

## **ПОТРЕБИТЕЛСКИТЕ ЦЕНИ НА ПРИРОДНИЯ ГАЗ В ЕВРОПА**

Представени са някои теоретични и практически аспекти на методите за формиране на потребителските цени на газа в Европейския съюз, изискванията за ефективен тарифен режим и състоянието на тарифите в Централна и Източна Европа (ЦИЕ).

Основните изводи, които са направени, са, че: няма универсална ценова методика за природния газ, а в зависимост от специфичните условия всяка страна разработва свой индивидуален подход за образуване на цените; за успешното реформиране на ценовия механизъм в ЦИЕ е необходимо последователно и целенасочено да се прилагат критериите за икономическа ефективност.

JEL: L71; L95

Политическото обединение на Европа и тенденциите за изграждане на общоевропейска енергийна индустрия поставят все по-остро проблема с определянето на цените на горивото на бъдещето – природния газ. В страните от Централна и Източна Европа (СЦИЕ) потребителските цени на газа все още не отговарят на пазарните изисквания и не отразяват реално разпределението на разходите спрямо отделните потребителски групи. В някои от тях те дори не възстановяват всички разходи на доставчиците. Потреблението на газ от домакинствата продължава да се субсидира както от държавата, така и от промишлените предприятия (т.нар. кръстосано субсидиране).

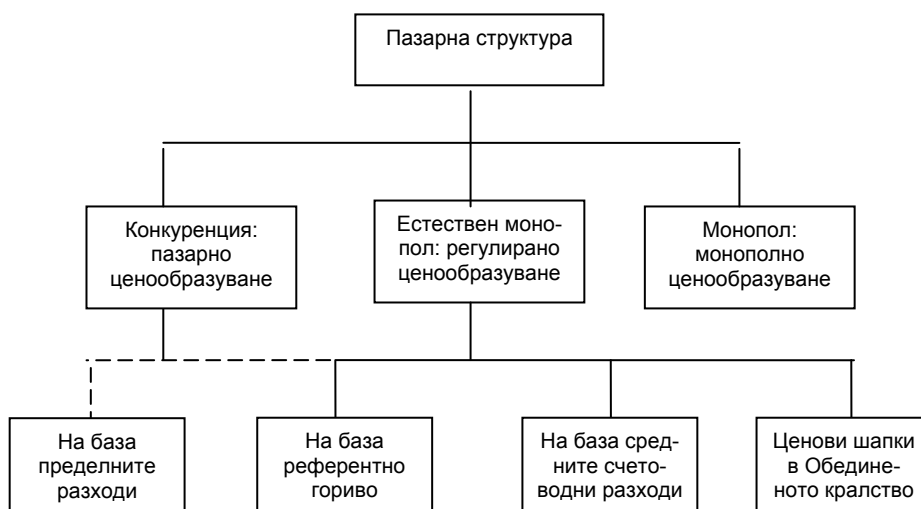
Потребителските цени или тарифите (както често се наричат цените, които не се договарят индивидуално, а се обявяват за отделни потребители или потребителски групи) на природния газ, подобно на цените на всички останали продукти, зависят от пазарната структура, в която оперират компаниите, а също и от целите на отделната компания (например дали компанията максимизира печалбата, или е възприела политическа формула на ценообразуване).

На фиг.1 са показани най-подходящите методи за ценообразуване на природния газ в ЕС в зависимост от пазарните структури. Трябва да се има предвид, че дискутираните методи са опростено изображение на теоретичните концепции за механизма на ценообразуването, докато реалното ценообразуване е сложен процес и обикновено комбинира няколко ценови метода.

Трансмисията и съхранението на природния газ в ЕС са монополизирани от обществени компании (в Обединеното кралство, Франция и Белгия доминиращите компании са частни). В дистрибутирането обаче съществува или поне се стимулира конкуренция. Затова потребителските цени на газа съдържат както характерния за монополните компании ценови контрол, така и конкурентен елемент. Още повече, че “пределното”

ценообразуване е основа за регулирането на естествените монополи, каквито по правило са обществените компании.

Конкурентният и монополният пазар са двете крайности и противоположни дефиниции на структурата на пазара. Между тях пазарът може да придобива редица междинни форми. Естественият монопол на обществените компании е резултат от конкуренцията и характеристиките на производствените технологии.

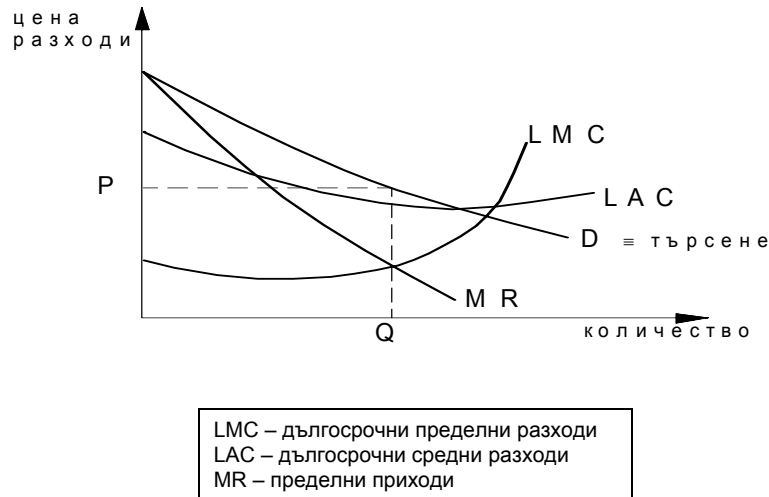


Фиг. 1. Пазарни структури и методи на ценообразуването

Използваните от обществените компании технологии реализират икономии от мащаба. В краткосрочна перспектива това означава високи постоянни и много ниски пределни разходи. След като например газопроводът вече е конструиран, повишаването на преносните количества не струва скъпо. Резултатът в дългосрочна перспектива е понижаване на средните разходи при увеличаване на производството. Когато в пресечната точка с кривата на търсенето средните разходи са намаляващи (вж. фиг. 2), по-ефективно е предлагането на продукта да се осъществява от една компания вместо от конкурентен пазар. Така възниква естественият монопол.

По принцип ключовият елемент за превръщането на конкурентния пазар в естествен монопол е размерът на минимума на ефективния производствен мащаб – равнището на продукцията, което минимизира средните разходи по отношение размера на пазара. Ако минималният ефективен мащаб е малък в сравнение с този размер, *ceteris paribus* в дългосрочна перспектива конкуренцията ще се запази, а ако е

относително голям, очакванията са, че в дългосрочна перспектива тя ще се сведе до естествен монопол.<sup>1</sup>



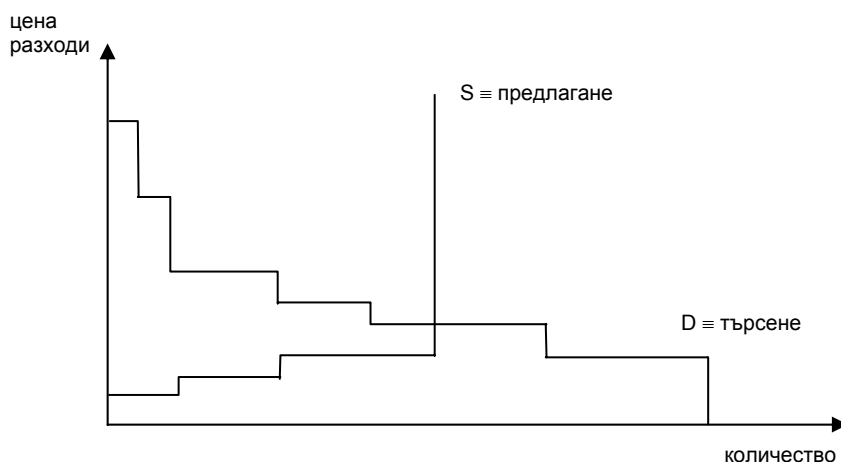
Фиг.2 Модел на монополния пазар в дългосрочна перспектива

В случаите на естествено монополни пазари, на които ценообразуването не е ефективно (цената е по-висока от пределните разходи), контролът е необходим за защита на потребителите от злоупотреби с монополната сила. Той включва регулаторен контрол на цените и качеството на услугите. Ценообразуването в условията на естествен монопол изисква държавата да назначи комисия или обществен орган, който например да определи максималната цена, позволяваща на компанията да възстанови разходите си и да осигури справедлива възвръщаемост на инвестициите.

Интересен факт е, че структурата на бъдещия общеевропейски газов пазар няма да е нито съвършено конкурентна, нито естествено монополна, а олигополна. Предлагащото на природен газ се осъществява от няколко доставчици (олигополисти) - Русия, Норвегия, Алжир и Холандия. Основният проблем за прогнозирането на олигополния пазар е фактът, че икономическата теория дава аналитичен инструментариум за конкурентните и монополните пазари или пазарите тип моносонен (само с един купувач), но не и за олигополните.

<sup>1</sup> McEachern, W. Economics: A Contemporary Introduction. Cincinnati, Ohio, Southwestern Publishing Co., 1988, p. 365-371.

При анализа и контролирането на газовия пазар трябва да се отчитат и специфичните форми на кривите на предлагане и търсене на добивания природен газ (вж. фиг.3). Функцията на предлагането на газа изглежда както при всички стоки и услуги, чието производство е свързано с икономии от мащаба. Инвестициите в нови оперативни мощности се извършват наведнъж през периоди, в които капиталовите разходи са сравнително ниски. По правило разработването на първото газово поле е по-икономично от разработването на следващите. Производството, а успоредно с това и разходите, нарастват стъпалообразно с разкриването и разработването на нови газови полета и с полагането на нови преносни тръбопроводи. На фиг.3 се вижда, че след първоначалния период на инвестиции пределните разходи (определящи кривата на предлагането) са много ниски, макар да нарастват при реализирането на капиталови проекти като построяването на компресорни станции. Ниските пределни разходи позволяват от продажбата на всяка единица природен газ да се възстанови поне част от големите постоянни финансови разходи. Изчерпването на наличните запаси предопределя ограниченото предлагане на природен газ (след изчерпването кривата на предлагането е вертикална).



Фиг. 3. Криви на предлагането и търсенето на природен газ

Оценката на природния газ от крайните потребители зависи от тяхното желание да използват този природен ресурс. Той газ се оценява различно от отделните потребители. По-високи цени са склонни да плащат тези, които заместват с природен газ по-скъпи петролни продукти. Стойностните оценки на природния газ от различните потребители и потребителски групи съставляват кривата на неговото търсене.

## Определяне тарифите на природния газ на база пределните разходи

Когато се прилага пределният подход, всеки потребител плаща цена, равна на пределните разходи. На теория ценообразуването на база пределните разходи осигурява оптимално разпределение на ресурсите – разпределение, което максимизира икономическото благосъстояние на обществото. Затова този вид ценообразуване би трябвало да бъде най-ефективният начин за регулиране на естествените монополи. Дефинирането и измерването на пределните разходи обаче почти винаги се извършват неточно.

Пределните цени могат да се определят както на база краткосрочните, така и на дългосрочните разходи. Краткосрочните пределни разходи (SRMC) показват нарастването на разходите при производството на всяка следваща единица продукция, а дългосрочните (LRMC) са допълнителните разходи за поддържането или увеличаването на предлагането за по-продължителен период. Тук се включват инвестиционните разходи, както и последвалите изменения в оперативните и административните разходи.

Когато в краткосрочна перспектива оперативният капацитет на газо-разпределителната компания е напълно натоварен, се въвежда режим за разпределение. Затова към SRMC трябва да се отчетат допълнителни разходи, които да компенсират липсата на свободни оперативни мощности. С включването на компенсиращи (т. нар. разпределителни) разходи в процеса на ценообразуването цените се завишават значително, а това обезсърчава търсенето, което не може да бъде посрещнато от наличните мощности.

Сериозен проблем за обществените компании, използващи краткосрочно пределно ценообразуване, е вероятността генерираните приходи да са по-ниски от общите разходи, т.е. компанията да работят на загуба. Това се отнася за количества продукция, чиито средни разходи са намаляващи. С други думи, преди преминаването на минимума на средните разходи SRMC ценообразуването няма да позволи на компанията да възстанови част от променливите и постоянните си разходи.

В дългосрочна перспектива, за да остане в бизнеса, компанията трябва да възстанови всички разходи. Затова в практиката тарифите, базирани на SRMC, включват и елемент на капитала или постоянните разходи. Така цените отразяват очакванията за измененията на пределните разходи в по-дълъг период. Особена популярност придоби практическият метод "Рамзи".<sup>2</sup> Философията на този подход е, че трябва да се използва гъвкава структура на ценообразуването, за да може компанията да увеличава приходите си до степен, позволяваща ѝ да възстановява всички разходи, и то по справедлив за обществото начин. Много популярно е

---

<sup>2</sup> PHARE – Multi-Country Energy Programme "Natural Gas Pricing and Operational Twinning". Training Material. SRC International Apc, Ramboll, WS Atkins, Econo Energy, March 1998, p. 94.

повишаването на цените да се извършва обратнопропорционално на абсолютната стойност на ценовата еластичност на търсенето. По този начин най-ефективно се минимизират загубите в благосъстоянието, резултат от по-високите цени. Колкото по-ниска е ценовата еластичност, толкова по-голяма е корекцията на цената спрямо пределните разходи.

Предимствата при ценообразуване на газа на база SRMC са, че цените удовлетворяват критериите за икономическа ефективност и недискриминиране и отразяват разликата в оперативните разходи. Това е и причината те да се различават помежду си в зависимост от натоварването на газопредавателната мрежа и местоположението на потребителите.

Основен недостатък на SRMC ценообразуването са големите колебания – честите покачвания и понижения на цените във времето. Освен това е много трудно да се прогнозира и оползотворяват количествата свободен капацитет в отделните части на разпределителната мрежа. Както споменахме, ако газоразпределителната компания е поставена в ситуация, в която търсенето надвишава предлаганото от компанията количество, към цената се добавят разпределителни разходи, които да намалят търсенето. Определянето на разпределителните разходи обаче е нееднозначен въпрос. Един от начините за разрешаване на този проблем е аукционното разпределение на наличните оперативни мощности. Подобни системи вече бяха въведени в Обединеното кралство и САЩ.<sup>3</sup> Алтернатива на споменатото решение е определянето на стойността на загубите за отделните потребители. Такъв подход е труден за реализиране, защото изисква сериозно количество информация, разходи за отделянето на различните потребители, както и оценка на вероятността от загуби по време на транспортирането.

Посредством LRMC ценообразуването е възможно да се изгладят летливостта на SRMC цените, както и да се избегне оценяването на разпределителни разходи или организирането на аукциони при свръхнатоварване на оперативните мощности. LRMC цените лесно се калкулират, администрират и регулират във времето. Освен това те са стабилни за дълъг период. При липса на свободен капацитет в LRMC ценообразуването не се извършват характерните за SRMC цените корекции. Основен недостатък на LRMC ценообразуването е загубата на разпределителна ефективност в краткосрочна перспектива.

Пределните тарифи би трябвало да бъдат различни за отделните потребители. Причината е, че пределните разходи зависят от количеството използвани производствени фактори, а за всеки отделен потребител на газ те са уникални. *На първо място*, поради икономии от мащаба LRMC на газоразпределителните компании намаляват с увеличаване на предлагането. Ето защо потребителите на по-големи количества трябва да плащат по-ниска цена за единица газ от тези на по-малки количества. В повечето страни от ЕС

---

<sup>3</sup> Banks, F. Some Economics Aspects of Risk Management in A Deregulated Electric Market. OPEC Bulletin, January/February, 2003, p. 23.

този принцип се спазва. *Второ*, пределните разходи за доставката на газ варират в зависимост от разстоянието до трансмисионната мрежа. Краткосрочните пределни разходи нарастват с увеличаване на разстоянието, защото трансмисията се оскъпява, а също и дългосрочните, тъй като се повишават разходите за поддръжката и обновяването на газопреносната мрежа. Във Франция например потребителите на газ са разделени в шест групи, като всяка от тях плаща различна тарифа в зависимост от разстоянието до трансмисионната мрежа. *Трето*, при постоянно натоварване на оперативните мощности разпределителните разходи са високи. Това означава, че SRMC тарифите на натоварените газопреносни системи са по-високи от тези със свободен капацитет. В дългосрочна перспектива газопреносната мрежа може да бъде разширена с допълнителни мощности, поради което разпределителните разходи са много ниски или дори може да се пренебрегнат. *Четвърто*, натовареността на оперативните мощности не е постоянна във времето. В такива случаи е възможна диференциация на тарифите в зависимост от максимума и минимума на потребителското търсене, или определяне на т.нар. сезонни тарифи. Подобно диференциране е типично за електрическия сектор, но се нуждае от доусъвършенстване по отношение на времеизмервателните методи. Приложението на сезонните тарифи е уместно за по-големите потребителски групи (каквато не е тази на домакинствата), които могат да използват алтернативно гориво. *Пето*, при новите газопреносни мрежи разходите за поддръжка са сравнително ниски, докато при старите мрежи са необходими допълнителни краткосрочни инвестиции. Като резултат SRMC при старите мрежи са по-високи. LRMC на новите и старите газопреносни мрежи обикновено са равни.

Дори ако приемем, че природният газ е хомогенен продукт и пазарните условия са съвършени, пределните тарифи ще бъдат различни за отделните потребители, защото всеки от тях оценява по специфичен начин стойността на природния газ.

Що се отнася до новите потребители, съгласно пределното формиране на цените те трябва да заплатят всички разходи, необходими за свързването към газопреносната мрежа. Това би демотивирало потенциалните потребители и би намалило пределната им оценка за газа, която компаниите се стремят да монетизират.

На практика пределното ценообразуване се използва при формирането на общи тарифи за различните потребителски групи. Най-малко в такива групи се отделят домакинствата и комерсиалните потребители на природен газ. Промислените предприятия и други големи потребители често договарят цената с газоразпределителните компании индивидуално.

Пределният подход намира приложение при определянето на тарифите в Холандия и Франция и на тарифите за домакинства в Германия.

Калкулирането на пределните тарифи накратко може да се представи по следния начин:

- диференциране на счетоводните отчети, което да позволи отделяне на разходите и активите според вида на услугата, с която са свързани;
- дефиниране и отчитане на разходите, свързани с всяка услуга. Услугите могат да се класифицират като внос, производство, трансмисия, дистрибуция и съхранение. Вертикално интегрираните компании трябва да отделят разходи за тези си дейности;
- идентифициране на типични миксове от разходи за услуги, предназначени за отделните потребителски групи;
- анализиране на пазарните условия с цел да се определи максималната цена, която компанията може да получи от отделните потребители и потребителски групи.

След тези четири стъпки газовата компания има възможност да определи тарифите за всеки потребител или потребителска група.

По-нататък са разгледани едни от най-популярните алтернативни методи за ценообразуването на природния газ в Европейския съюз.

### **Определяне на тарифите на природния газ на база референтно гориво**

Това е метод за ценообразуване на газа, който не отчита оперативните разходи. Разходите в най-добрата алтернатива за потребителите на природен газ представляват таванът на възможните тарифи. Ако те надвишават този таван, съществуващите потребители ще предпочетат най-добрата алтернатива, а потенциалните ще бъдат отблъснати. Най-често заместващата стойност се определя по следния начин:

$$\begin{aligned} & \text{цена на алтернативното гориво} \\ & + \text{разходи и ефективност на алтернативната технология} \\ & - \text{разходи и ефективност на газовата технология} \\ & = \text{заместваща стойност на газа} \end{aligned}$$

Очевидно покачването или понижението на цената на алтернативното гориво ще доведе до увеличение или намаление на заместващата стойност. За да се определят тарифите на база заместваща стойност на газа, е необходимо пазарът да бъде разделен на сегменти, всеки характерен с определени алтернативни горива и технологии. Един от тези сегменти е на домакинствата, използващи енергия за отопление и загряване на вода. Алтернативни решения за тази потребителска група са:

- бойлери, работещи с газьол;
- горивни и отоплителни уреди, работещи с пропан бутан;
- директно електрическо отопление;
- акумулиращо отопление;
- готварски печки с използване на твърди горива като лигнитни брикети и/или дърва;



- квартално отопление, базирано на течно гориво, кафяви въглища, черни въглища или природен газ.

Най-висока е стойността на газа там, където замества газьола и пропан бутана.

Друг пазарен сегмент могат да бъдат централите за квартално отопление, консумиращи газ за парните котли и/или извършващи комбинирано производство на отопление и електричество. Като трети пазарен сегмент се отделят промишлените предприятия, използващи природен газ за производството на технологична пара. В четвърти сегмент се обособяват обогатителните фабрики, за които природният газ е суровина.

За да максимизира печалбата си, газовата компания трябва да определи специфична за всеки пазарен сегмент тарифа. Разходите за осъществяването и администрирането на заместващите тарифи ограничават детайлното сегментиране на пазара. Все пак за някои пазарни сегменти се извършва допълнително диференциране на тарифите.

В сегмента "домакинства" например газовите тарифи трябва да бъдат по-високи за съществуващите потребители (притежаващи отоплителни инсталации с останал технически срок на употреба) в сравнение с потенциалните потребители, които не притежават отоплителни инсталации (или поради построяването на нови сгради, или поради подновяването на използваните отоплителни инсталации). Причината е, че съществуващите потребители ще предприемат нови инвестиции, за да превключват на алтернативно гориво. Освен това газовите тарифи трябва да бъдат по-високи за потенциалните потребители без отоплителни инсталации в сравнение с тези с отоплителни. Това е така, защото последните се нуждаят от по-големи инвестиции за превключване към алтернативно гориво.

Пазарната диференциация е възможна само ако на потребителите, на които се предлага по ниска тарифа, се гарантира, че тази тарифа ще се запази за по-дълъг период, или се осигури определена търговска отстъпка под формата на безплатно свързване или компенсиране на част от разходите за преустройство. Ползата за газовата компания е, че и в двата случая ще получи по-висока пределна оценка на предлагания природен газ от потребителите.

Много често цените на алтернативните горива възпрепятстват определянето на заместваща стойност на газа. В случая могат да се посочат четири вида проблеми. Първо, цените на твърдите горива варират в зависимост от качеството, калоричността, а понякога и от годишния сезон. Второ, те зависят от разстоянието и вида на доставката. Трети проблем е, че тарифите на електричеството, използвано за директно и акумулиращо отопление, макар да са регламентирани номинално, в реално изражение обикновено нарастват във времето. Между другото това важи и за кварталните отоплителни системи. Ако реалните цени на всички алтернативи не нарастват едновременно, този проблем може да предизвика сериозни трудности при определянето на заместващата стойност. Четвърто, често

потребителите са склонни да платят по-висока цена от заместващата стойност на газа. Причината е, че когато газовите печки например изместват печките с твърдо гориво, равнището на комфорта се повишава значително.

Типичен пример за страна, в която тарифите се определят на база заместващи стойности, е Дания. С изключение на данъците домакинствата и промишлените предприятия плащат тарифите на газа в зависимост от цените на петролните продукти (изчислени при калоричности: 35.6 GJ/m<sup>3</sup> за газьола; 40.8 GJ/top за течното гориво; 39.6 MJ/m<sup>3</sup> за природния газ) по следната схема:<sup>4</sup>

Под 20 000 m <sup>3</sup> /годишно:	100% от цената на газьола;
20 – 75 000 m <sup>3</sup> /годишно:	96% от цената на газьола;
75 – 150 000 m <sup>3</sup> /годишно:	86% от цената на газьола;
150 – 300 000 m <sup>3</sup> /годишно:	80% от цената на газьола;
300 – 800 000 m <sup>3</sup> /годишно:	111% от цената на течното гориво;
Над 800 000 m <sup>3</sup> /годишно:	105% от цената на течното гориво.

В Дания природният газ се използва от 1982 г. Схемата за определяне на тарифите оттогава досега е останала почти непроменена. Този режим на тарифите е част от стратегията дистрибуторските компании да изплащат инвестициите следgratisен период от 25 години (т.е. след 2007 г.).

В Германия промишлените тарифи също се определят на база заместваща стойност, но те са стриктно съблюдавани от държавните институции, които коригират неоправдано високите цени и печалби.

### **Определяне на тарифите на природния газ на база средните счетоводни разходи (ААС)**

Това означава, че всички разходи в бизнес-счетоводството се разпределят в цените на стоките и услугите, предлагани на потребителите. ААС тарифите включват краткосрочните променливи разходи и кратко-срочните постоянни разходи, вкл. амортизацията на първоначалната (историческата) стойност на оперативните мощности. Тя се отличава съществено от текущата пазарна стойност поради инфлацията, която може да намали осъвременената стойност на активите до незначителна част от текущата цена, и фактът, че цената на новите тръбопроводи намалява в реално изражение.

Основното предимство на ААС тарифите е, че по дефиниция те възстановяват напълно разходите на газовата компания, както и че са прозрачни, обясними и предвидими. Те са лесни за изчисляване, администриране и регулиране.

Недостатък на тези тарифи е, че не осигуряват коректни сигнали за потребителите относно неефективното разпределение на ресурсите. По принцип

---

<sup>4</sup> PHARE – Multi-Country Energy Programme “Natural Gas Pricing and Operational Twinning”..., p. 102.

колкото по-голяма е сепарацията на разходите и потребителските сегменти, толкова по-малък е рискът от неефективно разпределение на ресурсите. Разходите в газовия сектор могат да се класифицират най-малко според два критерия: размера на разходите – трансмисионни, за съхранение, за разпределение и свързани с потребителите; техния “вид” – променливи, експлоатационни, необходими за поддръжката на оперативните мощности и други постоянни разходи, в т. ч. еднократните (каквато е таксата за свързване).

Най важните променливи разходи за газовите компании са тези за внос/закупуване на газ от страната-производител. Постоянните разходи задължително трябва да включват лихвите и амортизацията на активите. Сумата от променливите и постоянните разходи, разделена на количеството продукция, представлява средната цена за единица продукция.

Като недостатък на AAC тарифите се отчита и фактът, че те не мотивират достатъчно газовите компании да подобряват бизнес-активността си. Освен това регулаторният орган може да оцени неточно “справедливата” норма на възвръщаемост на инвестициите. Тази норма (8%, 10% и т.н.) се определя на база стойността на активите.<sup>5</sup> Последната от своя страна зависи от това дали активите се оценяват по исторически или по текущи цени. Тъй като обикновено ценовите равнища нарастват във времето, текущите цени на активите и следователно позволените печалби на газовите компании са по-високи. За да премахне тези несъответствия, регулаторната комисия на САЩ например оценява активите само по исторически цени.

В теорията се твърди, че когато няма съществено икономическо развитие и относителните цени на разходните елементи не се променят, LRMC цените и AAC цените са идентични. Този извод обаче е невалиден в условията на съвременния газов сектор.

AAC методът се използва във Франция (при определяне на промишлените тарифи) и в Белгия.

### **Ценовите шапки в Обединеното кралство**

Тези шапки са вид ценови таван, използван главно в Обединеното кралство. Там пазарът на природен газ е либерализиран, като определен брой доставчици имат право посредством съществуващата газопрееносна мрежа да транспортират газа до крайните потребители. Така се създават условия за реална конкуренция, като дори домакинствата могат да избират предпочитан доставчик. Развиващият се спот-пазар на природен газ създава допълнителен конкурентен елемент в пазарните отношения.

При използване на ценова шапка измененията на цената на газа следват тези на общия ценови индекс (в Обединеното кралство се означава като RPI). В най-опростения си вид ценовата шапка се представя с формулата  $RPI - X$ ,

<sup>5</sup> Rudawsky, O. Mineral Economics - Development and Management of Natural Resources. ELSEVIER, 1986, p. 92.

където  $X$  е фактор на ефективността, или фактор, отразяващ печалбата от ефективното функциониране на газовата компания. Във формулата участват допълнителни показатели, съответстващи на разходите, които са извън контрола на мениджмънта на газовата компания. Така, тези разходи се възстановяват директно от потребителите чрез крайните цени.

Ценовият контрол трябва да отрази аспектите на конкурентния пазар, които мотивират бизнеса да оперира ефективно. Целта е да се създаде ефективност, от която да спечелят и потребителите. Таванът на средното ценово равнище за определен период ограничава приходите, а така се генерират повече мотивационни импулси за реализиране на печалба от ефективното функциониране на бизнеса. В Обединеното кралство ефективността се стимулира и от специално приетия Кодекс на газо-преносната мрежа. Той регламентира договорните взаимоотношения между националната трансмисионна компания "Transco" и нейните потребители.<sup>6</sup>

Дефинират се два типа ценови шапки – "тарифна кошница" и "реализирани приходи". С първия подход се ограничава относителното изменение на тарифите спрямо среднопредтеглената цена на кошница от най-важните услуги в газовия сектор - тарифната кошница. Тя от своя страна се фиксира спрямо равнището на инфлацията и ефективното управление на компаниите (RPI -  $X$  фактора). Така за всяка услуга се налага общо ценово ограничение, отразяващо изменението на цените на отделните услуги. Относителното участие на услугите в кошницата се определя от съотношението на приходите през предходната година. Тъй като инфлацията и относителното участие се оценяват за минал период (предходната година), ценовата формула е лесна за администриране, несигурността е ниска и се избягва необходимостта от корекции.

Съгласно подхода "реализирани приходи" ценовата шапка представлява максимално допустимите приходи от продажбата на единица терм, оценени на база прогнози на приходите от продажбите и инфлацията. Поради използването на прогнози в определянето на ценовата шапка се включва също и коригиращ фактор, който да регулира тарифите за евентуална прогнозна грешка. Неудобството на този метод е преобразуването на специфичните видове природен газ (според калоричността) в хомогенни единици (терми).

Налагането на ценови шапки увеличава печалбата чрез повишаване на ефективността и намаляване на разходите. Последните обаче се понижават също и чрез намаляване качеството на услугите. Затова използването на ценови шапки изисква допълнителен контрол върху това качество.

В Обединеното кралство подходът "реализирани приходи" се прилага за определяне цените за домакинствата - потребителите, използващи по-малко от 2500 терми годишно. Формулата ограничава цените, които определя

---

<sup>6</sup> United Kingdom: Transco/BG Storage/Ofgas, Published Reports. PHARE - Multi-Country Energy Programme "Natural Gas Pricing and Operational Twinning". Enclosures, 1998, p. 20-28.

“British Gas”, монополист върху транспортирането на природен газ. Идеята е да се ограничи нарастването на цените на природния газ, без да се намалява общата печалба на газовия бизнес. Точната формула на ценовата шапка е следната:<sup>7</sup>

$$(1) \quad M_t = 1.015 ((1+RPI_t-X)/100) P_{t-1} + (GCI-1) + E - 0.9K_t,$$

където:

**M<sub>t</sub>** е максималната средна цена за терм, която може да бъде наложена през текущата година;

**1.015** - фактор за преобразуване, отразяващ факта, че формулата се прилага за потребители под 2500 терми;

**P<sub>t-1</sub>** - цената на един терм през предходната година;

**RPI<sub>t</sub>** - изменението на ценовия индекс между настоящата и предходната година;

**GCI** - ценови индекс на производствените фактори в газовия сектор, определен на база кошница от газови договори; минус 1% - фактор на ефективност;

**E** - фактор на енергийната ефективност (с включването му цените възстановяват разходите за прилагане на утвърдени от правителството схеми за енергийна ефективност);

**K<sub>t</sub>** - коригиращ фактор, който трябва да компенсира евентуалното надценяване или подценяване на цената за терм през предходната година.

Независимо от формата на контрол ценовите шапки осигуряват възможност за ребалансиране на тарифите в ценовите граници на контролираните услуги. Това е желателно за стоки и услуги, чиито цени не съответствуват на разходите.

Диференцирането на ценовите шапки също допринася за по-високата ефективност на тарифите. Допълнително ценови шапки би трябвало да се определят за услуги, плащанията по които се осъществяват еднократно (таксите за свързване) и които не могат да се включат в общата ценова шапка.

В Обединеното кралство регулаторът – “Office of Gas Supply”, контролира два типа цени. Ценова шапка е определена, първо, за транспортните услуги, и второ, за тарифите за крайните потребители.<sup>8</sup>

### Изисквания към тарифите на природния газ

За 2002 г. в Европейския съюз са отчетени тарифи от 172.5 USD/10 млн. kkal за промишлените предприятия и 437 USD/10 млн. kkal за домакинствата.<sup>9</sup> В

<sup>7</sup> PHARE – Multi-Country Energy Programme “Natural Gas Pricing and Operational Twinning”..., p. 109.

<sup>8</sup> United Kingdom: Transco/BG Storage/Ofgas, Published Reports..., p. 3-12.

<sup>9</sup> Annual Energy Outlook with Projections to 2025 - Natural Gas Prices. Energy Information Administration, www.eia.doe.gov.

отделните държави и за различните потребителски групи обаче тарифите на газа варират в широки граници (вж. табл. 1 и 2). От една страна, те възстановяват специфичните оперативни разходи и данъци, а от друга, се съобразяват със специфичните пазарни условия. Все пак от опита на ЕС могат да бъдат обобщени основните изисквания, на които трябва да отговаря ефективният тарифен режим:

*Разпределителна ефективност.* Тя се постига, когато стоките и услугите осигуряват на крайните потребители възможно най-високо удовлетворение. Цените на природния газ трябва да дават коректни сигнали на съществуващите и потенциалните потребители, за да може ресурсите да се насочват там, където полезността, която създават за потребителите, надвишава (възможно най-много) производствените разходи. На теория това може да бъде постигнато, ако цените се формират на база пределните разходи.

*Конкурентност спрямо другите горива.* Вече коментирахме, че една от формите на пазарното ценообразуване на газа е ценообразуване спрямо цените на алтернативни горива. Естествено, за да бъде използван, природният газ трябва да се продава на конкурентни цени спрямо тях.

*Рентабилност.* Структурата на тарифите трябва да осигури икономически живот на газовите компании. Тази необходимост може да влезе в противоречие с целта да се определят ефективни цени. Ако допуснем, че те са равни на пределните разходи, е възможно компанията да не получи достатъчно приходи за възстановяването на всички разходи, което е може би най-важното и най-ограничителното условие при определяне на тарифите. За да оцелеят в дългосрочен план, газовите компании задължително трябва да възстановят всички разходи.

*Икономичност.* Цените на природния газ трябва да стимулират ефективността както в производството, така и при употребата на енергия. Необходимо е структурата на тарифите да окуражава икономичното производство и доставката на природен газ при възможно най-ниски разходи. Затова експлоатационните разходи при трансмисията, съхранението и разпределението на газа трябва да се отделят в самостоятелен ценови компонент.

*Прозрачност и стабилност на тарифите.* Тя е съществена, тъй като потребителите познават и разбират цените, които плащат при определени обстоятелства, а това е предпоставка те да вземат такива важни социални решения, каквито са мерките за спестяване на енергия. Стабилността на тарифите позволява на потребителите да планират бъдещето. Ако обаче разходите са бързо променящи се, стабилните цени са неефективни. Например, ако цените на газа останат стабилни, нарастването на пределните разходи ще генерира неблагоприятни мотивационни импулси - например за консервирането на енергия от потребителите.

*Справедливост при разпределението на разходите.* По принцип цената на всяка потребителска стока или услуга трябва да отразява точно

разходите за нейното реализиране. В този смисъл може да се твърди, че ценовата дискриминация между отделните групи потребители трябва да се извършва единствено и само на база разходите. Това би допринесло и за общественото одобрение на тарифите, макар че техните изменения зависят преди всичко от съотношението на спечелилите и загубилите потребители

*Лесно осъществяване.* Лесното формиране, администриране и регулиране означава, че разходите, необходими за изчисляването, поддържането и прилагането на тарифите ще бъдат минимални.

*Динамична ефективност.* Тарифите трябва да създават достатъчно приходи, които ще позволят на компанията да предприеме мерки за адекватен отговор на променящото се пазарно търсене чрез по-голямо и по-качествено производство при по-ниски разходи. Динамичният елемент на този процес изисква тарифен режим, който не позволява на компаниите и потребителите да “скриват” разходите, а предлага нови възможности за повишаване на производителността в бизнеса.

Таблица 1

Цени на природния газ за домакинствата (USD/10<sup>7</sup>kkal)

Страна	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.
ОИСР	345.4	361.9	367.2	362.7	359.8	351.7	340.9	386.4	n.a
ОИСР-Европа	411.7	441.1	437.8	423.4	423.0	399.0	328.2	n.a	n.a
Чешка реп.	111.4	125.5	131.6	128.7	177.3	185.1	214.1	233.0	274.8
Дания	636.9	691.5	739.2	677.6	645.2	654.6	735.1	709.2	720.1
Франция	459.8	500.4	470.3	426.5	435.0	384.5	347.5	402.5	435.0
Германия	436.2	476.6	439.2	416.4	404.8	382.2	373.4	n.a	n.a
Унгария	104.5	137.2	136.3	165.6	202.5	185.0	166.3	183.2	215.4
Полша	159.5	208.7	236.1	227.7	248.3	244.3	247.5	304.0	n.a
Румъния	20.35	19.75	18.69	30.25	41.02	52.44	60.08	76.93	n.a
Словакия	72.3	81.3	80.1	75.3	73.3	77.9	108.6	115.4	125.9
Испания	541.1	609.9	613.8	548.0	533.2	481.1	491.4	507.9	496.9
Обединено кралство	308.9	328.8	325.7	338.2	330.6	321.0	292.8	286.5	317.0
САЩ	246.5	244.3	264.3	266.8	262.2	257.2	298.4	375.3	326.5
България	110	123	138.1	135	138	143	146	159.2	187

Източник: Energy Prices and Taxes – Quarterly Statistics, First Quarter 2003, International Energy Agency, 2003. За България цените са изчислени от автора по данни на “Овергаз”.

Таблица 2

Цени на природния газ за промишлените предприятия (USD/10<sup>7</sup>kkal)

Страна	1994 г.	1995 г.	1996 г.	1997 г.	1998 г.	1999 г.	2000 г.	2001 г.	2002 г.
ОИСР	131.4	130.1	143.6	147.6	133.5	129.5	168.5	182.6	n.a
ОИСР-Европа	150.9	166.4	164.2	159.3	150.5	134.6	157.4	n.a	n.a
Чешка реп.	137.2	157.5	164.1	152.2	159.8	142.8	147.6	155.9	173.6
Франция	141.8	161.0	161.9	152.7	145.5	135.4	167.8	187.1	171.9
Германия	184.7	207.0	201.7	189.8	177.7	161.6	187.9	n.a	n.a
Унгария	111.9	105.6	105.8	145.0	144.8	134.9	124.9	158.5	188.7
Полша	115.4	129.7	138.4	130.6	132.0	121.8	133.0	173.3	n.a
Румъния	n.a	n.a	n.a	n.a	64.92	n.a	n.a	n.a	n.a
Словакия	113.7	127.7	124.4	118.6	124.7	106.8	101.8	106.6	132.9
Испания	135.6	159.1	168.8	155.8	137.8	131.5	175.4	176.0	165.5
Обединено кралство	141.6	127.1	92.0	101.8	108.7	102.9	104.6	133.6	n.a
САЩ	113.8	100.8	129.2	136.2	119.0	118.7	171.3	191.5	151.2
България	124	127	129	127	134	143	148	156	178

Източник. Energy Prices and Taxes – Quarterly Statistics, First Quarter 2003, International Energy Agency, 2003. За България цените са изчислени от автора по данни на "Овергаз".

За по-точното формиране и анализиране на тарифите на природния газ е уместно да бъдат разграничени три тарифни компонента:

- на променливите разходи, които отразява разходите, свързани с доставката на природния газ. Тук се включват импортната цена и променливата част от вътрешните транспортни разходи;

- на експлоатационните разходи. В него се отразяват всички разходи за експлоатацията на максимално необходимите мощности на газовите компании;

- на постоянните разходи, които отразява административните разходи, тези за свързване на потребителите към основната газова система, както и за поддръжка на тръбопроводите до потребителските измервателни уреди, за отчитането, за фактуриране, разходи при аварии и други услуги.

И трите компонента на тарифната структура варират по специфичен начин спрямо потреблението. Британските анализатори представят тарифите като концентрирани ивици, отговарящи на различните размери на потреблението, като трите тарифни компонента намаляват при преминаването от една ивица в друга.



На теория променливият компонент би трябвало да съответства на SRMC цените. Последните обикновено варират в различните райони и във времето за един и същи район. Ако в определена част от системата има свободен капацитет, цените ще се понижават, и обратно, ако има недостиг на капацитет, те ще нарастват. Затова цените при SRMC ценообразуването са често променящи се, но точно тези ценови сигнали са предпоставка за оптималното разпределение на ресурсите.

Размерът на таксата за свързване е важна за скоростта, с която се изгражда пазарът. Понякога тя е сериозно препятствие, особено пред домакинствата с нисък доход. За да привлекат повече клиенти газоразпределителните компании обявяват безплатно свързване, което се компенсира с по-високи тарифи. Те се заплащат или само от новите, или от всички потребители като допълнение към общите тарифи.

Поради практически и икономически причини тарифните системи се конструират елементарно и еднотипно. Колкото по-комплексна е тарифната структура обаче, толкова по-ефективно е разпределението на ресурсите.

### Тарифният режим в ЦИЕ

В страните от ЦИЕ тарифите на газа за 2002 г. са 133.8 USD/10 млн.kkal за предприятията и 127.3 USD/10 млн. kkal за домакинствата.<sup>10</sup> По-ниските им средни равнища в сравнение с ЕС и съотношението на тарифите за домакинствата и промишлените показват, че преходът на тарифния режим в тези страни далеч не е завършил (вж. табл. 1 и 2). Кръстосаното субсидиране все още продължава. На този етап стремежът е тарифите да възстановяват всички разходи (главно по метода AAC), но очевидно се пренебрегват изискванията, свързани с пазарната среда. От представения коментар могат да се направят следните по-важни изводи относно формирането на тарифите в страните от ЦИЕ.

*Първо*, те не трябва да се основават на историческите цени на активите. Поради много високата инфлация (в някои страни и хиперинфлация) историческите цени нямат никаква значимост. Оценката на газовите компании в ЦИЕ по исторически цени средно е едва 4-7% от тази по текущи цени.<sup>11</sup>

*Второ*, най-добрият ориентир за промяната на AAC тарифите са дългосрочните пределните разходи (LRMC). Последните включват всички икономически компоненти: оперативни разходи; инвестиции и амортизация; както и приемлива норма на възвръщаемост на инвестирания капитал. Ако разликата между настоящите тарифи и LRMC не е много

<sup>10</sup> Annual Energy Outlook with Projections to 2025 - Natural Gas Prices...

<sup>11</sup> PHARE – Multi-Country Energy Programme “Natural Gas Pricing and Operational Twinning”..., p. 113.

голяма, най доброто решение за тарифите е по естествен път (без интервенция) да достигнат LRMC. Ако разликата обаче е голяма, необходима е политическа намеса за повишаване на тарифите, тъй като това би било в интерес на цялото общество. Един от възможните инструменти за подобна намеса е въвеждането на енергийни данъци, които ще генерират “правилни” ценови сигнали към потребителите и същевременно ще допринесат за оптималното и ефективното използване на газовите системи.

*Трето*, скоростта на прехода на тарифния режим се определя основно от размера на инвестициите в инфраструктурата, политическата подкрепа и прозрачността на юридическата база и тарифната структура.

*Най-важният извод* обаче е, че не съществува универсална пазарна методика за формиране на потребителските цени на природния газ и че не може да има общ подход за достигане на икономически обоснован ценови механизъм. Очевидно пътят за реформиране на тарифните системи трябва да се определя от правната и институционалната рамка, ресурсните възможности и бюджетните ограничения, социално-политическата среда, както и състава на потребителите и индустриалната структурата.

Все пак уроците на общоикономическия преход показват, че е необходимо фокусът да бъде поставен, от една страна, върху крайната цел, а от друга, върху процеса на промяната, тъй като самата промяна може да предизвика социално и икономическо напрежение. Още повече, че реформирането на тарифите на газа не е просто смяна на цените и ценовите механизми, а преди всичко ревизия на институционалните структури и техническите възможности. Избраният подход за реформи трябва да осигури икономическа ефективност и постигане на последователно свързани междинни цели. Вероятно идеалният подход е съчетаването на няколко алтернативни плана, които лесно могат да се комбинират и променят в зависимост от резултатите.

\*

Две са основните причини, поради които е нужно ускоряване на реформите на тарифния режим в България. Икономически обоснованите тарифи са необходимо условие, от една страна, за приключване на прехода към ефективно функционираща пазарна икономика, а от друга, за повишаване на конкурентоспособността на газоразпределителните компании. По-ниските цени на природния газ и кръстосаното субсидиране насочват в неправилна посока потребителския интерес и изискват постоянна намеса на държавата. Това води до неефективност при използването на горивата и разпределението на ресурсите в цялата икономика, а оттук - до още по-голямо забавяне на прехода. По-ниските печалби на газоразпределителните компании намаляват инвеститорския

интерес и размера на инвестициите в газовия сектор. По този начин се възпрепятства използването на най-перспективното и екологично чисто гориво и се намалява вероятността за превръщането на страната ни в транзитен коридор на Европа.

*Използвана литература:*

*Banks, F.* Energy Economics: A Modern Introduction. Dordrecht, Boston and London, Kluwer Academic Publishers, 1999.

*Banks, F.* Markets That May Be Without Future: Electricity and Natural Gas. OPEC Bulletin, March, 2000, p. 7-10.

*Banks, F.* Some Economics Aspects of Risk Management in A Deregulated Markets. OPEC Bulletin, January/February, 2003, p. 23-26.

*McEachern, W.* Economics: A Contemporary Introduction. Cincinnati, Ohio, Southwestern Publishing Co., 1988.

*Nicholson, W.* Microeconomic Theory - Basic Principles and Extensions. Orlando, The Dryden Press, 1992.

*Rudawsky, O.* Mineral Economics - Development and Management of Natural Resources. ELSEVIER, 1986.

*Salvatore, D.* Managerial Economics. New York, Harper Colours, 1991.

*Wright, Ph.* Liberalizing Upstream Oil and Gas: The UK Experience and Its Applications. OPEC Bulletin, January/February, 2003, p. 16-22.

PHARE – Multi-Country Energy Programme “Natural Gas Pricing and Operational Twinning”. Training Material, SRC International Apc, Ramboll, WS Atkins, Econo Energy, March 1998.

United Kingdom: Transco/BG Storage/Ofgas. Published Reports, PHARE-Multi-Country Energy Programme “Natural Gas Pricing and Operational Twinning”, Enclosures, 1998.

Annual Energy Outlook with Projections to 2025 - Natural Gas Prices. Energy Information Administration, [www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov).

28.VIII.2003 г.