



Актуално състояние на българския електроенергиен сектор

София,
5 април 2013 г.

Атанас Георгиев

СУ "Св. Климент Охридски", Стопански факултет

Асистент, Секретар на маг. програма по "Икономика и управление в енергетиката, инфраструктурата и
комуналните услуги"

Електроенергиен вертикал

Деяностите в електроенергетиката

- Добив/продажба на първични ресурси
- Производство на електроенергия
- Пренос на електроенергия
- Разпределение на електроенергия
- Търговия (снабдяване) с електроенергия

Съгласно европейското и българското законодателство, всички дейности освен естествено монополните (пренос и разпределение) трябва да са отворени за конкуренция

Роли в електроенергийния пазар

производители: АЕЦ, ТЕЦ, ВЕЦ, ВЕИ, заводски и др.

обществен доставчик: НЕК

оператор на електропреносната мрежа: ЕСО

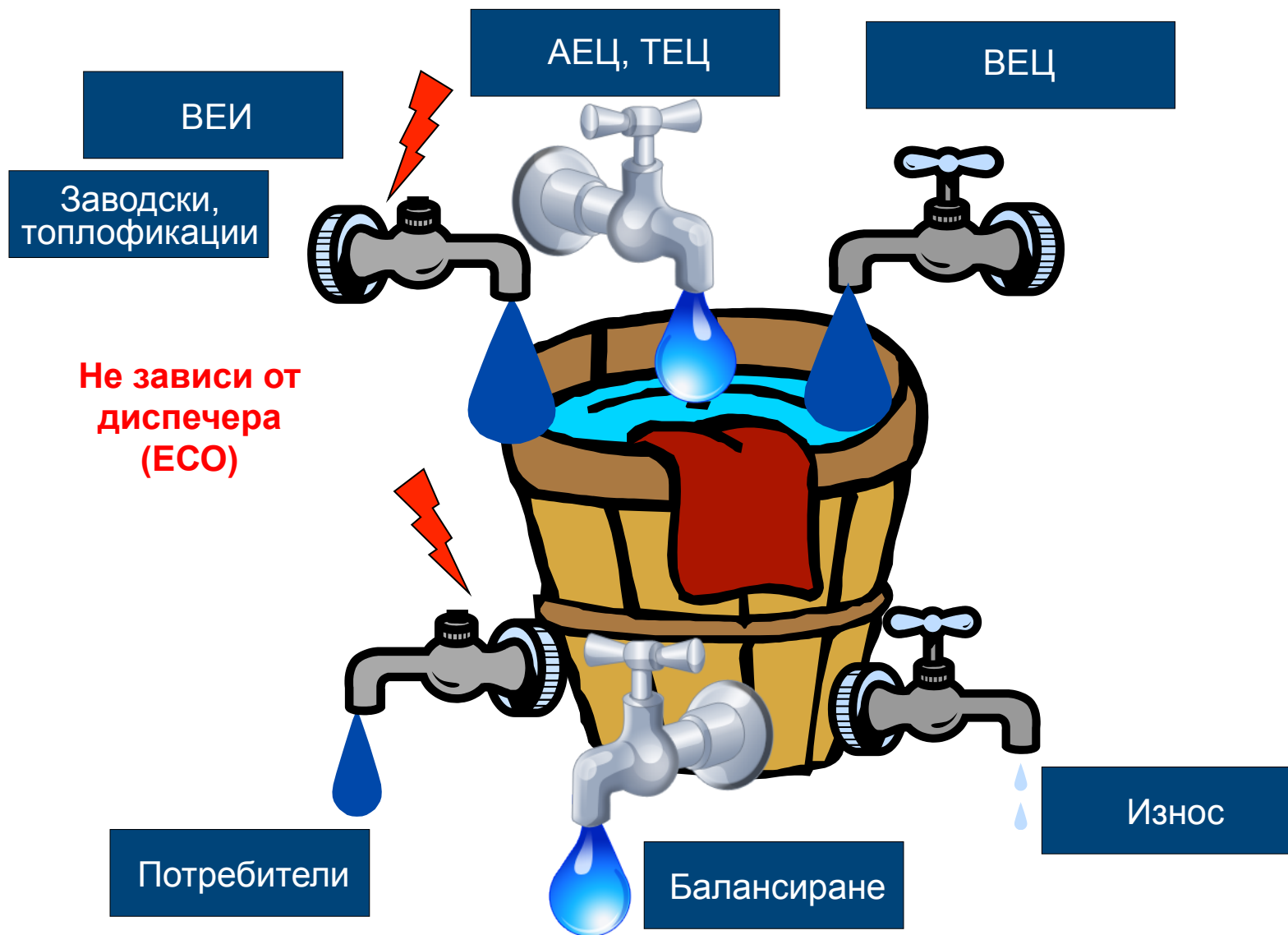
крайни снабдители: ЧЕЗ, ЕВН, Енерго-Про

оператори на електроразпределителни мрежи: ЧЕЗ, ЕВН, Енерго-Про

крайни клиенти: стопански/обществени и граждани

търговци на електрическа енергия

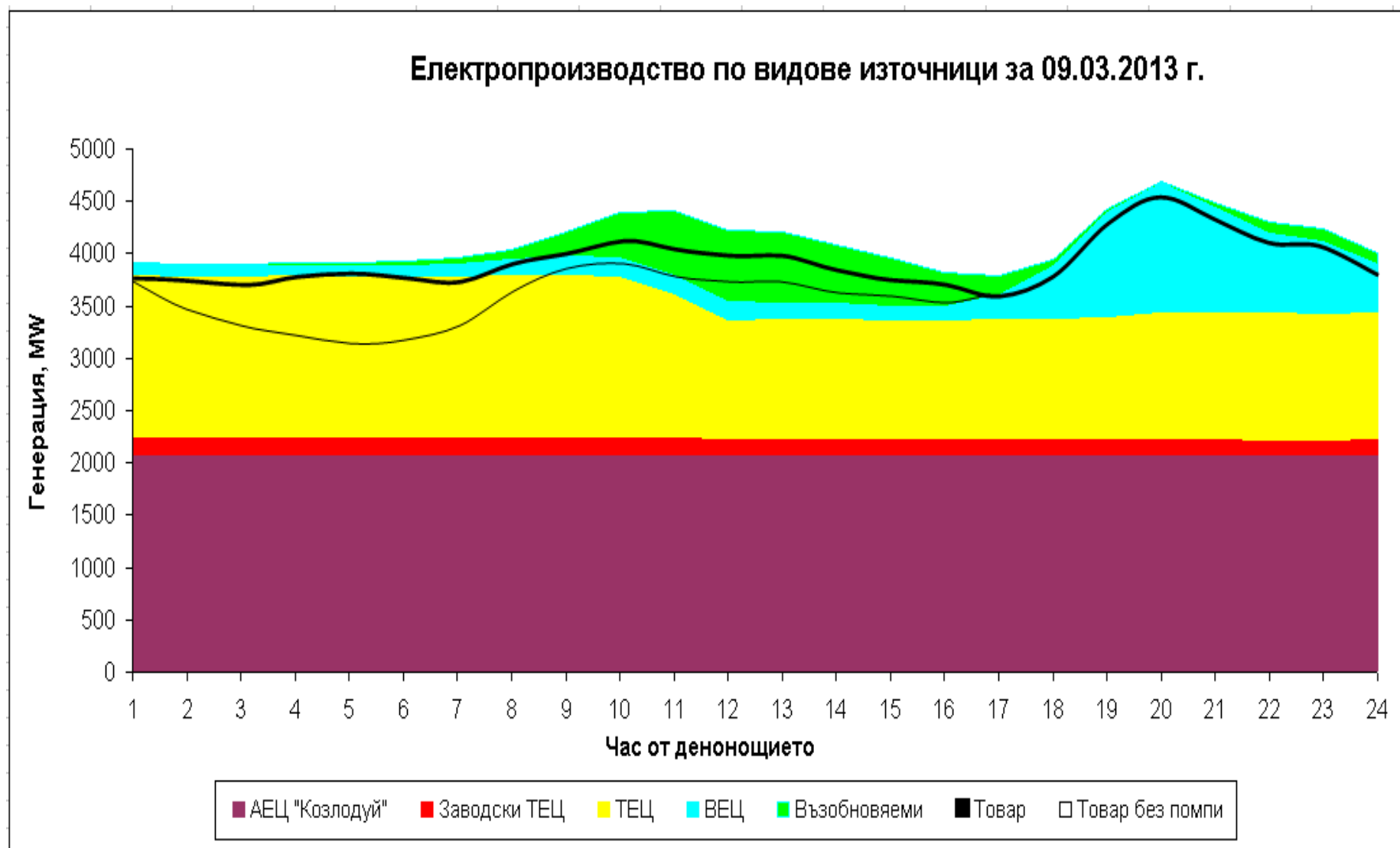
Балансиране на електроенергийната система



Електроенергийна система на България



Актуално състояние на системата



Източник: ЕСО

Инсталирани мощности – актуално състояние

Централа	Мощност (MW)	Цена (лв./MWh)
АЕЦ Козлодуй	2000	42.30
ТЕЦ Марица Изток 2	1600	66.81
ВЕЦ на НЕК	2713	79.18
ТЕЦ AES 3С Марица Изток 1	670	133.98
ТЕЦ ContourGlobal Марица Изток 3	908	95.79
ТЕЦ Варна	630	101.27
ТЕЦ Бобов дол	420	101.49
ТЕЦ Марица 3	110	101.87
ТЕЦ Русе	220	149.80
Ветроенергийни	~860	130-191
Фотоволтаични	~1040	236-699
Други ВЕЦ и ВЕИ	~400	~200
Топлофикационни централи	~780	255.16
Заводски централи	~600	157.81
ОБЩО	~12900	

Източници: ДКЕВР, ЕСО, НЕК, АУЕР

Електроенергийният пазар

- На пазара на електроенергия едновременно функционират два сегмента – регулиран и либерализиран, организирани на различен принцип
 - **На регулирания пазар** потребителите купуват по регулирани цени един общ микс от енергия и нямат задължение за балансиране
 - **На либерализирания пазар** потребителите купуват по свободно договорени цени и са задължени да пускат графици за доставките; и потребителите, и производителите подлежат на балансиране (допълнителни разходи).

Към момента под 20% от електроенергията се търгува по свободно-договорени цени

Основни разлики между двата сегмента на пазара

Регулиран пазар

- Крайната цена се определя от ДКЕВР
- Общ микс, еднакъв с националния
- Няма отговорност за планиране на потреблението
- Няма отговорност и разходи за балансиране
- Стандартна услуга – доставка на електроенергия
- Разходи = Енергия + Мрежа

Либерализиран пазар

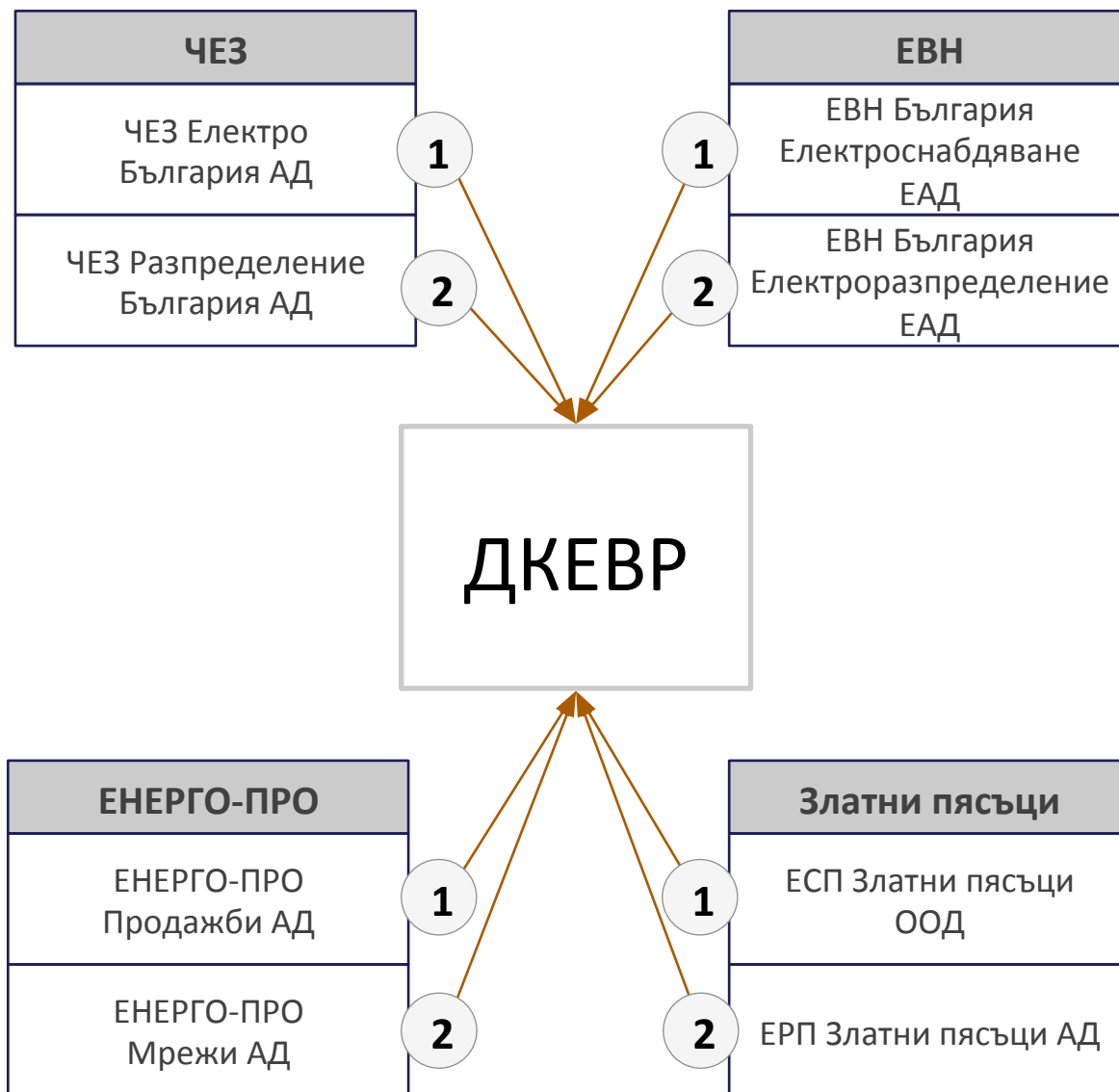
- Цената се определя от двустранни договори
- Индивидуално-определен микс от източници
- Планиране на потреблението “ден напред”
- Отговорност и разходи за балансиране
- Допълнителни енергийни услуги
- Разходи = Енергия + Мрежа + Балансираща енергия

Определяне на цени и квоти за регулирания пазар

ДКЕВР определя:

- **Квотите** за производство за регулирания пазар
- **Цените** в регулирания пазар:
 - между производители и Обществения доставчик
 - между Обществения доставчик и Крайните снабдители
 - за мрежовите услуги в преносната система
 - за мрежовите услуги в разпределителните системи
 - Други такси: зелена, “кафява”, невъзстановяеми разходи
- **Показатели** за качество
 - Технически (енергия за собствени нужди в централите, загуби при преноса и трансформацията на енергия и др.)
 - Други – относно качеството на обслужване на клиентите

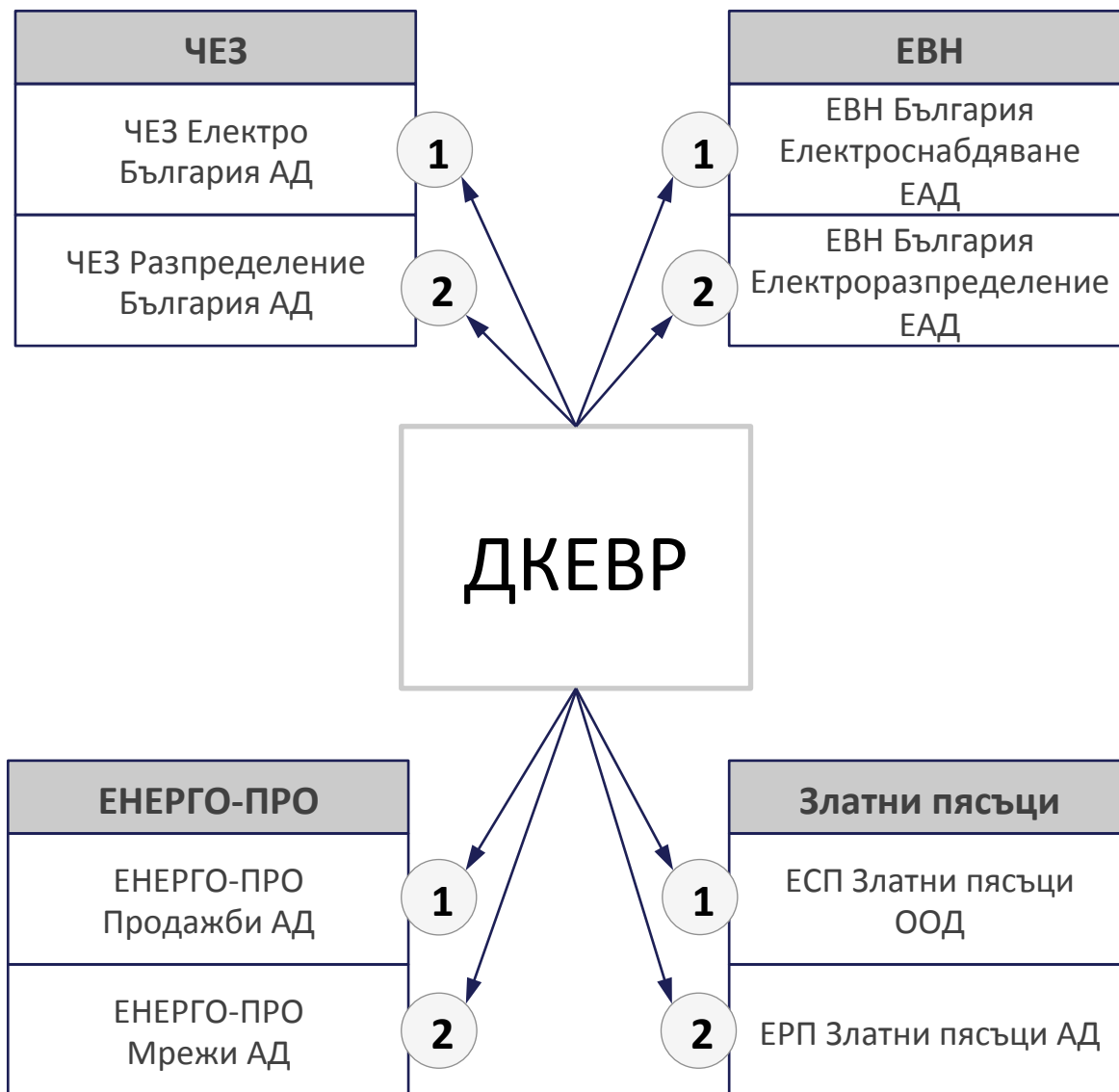
Процедура по ценообразуване (1/3)



- 1** Заявление към ДКЕВР за количества ел. енергия за покриване на потреблението на крайните клиенти
- 2** Заявление към ДКЕВР за количества ел. енергия за покриване на технологичните разходи в разпределителната мрежа

Източник: НЕК

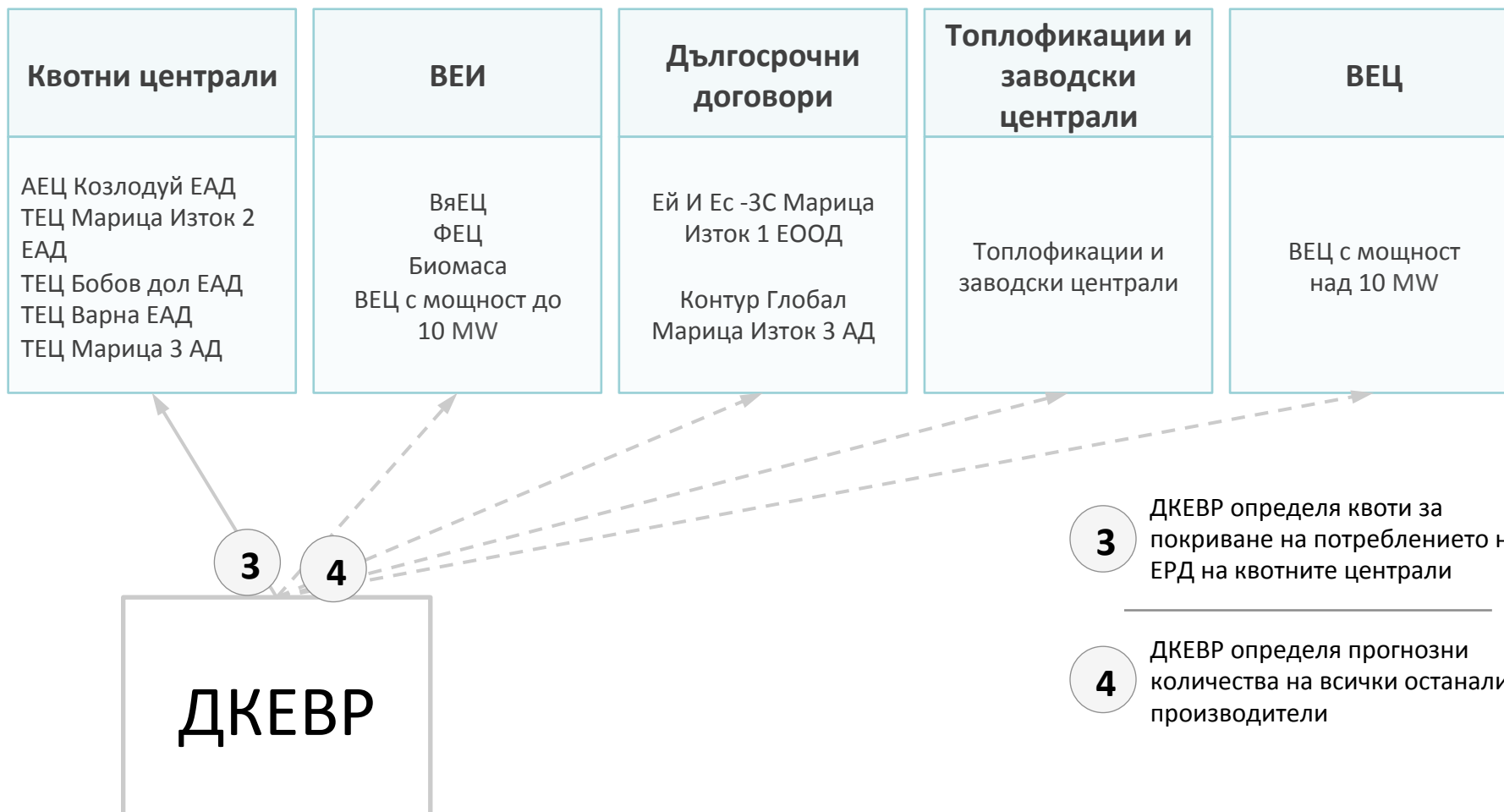
Процедура по ценообразуване (2/3)



- 1** ДКЕВР определя количества ел. енергия за покриване на потреблението на крайните клиенти
- 2** ДКЕВР определя количества ел. енергия за покриване на технологичните разходи в разпределителната мрежа

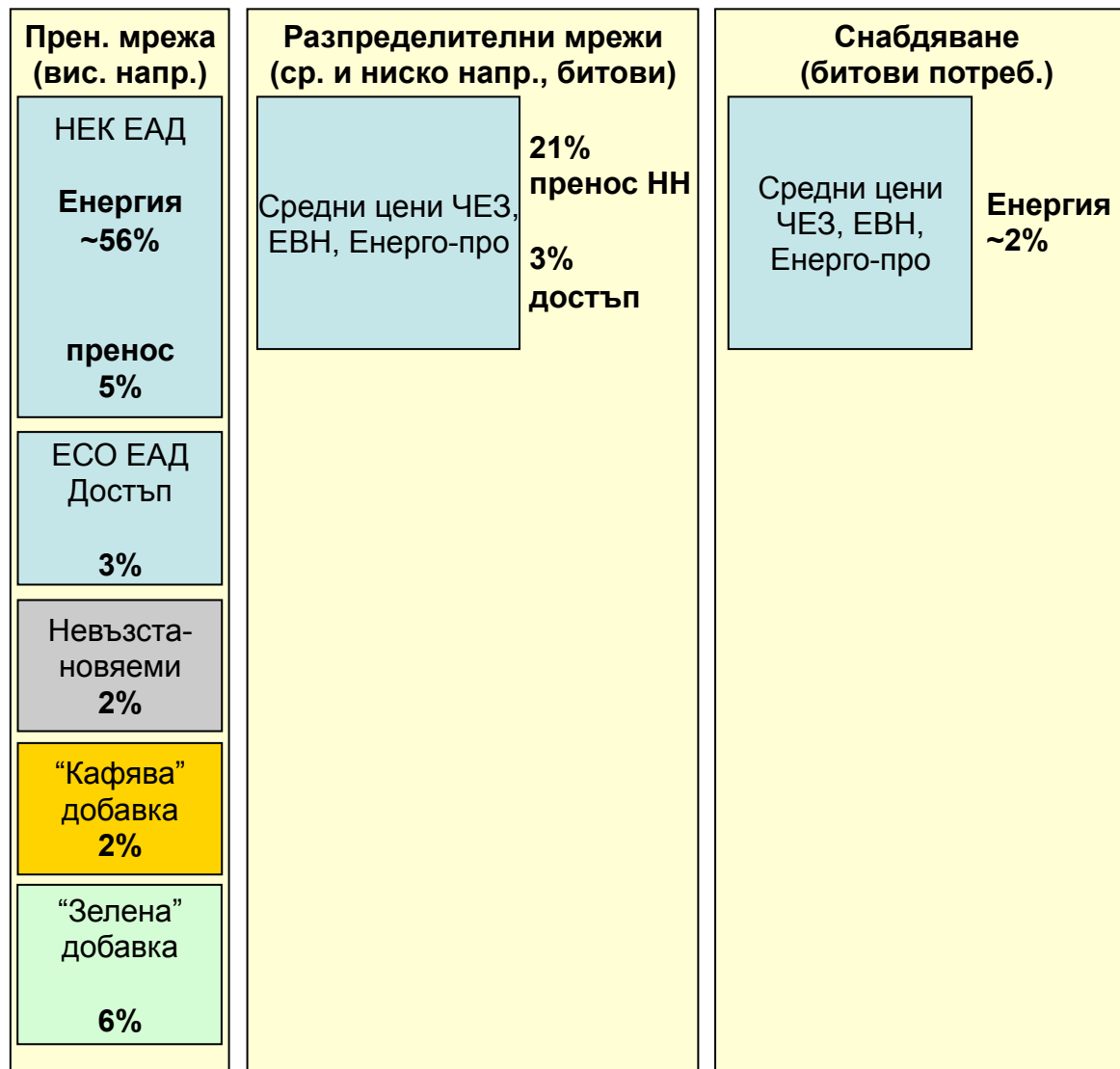
Източник: НЕК

Процедура по ценообразуване (3/3)



Източник: НЕК

Разпределение на сметките за гражданите - осреднено



Източник: ДКЕВР

ДКЕВР определя цените по веригата (VII' 2012 – VI' 2013)

Производство на електроенергия ~30000 GWh		Прен. мрежа (вис. напр.)	Разпределителни мрежи (ср. и ниско напр., битови)	Снабдяване (битови потреб.)
АЕЦ Козлодуй	420 млн. лв. 9500 GWh	НЕК ЕАД цена енергия 79.18 лв./MWh пренос 9.47 лв./MWh 382 млн. лв.	ЧЕЗ Разпределение България 351 млн.лв. регул. приходи	ЧЕЗ Електро България 8954 GWh 759 млн. лв.
ТЕЦ МИ-2	321 млн. лв. 4800 GWh			
ВЕЦ на НЕК	<128 млн. лв. 2649 GWh	ЕСО ЕАД достъп 262 млн. лв. 6.48 лв./MWh	ЕВН България Електроразпределение 300 млн. лв. регул. приходи	ЕВН България Електро-снабдяване 7984 GWh 644 млн. лв.
ТЕЦ AES МИ-1	дългоср. дог. 3554 GWh			
ТЕЦ КГ МИ-3	142 млн. лв. 4464 GWh	Невъзстановяеми 3.38 лв./MWh	Енерго-Про Мрежи 201 млн. лв. регул. приходи	Енерго-Про Продажби 5211 GWh 453 млн. лв.
ТЕЦ Варна	114 млн. лв. 1114 GWh			
ТЕЦ Марица 3	37 млн. лв. 358 GWh	"Кафява" добавка 3.83 лв./MWh	Малки ВЕИ	
ТЕЦ Бобов дол	98 млн. лв. 946 GWh			
Частни ВЕЦ	21 млн. лв. 196 GWh	"Зелена" добавка 11.10 лв./MWh		
Заводски цент.	Общо кафява 1657 GWh		7.88 лв. достъп НН	25.34 лв. нощна
Топлофикации	161 млн. лв. 1977 GWh			
Големи ВЕИ	264 млн. лв. 1688 GWh			
Малки ВЕИ	203 млн. лв. ~600 GWh			

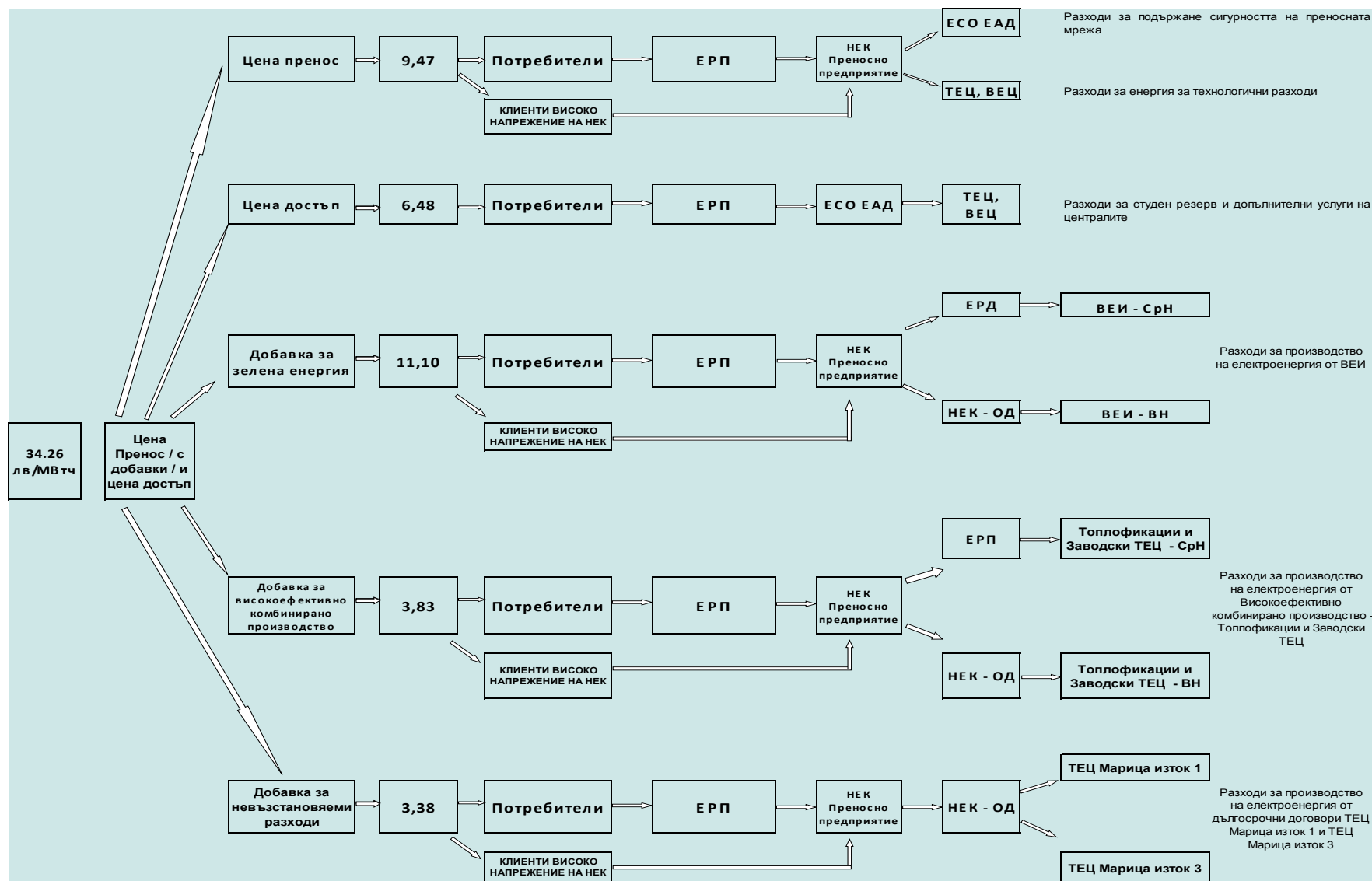
Източник: ДКЕВР

ДКЕВР определя цените по веригата (VII' 2012 – VI' 2013)

Производство на електроенергия ~30000 GWh		Прен. мрежа (вис. напр.)	Разпределителни мрежи (ср. и н. напр., стопански)	Снабдяване (стопански потреб.)
АЕЦ Козлодуй	420 млн. лв. 9500 GWh	НЕК ЕАД цена енергия 79.18 лв./MWh пренос 9.47 лв./MWh 382 млн. лв.	ЧЕЗ Разпределение България 351 млн.лв. регул. приходи 40.40 лв. пренос НН 16.28 лв. за MW/ден достъп	ЧЕЗ Електро България 8954 GWh 759 млн. лв. 164.82 лв. върхова 87.13 лв. дневна 46.74 лв. нощна
ТЕЦ МИ-2	321 млн. лв. 4800 GWh			
ВЕЦ на НЕК	<128 млн. лв. 2649 GWh	ЕСО ЕАД достъп 262 млн. лв. 6.48 лв./MWh	ЕВН България Електроразпределение 300 млн. лв. регул. приходи 40.62 лв. пренос НН 16.50 лв. за MW/ден достъп	ЕВН България Електро-снабдяване 7984 GWh 644 млн. лв. 168.65 лв върхова 101.87 лв. дневна 49.35 лв. нощна
ТЕЦ AES МИ-1	дългоср. дог. 3554 GWh			
ТЕЦ КГ МИ-3	142 млн. лв. 4464 GWh	Невъзстановяеми 3.38 лв./MWh	Енерго-Про Мрежи 201 млн. лв. регул. приходи 34.12 лв. пренос НН 7.88 лв. на MW достъп	Енерго-Про Продажби 5211 GWh 453 млн. лв. 210.81 лв върхова 107.39 лв. дневна 34.67 лв. нощна
ТЕЦ Варна	114 млн. лв. 1114 GWh			
ТЕЦ Марица 3	37 млн. лв. 358 GWh	"Кафява" добавка 3.83 лв./MWh	Малки ВЕИ	
ТЕЦ Бобов дол	98 млн. лв. 946 GWh			
Частни ВЕЦ	21 млн. лв. 196 GWh	"Зелена" добавка 11.10 лв./MWh		
Заводски цент.	Общо кафява 1657 GWh			
Топлофикации	161 млн. лв. 1977 GWh			
Големи ВЕИ	264 млн. лв. 1688 GWh			
Малки ВЕИ	203 млн. лв. ~600 GWh			

Източник: ДКЕВР

Отразяване на добавките в сметките на потребителите



Източник: НЕК

ВЕИ производители в мрежата на НЕК (над 5 MW)

ВЕИ производител	Мощност (MW)	Цена (лв./MWh)	Вид
АСМ БГ ИНВЕСТИЦИИ АД	21	699	солар
Уинд форс БГ ЕООД	10	540	солар
ЗБЕ Партнерс ЕАД	50	486	солар
Би Си Ай Черганово ЕООД	29	486	солар
Хелиос проджектс ЕАД	25	486	солар
РЕС Технолъджи АД	20	486	солар
Екосолар ЕООД	15	486	солар
Компания за енергетика и развитие ЕООД	14	486	солар
Екоенерджи солар ЕООД	10	486	солар
Е.В.Т-Електра Волт Трейд АД	10	486	солар
Дъбово енерджи ЕООД	10	486	солар
Монди Стамболийски ЕАД	10	246	биомаса
БИ СИ АЙ Казанлък 1,2,8,9,10	25	237	солар
Ветроком ЕООД: ВЕП Контакт Консул	23	191	вятър
ЕВН-Каварна ЕООД	16	191	вятър
Ей И Ес Гео Енерджи ООД	156	188	вятър
Еолика България ЕАД	60	188	вятър
Ветроком ЕООД: ВЕП Ветроком	50	188	вятър
Калиакра Уинд Пауър АД	35	188	вятър
Хаос инвест-1 ЕАД	16	149	вятър
Софийска вода АД	3	121	биогаз
Енерго-Про АД	103	112	ВЕЦ
БАД Гранитоид АД	23	112	ВЕЦ
Литекс хидро ЕООД	6	112	ВЕЦ

Източник: АУЕР, ДКЕВР

Топлофикационни централи, 478 млн. лв. (VII' 2012- VI' 2013)

Топлофикационни централи	Колич. (MWh)	Цена (лв./MWh)
Топлофикация София	704700	299.36
Топлофикация Плевен	266135	261.87
ЕВН България Топлофикация	299550	239.27
Топлофикация Бургас	122032	226.71
Топлофикация Русе (може и само ел.)	125737	153.10
Топлофикация Перник (може и само ел.)	111000	152.68
Топлофикация Враца	55691	248.99
Далкия Варна	54165	253.17
Топлофикация Сливен (може и само ел.)	70369	154.60
Топлофикация Велико Търново	18992	294.33
Топлофикация Разград	18125	233.81
Топлофикация Казанлък	14459	286.00
Топлофикация Габрово	7637	241.51
Юлико - Евротрейд ЕООД	1930	271.51
Софиягаз ЕАД	1125	277.55

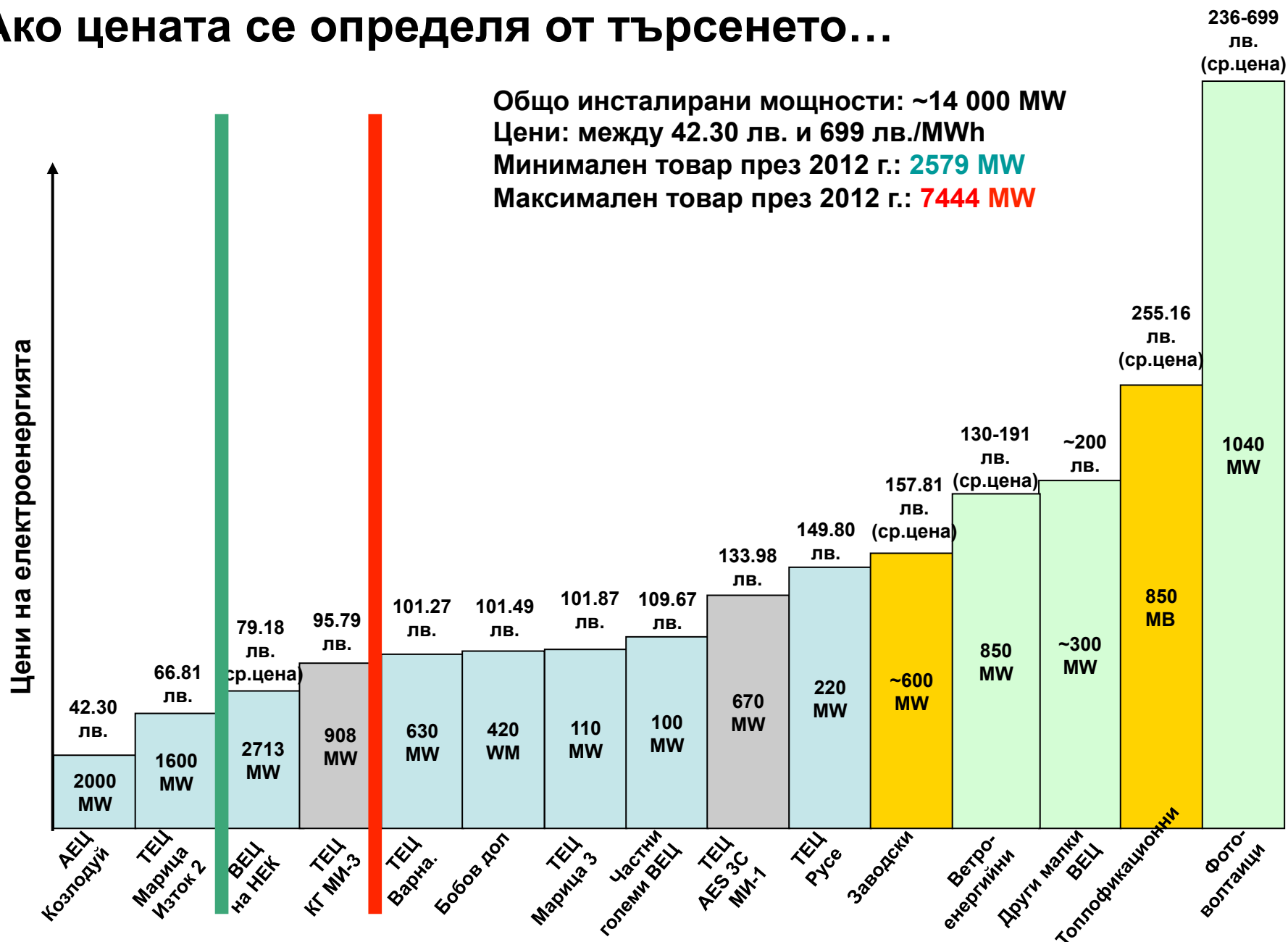
Източник: ДКЕВР

Заводски централи, 240 млн. лв. (VII'2012-VI'2013)

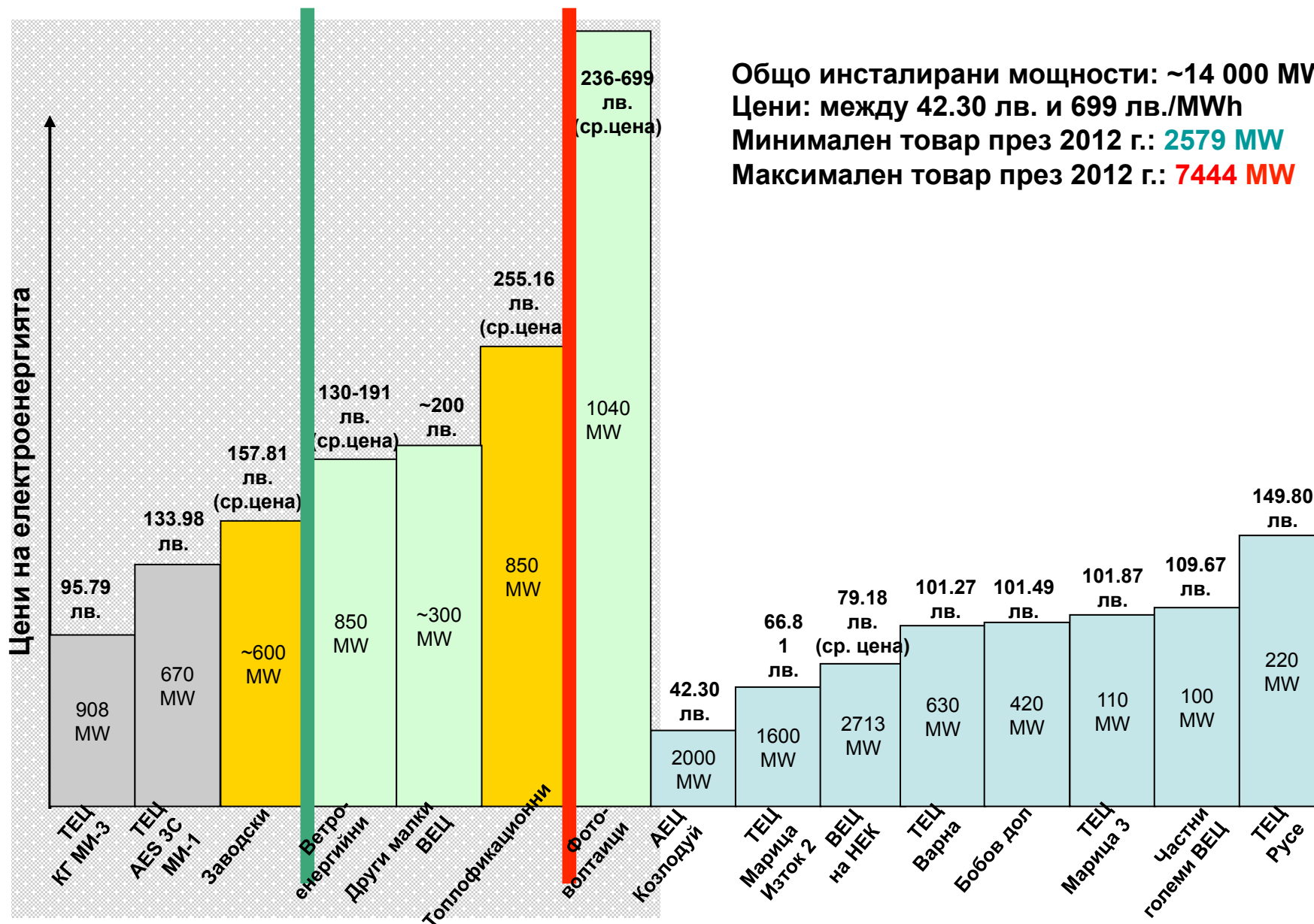
Заводски централи	Колич. (MWh)	Цена (лв./MWh)
ТЕЦ Брикел	595344	127.89
Видахим АД	238380	184.46
Девен АД	247217	116.55
Лукойл Енергия и Газ ЕООД	132434	205.10
V&BGД Оранжерии Петрич ООД	73364	296.68
Биовет АД	102484	184.11
Когрийн ООД	32484	180.00
Оранжерии Гимел АД - 500 дк	13554	211.21
Оранжерии Гимел АД - 200 дк	11930	202.16
ТЕЦ Свилоза (може и само ел.)	15606	141.56
Алт Ко АД	10554	182.51
Скът ЕООД	9308	202.82
ЧЗП Румяна Величкова	6780	170.94
Унибел АД	6450	155.20
ТЕЦ Горна Оряховица	6650	145.82
Декотекс АД	5624	172.42
Зебра АД	6119	141.12
Димитър Маджаров-2 ЕООД	2116	174.42
Доверие енергетика АД	1980	162.05
Овердрайв АД	850	217.59
МБАЛ Търговище АД	419	275.69

Източник: ДКЕВР

Ако цената се определя от търсенето...



При задължително изкупуване на енергия



Балансиране на електроенергийната система

- **"Балансираща енергия"** е енергията, която операторът на преносната мрежа активира за компенсиране на разлики между договорено и реализирано производство/потребление
- **"Допълнителни услуги"** са всички услуги, необходими за експлоатацията на електроенергийната система (регулиране на напрежението, доставка на реактивна мощност, участие в първично и вторично регулиране на честота и др.)
- **"Студен резерв"** е резервът, който операторът купува (като разполагаемост на енергийни мощности) и активира в случай на дефицит.

Балансиране на системата при увеличаване на ВЕИ

- Дял на АЕЦ – спада от 50% (2001 г.) на 35% (2012 г.)
- Износ – повишен през 2010-2012 г.
- Производство от ВЕИ – средногодишен ръст над 100% между 2008 и 2012 г.
- Повишено потребление на енергия от ВЕЦ/ПАВЕЦ за балансиране
- **ПРИНУДИТЕЛЕН ПРЕСТОЙ ЗА КОНВЕНЦИОНАЛНИ ЦЕНТРАЛИ → НЯМА РАБОТА ЗА МИНИТЕ**

Показатели		2001	2008	2009	2010	2011	2012
ПАВЕЦ /консумация/	МВтч	780 931	717 842	927 697	987 643	1 198 549	1 070 124
Производство ВЕЦ НЕК	МВтч	2 014 219	2 414 444	2 962 921	4 223 994	2 810 812	3 276 373
Продадена/Реализирана електроенергия	МВтч	36 323 238	37 335 198	35 516 329	38 570 482	41 963 209	40 047 231
в т.ч. Търговски износ	МВтч	6 790 241	5 359 412	5 096 189	8 495 463	10 661 497	9 153 548
Производство водноелектрически ВЕИ	МВтч	95 650	398 401	486 885	674 216	345 844	397 019
Производство ВяЕЦ и ФтЕЦ	МВтч	0	48 294	113 890	354 643	410 789	931 742
Производство АЕЦ	МВтч	18 238 068	14 741 540	14 223 229	14 236 362	15 264 144	14 712 509

Източник: Списание Енергетика, НЕК/ЕСО

Какво означава “студения резерв”

$$\begin{aligned} & \text{Отчитат се амортизации – разходи} \\ & + \\ & \text{Централите са заредени с гориво – платено} \\ & + \\ & \text{Персоналът е по местата си – заплати} \\ & + \\ & \text{Мощностите са в постоянна готовност} \\ & = \end{aligned}$$

Цената на студения резерв трябва да покрие разходите

Разходите за студен резерв

- Регулираната цена на ЕСО за достъп до електропреносната мрежа (**6.48 лв./MWh**) се формира от ~ 0.65 лв./MWh дейността по управление на системата и

~ 5.80 лв./MWh за за закупуване на студен резерв и услуги от производителите на електрическа енергия

- Реалните разходи на ЕСО са **~ 9.42 лв./MWh** - ~ 0.95 лв./MWh за управление на системата и

~ 8.50 лв./MWh за закупуване на студен резерв и услуги от производителите на електрическа енергия