ca urmare, din cauza încurajării oficiale a vânzării de centrale de încălzire de apartament, circa 50% din consumatorii racordați la sistemele centralizate s-au debransat de la acestea. La nivelul UE, ca politici naționale, pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență și a măsurilor de eficiență energetică, prețul mediu al gazelor naturale pentru operatorii de încălzire centralizată este de 1,6-2,2 ori mai scăzut decât pentru consumatorii individuali.

- În tabelul 7.5 se prezintă comparativ **prețul energiei termice** într-o serie de state europene [7.9]. Prețurile căldurii variază datorită combustibililor utilizați, taxelor, costului eficienței și al nivelului de concurență. Costul căldurii pentru consumatorii rezidențiali variază în funcție de preț și consum într-o plajă de 2-15% din venitul mediu anual. Din punctul de vedere al **prețului căldurii**, față de țările considerate în analiză, România ocupă **locul cinci**. Dar prin **considerarea puterii de cumpărare se situează pe ultimul loc**, cu cel mai scump preț al căldurii, în contextul în care România are cel mai scăzut venit pe locuitor din Uniunea Europeană.

Tabelul 7.5. Prețurile energiei termice în Europa și cu considerarea PPC
(Paritatea Puterii de Cumpărare)

Țara	Prețul căldurii	Prețul căldurii cu considerarea PPC comparativ cu situația din Finlanda
	euro/MWh	%
Finlanda	57	100
Ucraina	46	170

Estonia	53	156
Letonia	61	180
România	63	235
Republica Cehă	68	200
Lituania	69	230
Marea Britanie	73	160
Suedia	74	140
Slovacia	81	235
Polonia	84	175
Olanda	112	226
Danemarca	113	175

Sursa: Analiza FORTUM, Studiu KPMG 2011-2012, Euroheat and Power, Year Book 2011.

- **Efecte negative ale deciziilor autorităților de reglementare** (ANRE, ANRSC), între care alocarea pe o perioadă lungă de timp a costurilor din cogenerare de către ANRE, prin scumpirea nejustificată a energiei termice și a facturilor de încălzire, precum și neconcordanța reglementărilor ANRE și ANRSC, în dezavantajul furnizorilor și consumatorilor.

- **Subordonarea ANRE și ANRSC, în perioada 2009-2012, Secretariatului General al Guvernului**, măsură justificată de economii bugetare, dar care a produs la aceste instituții efecte contrare, lipsa independenței în decizii și a autonomiei financiare, plecarea personalului de specialitate și, în final, atenționarea României de către Comisia Europeană.

- **Neutilizarea tarifului binom pentru energie termică și gaze naturale**. ANRE a folosit exclusiv tariful monom pentru calculul facturilor la energie termică și gaze naturale, producând, în mod nejustificat, dificultăți mari furnizorilor de energie în autofinanțarea acestora și neglijând utilizarea tarifului binom, unanim folosit în alte țări, sistem de tarifare care reflectă o realitate economică. În prezent, este avută în vedere introducerea tarifului binom pentru facturile la gaze naturale.

- **Incapacitatea și lipsa de interes a autorităților centrale și locale în găsirea soluțiilor de finanțare pentru modernizarea energetică a blocurilor de locuințe**. Clădirile de locuit multietajate au pierderi energetice de ordinul a 40-50% din energia furnizată, valoarea acestor pierderi regăsindu-se în factura locatarilor și în măsurile de protecție socială. Până în prezent, din circa 83.000 de blocuri de locuințe sunt izolate termic doar 5-6%, un procent cu totul neînsemnat.

Subsectorul cogenerării (industriale și urbane) și al sistemelor de alimentare centralizată cu energie termică (SACET) este într-un îngrijorător regres în România. **Cauzele acestui regres sunt numeroase**, de ordin instituțional, legislativ, tehnic, administrativ, financiar, investițional și social și au fost generate de neînțelegerea acestui domeniu atât la nivel central, cât și local, de dezinteresul factorilor de decizie, de evoluția modestă a economiei naționale în ultimii 23 de ani, inclusiv a sectorului energetic în ansamblu, de incapacitatea atingerii unor ținte și realizării unor programe și proiecte propuse, de existența unei moșteniri tehnice (în industrie, sectorul energetic, mai ales al termoficării, al fondului locativ vechi și nemodernizat) cu pierderi energetice mari, de un standard de viață modest. În ansamblu, din nefericire, România se plasează pe ultimele locuri în diverse statistici privind performanța diferitelor domenii de activitate și, ceea ce este mai grav, scăzând aproape continuu față de mediile valorice ale acestor domenii ale Uniunii Europene.

Se consideră că **acest domeniu extrem de important și cu multe efecte, mai ales de ordin social, al energiei urbane și rurale, trebuie reconsiderat din punct de vedere instituțional și legislativ și tratat, în mod prioritar, cu tot discernământul și responsabilitatea factorilor politici și administrativi de decizie, la nivel național și local, având în vedere că el afectează în mod direct viața cetățenilor României.** Problema de bază o reprezintă, pe lângă responsabilizarea decidenților, asigurarea surselor de finanțare a lucrărilor, precum și un sistem de facilități financiare și fiscale.

Alături de fenomene de o amploare deosebită, precum rata ridicată la care populația globului continuă să se mărească, creșterea asociată și inevitabilă a consumului de energie, descreșterea resurselor minerale și realitatea rezultantă a deteriorării îngrijorătoare a mediului ambiant, însoțită de încălzirea globală, societatea contemporană este confruntată cu o triadă de probleme foarte complexe – **creșterea economică și demografică, consumul de energie și de resurse, conservarea mediului înconjurător** – cu alte cuvinte, lumea se găsește astăzi în fața unei **trileme** fără precedent [7.10].

Dezvoltarea economică și protecția mediului natural nu sunt neapărat în opoziție; ele pot fi compatibile în cadrul **dezvoltării durabile**. Conceptul dezvoltării durabile s-a consolidat sub egida ONU (1987) și continuând cu seria Conferințelor Internaționale la nivel înalt. Ca **definiție**, acceptată și folosită pe plan internațional, „*dezvoltarea durabilă este acea dezvoltare care satisface nevoile prezentului, fără a compromite abilitatea generațiilor viitoare de a-și satisface propriile lor nevoi*” [7.11]. O definiție alternativă mai cuprinzătoare decât cea anterioară, care evidențiază complexitatea deciziilor cu care se confruntă legiuitorii, guvernele și societatea în ansamblu, este „*dezvoltarea durabilă este un proces în continuă evoluție care urmărește perfecționarea economiei, a societății și a condițiilor de mediu pentru beneficiul generației actuale și al celor viitoare*” [7.12]. Dezvoltarea durabilă asumată de o țară presupune îndeplinirea simultană a următoarelor **obiective**: progresul social general; protecția eficientă a mediului înconjurător; folosirea prudentă a resurselor naturale; asigurarea unui nivel ridicat și stabil de creștere economică.

Este deja o certitudine că **secolul 21 se va găsi sub influența schimbărilor climatice și al unor modificări fundamentale în domeniul energiei**, între acestea existând o legătură directă. Deși conceptul de **încălzire globală** a fost folosit la început pentru a descrie creșterea temperaturii la suprafața Pământului, acesta nu a reușit să înglobeze toate urmările acestei „încălziri”. În prezent, este folosit conceptul de **schimbări climatice** pentru a descrie atât încălzirea, cât și toate consecințele acestei încălziri, unele reprezentând catastrofe ecologice. Modificarea climatului este un fapt real, iar concluzia generală este că încălzirea globală este cauzată, în principal, de **creșterea concentrației de gaze cu efect de seră (GES) la suprafața Pământului**, gaze rezultate în urma activităților umane, în principal, arderea combustibililor fosili și defrișarea pădurilor (descrise ca „plămânul Planetei”). Aceste gaze, din care cel mai important este bioxidul de carbon (CO₂), rămân în atmosferă până la zeci de ani, captând căldura provenită de la soare, în același mod ca și geamurile unei sere. **Concentrația de CO₂ în atmosferă a crescut continuu** de la începutul revoluției industriale. Astfel, în ppmv (părți pe milion în volum) evoluția a fost următoarea: 279 în anul 1765, 296 în anul 1900, 337 în anul 1980, 355 în anul 1992, 383 în anul 2006 [7.13]. Temperatura medie la nivel global a crescut cu 0,76°C în ultimii 100 de ani, în Europa încălzirea fiind mai mare decât media, în jur de 1°C [7.14].

Costurile economice ale modificării climatului și avantajele economice ale acțiunilor hotărâte din timp pentru a controla aceste modificări au fost analizate în **raportul economistului Lord Nicholas Stern** [7.15]. Pierderile economice rezultate din dezastrele climatice s-au dublat în ultimii 20 de ani, ajungând la aproximativ 8,5 miliarde euro anual. Raportul Stern estimează că **fără o acțiune viitoare pentru limitarea emisiilor de GES, pagubele cauzate de modificarea climatului vor putea conduce la o reducere a PIB, la nivel global, între 5 și 20% pe an**. Dacă nu este oprită, modificarea climatului poate duce la riscul distrugerii activității economice și sociale la sfârșitul acestui secol, la o scară similară cu transformările cauzate de cele două războaie mondiale și de recesiunea economică din anii 1930. În contrast, beneficiile unei acțiuni prompte pentru a reduce emisiile depășesc de departe costurile, iar acționarea din timp este mai puțin costisitoare. **Dacă se**

începe acum stabilizarea concentrațiilor de GES, la un nivel care să nu ducă la consecințe periculoase, costul acestor acțiuni ar ajunge la circa 1% din PIB pe an. Conferința privind schimbările climatice de la Copenhaga, din decembrie 2009, a hotărât să recomande limitarea încălzirii globale la sub 2°C [7.15].

Provocarea este considerabilă. **Dacă tendințele actuale ale emisiilor vor continua, atunci emisiile de GES se vor dubla până în 2050. Dar dacă se dorește limitarea încălzirii globale la un nivel relativ sigur, de circa 2°C peste temperaturile din perioada preindustrială, lumea va trebui să reducă la mai mult de jumătate emisiile de GES până în 2050. Concluzia este clară: comunitatea internațională trebuie să acționeze rapid.** Următorul deceniu va decide dacă se reușește ținerea situației sub control sau dacă se va permite ca schimbarea climei să atingă niveluri periculoase care vor afecta prosperitatea și stabilitatea societății noastre.

Viziunea europeană privind energia și mediul pornește de la premiza că **instrumentul principal al UE în combaterea schimbărilor climatice îl constituie politica energetică.** În *Cartea Verde - Strategia europeană pentru o energie durabilă, competitivă și sigură* [7.17] se prezintă pilonii pe care Europa se sprijină în politica privind energia: a) **dezvoltarea durabilă (sustenabilitatea)**, prin promovarea surselor de energie regenerabile competitive și reducerea cererii de energie în Europa; b) **competitivitatea**, în vederea deschiderii pieței energiei pentru a aduce avantaje consumatorilor și economiei în ansamblu și stimulării investițiilor pentru producția de energie curată și pentru eficiență energetică; c) **securitatea alimentării**, pentru a face față dependenței crescânde a UE față de importurile de energie și resurse energetice.

Consiliul European a aprobat, după dezbateri publice, în 2007, principiile Cărții Verzi [7.18], care a devenit astfel pentru Europa, **Strategia integrată pentru energie și schimbări climatice.** Principalul element al acestei strategii se referă la **obiectivul strategic al politicii energetice europene: reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES) cu 20% până în anul 2020 față de anul 2005.** Atingerea acestei ținte va putea limita efectul de încălzire globală la doar 2°C în plus față de temperaturile din era preindustrială. Accentul pus pe emisiile de GES este premeditat: CO₂, datorat sectorului energie, reprezintă circa 80% din totalul emisiilor de GES din UE. Obiectivul general este însoțit de **trei obiective conexe: 1.Creșterea ponderii resurselor regenerabile în totalul mixului energetic la 20% până în anul 2020; 2.Reducerea consumului final de energie prin creșterea eficienței energetice cu 20% până în anul 2020; 3.Creșterea ponderii biocarburanților în transporturi la 10% până în 2020.**

Pe fondul crizei economice și financiare declanșată în anul 2007, s-a ajuns la concluzia că Strategia Lisabona, lansată în martie 2000, nu și-a atins obiectivele de dezvoltare ale Uniunii Europene; în acest context, a fost propusă Strategia Europa 2020 pentru deceniul 2010-2020, cu noi forme de creștere economică și cu menținerea obiectivelor 20-20-20 privind schimbările climatice și energia [7.19]. Un număr de noi documente și directive au fost emise (Planul Uniunii Europene de tehnologii energetice strategice (SET-Plan) aprobat la 22 noiembrie 2007, Pachetul de directive energie-schimbări climatice aprobat la 23 aprilie 2009, Pachetul de directive 3-Energie privind piața internă de energie electrică și gaze naturale aprobat la 13 iulie 2009, Directiva 2010/31/UE privind performanța energetică a clădirilor). Recent a fost aprobată Directiva privind eficiența energetică, 2012/27/UE [7.1], menită a recupera rămănerile în urmă în acest domeniu (evaluările Comisiei Europene au arătat că obiectivul final de creștere a eficienței energetice de 20% în anul 2020, nu se realiza decât în proporție de 9-10%). În pregătire sunt documente programatice pe termen lung (Power Perspective 2030, Roadmap 2050, ultimul document proiectând un sector energetic caracterizat prin securitatea furnizării, competitivitate și decarbonare, respectiv reducerea cu 80-95% a emisiilor).

Eficiența energetică, prin răspunsul comportamental al consumatorului la provocările de mediu și tendința de creștere a prețurilor, afectează în comun relația economiei cu mediul înconjurător. Programele și tehnologiile la nivel de consum de energie, ca și măsurile de eficientizare a utilizării

energiei au fost prezentate, în ultimii ani, ca fiind împreună o soluție viabilă în asigurarea unor noi opțiuni pentru consumatori în administrarea costurilor cu energia, asigurând, în același timp noilor furnizorilor, opțiuni pentru o alimentare sigură cu energie la costuri rezonabile. Beneficiile unei asemenea abordări sunt: o fiabilitate îmbunătățită a sistemului, evitarea unor costuri, o eficiență mai mare a piețelor de energie, un management îmbunătățit al surselor, un serviciu mai bun pentru consumator, creșterea competiției pe piață și, evident, un impact negativ mai redus asupra mediului. Condițiile crizei mondiale și cele premergătoare acesteia au impulsat dezvoltarea și practicarea soluțiilor de folosire eficientă a energiei. Acestea au întâlnit noi provocări, în condițiile în care consumatorii și-au schimbat poziția, devenind, în unele cazuri, producători și, de aceea, utilitățile de electricitate au arătat un interes sporit în studierea și implementarea programelor și tehnologiilor de răspuns al cererii.

În același timp, eficiența energetică, ca practică de scădere a cantității de energie folosită pentru același efect util, poate duce la creșterea capitalului, securitate națională prin scăderea dependenței de importuri, securitate personală, confort sporit și, din nou, efect pozitiv asupra mediului.

Pentru toate acestea, utilizarea *inteligentă* a energiei, altfel spus *managementul energiei*, este o parte importantă în încercarea de a reduce schimbările climatice. Eficientizarea energetică facilitează înlocuirea resurselor fosile cu cele regenerabile, micșorând impactul costurilor mai mari ale acestora din urmă, fiind întotdeauna o soluție pentru momentele de penurie energetică și reprezentând cea mai benignă soluție din punctul de vedere al mediului pentru creșterea performanței economiei unei țări [7.20].

Noua Directivă 2012/27/UE privind eficiența energetică (DEE) este concepută pentru a asigura atingerea obiectivului de reducere a consumului prin creșterea eficienței energetice cu 20% până în 2020. **DEE va trebui transpusă în legislația națională până la 5 iunie 2014.**

Obiectivul de reducere a consumului cu 20% se poate realiza printr-o **schemă de obligații**, prin care companiile distribuitoare și/sau furnizoare de energie, desemnate ca părți obligate, realizează un obiectiv cumulativ de economii de energie până la sfârșitul anului 2020, calculate ca 1,5% din volumul vânzărilor anuale, stabilit ca medie pe perioada precedentilor trei ani datei de 1 ianuarie 2013. În mod alternativ, fiecare Stat Membru poate decide realizarea obiectivului cumulativ de economii folosind valorile de: 1% pentru anii 2014 și 2015; 1,25% pentru anii 2016 și 2017; 1,5% pentru anii 2018, 2019, 2020.

Directiva menționează ca **măsuri alternative** față de schema de obligații de mai sus, în vederea reducerii consumului de energie, următoarele: taxe pe energie sau CO₂; sisteme și instrumente de finanțare și stimulente fiscale; reglementări sau acorduri voluntare; standarde și norme pentru produse, servicii, clădiri și vehicule; sisteme de etichetare energetică; formare, educare și consiliere în domeniul energetic.

Ca măsuri de eficientizare a consumului de energie, Directiva menționează:

- până la data de 30 aprilie 2014, Statele Membre vor publica Strategia națională pe termen lung de renovare a stocului de clădiri rezidențiale și comerciale, publice și private, existente la nivel național;
- începând cu 1 ianuarie 2014, se renovează anual 3% din suprafața totală a clădirilor deținute și ocupate de administrația centrală, cu o suprafață totală utilă de 500m² pe clădire; după 9 iulie 2015, pragul respectiv se coboară la 250 m²;
- audituri energetice obligatorii pentru companiile care nu sunt IMM-uri, efectuate înainte de 5 decembrie 2015 (sunt exceptate companiile industriale care implementează sisteme certificate de management energetic și de mediu);
- programe de audituri energetice pentru IMM-uri, cu punerea în aplicare a recomandărilor acestor audituri;

- începând cu 31 decembrie 2014, dacă este posibil tehnic și economic, facturile vor trebui să reflecte consumul real al utilizatorilor, informațiile privind facturarea vor fi detaliate, ușor de înțeles și puse la dispoziție la cerere;

- se vor monta contoare individuale pentru energie electrică, gaze naturale, încălzire și răcire centralizată, apă caldă menajeră, care să reflecte exact consumul real de energie al consumatorilor finali; acest lucru se va face dacă este posibil tehnic, rezonabil financiar și proporțional în raport cu economiile de energie potențiale;

- până la 31 decembrie 2016 se vor instala contoare de căldură care măsoară consumul individual la clădirile cu mai multe apartamente și la clădirile polivalente racordate la sisteme de încălzire centralizată.

În ceea ce privește producătorii și distribuitorii de energie, Directiva menționează ca **măsuri de eficientizare a producerii și transportului energiei** următoarele:

- până la 31 decembrie 2015, Statele Membre realizează și notifică Comisia privind potențialul național de cogenerare de înaltă eficiență și de termoficare centralizată, situație care se actualizează la fiecare cinci ani; se vor adopta, la nivel local și regional, politici de încurajare a utilizării cogenerării de înaltă eficiență;

- se vor întocmi analize cost-beneficiu pentru instalațiile noi sau reabilite de cogenerare cu o putere mai mare de 20 MW, care vor funcționa în regim de înaltă eficiență; aceeași analiză se va face pentru rețelele de termoficare cu o putere mai mare de 20 MW;

- până la 30 iunie 2015 se evaluează potențialul de eficiență energetică al infrastructurii de gaze naturale și energie electrică privind transportul, distribuția, gestiunea sarcinii și interoperabilitatea;

- se vor identifica măsuri și investiții concrete, eficiente din punctul de vedere al costurilor, pentru îmbunătățiri de eficiență energetică în cadrul infrastructurii rețelilor;

- operatorii sistemelor de transport și de distribuție, care dețin responsabilitatea repartizării instalațiilor de producere, garantează transportul și distribuția energiei electrice produse prin cogenerare de înaltă eficiență și oferă acces prioritar sau garantat la rețea energiei electrice produse prin cogenerare de înaltă eficiență.

Este de remarcat că Directiva 2012/27/UE privind eficiența energetică pune un accent deosebit pe reducerea consumului de energie al clădirilor (datorită mărimii acestuia, precum și a ponderii mari a acestui consum în consumul final de energie) și pe promovarea cogenerării de înaltă eficiență, datorită economiei substanțiale de combustibil în comparație cu producerea separată. Ambele categorii de măsuri au efecte deosebit de importante asupra reducerii emisiilor de CO₂.

7.3. Creșterea eficienței energetice – o soluție de redresare economică a României

România a adoptat într-o serie de declarații și documente oficiale conceptul fundamental al dezvoltării durabile, iar ca Stat Membru al Uniunii Europene are obligații care decurg din reflectarea în politica și legislația națională a Strategiei integrate pentru energie și schimbări climatice, elaborată de UE, cu obiectivul strategic reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (în special, CO₂). Există însă numeroase opinii ale specialiștilor că **sectorul energetic din România nu este sustenabil**, acest lucru fiind legat, în primul rând, de faptul că sectorul energiei nu a primit atenția cuvenită unei infrastructuri strategice, că evoluția acestuia a fost, o perioadă lungă de timp, mai degrabă inertă, că restructurarea întârziată a acestui sector a început și s-a făcut mai degrabă la presiunea organizațiilor și instituțiilor financiare internaționale, existând astăzi un număr mare de aspecte defavorabile acumulate și nerezolvate, între care **pierderile energetice foarte mari în sectorul rezidențial și sistemele de termoficare, precum și intensitatea energetică ridicată a industriei** [7.21, 7.22].

Banca Mondială a dezvoltat o listă de control a condițiilor care trebuie îndeplinite de către o țară pentru implementarea unor politici energetice sustenabile [7.23]. Această listă cuprinde diversele elemente care trebuie să existe și să fie funcționale, clasificate în opt categorii.

La o simplă analiză a situației actuale din România, se observă că un număr important dintre aceste condiții nu sunt realizate. Dacă legislația primară este în vigoare, unele din normele de aplicare sau alte piese ale legislației secundare sunt adoptate cu întârziere. În privința agențiilor specializate, fosta Agenție de Conservare a Energiei (ARCE) a fost integrată în autoritatea de reglementare (ANRE), devenind un departament cu atribuții și autoritate diminuate. Legea asociațiilor de locatari nu rezolvă problema cotei de finanțare care revine locatarilor/proprietarilor blocurilor care sunt reabilite termic.

Piețele de energie (atât de gaze naturale, cât și o parte a pieței de electricitate) sunt încă distorsionate, cuprinzând subvenții, prețuri reglementate, fără legătură cu cele europene, care pot deforma decizia privind bancabilitatea proiectelor de eficiență energetică. Cogenerarea, dintr-o problemă prioritară la nivelul țării, s-a transformat într-o problemă cu soluție întârziată la nivel local. Decizia de descentralizare, chiar dacă bună din punct de vedere teoretic, nu s-a dovedit viabilă din cauza lipsei de fonduri și de înțelegere la nivel local.

Programele de management al utilizării energiei (*Demand Side Management*, DSM) au fost studiate în anii '90, dar aplicate în foarte puține cazuri, actualmente conceptul fiind puțin utilizat. Pentru industrie, eforturile pentru realizarea acordurilor voluntare pe termen lung nu au dat încă rezultatele scontate. Dar se pare că cel mai dezavantajat domeniu s-a dovedit cel al stimulentei economice, care au scăzut treptat, singurele rămase fiind cele legate de programele “rabla” și “casa verde”.

A. Legislație și strategie - legea energiei; - legea eficienței energetice; - strategie energetică; - strategie de eficiență energetică; - legea asociațiilor de locatari; - altă legislație permisivă	F. Coduri și standarde <u>Clădiri</u> - Coduri pentru clădiri; - constrângere efectivă (penalizări, folosirea licențelor etc.); - standarde pentru aparate; - standarde pentru iluminat <u>Industrii</u> - acorduri voluntare; - revederea obligatorie a potențialului de cogenerare; <u>Transport</u> - standarde pentru eficiența utilizării carburanților de autovehicule; - inspecția periodică a autovehiculelor; - taxe pe combustibil <u>Etichetare</u> - autovehicule, aparate, clădiri
B. Investiții - agenția de eficiență energetică; - reglementator independent pentru energie;	G. Stimulente economice - reduceri de taxe; - subvenții pentru dobânzi bancare; - granturi pentru investiții; - permise tranzacționabile
C. Prețurile energiei - prețuri relative corecte pentru energie; - prețuri absolute ale energiei care să reflecte costurile;	H. Societatea civilă - organizații profesionale; - organizații neguvernamentale de mediu; - “infrastructura inventivă” (eficiență energetică inteligentă).
D. Mecanisme de finanțare - fondul de eficiență energetică; - împrumuturi de la băncile comerciale; - DSM susținut de utilități; - companii de servicii energetice;	

E. Susținerea sectorului public - program pentru clădirile publice; - program de reducere a sărăciei energetice; - campanii de informare; - plan național concentrat pe eficiența energetică; - planuri de dezvoltare urbană axate pe eficiența energetică;	
---	--

Față de lipsa de reacție practică a autorităților competente trebuie menționate lucrări de specialitate care fac o serie de recomandări privind reconsiderarea politicii și atitudinii față de sectorul energetic din România, în special în ceea ce privește eficiența utilizării energiei [7.22, 7.23, 7.24, 7.25].

Dintre măsurile care pot aduce îmbunătățiri importante se menționează:

- **Realizarea unei campanii naționale de informare și educare a consumatorilor de energie privind necesitatea și utilitatea conceptului de eficiență energetică:** consumatorii de energie, în mare majoritate, nu conștientizează potențialul mare de economii de energie și efectele benefice ale reducerii pierderilor de energie; este importantă educația civică și ca populația să înțeleagă că mici modificări în comportamentul energetic cotidian pot avea efecte semnificative la nivel național; de asemenea, trebuie acceptat că economia de energie în sectorul rezidențial și industrial este singura alternativă la tendința inevitabilă de creștere a prețurilor energiei; în fine, trebuie înțeles mesajul că investițiile în eficiența energetică contribuie la viitorul durabil al generațiilor viitoare.

- **Eficiența lanțului energetic este coborâtă** datorită prețurilor scăzute ale energiei, care nu acoperă costurile, utilizării capacităților amortizate, inconsecvențelor cadrului legislativ și de reglementare. În acest context, noi investiții sunt necompetitive datorită: randamentelor scăzute ale centralelor termoelectrice și de termoficare; capacităților existente amortizate, ținute artificial în funcțiune, în acest fel împiedicând investițiile viitoare; investițiilor reduse în rețelele de transport și distribuție; investițiilor riscante în sectoarele care beneficiază de scheme de sprijin, datorită ajustărilor ulterioare.

- **Promovarea tehnologiilor eficiente energetic în sistemele de cogenerare și încălzire centralizată** trebuie să țină seamă de următoarele: schema de sprijin pentru cogenerare trebuie îmbunătățită pentru a atrage investiții în echipamente moderne de cogenerare; evaluarea reală a potențialului de cogenerare, pentru a nu întârzia investițiile în noile centrale de cogenerare necesare sistemului; trebuie dată prioritate marilor orașe, optime din punctul de vedere al sistemelor de termoficare; investițiile în sistemele de încălzire centralizată au fost total insuficiente, față de potențialul marilor orașe; folosirea surselor regenerabile (în special, biomasa) în încălzirea centralizată este practic inexistentă, ceea ce afectează sustenabilitatea întregului sistem pe termen lung; trebuie valorificată, ca o soluție posibilă, producerea de căldură descentralizată; utilizarea surselor regenerabile face parte din politica de eficiență energetică; folosirea potențialului tehnic și economic de surse regenerabile descrește utilizarea combustibililor convenționali, folosiți azi în mod inefficient.

- **Informarea mai bună a consumatorilor prin contorizare inteligentă (smart metering),** avantajele fiind următoarele: economii pentru consumatori; eficiență crescută pentru sistemul electroenergetic; gestiune inteligentă pentru piață.

- **În eficiența energetică a clădirilor** trebuie să se urmărească: ridicarea normelor de performanță energetică (coduri și etichetare) a clădirilor, pentru o mai mare transparență; folosirea subvențiilor și a semnalelor de preț în scopul stimulării investițiilor eficiente energetic; promovarea clădirilor verzi și a clădirilor pasive; folosirea tehnologiilor avansate pentru clădiri eficiente energetic; formarea unei culturi favorabile eficienței energetice în gospodăria și companii.

- **Sunt necesare surse suplimentare de finanțare, dacă România este decisă să adopte o politică de eficiență energetică;** în acest sens, trebuie corectate urgent o serie de disfuncții între care:

cadru instituțional complicat și birocratic; impactul redus al programelor de eficiență energetică; pentru rezultate semnificative și îmbunătățiri urgente, este necesară o mai bună coordonare între instituții; alocarea și absorbția fondurilor structurale europene (perioada 2007-2013) în cadrul Programului Operațional Sectorial Creșterea Competitivității Economice (POS CCE) a fost modestă. **Trebuie înțeles și acceptat că singurele surse de finanțare efective și semnificative sunt fondurile structurale europene (perioada 2014-2020).**

- **O sursă de finanțare importantă în eficiența energetică a fost BERD [7.25],** care a creat în 2006 Programul Inițiativa Energie Durabilă (IED). Din totalul investițiilor de 11 miliarde euro (2006-2012), investițiile din România au fost de 630 milioane euro. Investițiile totale în eficiență energetică în industrie au fost de 1,78 miliarde euro, din care în România 71 milioane euro. Investițiile BERD din România au produs reduceri de emisii de gaze cu efect de seră (GES) de 1,5 milioane tone CO₂/an și economii de combustibil de 460 tep/an. Programul IED cuprinde trei componente principale: politica de eficiență energetică (dialogul cu guvernul în vederea susținerii unui cadru puternic instituțional și de reglementare pentru eficiență energetică), asistență tehnică (auditori energetice pentru identificarea soluțiilor tehnice și a beneficiilor financiare, suport pentru proiectele de eficiență energetică în diferite sectoare de activitate, suport pentru implementarea proiectelor), proiecte și investiții (în cinci categorii de activități: eficiență energetică industrială, facilități de investiții în energie durabilă, eficiența sectorului energetic, energii regenerabile, eficiența energetică a infrastructurii municipale).

- **Din punct de vedere instituțional** se consideră necesare următoarele măsuri în domeniul eficienței energetice: 1) **Înființarea „Autorității Naționale în domeniul Eficienței Energetice” (ANEE),** ca entitate independentă și autonomă, sub controlul Parlamentului, responsabilă cu propunerea, iar după aprobarea de către instituțiile competente, de implementarea și controlul programului național de eficiență energetică. Față de importanța unui asemenea domeniu, ANEE trebuie să dispună de toate competențele necesare îndeplinirii atribuțiilor specifice. 2) **Înființarea unui „Departament pentru Energetică Urbană și Rurală”,** condus de un ministru delegat/secretar de stat, subordonat Primului Ministru, în cadrul Ministerului Dezvoltării Regionale și Administrației Publice, care să aibă ca obiect de activitate coordonarea și controlul tuturor activităților din domeniu, propunerea și urmărirea strategiei, politicilor și instrumentelor adecvate (legislație, finanțare, cooperarea cu autoritățile locale și centrale, cu autoritățile de reglementare), activități axate pe politica și reglementările UE și pe angajamentele României în acest domeniu. În acest sens, este indicată înființarea acestei entități printr-o lege specială. De o importanță deosebită este selecționarea unui personal cu expertiză profesională de calitate ridicată. 3) **Se propune ca ANRE să preia de la ANRSC activitatea de distribuție și furnizare a energiei termice,** măsură în conformitate cu normele europene, care ar asigura o mai bună coordonare și eficientizare a performanțelor sistemelor de termoficare.

- **Asigurarea unui cadru legal pentru încheierea contractelor de performanță energetică (EPC)** între companii specializate în oferirea de servicii energetice (ESCO) și companii industriale, comerciale, clădiri. Contractul tip de gestiune energetică asigură nivelul performanței energetice a beneficiarului, angajamentele reciproce pentru atingerea obiectivelor propuse, investițiile necesare, bonusurile, respectiv penalizările în cazul în care economia de energie angajată nu a fost realizată.

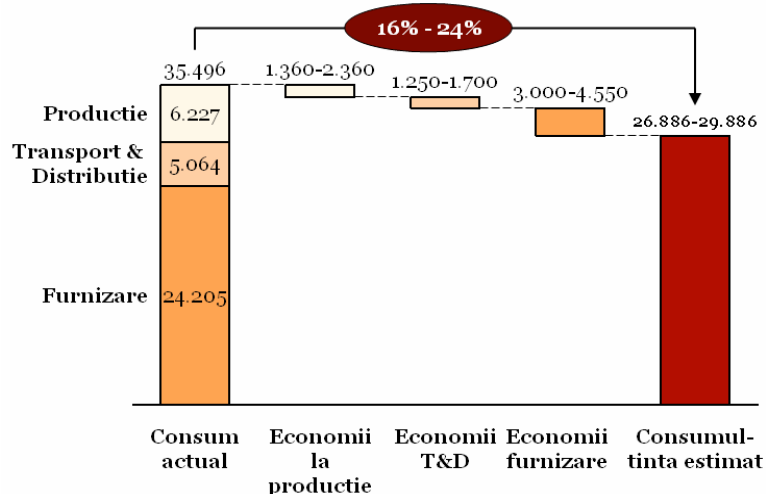
- **Acordarea unor garanții pe termen lung investitorilor prin angajamente ferme și de durată din partea autorităților publice.** Investițiile în domeniul energetic sunt pe termen lung (20-40 de ani). Pentru a câștiga încrederea investitorilor, autoritățile trebuie să dezvolte o viziune transparentă și de durată, care să includă strategia în domeniul energiei, prioritățile, sursele de finanțare, stabilitatea cadrului legal și de reglementare, transparența și etica relațiilor parteneriale. Ca alte elemente care favorizează investițiile se menționează: reducerea birocrăției, organizarea de licitații la nivel local care să impună performanța în administrarea obiectivelor energetice, actualizarea prețurilor energiei, plata datoriilor, dezvoltarea unei burse de energie la București.

7.4. Concluzii și recomandări

După cum s-a menționat în subcapitolul 7.2, liberalizarea treptată a pieței de energie electrică și gaze naturale în România se face în contextul unui sector energetic nesustenabil, care se confruntă cu o diversitate de dificultăți, între care pierderile energetice foarte mari. Pe termen mediu, procesul de

liberalizare a pieței de energie conduce la o creștere apreciabilă a prețurilor energiei electrice, gazelor naturale și căldurii, proces care se desfășoară cu mare întârziere și care va pune o presiune ridicată pe capacitatea tuturor consumatorilor de energie (industriali și rezidențiali) de a plăti facturile energetice.

O soluție evidentă, dar deloc comodă, este aceea de a micșora consumul de energie prin creșterea eficienței energetice, respectiv prin reducerea pierderilor energetice.



Sursa: Analiza PwC, octombrie 2012.

Fig. 7.3. Potențialul de îmbunătățire a eficienței energetice în România, între 2010 și 2020 (cifrele în mii tep).

Rezultatele analizei făcute de firma PwC [7.27] privind reducerea consumului de energie al României între 2010 (consum actual, de referință) și 2020 (consum țintă, estimat), în cadrul unui Program Național de Eficiență Energetică, arată un potențial valorificabil de îmbunătățire a eficienței energetice de 16-24%. Valoarea economică a acestui potențial poate susține o creștere a PIB până în 2020 de 4 - 6%, respectiv 4,9 - 7,4 miliarde euro, fără un consum suplimentar de energie. Ca principale concluzii și recomandări în domeniul creșterii eficienței energetice se menționează [7.24, 7.25, 7.26]:

- Perfecționarea cadrului instituțional prin înființarea „Autorității Naționale în domeniul Eficienței Energetice” (ANEE), a “Departamentului pentru Eficiență Energetică”, a “Departamentului pentru Energetică Urbană și Rurală” în cadrul Ministerului Dezvoltării Regionale și Administrației Publice și prin preluarea în cadrul ANRE a activităților privind energia termică de la ANRSC.
- Perfecționarea cadrului legislativ prin adoptarea legii contractelor de performanță energetică, care să permită totodată punerea în valoare a potențialului companiilor de servicii energetice (ESCO).
- Strategia Națională în domeniul eficienței energetice trebuie să stabilească obiective reale privind eficiența energetică în perspectiva anului 2020. Totodată trebuie stabilite ținte intermediare în scopul asigurării că România poate îndeplini obiectivele finale.
- Este necesară crearea unui cadru în care companiile să fie încurajate să lucreze pe baza unor înțelegeri voluntare, ceea ce va avea un efect pozitiv asupra funcționării pieței de servicii de eficiență energetică.
- Autoritățile competente trebuie să se consulte cu industria asupra celor mai bune căi de atingere a obiectivului general de eficiență energetică, după o analiză atentă a costurilor și beneficiilor și a experienței celorlalte state ale UE. În cadrul de reglementare trebuie stabilit un mecanism de recuperare a costurilor pentru părțile obligate.
- Trebuie eliminate distorsiunile din piața energiei (din domeniul gazelor naturale, surselor regenerabile, eticii încheierii contractelor etc.). Cadrul legal trebuie să accelereze creșterea eficienței energetice acolo unde există cel mai mare potențial de economii.
- Trebuie dezvoltată continuu cultura privind eficiența energetică prin campanii de informare, prin programe de promovare media, prin discipline școlare etc.

- Folosirea mai bună a fondurilor europene pentru eficiență energetică trebuie să fie o prioritate principală, odată cu reducerea procedurilor birocratice. Trebuie implementat un cadru legal care să promoveze finanțarea privată a eficienței energetice de către instituții financiare private.
- Trebuie promovată implementarea sistemelor de management energetic la marii consumatori industriali de energie.

8. LIBERALIZAREA PREȚULUI LA ENERGIE ȘI EFECTELE SOCIALE

8.1. Liberalizarea graduală a piețelor de energie

Avantajele preconizate la nivelul Uniunii Europene în privința liberalizării pieței de energie nu funcționează la fel în toate Statele Membre. Din nefericire, din cauza folosirii sectorului energiei (electricitate și gaze naturale) drept instrument pentru diminuarea tensiunilor sociale, uneori prin instrumente neadecvate, aceasta a dus la distorsiuni majore ale pieței, cum ar fi subvenții directe neîntinse pentru cei care nu au într-adevăr nevoie de ele, subvenții încrucișate între sectorul industrial și cel casnic, liberalizări parțiale care au permis fenomenul contractelor bilaterale pe termen lung cu intermediari preferențiali, care au „înghețat” segmente importante ale pieței, menținerea artificială a unor costuri, chiar supracompensarea în domeniul surselor regenerabile etc. Toate acestea au avut efecte adverse atât asupra sectorului în sine, prin decapitalizarea companiilor, prin reducerea forțată a unor cheltuieli normale de întreținere și, mai ales, la blocarea investițiilor noi, dar și asupra consumatorilor de orice fel.

În cazul consumatorilor industriali, mai ales la gaze naturale, s-au menținut, pe de o parte, prețuri care au subvenționat încrucișat consumatorii urbani (direct sau indirect, de exemplu, prețul gazelor pentru alimentarea cu căldura a populației, iar, pe de altă parte, s-au folosit tratamente diferențiate chiar între diverse ramuri industriale. În cazul consumatorilor casnici, prețurile s-au menținut în mod artificial la valori cât de cât suportabile. Trebuie însă amintit, lucru subliniat în multe din studiile asupra domeniului [8.1, 8.2], evidența ca populația nu este omogenă, existând categorii care ar trebui ajutate și altele care își pot permite prețuri nesubvenționate. De aceea, întotdeauna s-a subliniat faptul că primul lucru către normalizare îl reprezintă analiza identificării categoriilor respective și aplicarea unui principiu simplu, acela că piața trebuie liberalizată, iar acolo unde consumatorii casnici nu sunt în stare să-și asigure un serviciu decent în privința alimentării cu energie, să fie ajutați.

Efectele acestei acțiuni se vor simți atât asupra sectorului energiei în sine, cât și asupra consumatorilor. În cazul sectorului energie, concurența reală duce la o selecție naturală a companiilor eficiente. Să nu uităm că, mai ales în domeniul energiei electrice, există o îmbătrânire accentuată a echipamentelor, acestea având performanțe scăzute și ducând la costuri mari de producere. În cazul liberalizării pieței, exploatarea acestor echipamente ar fi, în mod natural, retrase din funcțiune. În al doilea rând, semnalul unui preț nedistorsionat pe piață ar promova proiecte de eficiență energetică atât în sectorul energiei, cât și la consumatori, în mod special cei industriali. În acest moment, scăderea consumului, datorat în mod special declinului industrial al țării și nu utilizării cu o eficiență sporită a energiei, duce la o apreciere incorectă a potențialului de eficientizare energetică. În sfârșit, cele mai clare efecte se pot constata asupra consumatorului casnic. Prin liberalizarea piețelor de energie electrică și gaze naturale și prin eliminarea subvențiilor directe și încrucișate, consumatorul casnic se

va confrunța cu prețuri mai mari decât cele actuale. Deși această creștere va fi graduală, ea se va resimți în efortul de a trăi decent al celor mai săraci.

Conform angajamentelor luate de Guvern în negocierile cu Fondul Monetar Internațional și Comisia Europeană, prețurile reglementate vor fi eliminate pentru consumatorii industriali până la 31 decembrie 2013, iar pentru cei casnici până la sfârșitul anului 2017. Ca exemplu, în tabelele 8.1 și 8.2 se prezintă evoluția gradului de liberalizare a pieței *en detail* de energie electrică pentru consumatorii industriali, respectiv cei casnici.

Tabelul 8.1. Gradul de liberalizare pentru consumatorii industriali

Consumatori industriali	
Data	% de achiziție de pe piața competitivă
Septembrie 2012	15%
Ianuarie 2013	30%
Aprilie 2013	45%
Iulie 2013	65%
Septembrie 2013	85%
Decembrie 2013	100%

Tabelul 8.2. Gradul de liberalizare pentru consumatorii casnici

Consumatori casnici	
Data	% de achiziție de pe piața competitivă
Iulie 2013	10%
Ianuarie 2014	20%
Iulie 2014	30%
Ianuarie 2015	40%
Iulie 2015	50%
Ianuarie 2016	60%
Iulie 2016	70%
Ianuarie 2017	80%
Iulie 2017	90%
Decembrie 2017	100%

Sursa: ANRE

8.2. Protecția socială a consumatorilor vulnerabili afectați de liberalizarea prețurilor la energie electrică și gaze naturale

8.2.1. Definiții. Generalități

În România, protecția socială [8.3] se definește ca ansamblu de măsuri și acțiuni care au ca scop asigurarea unui anumit nivel de bunăstare și securitate socială pentru întreaga populație, dar, în mod deosebit, pentru anumite grupuri sociale. Despre ea se vorbește în legătură cu noțiunea de serviciu public sau serviciu de interes general. Deși aceasta din urmă noțiune este îndelung discutată în Statele Membre UE, nu există o definiție unanim acceptată, la nivelul Uniunii existând două tendințe: cea franceză și cea anglo-saxonă. În mod intuitiv, serviciul public este un serviciu de interes general pus sub responsabilitatea unei autorități publice, iar alimentarea sigură cu energie, apă, căldură reprezintă

asemenea exemple. Acesta este diferit de serviciul universal care este gândit să fie accesibil tuturor posibililor clienți pe un anumit teritoriu.

Se consideră că **trepiedul** obiectivelor serviciului de interes general este compus din:

- a) Garantarea dreptului fiecărui cetățean la bunuri și servicii fundamentale (sănătate, educație, securitate, energie, mediu curat etc.);
- b) Construcția coeziunii economice, sociale și teritoriale prin promovarea interesului general al comunității;
- c) Răspuns la eșecurile pieței, în interesul generațiilor actuale și viitoare pentru dezvoltare sustenabilă/durabilă.

Din nefericire, Legea 123/2012, mărește confuzia, întrucât la secțiunea energie electrică, la art.3 de definiții, se arată că **serviciul universal** este „**dreptul** unor clienți finali, stabiliți în sensul prezentei legi, de a li se asigura pe teritoriul național, furnizarea de energie electrică la un nivel de calitate și la prețuri rezonabile, transparente, ușor comparabile și nediscriminatorii, definite conform reglementărilor ANRE”. Această definiție nu are una similară în secțiunea de gaze naturale, în schimb, la gaze naturale se dă definiția **serviciului public** sub forma: „Obligațiile de serviciu public sunt **impuse** operatorilor economici din sectorul gazelor naturale de Guvern, caz în care se notifică Comisiei Europene, sau de ANRE, prin licențe sau autorizații, precum și prin reglementări specifice, pentru fiecare activitate din sectorul gazelor naturale, și pot să se refere la siguranță, **inclusiv siguranța alimentării cu gaze naturale a clienților finali**, la regularitatea, calitatea și prețul serviciilor de furnizare a gazelor naturale a clienților finali, precum și la protecția mediului, inclusiv eficiența energetică, energia din surse regenerabile și protecția climei”. Din nou, nu există o definiție similară, în oglindă în secțiunea de energie electrică.

În consecință, o prima observație este aceea că definițiile diferitelor tipuri de servicii trebuie uniformizate și trebuie să apară în forme similare în aceeași lege. De acest lucru trebuie ținut seama în procesul de realizare a noii forme a legii energiei, care oricum trebuie schimbată datorită observațiilor Comisiei Europene.

Chiar așa, plecând de la obligația de serviciu public, rezultă că toți consumatorii finali trebuie să aibă posibilitatea să fie alimentați cu energie de diverse forme. Dar acest lucru presupune două condiții: *i*) o posibilitate fizică (legătura la o rețea de alimentare cu energie electrică, gaze, căldură sau accesul nediscriminatoriu la o piață a cărbunelui, lemnului de foc, produse petroliere etc.) și *ii*) o posibilitate financiară de a acoperi costul acestui serviciu. Dacă accesul fizic este deja realizat, există în schimb un număr de consumatori care nu pot suporta costul serviciului din diverse motive, iar aceștia sunt **consumatorii vulnerabili**.

Conceptul este legat și de starea de dificultate pe care un grup de persoane o poate avea la un anumit moment și de noțiunea de sărăcie. În acest sens, este definită această **situație de dificultate** ca fiind starea în care se află o persoană sau un grup care, la un moment dat, pe parcursul ciclului de viață, din cauze socio-economice care rezultă din mediul social de viață dezavantajat, și-a pierdut sau limitat propriile capacități de integrare socială. În sfârșit, prin **sărăcie** se înțelege starea unei persoane/familii/grup/comunități manifestată prin lipsa resurselor strict necesare cumpărării bunurilor și serviciilor considerate a asigura nivelul minim de trai într-o perioadă anumită de timp, *raportată la condițiile socio-economice ale societății*. Din această definiție apar și noțiunile de „fuel poverty” (sărăcie față de necesarul de combustibil) și „energy poverty” (sărăcie de energie) în spațiul anglo-saxon, respectiv, „précarité énergétique” în spațiul francez.

Plecând de la aceste principii și definiții, precum și de la faptul că, așa cum s-a stabilit în cadrul acordurilor încheiate cu Fondul Monetar Internațional și celelalte instituții participante la susținerea financiară a României, precum și în baza prevederilor documentelor Uniunii Europene, trecerea la liberalizarea prețurilor la energie electrică și gaze naturale în România obligă la regândirea sistemului de ajutor social care e nevoit să introducă prevederi speciale de protecție socială consumatorilor considerați vulnerabili. În caz contrar, grupuri mari de populație vor fi afectate de creșterile de prețuri de pe piețele de energie, împingând aceste grupuri vulnerabile către situația de dificultate.

Ca o transpunere a Directivelor pachetului trei al pieței interne de energie, în Legea 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale a fost introdusă noțiunea de “client (nu consumator) vulnerabil”, ca fiind clientul final aparținând unei categorii de clienți casnici care din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse se află în risc de marginalizare socială și care, pentru prevenirea acestui risc, **beneficiază de măsuri de protecție socială de natură financiară și alte facilități**. Totodată, în expunerea de motive a propunerii de lege s-a menționat că prin prevederi specifice „categoriile de clienți considerați vulnerabili pot beneficia de măsuri de protecție socială de natură financiară care să le **permită plata consumului necesar** și de alte facilități privind asigurarea serviciului de furnizare a energiei...” [8.4]. Pe baza acestui suport legal, s-a putut acorda ajutor social pentru cei care suferă dramatic din cauza creșterii prețului la energie.

În acest moment, aceste ajutoare se stabilesc pe un termen limitat, iar valorile venitului sub care se acordă ele se modifică cu fiecare ajustare a prețului energiei (electricitate sau gaze naturale) prin ordonanțe de urgență ale Guvernului [8.5]. Această modalitate îndeplinește dezideratul țintirii acelor grupuri care au nevoie de aceste ajutoare, în schimb nu îndeplinesc o serie de alte criterii. În cadrul Proiectului UNDP-GEF “**Improving Energy Efficiency in Low Income Households and Communities in Romania**” realizat în 2012-2013, s-a făcut o analiză amănunțită a sistemului de ajutor social din țara noastră și s-au identificat unele dezavantaje ale sistemului. Ele sunt prezentate în continuare și sunt completate cu alte elemente pe care le considerăm importante:

- „Structura sistemului este o soluție de compromis luată de urgență pentru a face față inflației provenite din liberalizarea prețului la energia electrică.
- Beneficiarii aleși, respectiv cei care primesc venitul minim garantat (VMG) sau cei care primesc alocații familiale, care vor primi protecție socială suplimentară, nu sunt cei care ar fi trebuit să fie în cazul definirii concrete a “clienților vulnerabili” prevăzută de lege.
- Neacoperirea acestei protecții sociale pentru o parte din familii înseamnă o înrăutățire a nivelului de trai în viitor.
- Este o foarte slabă legătură între sistemul de asistență socială și principiile care ar trebui să stea la baza definirii “consumatorului vulnerabil”.
- În Strategia privind reforma în domeniul asistenței sociale nu există referire la sărăcia față de combustibil („fuel poverty”), deși este folosită și pentru ușurarea sarcinii datorate serviciului energetic asupra venitului familial.
- În general, în încercarea de a integra un număr de măsuri de politici într-un întreg coerent, este bine să se țină seama de așa-numita „regulă a lui Tinbergen” care statuează că: „politicile economice consistente cer ca numărul de instrumente să fie egal cu numărul de ținte. Altfel, țintele sunt incompatibile sau instrumentele sunt alternative” [8.6]. Această regulă sugerează că nu trebuie să așteptăm ca un singur instrument să fie capabil să îndeplinească obiective multiple, căci, inevitabil, se va face un compromis între prioritățile acestor obiective. Rezultatul este că se poate întâmpla ca niciunul dintre acele obiective să nu fie îndeplinit într-o manieră satisfăcătoare. De aceea, măsuri cum ar fi, de exemplu, cea de reducere a sarcinii mării prețului serviciului energetic prin creșterea alocațiilor pentru copii nu poate da rezultate satisfăcătoare pentru niciunul dintre obiective.
- De aceea, în recomandarea instrumentelor adecvate de a fi adoptate în România, trebuie să ne concentrăm asupra „integrării politicilor” în defavoarea „diluării politicilor” [8.7].
- Tot sistemul de protecție socială față de liberalizarea piețelor de energie electrică și de gaze se referă la consumatorul vulnerabil ca noțiune de bază, însă o definiție clară și comprehensivă a acestei categorii de consumatori nu există încă în legislația românească”. În ultima propunere de OUG (iulie 2013) pentru sezonul rece 2013-2014 se încearcă o concretizare a definiției, dar aceasta ia în considerare doar unul din aspectele importante și anume cel al venitului gospodăriei. În subcapitolul următor se va detalia care sunt elementele caracteristice pentru o asemenea definiție.

- Sistemul actual, chiar cel propus prin noua OUG pentru sezonul rece 2013 – 2014, nu iau în considerare legăturile cu celelalte tipuri de ajutoare aplicate nediferențiat tuturor cetățenilor prin participarea statului și a primăriilor la îmbunătățirea izolației termice a blocurilor de locuințe. O investiție în acest domeniu face ca necesarul de căldură pentru fiecare apartament/locuință să scadă și deci și factura să se diminueze corespunzător, lucru neluat în seamă în actualul sistem. Mai mult decât atât, efectul este benefic și asupra bugetului de sănătate, întrucât, așa cum se arată în studiile făcute în alte țări, există o legătură directă între starea de disconfort termic și numărul de îmbolnăviri în timpul sezonului rece.

- În sfârșit, trebuie menționat că România se află deja într-o situație delicată față de Comisia Europeană pentru că nu a promovat încă o asemenea definiție printr-un act normativ adecvat. De aceea, următorul capitol al raportului va propune o asemenea definiție și va identifica modalitatea în care aceasta poate fi introdusă în legislație ținând seama și de experiența altor țări europene.

8.2.2. Sărăcia energetică – elemente definitorii

În general, sărăcia energetică este considerată intrinsecă sărăciei că problemă generală inerentă unor economii încă insuficient dezvoltate (cum este cea a României). Însă ea se întâlnește, chiar cu un ritm de creștere important, și în cadrul unor economii puternice. Din cercetările întreprinse în mod special în Marea Britanie, rezultă clar că sărăcia de combustibil este o problemă specială, legată cumva de sărăcia populației, dar care trebuie tratată separat. De altfel, se remarcă că, dacă sărăcia energetică ar fi doar o manifestare a sărăciei în general, ea nu ar fi posibil să fie rezolvată niciodată, pentru că, inevitabil, cel puțin la acest nivel de dezvoltare al omenirii, sărăcia nu poate fi eradicată. Mai mult, acele inegalități care pot fi evitate sunt, în mod fundamental, nedrepte, iar sărăcia energetică este considerată a fi evitabilă [8.8].

Ca problemă de sine stătătoare, sărăcia energetică are cel puțin trei elemente definitorii care o leagă, inevitabil, de celelalte aspecte sociale și de mediu [8.9]:

- „Din punctul de vedere al sănătății și al confortului, traiul la temperaturi joase are efecte nedorite asupra numărului crescut de decese în perioada rece și a numărului de zile de spitalizare, deci asupra cheltuielilor din sistemul sanitar. Măsurile luate pentru reducerea sărăciei energetice, inclusiv subvențiile directe, influențând favorabil asupra bugetului sistemului sanitar”. Rezultă concluzia pe care ne-o propune și studiu privind „fuel poverty” din cadrul proiectului UNDP-GEF: „politicile trebuie să fie coerente și integratoare, iar problemele caselor “reci”, respectiv cea a sărăciei energetice și cele legate de sistemul sanitar pot fi și trebuie să fie abordate concomitent” [8.2].

- Dacă se abordează problema din punctul de vedere al reducerii de emisii de gaze cu efect de seră, trebuie să ne referim la eficiența scăzută a utilizării energiei în casele celor în sărăcie energetică, deoarece la aceștia, sărăcia energetică poate acționa și ca o frână în calea implementării altor politici de reducere a schimbărilor climatice. Aceasta deoarece cei cu venituri mici nu-și pot permite mărirea prețului energiei, care poate rezulta din politicile de protecție a mediului. Fenomenul s-a simțit și în România și el a obligat Guvernul să modifice condițiile de aplicare ale sistemului de sprijin a surselor regenerabile prin reducerea numărului de certificate verzi aferente energiei produse.

- În sfârșit, în cadrul studiului citat, familiile cu costuri mari ale energiei consumate sunt „confruntate cu cheltuieli suplimentare pentru menținerea condițiilor de confort normale (la temperaturi normale în apartamente), cheltuieli necontrolabile de către familii afectate. Pentru reducerea acestora trebuie făcute investiții, iar banii necesari vor fi luați de la alte capitole de cheltuieli familiale. Există un gradient social în sărăcia energetică: cu cât venitul familial este mai mic, cu atât este mai ridicat riscul de a fi în sărăcie energetică” [8.2].

În acest context, o definiție care să descrie corect fenomenul de sărăcie energetică aferent consumatorului vulnerabil este foarte utilă. În propunerea de noua OUG privind ajutoarele pentru protecția împotriva creșterii de prețuri în sectorul energiei se încearcă o asemenea definiție: „persoana singură/familia care nu-și poate asigura menținerea locuinței în condiții adecvate de temperatură și ale

cărei venituri sunt situate în limitele prevăzute la art.7 alin.(1), iar la art. 7 alin (1) se spune: „Consumatorii vulnerabili, care utilizează pentru încălzirea locuinței energie termică furnizată în sistem centralizat, beneficiază de ajutor lunar pentru încălzirea locuinței acordat din bugetul de stat, denumit în continuare *ajutor pentru energie termică*, în situația în care venitul net mediu lunar pe membru de familie este de până la 1,572 ISR în cazul familiilor și 2,164 ISR în cazul persoanei singure.” IRS este Indicatorul Social de Referință, definit de Legea 76/2002 privind sistemul asigurărilor pentru șomaj și stimularea ocupării forței de muncă. În prezent, valoarea indicatorului social de referință este de 500 lei.

Dacă, analizând însă faptul că definiția trebuie să descrie corect situația în care se află acest tip de consumator, consumatorii considerați vulnerabili trebuie să fie ușor diferențiați de celelalte categorii de consumatori; definiția trebuie să permită un set specific de politici și măsuri aferente și să se poată aplica ușor, permițând agențiilor responsabile pentru aplicarea politicilor și măsurilor specifice să identifice grupurile țintite. Observăm că anumite condiții nu sunt îndeplinite, iar cea mai importantă este aceea legată de situația în care se află acel consumator, de exemplu, care locuiește într-o locuință/apartament cu pierderi mari de căldură și, din această cauză, chiar dacă familia respectivă are venituri peste minim, aceasta nu-și poate plăti factura de energie electrică (dacă se încălzește electric), de gaze, sau de alt combustibil din cauza ineficienței locuinței. Deci, în esență, definiția ar trebui să descrie relația dintre trei elemente: a) costurile mari ale energiei utilizate; b) starea locuinței și, prin aceasta, condițiile de confort; c) veniturile mici care nu pot suporta aceste costuri.

Sub influența studiilor realizate și a sistemului de cuantificare din Marea Britanie, s-a considerat un timp că o definiție convenabilă pentru consumatorul vulnerabil se poate da prin aprecierea raportului procentual dintre valoarea facturii de energie și venitul familiei (definiția Boardman) [8.10]. Mult timp s-a considerat acest raport la valoarea de 10%, iar confortul decent adoptat s-a considerat pentru un necesar de căldură bazat pe temperatura internă în camera principală de 21°C, în timp ce în restul casei temperatura poate fi 18°C. Se vede că aceasta definiție nu poate fi impusă și altor țări, întrucât repartizarea statistică a veniturilor este diferită. De exemplu, utilizând acest criteriu, ponderea cheltuielilor cu încălzirea față de venit variază de la cu puțin mai mult ca 6% în Bulgaria, Cipru, Letonia și Malta, la peste 19% în Estonia, Slovacia și Marea Britanie actuală [8.9], comparația folosind acest indicator nefiind, de aceea, relevantă.

În timp, s-au mai încercat și alte definiții, una din cele mai folosite fiind cea propusă în 2004 de Healy, care a redefinit sărăcia față de combustibil (SC) adăugând elemente noi cum ar fi lipsa unui număr de “necesități sociale perceptibile” (de exemplu, acoperiș, uși și ferestre în stare bună, un sistem de încălzire adecvat etc.). Ultima contribuție îi aparține profesorului John Hills [8.9], care a realizat în 2012 o analiză complexă a definiției și a sistemului de ajutor social care se bazează pe această definiție, fiind solicitat de Departamentul de Energie și Schimbări Climatice să revizuiască sistemul de evaluare a stării de consumator vulnerabil. Principala concluzie o reprezintă validarea definiției dată în Warm Homes and Energy Conservation Act 2000 (WHECA) și anume că **trebuie să se aibă grijă de indivizii în gospodării care “trăiesc cu venituri mici în case/apartamente care nu pot fi ținute calde la costuri rezonabile”**. Această definiție generală este însă dublată de indicatori de măsurare cantitativă a SC, concentrați atât pe numărul de gospodării, cât și de oameni cu venituri mici și costuri ridicate, respectiv asupra adâncimii problemelor pe care le întâmpină. Această “adâncime” este numită în documentele englezești “fuel poverty gap” [8.8].

În mod similar, proiectul UNDP-GEF [8.2] propune pentru România următoarele etape în privința îmbunătățirii actualei scheme de ajutor social a consumatorilor vulnerabili:

- 1) definirea generică a sărăciei energetice printr-un act normativ la nivel de lege, deoarece are influențe directe asupra bugetului de asistență socială;
- 2) stabilirea magnitudinii acestei probleme printr-un indicator specific care să stea la baza calcului compensărilor ce se pot atribui acestor consumatori aflați în sărăcie energetică;
- 3) reconsiderarea schemei de ajutor social prin luarea în calcul a acestui indicator în setul de măsuri de ajutor.

Având în vedere faptul că actualul sistem de ajutoare sociale nu răspunde corespunzător necesităților prezente și nu poate răspunde schimbărilor rapide impuse de liberalizarea piețelor energiei, se simte nevoia regândirii sistemului de ajutor social pentru diminuarea efectelor creșterilor de prețuri ale energiei.

Este de remarcat că liberalizarea piețelor, prin presiunea pe care o pune în sensul creșterii concurenței, ajută la promovarea investițiilor profitabile în sector și eliminării capacităților neeconomice. Efectul acestor noi investiții din sectorul energiei este însă și el, pentru un timp, dezavantajos pentru consumatorii finali. Un studiu recent [8.11], apreciază că efectul direct al investițiilor noi din sectorul energiei electrice se va simți și el la nivelul inflației cu o creștere medie anuală de 0,68% și se va adăuga la creșterea de preț prin înlăturarea subvențiilor.

8.3. Efecte sociale probabile

Așa cum s-a arătat în capitolele anterioare, în România, din motive specifice țării, liberalizarea piețelor de energie face ca prețul energiei electrice și al gazelor naturale să aibă o tendință de creștere la consumatorul final, fie el industrial sau casnic. Din nefericire, în conformitate cu graficul de liberalizare agreeat cu Comisia Europeană, se constată că această creștere este mai mare decât cea a indicatorului agregat de prețuri, ceea ce face ca sărăcia energetică să se răspândească probabil mai rapid decât celelalte tipuri de sărăcie, iar numărul gospodăriilor aflate în aceasta situație are tendință de creștere. De exemplu, în cazul energiei electrice există o creștere cumulativă semestrială cu 10% (a se vedea caseta 8.1), evident mai mare decât rata inflației anuale. Consecința o reprezintă o presiune mai mare asupra sistemului de ajutoare sociale pentru diminuarea efectului aferent. Rezultă necesitatea de a revedea sistemul de ajutoare sociale specific acestui tip de sărăcie și, probabil, de a alocă un buget mai mare, deoarece chiar în cazul unor creșteri ale veniturilor în proporție cu inflația, care oricum se realizează cu un decalaj temporal, acest lucru nu este suficient.

De aceea, rezolvarea acestei situații nu poate fi doar de creștere continuă a bugetului de ajutoare sociale, ci folosirea și a altor măsuri care să ducă la compensarea efectului de creștere a prețurilor.

În primul rând, trebuie făcută o analiză neutră a actualului sistem de ajutoare pentru încălzire/energie. Conform Ministerului Muncii, Familiei și Protecției Sociale, în perioadele reci, între 1 noiembrie 2011 și 31 martie 2012, au fost acordate **ajutoare de încălzire** în baza prevederilor ordonanței de urgență OUG 70/2011 privind măsurile de protecție socială în perioada sezonului rece pentru energie termică, gaze naturale și lemne, cărbuni, combustibili petrolieri.

Utilizatorii **sistemului centralizat de încălzire termică** au primit de la bugetul de stat, în funcție de venitul mediu net lunar pe membru de familie (împărțit pe 11 tranșe de venituri), un ajutor lunar, prin **compensarea procentuală** a valorii efective a facturii la energia termică. Această compensare variază de la 100% din valoarea facturii pentru limite de venituri medii nete lunare de până la 155 lei, la 10% pentru limite de venituri medii nete de până la 1.082 lei. Pragul maxim al ajutorului a fost dat de un consum maxim stabilit în funcție de tipul apartamentului și de zona de temperatură. Persoanele singure au beneficiat de o compensare mai mare cu 10% față de proporțiile stabilite pentru familie.

Beneficiarii de venit minim garantat au avut, la cerere, o compensare de 100% a facturii. Legea prevede faptul că autoritățile locale pot acorda suplimentar, din bugetele locale, compensări adiționale față de cele susținute din bugetul de stat pentru beneficiarii acestui tip de ajutor. Valorile compensărilor facturii la energie termică pe tipuri de familii și limite de venituri medii nete pentru cele două bugete utilizate, sunt prezentate în Tabelul 8.3.

Analog, compensații s-au distribuit și pentru încălzirea locuinței cu **gaze naturale**, legea prevăzând acordarea de ajutoare de la bugetul de stat în cuantum diferit în funcție de venitul mediu net lunar pe membru de familie, împărțit pe nouă tranșe de venituri. Cuantumul minim al ajutorului a fost de 19 lei pentru un venit mediu net de 615 lei, iar cel maxim a fost de 262 lei (Tabelul 8.4).

Tabelul 8.3. Acordarea ajutorului de încălzire pentru utilizatorii sistemului centralizat de încălzire: compensare–procent din valoarea facturii, 2011–2013 (%)

Sezon rece (nov.-martie)	Limita de venituri medii nete (lei/lună/membru de familie)										
	Pana la 155	155,1-210	210,1-260	260,1-310	310,1-355	355,1-425	425,1-480	480,1-540	540,1-615	615,1-786	786,1-1.082
Buget de stat											
pers. singure	100	90	80	70	60	50	40	30	20	15	10
familii	90	80	70	60	50	40	30	20	10	5	0
Buget local¹⁾											
	7	14	20	27	33	40	46	53	59	61	0

¹⁾ Compensare suplimentară celei de la bugetul de stat – limita maximă

Sursa: Ministerul Muncii, Familiei și Protecției Sociale

Tabelul 8.4. Acordarea ajutorului de încălzire pentru utilizatorii de gaze naturale, în sezonul rece noiembrie 2011–martie 2012, respectiv noiembrie 2012–martie 2013

Limita de venituri medii nete (lei/lună și membru de familie)									
Indicator	Până la 155	155,1- 210	210,1- 260	260,1- 310	310,1- 355	355,1- 425	425,1- 480	480,1- 540	540,1- 615
Quantum (lei/ lună)	262	162	137	112	87	62	44	31	19

Sursa: Ministerul Muncii, Familiei și Protecției Sociale

Situația persoanelor care folosesc pentru încălzirea locuinței **lemn, cărbuni și combustibili petrolieri** nu este discutată aici, întrucât nu este relevantă pentru tematica acestei lucrări, dar legea prevede compensații și în acest caz.

În sezonul rece, 1 noiembrie 2011–31 martie 2012, au beneficiat de ajutoare de încălzire circa 1.217.000 familii, suma acordată în acest scop fiind de circa 343 milioane lei. La o analiză brută a facturilor consumatorului casnic, rezultă că valoarea energiei electrice active reprezintă circa 60-65% din totalul facturii, restul reprezentând valoarea certificatelor verzi, accizelor, taxele radio și tv, TVA. Ca atare, impactul creșterii prețului energiei electrice pe piața *en detail* este în medie doar de circa 62%. În schimb, la factura de gaze naturale efectul este direct și complet. În aceste condiții, printr-o extrapolare simplă, rezultă ca la o creștere semestrială cu 10% a cotei pieței liberalizate de energie electrică și circa 3-5% trimestrială a prețului pentru gaze naturale, apare o posibilă creștere semestrială a necesarului de ajutor social cu circa 6% pe semestru și, prin extindere, de circa 12,4% anual.

Tabelul 8.5. Variația probabilă a necesarului de ajutoare de încălzire pentru consumatorii vulnerabili existenți acum

Perioada	Sezonul 2011-2012	Sezonul 2013-2014	Sezonul 2014-2015	Sezonul 2015-2016	Sezonul 2016-2017	2017
Valoare (mil.lei 2011)	343	385	433	487	439	493

Tabelul 8.5 nu ia însă în considerare faptul că nu numai actualii consumatori vulnerabili sunt afectați. Este evident că prin creșterea prețurilor la energie, un număr din consumatorii care nu sunt în acest moment vulnerabili vor intra în sărăcie energetică. Conform datelor Ministerului Muncii, Familiei și Protecției Sociale se va înregistra o mărire a numărului de beneficiari de venit minim garantat, după cum urmează:

- în anul 2013, o creștere cu 30% a numărului de beneficiari, de la 214.000, cât este în prezent, la 279.000 familii.

- în anul 2014 se preconizează o creștere a numărului de beneficiari cu încă 10%, ajungând la circa 307.000 familii.

Plecând de la aceste cifre, se poate aprecia că și numărul de consumatori vulnerabili va crește cel puțin cu acest procentaj.

În aceste condiții, se pune întrebarea legitimă, dacă se poate ieși din această spirală a majorărilor continue a necesarului de ajutoare sociale. Răspunsul la aceasta întrebare s-a mai dat în cadrul acestei lucrări și ea se bazează pe **doua categorii de măsuri**:

a) eficientizarea utilizării energiei la acești consumatori vulnerabili;

b) revizuirea sistemelor de alimentare cu căldură și întărirea puterii financiare a localităților pentru o participare compensatorie la ajutarea acestui tip de consumatori.

În privința eficientizării utilizării energiei la nivelul gospodăriilor, cea mai importantă măsură o constituie întărirea izolației termice, care conform aprecierii specialiștilor poate duce la reducerea pierderilor de căldură cu circa 30-40%. Prin trecerea de la un indice de performanță energetică scăzut la unul ridicat, se modifică și necesarul de căldură pentru realizarea nivelului corespunzător de confort.

La nivelul localităților, din nefericire, nu s-au aplicat măsuri de eficientizare integrată a utilizării energiei. În acest context, multe sisteme de cogenerare și alimentare centralizată au fost prost folosite, prost întreținute, decapitalizate, nemodernizate și au intrat într-o competiție incorectă economic cu sisteme individuale, la care combustibilul era subvenționat pentru toți consumatorii. Prin eliminarea subvențiilor la gazele naturale pentru populație și prin liberalizarea prețurilor, este de așteptat ca să se revizuiască deciziile de a adopta una sau alta din soluțiile de alimentare cu căldură, astfel încât micile centrale de cogenerare de înaltă eficiență care alimentează descentralizat să devină mai avantajoase decât centralele de apartament. Totodată, prin țintele propuse prin noua Directivă de eficiență energetică (2012/27/UE) care sugerează mecanisme de sprijin și impune ținte specifice, localitățile pot reduce costurile proprii și pot disloca fonduri suplimentare pentru sprijinul consumatorilor vulnerabili. În sfârșit, aplicarea unor tarife inovatoare, de exemplu, cel binom (care reflectă mai bine realitatea economică), combinat cu măsuri adecvate de ajutor local, sprijinirea campaniilor de promovare a echipamentelor casnice eficiente etc., pot ajuta la reducerea sarcinii facturilor majorate. Măsurile luate recent de Guvern în privința reducerii numărului de certificate verzi pentru anumite tehnologii de surse regenerabile pot avea efect pe termen scurt, dar, întrucât certificatele verzi sunt un instrument de piață, vor începe să fie tranzacționate astfel încât venitul companiilor producătoare să rămână la valori ridicate. În sfârșit, moratoriul propus pentru perioada 2013–2017 poate să fie dezastruos atât pentru bănci, cât și pentru piața de certificate în sine.

8.4. În loc de concluzii

Este incontestabil că liberalizarea prețurilor de pe piețele de energie va vulnerabiliza un număr suplimentar de consumatori, însă nu mai trebuie ca soluția de menținere artificială a prețurilor să fie instrumentul de protecție socială, așa cum a fost folosit până acum. Principiul este simplu: piața trebuie lăsată liberă, iar acolo unde serviciul public nu poate fi suportat de unii consumatori, aceștia să primească ajutoare corespunzătoare din bugetul central, eventual și din cel local.

Dintr-o analiză simplă, rezultă o creștere importantă a efortului statului pentru susținerea consumatorilor vulnerabili. Creșterea se datorează celor două cauze: a) creșterea valorii facturii într-o dinamică superioară creșterii probabile a venitului prin indexare; b) mărirea numărului de consumatori vulnerabili prin ajungerea în situația de sărăcie energetică a unor noi categorii de consumatori.

Din fericire, există soluții pentru ameliorarea acestei situații. În primul rând, orice măsură de eficientizare a utilizării energiei la nivelul consumatorului final este binevenită și duce la reducerea facturii. Apoi, la nivel local, o regândire a sistemelor centralizate de alimentare cu căldură și promovarea unor sisteme bazate pe tehnologii de înaltă eficiență poate reduce costurile gospodăriilor și, implicit, numărul de consumatori vulnerabili. Tot la nivel local, aplicarea unor sisteme de tarifare prietenoase pentru consumatori poate ajuta, de asemenea.

Chiar în aceste condiții este probabil că numărul de consumatori vulnerabili să crească și, din această cauză, mărirea veniturilor familiale datorată unei dezvoltări economice accelerate rămâne unul din factorii importanți de echilibrare a situației. În sfârșit, este necesară o regândire a sistemului de ajutor social actual, în sensul folosirii unei metodologii de apreciere corectă a sărăciei energetice și de dimensionare corectă a necesarului de ajutoare sociale. Aceasta ar trebui să scoată în evidență legătura dintre avantajele investițiilor în modernizarea clădirilor/apartamentelor și bugetul pentru ajutoare, respectiv, cel pentru sănătate.

9. CONCLUZII ȘI RECOMĂNDARI

1. În vederea **realizării unei piețe interne a energiei competitive funcționale**, Comisia Europeană și Parlamentul au emis al treilea pachet legislativ pentru construcția cadrului legal al unei asemenea piețe. Ideea centrală o reprezintă despărțirea zonelor de concurență față de cele ce constituie monopol natural și prețuri reglementate și folosirea avantajelor pe care primele le pot aduce printr-o folosire optimă a resurselor. Pachetul, alcătuit din două Directive: Directiva 2009/72/CE, dedicată pieței de energie electrică, și Directiva 2009/73/CE pentru piața de gaze naturale și trei Regulamente (713, 714 și 715), stabilește înființarea unor noi entități instituționale la nivelul Uniunii (ACER, ENSO-E și ENTSO-G) necesare pentru o mai bună coordonare a reglementatorilor și, respectiv, a operatorilor de transport și sistem.

Modelul propus poartă cu sine avantaje evidente prin puterea de a alege a consumatorului, prin exploatarea potențialului concurențial, prin întărirea statutului de independență a reglementatorilor naționali și a operatorilor de rețea, prin dezvoltarea unor burse specifice. Nu trebuie însă trecut cu vederea că există și unele riscuri și dificultăți care trebuie luate în seama în procesul de implementare și care pot avea consecințe economice și sociale deosebite.

Momentul economic actual la nivelul Uniunii, combinat cu restricții în privința impactului pieței interne de energie asupra mediului și cu unele rețineri suplimentare atât în privința tehnologiilor nucleare, dar și a celor de exploatare a surselor regenerative pot influența pe termen mediu și lung dezvoltarea piețelor europene, dar și a țărilor vecine. Trebuie înțeles totuși că există soluții care trebuie căutate la nivelul Uniunii. România are interese specifice (cum ar fi, de exemplu, întărirea interconexiunilor cu Republica Moldova) și trebuie să participe la discutarea problemelor nou generate și să fie parte a soluțiilor.

2. Pentru înțelegerea procesului de liberalizare a piețelor de energie electrică și gaze naturale (și, în egală măsură, a piețelor de încălzire centralizată) și a impactului acestui proces asupra economiei și societății românești este important de menționat **elementele principale ale contextului economic și social din România**, în care se desfășoară acest proces, pentru a putea evalua consecințele acestuia asupra economiei și societății.

Caracteristicile principale ale perioadei ultimilor 23 de ani se referă la: inexistența unei strategii economice și sociale naționale pe termen lung; lipsa acută a surselor de finanțare a investițiilor pentru modernizarea economiei, resimțită până în prezent; menținerea structurilor economice învechite și restructurări și reforme făcute cu întârziere la presiunea Instituțiilor Financiare Internaționale și, ulterior, a Uniunii Europene; amânarea privatizării în ramurile economice principale, între care energia, și menținerea deciziilor guvernamentale și a ingerinței politice; cadrul legislativ și de reglementare nu a fost suficient de atractiv pentru investitorii străini, care au reclamat caracterul instabil, netransparent și nepredictibil, precum și nivelul ridicat al corupției; sectorul energetic nu a primit atenția necesară unei infrastructuri vitale, având performanțe economice coborâte; problemele sociale au fost caracterizate de venituri scăzute, protecție socială prin subvenții bugetare și prețuri reglementate la energie, sărăcie peste media europeană, având drept consecință creșterea grupurilor vulnerabile de consumatori.

Existența acestor deficiente din trecutul recent, dintre care unele persistă și astăzi, sunt de natură să creeze dificultăți suplimentare în reducerea impactului negativ al retragerii prețurilor reglementate ale energiei ca urmare a liberalizării pieței energiei.

3. Situația economică prezentă a României, precum și a sectorului energetic pot fi caracterizate prin următoarele elemente: economia s-a stabilizat, dar creșterea este modestă, existând riscuri de înrăutățire a situației; echilibrul macro-economic obținut trebuie menținut pentru a avea o dezvoltare în

perioada următoare; creșterea economică se bazează pe trei componente majore: export, consum și investiții, elemente în funcție de care se obțin efecte benefice de ordin social; Guvernul trebuie să continue reformele în domenii precum sănătatea, impozitarea, energia, transporturile și companiile de stat; România are printre cele mai mici prețuri la gaze și electricitate din Uniunea Europeană, dar tranzacționarea pe bursa regională va face ca aceste prețuri să crească, existând șanse de redresare a sectorului energetic.

Ca Stat Membru al Uniunii Europene, România trebuie să respecte în totalitate prevederile regulamentului privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, armonizând disfuncțiile existente și prioritățile domeniului cu toate elementele legislației europene. Mai mult, România trebuie să-și promoveze propriile interese și să facă propuneri de adoptare a unor decizii de implementare care să faciliteze aplicarea și să favorizeze din punct de vedere economic propriul sector energetic. De asemenea, România trebuie să beneficieze de avantajul de a avea al treilea nivel european de dependență de importuri energetice, de 21,3%. Orice efect pozitiv al descoperirii unor rezerve de gaze naturale cu caracter economic, din surse convenționale sau neconvenționale, ar fi complet anulat dacă se continuă actuala politică de prețuri administrate și/sau de concesiune facilă (din punctul de vedere al garantării scopului) și fără eficiență a resurselor energetice.

În lipsa unei strategii naționale coerente pentru întreg sectorul energetic, disfuncțiunile existente, capacitățile neperformante, lipsa investițiilor și întârzierile în aplicarea și respectarea prevederilor legislative interne și europene pot conduce la rezultate economice net inferioare celor actuale. România a fost în anul de referință 2012 importator net de energie. Consumul intern calculat pe baza energiei electrice livrate în rețele și a soldului import-export a fost de circa 52,36 TWh, cu 2,6% mai mic decât cel din 2011. La gaze naturale, consumul a înregistrat o scădere de aproximativ 4% în anul 2012 față de anul 2011, pe fondul unei scăderi minore a consumului clienților finali. În anul 2013, procesul de scădere a consumului de energie electrică și gaze naturale continuă, în mare măsură datorită retragerii prețurilor reglementate. Comparativ, România a avut una dintre cele mai mari scăderi ale consumului de energie în acest interval, dublu față de media UE.

Datorită nepreluării unor prevederi ale Pachetului 3-Energie la transpunerea acestuia în Legea energiei 123/2012, Comisia Europeană a transmis României un aviz motivat, urmând să continue cu procedura de infringement, dacă aspectele semnalate nu se rezolvă în termen. Ca urmare, România trebuie să adopte cât mai rapid măsurile necesare eliminării întârzierilor înregistrate în transpunerea prevederilor legislative semnalate.

În conformitate cu prevederile legislative din Tratatul privind Uniunea Europeană, principiul subsidiarității este consacrat prin articolul 5 și este însoțit de alte două, principiul atribuirii și principiul proporționalității. Înainte de a se lua o decizie, în termen de opt săptămâni de la data transmiterii unui proiect de act legislativ al Uniunii Europene, orice parlament național sau orice cameră a unui parlament național poate adresa președintelui Parlamentului European, al Consiliului și, respectiv, al Comisiei un aviz motivat în care să se expună motivele pentru care consideră că proiectul în cauză nu este conform cu principiul subsidiarității. Un astfel de mecanism nu a fost utilizat la momentul respectiv de autoritățile naționale.

Problema stabilirii unui model unic este și în prezent extrem de dezbătută la nivelul Uniunii Europene. Singura concluzie la care s-a ajuns în prezent, constă în recunoașterea unor orientări și tendințe comune din partea unor state membre către unele componente ale unui model posibil de urmat, atât în ceea ce privește energia electrică cât și gazele naturale.

4. Având în vedere contextul prezent economic și social fragil al României, incertitudinile perioadei următoare, obligațiile țării noastre în cadrul Uniunii Europene pentru orizontul 2020 și în continuare, acțiunile de revitalizare a industriei și agriculturii, creșterea suportabilității facturii de energie la consumatorii rezidențiali, consolidarea sectorului energetic se apreciază **necesitatea înființării urgent a unui institut național de planificare strategică**, care să armonizeze influența și ponderea tuturor acestor factori.

În 1990, a fost desființat fostul Comitet de Stat al Planificării, considerat a fi o structură specifică economiei centralizate, de comandă, fără a fi însă înlocuită cu nimic până în momentul de față. **O cauză importantă a dezvoltării dezordonate a economiei și societății românești, proces care s-a adâncit începând cu anul 2009 printr-un declin economic și social alarmant, o constituie lipsa unei astfel de instituții specifică economiei libere, cu activitate permanentă.** Ea a fost suplinită, de regulă, prin măsuri și propuneri ad-hoc, prin programe politice de guvernare, cu caracter electoral, care, datorită alternanței la putere, nu au avut nicio continuitate sau relevanță practică semnificativă. Cu excepția celor două proiecte majore, intrarea în NATO în 2004 și aderarea în 2007 la Uniunea Europeană, România nu a mai avut proiecte specifice naționale, dezvoltarea economică și socială rămânând racordată exclusiv la deciziile politice și reglementările europene. În acest context, încercările numeroase de elaborare și de aprobare a diferitelor strategii sectoriale, au reprezentat documente oficiale lipsite de coerență, atât timp cât acestea **nu au avut un suport național comun** pe termen mediu și lung, respectiv nu au asigurat continuitatea și sustenabilitatea evoluției de ansamblu a României. Sub acest aspect, țara noastră a fost pusă într-o poziție net dezavantajoasă și de inferioritate în comparație cu alte state membre ale UE, cu situații economice asemănătoare în 1990.

În această perioadă de 23 de ani pot fi menționate doar două excepții punctuale, dar fără consecințe favorabile importante. Prima, o reprezintă elaborarea în martie 2000 a “Strategiei Naționale de Dezvoltare Economică a României pe termen mediu (2000-2004)”, la cererea expresă a Comisiei Uniunii Europene. Declarația acestui document s-a limitat doar la crearea unei economii de piață funcționale, compatibile cu principiile, normele, mecanismele, instituțiile și politicile Uniunii Europene. A doua excepție o constituie “Planul Național de Dezvoltare 2007-2013”, perioadă în care au existat numeroase nerealizări (absorbția redusă a fondurilor europene, disfuncționalitățile din sectorul energetic, capacitatea scăzută de atracție a investițiilor străine, situația dramatică din agricultură, privatizările eșuate, creșterea deosebită a datoriei externe, scăderea accentuată a standardului de viață etc.).

Se propune înființarea unui “**Institut Național de Planificare Strategică**”, ca **instituție non-politică, în subordinea Parlamentului României**, al cărui rol principal va fi elaborarea propunerilor și urmărirea strategiilor de dezvoltare economică și socială a României, în corelare cu capacitatea de suport a capitalului natural pe termen mediu și lung și cu politicile europene, coordonarea programelor sectoriale interdependente și asigurarea coerenței programelor guvernamentale și a celor cu finanțare națională și comunitară.

Complexitatea și dificultățile perioadei curente și, mai ales, viitoare, perioadă crucială pentru încadrarea sustenabilă a României în rândul statelor membre ale UE, reclamă în mod categoric crearea unei instituții specializate de planificare strategică națională, specifică economiei libere, capabilă să găsească un echilibru între interesul național, standardele ridicate obligatorii ale Uniunii Europene și obstacolele crizei economice și financiare pe care încă o traversăm.

Se subliniază, că utilitatea acestei instituții depinde direct de **calitatea și profesionalismul personalului angajat** (tehnicieni, economiști, finanțiști, juriști, specialiști IT etc., foarte atent selecționați și motivați), oamenii reprezentând principala șansă a României. Absența unei astfel de instituții, cu activitate permanentă, generează pierderi României, ca țară, cu mult mai mari decât costurile funcționării acesteia.

5. Strategia energetică a României trebuie aprobată ca lege în Parlament. Aceasta va trebui să răspundă cu soluții concrete tuturor obiectivelor asumate de România în calitate de Stat Membru al Uniunii Europene. Ca soluție optimă, Guvernul va trebui să unească strategia energetică cu cea de mediu într-un document comun, coerent concertat pe cerințele pachetului legislativ privind schimbările climatice. Pornind de la constatarea evidentă că domeniile energie și mediu reprezintă priorități naționale și că nu au culoare politică, strategia trebuie aprobată ca lege în Parlamentul României, pentru a i se putea conferi mai multă autoritate, stabilitate și predictibilitate și însoțită de un acord de susținere pe termen lung, acceptat de toate partidele politice parlamentare (a se vedea, în acest sens, exemplul Danemarcei). **Principiile strategiei energetice naționale** trebuie să fie cele ale politicii energetice comunitare: dezvoltare durabilă, stabilitate și predictibilitate legislativă și de reglementare, dezvoltarea piețelor de energie pe principii europene și protejarea consumatorului. Se apreciază că această strategie complexă trebuie însoțită de un

plan clar de acțiune, cu proiecte în sectorul public și modalități de sprijin al proiectelor din sectorul privat, cu termene și responsabilități. În acest scop, ministerele responsabile (Ministerul Energiei, Ministerul Mediului și Schimbărilor Climatice, Ministerul Economiei, Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Locale, Ministerul Agriculturii și Dezvoltării Rurale, Ministerul Transporturilor și Infrastructurii, Ministerul Finanțelor Publice, Ministerul Muncii și Departamentul Afacerilor Europene) vor trebui să identifice și să urmărească partea din programul național care le revine la realizarea obiectivelor noului pachet. Desemnarea unui coordonator național unic, cu rol de raportor, sprijinit nemijlocit de toți factorii implicați în realizarea proiectelor de investiții, va fi cheia succesului în răspunsul României la cerințele impuse de pachetul legislativ energie-schimbări climatice, pachetul 3 energie și noua directivă privind eficiența energetică.

6. Este absolut necesară definirea unui model de dezvoltare economică pentru România, stabilirea sectoarelor prioritare, solicitarea de derogări pentru aceste sectoare prioritare pentru ca acestea să poată beneficia de ajutor de stat. Acesta este principalul aspect asupra căruia trebuie ajuns la un consens. Fără acest lucru, România riscă să se dezvolte haotic, resursele să fie alocate inefficient, iar cei care au nevoie cea mai mare de finanțare să nu o primească. În 2011, ponderea cea mai mare în economie după valoarea producției industriale o avea industria prelucrătoare (76%), urmată de producția și furnizarea de energie electrică și termică, gaze, apă caldă și aer condiționat (17,1%), industria extractivă (cu 3,5%), iar distribuția apei, salubritate, gestionare deșeuri și activități de decontaminare (3,4%).

Exploatarea resurselor minerale, energia, transporturile, agricultura trebuie folosite pentru a pune bazele unui sistem capabil să atragă investiții în industriile viitorului și să contribuie la dezvoltarea unei economii bazate pe cunoaștere și pentru a crește exportul de produse cu valoare adăugată.

Trebuie **diseminate informații despre cele mai bune practici în domeniul eficienței resurselor, despre cele mai noi tehnologii disponibile care pot să eficientizeze consumul, despre modelele de business care au experimentat cu succes folosirea de materie primă de substituție.** Studii privind competitivitatea companiilor europene și eficiența resurselor, constată că există două tipuri de măsuri de eficiență energetică pe care le iau companiile:

a) **Pe termen scurt:** schimbări graduale în producție, optimizarea acestora, audit și monitorizare, aplicarea tehnologiilor de minimizare a resurselor și deșeurilor (*end-of-pipe technology*);

b) **Pe termen lung:** investiții care duc la adoptarea de noi tehnologii și schimbă fundamental modul de operare prin stimularea cercetării, dezvoltării și inovării și folosirea unor materiale alternative.

Primul tip de eficiență a resurselor este mai răspândit decât al doilea și se axează pe eficientizarea consumului de resurse (dar, folosind, în principiu, aceeași materie primă și aceeași tehnologie pe care caută să o îmbunătățească). Al doilea set de măsuri ține de regândirea modului de producție, adoptarea unei noi tehnologii, folosirea unui cu totul alt tip de materie primă și proiectarea de noi produse și procese. Guvernul ar trebui să stimuleze cercetarea și dezvoltarea de **modele de business verzi** și să sprijine **cercetarea și inovarea industrială** care pot duce la aplicarea răspândită a măsurilor de eficiență a resurselor pe termen lung, inclusiv prin substituirea materiei prime acolo unde este posibil.

Pentru atenuarea impactului liberalizării prețurilor la electricitate în **industrie, aceasta trebuie încurajată să ia măsurile necesare pentru a-și crește imunitatea față de costul energiei.** Acest lucru poate fi atins prin inovație, folosirea resurselor energetice alternative și creșterea eficienței energetice. Comunicatul Comisiei din 11 iunie 2013 recomandă introducerea unui **mecanism de monitorizare a impactului prețurilor mari la energie asupra consumatorilor casnici și asupra competitivității agenților economici și a industriilor energointensive** (COM(2013)407 final, p.5) Consumatorii mici și mijlocii trebuie sprijiniți prin **măsuri de susținere a IMM-urilor, principalele motoare ale creșterii economice. Consumatorii rezidențiali și ne-rezidențiali trebuie stimulați să adopte cele mai noi măsuri și tehnologii disponibile pe piață pentru eficientizarea consumului**, iar consumatorii vulnerabili, prin măsuri de protecție socială. Pentru a susține financiar consumatorii vulnerabili, se recomandă **permanentizarea taxei provizorii (pe 2 ani) instituite la începutul anului 2013 pe veniturile suplimentare obținute din liberalizare.** Acest lucru ar asigura venituri suficiente pe termen

lung la bugetul statului care să permită susținerea adecvată a consumatorilor într-adevăr aflați în situație de maximă vulnerabilitate. Pentru ca ajutorul către consumatorii vulnerabili (casnici, dar și instituționali - spitale, școli, grădinițe, aziluri de bătrâni) să nu fie dispersat sau irosit prin management defectuos, trebuie creată **baza de date națională pentru consumatorii de electricitate și separat pentru cei de gaze naturale, conform unor criterii foarte bine definite**. Managementul acestor resurse ar trebui asigurat de către o structură separată, cu personal calificat pentru a nu împovăra instituțiile curente care au atribuții (Ministerul Muncii și Protecției Sociale, Ministerul Finanțelor Publice, ANRE) și pentru o coordonare eficientă a activității dintre acestea.

7. Scopul integrării pieței interne de energie în piața regională și de apartenență la piața unică europeană rămâne de importanță primordială, conform declarațiilor politice la nivel național și european. Piața energiei în România trebuie să furnizeze bazele unei concurențe efective, în concordanță cu dezvoltarea viitoarei piețe europene. Pentru aceasta este absolut necesară eliminarea prețurilor reglementate la energie. Pentru **energia electrică**, tarifele reglementate pentru **clienții noncasnici (industriali)** sunt eliminate gradual în perioada 1 septembrie 2012-31 decembrie 2013, respectiv pentru **clienții casnici** în perioada 1 iulie 2013-31 decembrie 2018. În cazul **gazelor naturale**, eliminarea tarifelor reglementate pentru **clienții noncasnici (industriali)** se face în intervalul 1 decembrie 2012-31 decembrie 2014 (cu o eventuală prelungire până la 31 decembrie 2015), iar pentru **clienții casnici** în intervalul 1 iulie 2013-31 decembrie 2018.

În România se regăsesc unele din cele mai mici prețuri la electricitate și gaze din UE, dar în procesul de aliniere a prețurilor trebuie să se țină însă seama de puterea redusă de cumpărare care caracterizează practic toată populația, conducând la un grad de vulnerabilitate alarmant de ridicat. În prezent, **electricitatea este mai ieftină cu peste 30% decât media UE, iar gazul cu circa 150%**. Astfel, companiile producătoare din România beneficiază de o energie cu mult mai ieftină decât cele din restul UE, ceea ce le conferă un avantaj competitiv, care poate fi interpretat în unele cazuri ca ajutor de stat, iar în altele ca dumping. De aceea, diferența mare de preț dintre România și media UE trebuie să fie micșorată prin procesul de liberalizare, proces care este mai lent pentru populație și mai rapid pentru industrie. Aproximativ jumătate din consumul de gaze al României este vândut, respectiv achitat în prezent, la un preț reglementat, mult mai mic decât cotațiile internaționale, pentru că avem avantajul unei producții interne care acoperă în medie circa 70% din consum. În următorii ani, gazul intern va trebui să ajungă la media prețurilor practicate în regiune, ceea ce înseamnă o **majorare de circa 160%**.

Pentru fiecare agent economic momentul corespunzător punctului critic depinde de eficiența economică, de performanțele sale, de mărimea afacerii pe care o administrează, de măsurile de restructurare adoptate și de stadiul implementării lor, de disponibilitățile financiare și de posibilitățile reale de reluare a fluxului de capital și constituire a fondurilor interne necesare dezvoltării companiei, de sprijinul acordat de organizațiile sindicale și de federațiile din care acestea fac parte, de problemele de natură socială cu care se confruntă și, nu în ultimul rând, de piața pe care operează.

8. Consiliul European a decis, în 04.02.2011, ca **piața internă europeană de energie electrică și de gaze naturale să fie implementată până la sfârșitul anului 2014**.

Odată cu definirea caracteristicilor generale ale modelului țintă al pieței pan-europene de energie electrică, crearea acesteia face obiectul unei abordări pe următoarele direcții principale: stabilirea de reglementări europene angajante juridic (orientări cadru, coduri de rețea); stabilirea mecanismelor pieței; implementare progresivă, cu utilizarea inițiativelor intra și inter-regionale preexistente, incluzând adaptările necesare în vederea acomodării caracteristicilor modelului țintă al pieței europene și conformării față de reglementările europene menționate.

Modelul țintă pentru piața europeană de energie electrică a fost pregătit în cadrul organizat sub egida Grupului de Coordonare a Proiectului (Project Coordination Group, PCG) sub conducerea ERGEG și cu directă participare a Comisiei Europene și a principalelor asociații europene de profil. Modelul țintă furnizează o viziune pe termen mediu, pentru o implementare progresivă a cadrului de piața european în vederea unei alocări eficiente a capacităților de interconexiune și managementul congestiilor prin

mecanisme de piață. Acest model cuprinde elemente principale referitoare la piața pentru ziua următoare, piața intrazilnică, piața de echilibrare și piața la termen pentru capacități de interconexiune, precum și elemente de calcul al capacităților și de guvernare, elemente care sunt necesare în vederea atingerii obiectivului general reprezentat de crearea pieței interne europene.

Un rol important în realizarea pieței interne a energiei, proces de o complexitate cu totul deosebită, îl are Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din domeniul Energiei (ACER), înființată prin Regulamentului nr. 713/2009. ACER este un organism comunitar cu personalitate juridică, are ca obiectiv asistarea autorităților de reglementare naționale privind regulile comune pentru piața internă de energie electrică și gaze naturale în exercitarea la nivel comunitar a atribuțiilor de reglementare desfășurate în Statele Membre, precum și, acolo unde este necesar, de a coordona acțiunile acestora.

Pe lângă asigurarea elementelor de ordin tehnic și de siguranță operațională a infrastructurii transfrontaliere, piața internă unică a UE, prin mecanismul funcționării burselor de energie din Statele Membre, va garanta existența unor condiții riguroase de concurență transparentă în vederea obținerii în mod corect a celor mai bune prețuri ale energiei electrice și gazelor naturale pentru toate categoriile de consumatori.

9. Revenind la caracterul complex al pieței interne de energie electrică, al implementării modelului de piață, al respectării prevederilor regulamentelor Pachetului 3 Energie, trebuie menționate riscurile care pot apărea în realizarea acestui proces și, nu în ultimul rând, al caracterului și oportunității deciziilor care se iau în România. Unele aspecte de acest gen se prezintă în continuare.

Crearea pieței interne europene de energie electrică presupune din partea Statelor Membre eforturi susținute de transpunere a elementelor de legislație europeană, în condițiile în care acestea trebuie să asigure în plan național un echilibru rezonabil între atingerea dezideratului comun de integrare europeană și măsurile protecționiste aplicabile în plan local pentru menținerea unui nivel acceptabil al bunăstării sociale. Este evident că implementarea modelului pieței europene este facilitată de adoptarea în cadrul unui areal, care depășește granițele naționale, a regulilor comune care sprijină acest proces. În lipsa la nivelul Peninsulei balcanice a precondiției referitoare la necesitatea armonizării țărilor și regulilor aferente, rămâne evidentă absența coordonării la nivel regional a unor măsuri radicale care să asigure implementarea susținută a modelului țintă în această zonă a Europei conform planificării. Crucială pentru mersul mai departe rămâne, așadar, considerarea adecvată în ecuația pieței unice europene a riscului legislativ de reglementare și, nu în ultimul rând, a opoziției marilor companii multinaționale de a sprijini implementarea unor măsuri radicale și în alte zone ale Europei decât cele din care provin (regiunea central-vest europeană, Nordică, sud-vestică etc.).

Având în vedere complexitatea modelului țintă al pieței interne de energie electrică, care necesită eforturi de corelare a cadrului legislativ și de reglementare la nivelul Statelor Membre, România se poate confrunta cu situația de a nu implementa în totalitate acest model până la termenele planificate, inclusiv implementarea alocării implicite a capacității transfrontaliere pe orizontul pentru ziua următoare, prin mecanisme de piață gestionate în comun de către bursele și operatorii de transport și de sistem și cunoscute sub denumirea de “mecanisme de cuplare a piețelor de energie electrică”. Aceasta situație poate atrage riscurile de încălcare a prevederilor legislației europene, precum și riscul de autoexcludere din Comunitatea energetic europeană.

Nici Regulamentul 1228/2003 (abrogat din 2009) și nici Regulamentul (CE) 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică nu includ prevederi referitoare la alocarea coordonată a capacităților de interconexiune în regiunea sud-est europeană. România nu este cuprinsă în nici unul din perimetrele menționate în Regulament. Cu toate acestea, România în calitate de Stat Membru intră sub incidența prevederilor Pachetului 3 Energie, inclusiv a prevederilor Regulamentului 714/2009. Ca Stat Membru al UE și, în același timp, ca țară adiacentă regiunii central est-europene, România, prin părțile implicate, și-a luat angajamentul de a îndeplini cerințele stabilite pentru regiunea CEE odată cu exprimarea interesului de aderare la mecanismul de funcționare în regim cuplat a piețelor de energie electrică din Republica Ceha, Slovacia și Ungaria.

Nu pot fi însă ignorate vulnerabilitățile asociate acceptării României în proiectele aflate în derulare exclusiv în regiunea CEE, datorită proximității geografice. Pentru a minimiza riscurile de implementare parțială a prevederilor Pachetului 3 Energie ce derivă din definirea actuală, pe care le considerăm incomplete, a regiunilor, este necesar ca factorul politic și Autoritatea de reglementare să întreprindă eforturile și demersurile necesare care ar permite României să participe cu toate drepturile în proiectele regionale din regiunea CEE. Acest lucru nu înseamnă o renunțare la colaborarea cu partenerul bulgar, ci o reacție corectă a României în fața confruntării repetate cu impredictibilitatea în ceea ce privește atât implementarea la nivel național a cadrului de reglementare aferent unei piețe de energie electrică liberalizată la sud de Dunăre, cât și determinarea factorilor implicați din Bulgaria de a se alătura proiectelor regionale cu termene programate de implementare până la finalul anului 2014.

Riscurile asociate implementării pieței intrazilnice transfrontaliere conform modelului țintă pot deriva din durata procesului de dezvoltare și implementare a mecanismului, greu de previzionat în acest moment, în condițiile în care nu este definită încă soluția, și care poate induce întârzieri în implementarea modelului țintă pentru piața intrazilnică transfrontalieră până la sfârșitul anului 2014.

Pentru implementarea directă a prevederilor Regulamentului (CE) nr. 713/2009 în România, până la sfârșitul anului 2014, este necesară o implicare activă a tuturor factorilor interesați, începând cu factorul politic, ANRE, OPCOM și continuând cu participanții la piața de energie. Există riscul ca o tratare inadecvată a prevederilor acestui Regulament să conducă la o organizare defectuoasă a procesului de implementare la nivel național a acestor prevederi obligatorii, direct aplicabile. Există riscul ca lipsa de decizie a ANRE sau a altor autorități să aducă România în imposibilitatea de a implementa la termen măsurile prevăzute în Regulament. O primă măsură ar fi cea de alocare la nivel național, prin acte normative sau de reglementare, a responsabilităților care derivă din implementarea de către Statele Membre a prevederilor Regulamentului 1227/2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT). În acest sens, ar trebui decisă soluția prin care se minimizează riscul de implementare în care OPCOM, atât din rațiuni tehnice cât și economice, să fie entitatea desemnată la nivel național pentru raportarea datelor către ACER conform REMIT.

10. Liberalizarea treptată a pieței de energie electrică și gaze naturale în România se face în contextul unui sector energetic nesustenabil, care se confruntă cu o diversitate de dificultăți, între care pierderile energetice foarte mari. Pe termen mediu, procesul de liberalizare a pieței de energie conduce la o creștere a prețurilor energiei electrice, dar mai ales a gazelor naturale și căldurii, proces care se desfășoară cu mare întârziere și care va pune o presiune ridicată pe capacitatea tuturor consumatorilor de energie (industriali, rezidențiali și non-rezidențiali) de a plăti facturile energetice.

O soluție evidentă, dar deloc comodă, este aceea de a **micșora consumul de energie prin creșterea eficienței energetice, respectiv prin reducerea pierderilor energetice**. Studiile efectuate arată un potențial valorificabil de îmbunătățire a eficienței energetice de 16-24%. Valoarea economică a acestui potențial poate susține o creștere a PIB până în 2020 de 4-6%, respectiv 4,9-7,4 miliarde euro, fără un consum suplimentar de energie.

Ca principale concluzii și recomandări în domeniul creșterii eficienței energetice se menționează :

- Perfecționarea cadrului instituțional prin înființarea **Autorității Naționale în domeniul Eficienței Energetice (ANEE)**, a **Departamentului pentru Energetică Urbană și Rurală** în cadrul Ministerului Dezvoltării Regionale și Administrației Publice și prin preluarea în cadrul ANRE a activităților privind energia termică de la ANRSC.
- Perfecționarea cadrului legislativ prin adoptarea cadrului legal pentru contractele de performanță energetică (CPE), care să permită totodată punerea în valoare a potențialului companiilor de servicii energetice (ESCO).
- Strategia Națională în domeniul eficienței energetice trebuie să stabilească obiective reale privind eficiența energetică în perspectiva anului 2020. Totodată trebuie stabilite ținte intermediare în scopul asigurării că România poate îndeplini obiectivele finale.

- Este necesară crearea unui cadru în care companiile să fie încurajate să lucreze pe baza unor înțelegeri voluntare, ceea ce va avea un efect pozitiv asupra funcționării pieței de servicii de eficiență energetică.
- Autoritățile competente trebuie să se consulte cu industria asupra celor mai bune căi de atingere a obiectivului general de eficiență energetică, după o analiză atentă a costurilor și beneficiilor și a experienței celorlalte state ale UE. În cadrul de reglementare trebuie stabilit un mecanism de recuperare a costurilor pentru părțile obligate.
- Trebuie eliminate distorsiunile din piața energiei (din domeniul gazelor naturale, surselor regenerabile, eticii încheierii contractelor etc.). Cadru legal trebuie să accelereze creșterea eficienței energetice acolo unde există cel mai mare potențial de economii.
- Trebuie dezvoltată continuu cultura privind eficiența energetică prin campanii de informare, prin programe de promovare media, prin discipline școlare etc.
- Folosirea mai bună a fondurilor europene pentru eficiență energetică trebuie să fie o prioritate principală, odată cu reducerea procedurilor birocratice. Trebuie implementat un cadru legal care să promoveze finanțarea privată a eficienței energetice de către instituții financiare private.
- Trebuie promovată implementarea sistemelor de management energetic la marii consumatori industriali de energie.

11. Este incontestabil că **liberalizarea prețurilor de pe piețele de energie va vulnerabiliza un număr suplimentar de consumatori**, însă nu mai trebuie ca soluția de menținere artificială a prețurilor să fie instrumentul de protecție socială, așa cum a fost folosit până acum. Principiul este simplu: piața trebuie lăsată liberă, iar acolo unde serviciul public nu poate fi suportat de unii consumatori, aceștia trebuie să primească ajutoare corespunzătoare din bugetul central, eventual și din cel local.

Dintr-o analiză simplă, **rezultă o creștere importantă a efortului statului pentru susținerea consumatorilor vulnerabili**. Creșterea se datorează următoarelor două cauze: a) creșterea valorii facturii într-o dinamică superioară creșterii probabile a venitului prin indexare și b) mărirea numărului de consumatori vulnerabili prin ajungerea în situația de sărăcie energetică a unor noi categorii de consumatori.

Din fericire, există **soluții pentru ameliorarea acestei situații**. În primul rând, orice măsură de eficientizare a utilizării energiei la nivelul consumatorului final este binevenită și duce la reducerea facturii. Apoi, la nivel local, o regândire a sistemelor centralizate de alimentare cu căldură și promovarea unor sisteme bazate pe tehnologii de înaltă eficiență poate reduce costurile gospodăriilor și, implicit, numărul de consumatori vulnerabili. Tot la nivel local, aplicarea unor sisteme de tarifyare prietenoase pentru consumatori poate ajuta de asemenea.

Chiar în aceste condiții este probabil ca numărul de consumatori vulnerabili să crească și, din această cauză, mărirea veniturilor familiale datorată unei dezvoltări economice accelerate rămâne unul din factorii importanți de echilibrare a situației. În sfârșit, **este necesară o regândire a sistemului de ajutor social actual**, în sensul folosirii unei metodologii de apreciere corectă a sărăciei energetice și de dimensionare corectă a necesarului de ajutoare sociale. Aceasta ar trebui să scoată în evidență legătura dintre avantajele investițiilor în modernizarea clădirilor/apartamentelor și bugetul pentru ajutoare, respectiv, cel pentru sănătate.

Bibliografie

- 1.1. Leca, A. și Mușatescu, V., *Strategii și politici energie-mediu în România*. Editura AGIR, București, 2010.
- 1.2. Leca, A., *Considerații privind strategia energetică a României*, *Academica*, Nr. 6-7, iunie-iulie 2012, Anul XXII, 260-261, pag. 74-80.
- 1.3. Pachetul 3-Energie (Directiva 2009/72/CE, Directiva 2009/73/CE, Regulamentul (CE) nr. 713/2009, Regulamentul (CE) nr. 714/2009, Regulamentul (CE) nr. 715/2009.
- 1.4. Legea 160/2012 privind aprobarea Ordonanței de Urgență privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei.
- 1.5. ***, *White Book 2013, The Future Starts Now*, A report by The Foreign Investors Council, May 2013, Bucharest, Romania.
- 1.6. Eurostat, Data Explorer, 2013.
- 1.7. Cosse, S., *The Energy Sector Reform and Macroeconomic Adjustment in a Transition Economy. The Case of Romania*. IMF Policy Discussion Paper, April, 2003.
- 1.8. ***, *Programul energetic pentru România-Faza 3 (Romanian Energy Program-Phase 3, REP3) 2005-2007*, coordonator IRG (S.U.A.), finanțare USAID.
- 1.9. Ordinul ANRE nr. 68/11.09.2013 privind aprobarea Metodologiei de monitorizare a pieței reglementate de energie electrică.
- 1.10. <http://beta.gov.ro/ro/obiective/strategii-politici-programe/energie&page=4>
- 2.1. Statement of the IMF Review Missions, Bucharest, June, 2013.
- 2.2. The Economist Intelligence Unit Report, July, 2013.
- 2.3. Buletin lunar informativ - Institutul Național de Statistică.
- 2.4. Anuarul statistic al României- Institutul Național de Statistică.
- 2.5. Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, Raport anual 2012.
- 2.6. Regulamentul (UE) nr. 994/2010 al Parlamentului European și al Consiliului din 20 octombrie 2010 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE a Consiliului.
- 2.7. Comunicate oficiale ale operatorilor din sector.
- 2.8. Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr.

1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009.

2.9. Eurostat, Database, 04.09.2013.

2.10. 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.

2.11. Directiva 2009/73 a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE.

2.12. Regulamentul (CE) nr. 713/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 de instituire a Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din domeniul Energiei.

2.13. Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003.

2.14. Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005.

3.1. Kessides, I. N., *Reforming Infrastructure. Privatization, Regulation, and Competition*. A World Bank Policy Research Report, 2004.

3.2. 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.

3.3 Directiva 2009/73 a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE.

3.4 Regulamentul (CE) nr. 713/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 de instituire a Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei.

3.5 Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003.

3.6. Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005.

3.7. Sattick, T., *The EU's Policy to Finalize the Internal Electricity Market*. German Institute for International and Security Affairs, February 2012.

3.8. General Directorate for Energy, *The entry into force of the EU third energy package*, 2011.

3.9. General Directorate for Energy, *Questions and Answers on the third legislative package for an internal EU gas and electricity market*, 2011.

3.10. Legea energiei nr. 123/2012.

3.11. Regulamentul 714/2012 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003.

3.12. Tratatul de la Maastricht specifica ca toate scopurile auto-impuse prin Tratat trebuie îndeplinite “în contextul stabilirii și funcționării unei piețe interne”.

3.13. European Council. *Conclusions*. 4 February 2011.

http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/119175.pdf

3.14. Lorkowski, A., *Far from completion? Prospects for development of the EU energy market*. Demos Europe, 2012.

4.1. Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, Monitorul Oficial al României nr. 485 din 16.7.2012.

4.2. 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.

4.3. Directiva 2009/73 a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE.

4.4. Regulamentul (CE) nr. 713/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 de instituire a Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei.

4.5. Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003.

4.6. Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005.

4.7. Regulamentul (UE) nr. 994/2010 al Parlamentului European și al Consiliului din 20 octombrie 2010 privind măsurile de garantare a securității aprovizionării cu gaze naturale și de abrogare a Directivei 2004/67/CE a Consiliului Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009.

4.8. Comunicate oficiale ale operatorilor din sector

4.9. The Council of European Energy Regulators,

4.10. Ordinul ANRE nr. 16/17.03.2013 pentru aprobarea Codului Rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, Monitorul Oficial al României nr. 171/19.03.2013.

4.11. Ordinul ANRE nr. 25/22.10.2004 pentru aprobarea Codului Comercial al Pieței Anglo de Energie electrică, Monitorul Oficial al României nr. 989/27.10.2004.

4.12. Ordinul ANRE nr. 6/18.02.2011 pentru aprobarea Regulamentului privind cadrul organizat de tranzacționare a contractelor bilaterale de energie electrică, Monitorul Oficial al României nr. 107/10.03.2011.

4.13. Ordinul ANRE nr. 32/30.06.2011 pentru aprobarea Regulamentului de organizare și funcționare a pieței intrazilnice de energie electrică, Monitorul Oficial al României nr. 495/12.07.2011.

- 4.14.** Regulamentul (UE) NR. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie.
- 5.1.** 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.
- 5.2.** Regulamentul (CE) nr. 713/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 de instituire a Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei.
- 5.3.** Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003.
- 5.4.** *Cross-regional Roadmap for Day-Ahead Market Coupling*, XXI Florence Forum Florence, 5 December 2011.
- 5.5.** *Cross-regional Roadmap for Intraday*, XXI Florence Forum Florence, 5 December 2011
- 5.6.** *Conclusions of the 22th meeting of the European Electricity Regulatory Forum*, Florence 22 and 23 May 2012.
- 6.1.** Bogdan Murgescu, “*România și Europa. Acumularea decalajelor economice (1500-2010)*”, Editura Polirom, 2010, p. 338-339.
- 6.2.** Bogdan Murgescu, “*România și Europa. Acumularea decalajelor economice (1500-2010)*”, Editura Polirom, 2010, p. 369-397.
- 6.3.** *România în cifre*, Breviar Statistic, mai 2013, p. 46.
- 6.4.** *Foreign Affairs*, The Polish Model, A conversation with Radek Sikorski, May/June 2013, p. 5.
- 6.5.** <http://www.tenaris.com/shared/documents/files/PR44.pdf>
- 6.6.** Business Monitor International, *Romania Metals Report*, Q3, 2013, p. 5.
- 6.7.** Adrian Cojocar, “*România, scoasă încetul cu încetul de pe harta siderurgică europeană. În cinci ani a pierdut 3 locuri în topul producătorilor de oțel*”, Ziarul Financiar, 26 August, 2013, p. 4.
- 6.8.** World Steel Association, factsheet Steel and Energy:
http://www.worldsteel.org/dms/internetDocumentList/fact-sheets/Factsheet_Energy/document/Fact%20sheet_Energy.pdf
- 6.9.** World Steel in figures 2013, World Steel Association, p.11.
- 6.10.** Comunicat de Presa Ministerul Economiei, 22 August 2013:
http://www.dce.gov.ro/Comunicate/com_2013/22_aug_sider.htm
- 6.11.** <http://www.mechel.com/press/press?rid=25062&oo=1&fnid=68&newWin=0&apage=2&nm=120970&fxsl=view.xsl>
- 6.12.** Communication from the Commission to the Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of Regions. Action Plan for a competitive and sustainable steel industry in Europe, COM(2013)407 final, Strasbourg, June 11, 2013, p. 7.

6.13. Adrian Cojocar, “România, scoasă încetul cu încetul de pe harta siderurgică europeană. În cinci ani a pierdut 3 locuri în topul producătorilor de oțel”, Ziarul Financiar, 26 August, 2013, p. 4.

6.14. http://ec.europa.eu/enterprise/policies/sustainable-business/climate-change/energy-intensive-industries/carbon-leakage/files/cl_literature_review_en.pdf

6.15. Bursa, interviu cu Cristian Pârvan, secretarul general al Asociației Oamenilor de Afaceri din România, 9 Septembrie 2013: http://www.bursa.ro/?s=companii_afaceri&articol=216067

6.16. Studiu realizat în 2009 pentru Comisia Europeana: http://ec.europa.eu/enterprise/policies/sustainable-business/climate-change/energy-intensive-industries/carbon-leakage/files/cl_literature_review_en.pdf

6.17. Ecorys, *Study on the competitiveness of the European Companies and Resource Efficiency*, final report, Client: Directorate General – Enterprise and Industry, Rotterdam, July 6th, 2011.

6.18. BMI, Romania Autos Report, Q3, 2013.

6.19. BMI, Romania Autos Report, Q3, 2013, p. 19.

6.20. Budoî, Gh., *Îngrășăminte chimice*. Facultatea de Agricultură, USAMV, București: <http://www.precis.ro/downloads/articole/055.Ingrasaminte%20chimice.pdf> (p.2).

6.21. <http://www.conpirom.ro/membri.php?id=16>

6.22. Vezi articole mai vechi, din 2008: <http://incomemagazine.ro/articles/industria-ingrasamintelor-din-romania-e-pe-cale-de-disparitie>

6.23. Ziarul Financiar, “Vosganian: Industria chimică dispare sub ochii noștri, la fel ca industria de camioane, de tractoare sau de plastice”, autor: Cosmin Videanu, luni, 16 septembrie 2013.

6.24. Ziarul Financiar, Roxana Petrescu: *Idee pentru o strategie: “Dacă avem surplus de energie electrică, de ce nu se încurajează consumul acesteia, iar gazele să fie lasate industriei?”*, vineri, 20 septembrie 2013.

6.25. Interviu ROEC cu Otilia Nuțu: *Liberalizarea pieței de gaze naturale în România - încotro?*, 5 octombrie 2013.

6.26. DG Energy, Market Observatory for Energy, *Quarterly Report on European Gas Markets*, Volume 6, Issue 2, Second quarter, 2013, p. 22.

6.27. Ziarul Financiar, vineri, 23 August 2013, p. 3.

6.28. www.opcom.ro

6.29. Ziarul Financiar, Roxana Petrescu: “AzoMures: Nu este nici o diferență între gazul intern dat industriei și gazul utilizat acum în producția de energie”, 20 septembrie 2013.

6.30. EEFF News, Stiri privind Facilitatea de Finanțare pentru Eficiența Energetică din România, Tractebel Engineering, Iarna 2011, p. 7, 8, și 19.

6.31. Ziarul Financiar, Adrian Cojocar, “Doosan IMGB, compania care produce echipamente mamut de 100 tone la ordinea zilei, resimte scăderea cererii la export. Cuvantul de ordine în acest domeniu este supraviețuirea în prezent”, 17 octombrie 2013, p. 12-13.

6.32. *Facts and figures on State aid in the EU Member States - 2012 Update*, Commission Staff Working Document, p. 10, fall 2012.

6.33. Comunicat de Presă “*Ajutoare de stat: Comisia aprobă un ajutor pentru închiderea a trei mine de cărbune din România*”, Comisia Europeană IP/12/157, 22/02/2012, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-157_ro.htm

6.34. “Facts and figures on State aid in the EU Member States - 2012 Update, Commission Staff Working Document”, p. 21.

6.35. State Aid SA.36103 (2013/N) – Germany, EC (2013) 422 final, 17.7.2013: http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/248967/248967_1482145_87_2.pdf

6.36. Comunicat de Presă “*State aid: Commission clears €465 million aid for developing Polish gas network*”, European Commission - IP/13/960 16/10/2013, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-960_en.htm?locale=en

6.37. Comunicat de Presă “*State aid: Commission authorises €134 million aid for Greek gas infrastructure projects*”, European Commission - IP/13/961 16/10/2013, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-961_en.htm?locale=en

6.38. Comunicat de Presă “*State aid: Commission authorises €448 million aid for construction of Lithuanian LNG terminal*”, European Commission - IP/13/1124 20/11/2013, http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-1124_en.htm?locale=en

6.39. Eurostat, Energy Statistics: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_SDDS/en/nrg_price_esms.htm

6.40. Ecorys, Study on the competitiveness of the European Companies and Resource Efficiency, final report, Client: Directorate General–Enterprise and Industry, Rotterdam, July 6th, 2011, p. 5-7.

7.1. ***, *Directiva 2012/27/UE privind eficiența energetică*, din 25 octombrie 2012, Jurnalul oficial al Uniunii Europene, 14.11.2012.

7.2. Leca, A. (coordonator), *Principii de management energetic*. Editura Tehnică, București, 1997.

7.3. ***, INS, Anuar 2011.

7.4. ***, *In-depth review of energy efficiency policies and programs of Romania*. Energy Charter Secretariat, Brussels, 2002.

7.5. ***, *Recensământul populației și locuințelor din 2011*, www.ins.ro.

7.6. Leca, A. și Mușatescu, V., *Strategii și politici energie-mediu în România*. Editura AGIR, București, 2010.

7.7. ***, *Avizul Comitetului Economic și Social European privind sărăcia energetică în contextul liberalizării și al crizei economice (aviz exploratoriu)*. 2011/C 44/09, Jurnalul Oficial al Uniunii Europene, 11.2.2011.

7.8. HG nr. 1069/2007, *Strategia energetică a României pentru perioada 2007-2020*. Monitorul Oficial nr. 781 din 19 noiembrie 2007.

7.9. Korhonen, Harri-Pekka, *Towards competitive heat markets and pricing*, Fortum, Espoo, Finland, 13 June 2013.

- 7.10. Yoda, S., *TRILEMMA: Three major problems threatening world survival*. Central Research Institute of Electric Power Industry, Tokyo, 1995.
- 7.11. ***, *Contribuții la Strategia națională de dezvoltare durabilă a României – Orizont 2025*. Editura Codecs, București, 2004.
- 7.12. Cole, J., *Sustainable Industries Division and Marketing*. Environmental Protection Agency, March 2006.
- 7.13. Buchdahl, J., *A review of contemporary and prehistoric global climate change*. Aric, Manchester Metropolitan University, 1999.
- 7.14. ***, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2 February 2007.
- 7.15. Stern, N., *The economics of climate change*. Cambridge University Press, October, 2006.
- 7.16. European Commission, *International climate policy post Copenhagen: Acting to reinvigorate global action on climate change*. COM (2010)86 final, Brussels, 9.3.2010.
- 7.17. Commission of the European Communities, *Green Paper-An European strategy for sustainable, competitive and secure energy*. European Communities, COM (2006) 105 final, Brussels, 2006.
- 7.18. Commission of the European Communities, *An Energy Policy for Europe*. SEC (2007) 12, COM (2007) 1 Final, Brussels, 10.1.2007.
- 7.19. European Commission. *Communication from the Commission, Europe 2020 – A strategy for smart, sustainable and inclusive growth*. COM (2010) 2020, Brussels, 03.03.2010.
- 7.20. Business Energy Reports, *Energy Efficiency and Demand Response Report*. August 2010.
- 7.21. Leca, A., *Considerații privind strategia energetică a României*. Academica, Nr. 6-7, iunie-iulie, 2012, Anul XXII, p. 74-80.
- 7.22. Mușatescu, V., Leca, A. și Vlădescu, A., *Impactul investițiilor din domeniul energetic asupra creșterii economice*. Comisia Națională de Prognoză, Editura Economică, București, 2012.
- 7.23. ***, *Lights out? The Outlook for Energy in Eastern Europe and the Former Soviet Union*. The World Bank, Washington. D. C., 2010.
- 7.24. ***, *Cartea Albă – Energia, o șansă pentru România*. Camera Franceză de Comerț și Industrie din România, Ambasada Franței la București, Secțiunea Română a Consilierilor de Comerț Exterior ai Franței, București, martie 2011.
- 7.25. ***, *Fostering energy efficiency in Romania*, Foreign Investors Council, Roundtable, Bucharest, 26 April 2013.
- 7.26. Leca, A., *Propuneri de îmbunătățire a cadrului legislativ de promovare a cogenerării de înaltă eficiență în scopul creșterii atractivității acestuia pentru mediul investițional, în corelare cu prevederile Directivei CE 2012/27/UE privind eficiența energetică*. Beneficiar ANRE, București, iulie 2013.
- 7.27. ***, *Energy Efficiency Overview in Romania*, PwC-Romania, October 2012.
- 8.1. Romanian Energy Project Phase 3, finanțat de USAID, 2007.
- 8.2. Proiectul UNDP-GEF, *Improving Energy Efficiency in Low-Income Households and Communities in Romania*, 2012-2013.

8.3. Legea 292/2011 privind asistența socială.

8.4. Legea 123/2012 a energiei. Expunerea de motive. Secțiunea 2: Motivul emiterii proiectului de act normativ.

8.5. OUG 42/2013 privind ajutoarele pentru incalzire.

8.6. Tinbergen, J., *On the theory of economic policy*. Erasmus University (Rotterdam) and Central Planning Bureau (The Hague), 1952.

8.7. Househam, I., Second deliverable of the Fuel Poverty Expert under the UNDP project *Improving Energy efficiency in Low-Income Households and Communities in Romania*, 2012.

8.8. Friends of the Earth and Marmot Review Team, *The Health Impacts of Cold Homes and Fuel Poverty*. Published by Friends of Earth, England, Wales, and North Ireland, London, May 2011.

8.9. Hills, J., *Getting the Measure of Fuel Poverty. Final Report of the Fuel Poverty Review*, London School of Economics, May 2012.

8.10. Boardman, B, *Fuel Poverty: From Cold Homes to Affordable Warmth*. London, Belhaven Press, 1991.

8.11. Mușatescu, V., Leca, A. și Vlădescu, A., *Impactul investițiilor din domeniul energetic asupra creșterii economice*. Editura Economică, București, 2012.