

ЙОРДАНКА АНГЕЛОВА

**ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ
АНАЛИЗ В
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА**

**Авангард Прима
София, 2018 г.**

Учебникът е съобразен с учебните планове на специалностите: „Мениджмънт в електроенергетиката“; „Топло- и Ядрена енергетика“, „Топлотехника“, „Хидравлична и пневматична техника“, „Електроенергетика и електрообзавеждане“, „Машиностроителна техника и технологии“ и др., за получаване на образователно-квалификационните степени „Бакалавър“ или „Магистър“ в Технически университет – София.

Авторът е на мнение, че разработката ще бъде в пряка помощ и за научни работници, предприемачи, бизнесмени и експерти, както и за всички интересуващи се от състоянието и развитието на енергийния сектор и енергийните предприятия в страната.

Този учебник съдържа 7 глави и 1 част, касаеща лидерските компетенции в енергийния сектор. Той засяга проблемите в електроенергийния сектор с подчертан технико-икономически характер и е напълно променено и актуализирано издание на учебникът „Икономика на енергетиката“ I част /Издание 2014 г./.

Авторът благодари на всички колеги за оказаната подкрепа и с благодарност и уважение ще приеме всички конструктивни препоръки с цел подобряване на изложения материал!

© доц. д-р Йорданка Ангелова, автор, 2018 г.

© Авангард Прима, издател, 2018 г.

Рецензенти:

Проф. д-р Димо Стоилов – ТУ – София

Доц. д-р Десислава Иванова – ТрУ – Ст.Загора

ISBN 978-619-239-064-8

Издателство „Авангард Прима“

София, 2018 г.

Всички права запазени! Не се разрешава копиране, възпроизвеждане, както и разпространение на учебника или части от него по какъвто и да е друг начин без писменото разрешение на издателите и автора!

СЪДЪРЖАНИЕ

РЕЗЮМЕ	7
ВЪВЕДЕНИЕ.....	9
<i>Глава първа</i>	
ЕНЕРГЕТИКАТА – ОСНОВЕН СЕКТОР НА ИКОНОМИКАТА.....	12
1. История и стопанско значение на енергетиката	12
2. Развитие на енергетиката в България	16
3. Правна регламентация на стопанската дейност в българската енергетика.....	26
<i>Глава втора</i>	
ЕНЕРГИЙНИ РЕСУРСИ.....	30
1. Видове енергийни ресурси	30
2. Стопанско значение на видовете енергийни ресурси	34
3. Проблеми на опазването на околната среда	39
<i>Глава трета</i>	
ГОРИВНО-ЕНЕРГИЕН БАЛАНС НА СТРАНАТА	43
1. Видове генериращи мощности в енергийния сектор	43
2. Основни потребители на енергийния сектор.....	45
3. Същност и структура на горивно-енергийния баланс на страната.....	47
4. Съставяне на горивно-енергийния баланс на страната и оптимизиране на структурата му	53
5. Нормиране на разхода на енергия	55
6. Надеждност на електроснабдяването	58

Глава четвърта
ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ АНАЛИЗ
ПРИ ПРОИЗВОДСТВОТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА
ЕНЕРГИЯ..... 62

1. Технико-икономически особености на ВЕЦ при производството на електрическа енергия 62
2. Технико-икономически особености на ТЕЦ при производството на електрическа енергия 65
3. Технико-икономически особености на АЕЦ при производството на електрическа енергия 67
4. Алтернативни методи за производството на електрическа енергия..... 69

Глава пета
ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ ПАЗАР ... 78

1. Балансиращ пазар на електрическа енергия 78
2. Необходимост от създаване на Енергийна борса – БНЕБ/ Independent Bulgarian Energy Exchange IBEX..... 90
3. Сливане на пазарите „Market Coupling..... 96
4. Волатилност на спот пазара 98
5. Сделки по REMIT. Прозрачност на пазара за търговия на едро с енергия..... 100

Глава шеста
ИКОНОМИЧЕСКИ ОСНОВИ НА ПРОИЗВОДСТВОТО
НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ..... 103

1. Стопанско значение на производството на топлинна енергия..... 103
2. Технико-икономически особености на съвместното производство на топлинна и на електрическа енергия 109
3. Развитие на топлофикационни системи 113
4. Перспективи пред топлофикационните дружества. RDF... 122

Глава седма

ИКОНОМИЧЕСКИ ОСНОВИ НА ДОСТАВКАТА НА ЕНЕРГИЯ	126
1. Мрежи за пренос и разпределение на електрическа енергия.....	126
2. Мрежи за пренос на топлинна енергия	128
3. Организация на преноса и снабдяването с електрическа енергия.....	129
ЛИДЕРСКИ КОМПЕТЕНЦИИ В ЕНЕРГИЙНИЯТ СЕКТОР	133
ТЕРМИНИ И ДЕФИНИЦИИ	142
СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА	152
ИЗПОЛЗВАНА ЛИТЕРАТУРА	154
ПРИЛОЖЕНИЯ	161

РЕЗЮМЕ

Енергийният сектор винаги е бил в центъра на общественото внимание и е обект на засилен натиск за промяна – от въпросите за цената на електрическата енергия /ЕЕ/ за индустрията, през конкурентноспособността ѝ и несигурността за работните места на хиляди работници, релевантността им с все по-изострящите се проблеми на чистотата на въздуха, грижата и или идеите за мащабни инвестиционни проекти, та чак до промяна на пазарния модел и до цените на ЕЕ за крайните клиенти.

Всичко това дава мотивация на авторът на учебника да разработи съдържателно едни от най-често засяганите теми в енергетиката, които и да бъдат съобразени с учебния материал на бакалавърски и магистърски програми в енергийната сфера.

Съдържанието на предлагания учебник е разпределено в седем глави. С него авторът си поставя за цел да запознае читателя със същността, предмета, значението и технико-икономическите показатели в един особено важен за страната ни сектор – енергийният, който в последните десетилетия преминава през различни етапи от развитието си.

Първоначално е направена кратка характеристика по същността и стопанското значение на енергетиката. Изяснени са въпросите за функциониране на енергийното предприятие в пазарни условия, като се очертават видовете пазарни модели за неговото функциониране, както и мястото на енергетиката в националното стопанство.

Във втора глава се отразени видовете енергийни ресурси с тяхното стопанско значение, като са засегнати и проблемите по опазването на околната среда. Необходимо е да се обърне особе-

но внимание на горивно-енергийния баланс на страната ни, за което читателят може да се информира в трета глава на този учебник. Следващите три глави (четвърта, шеста и седма) изясняват икономическите основи при производството на електрическа и топлинна енергия, както и на доставката ѝ. В глава пета е отделено специално внимание на либерализацията на пазара, включващ балансиращия пазар, Българската независима енергийна борса, Обединението на пазарите /Market Coupling, Волатилност и Сделките по REMIT.

Предложените в учебника дефиниции и определения са подкрепени с подходящия за целта формулен апарат.

Авторът няма претенции (а и не си е поставял такава цел), че е обхванал всички проблеми в енергийното предприятие. При подготовката и написването на учебника стремежът му е бил да обобщи и отрази в подходяща логическа последователност основната проблематика в електроенергетиката и да поднесе по достъпен и разбираем начин информацията на читателя.

ВЪВЕДЕНИЕ

Електрическата енергия /ЕЕ/ е може би най-универсалната, най-често използваната и удобна за потребителя форма на енергия. Тя може да се генерира от най-различни горива като въглища, лигнити, петрол, нафта, мазут, дизел, растително масло, алкохол, природен газ, биомаса и др. Почти всяка форма на енергия, срещаща се в природата, може да бъде превърната в ЕЕ като: Енергия от вятър; Вълни; Пара; Вода; Термални извори; Приливи и отливи; Течаща вода; Слънчева светлина, както и огромната енергия, заключена в сърцето на атома.

Безбройните ѝ приложения и простият начин, по който може да бъде пусната в употреба (или извадена от употреба) само с щракването на един прекъсвач, са я превърнали в основна необходимост за икономическия и социалния живот на огромна част от света. Следователно, в много сфери животът би бил немислим без ЕЕ. Така например,

- Помпите, които управляват тръбите за питейна вода, извърлят отпадни или отвеждат дъждовни води;

- Телекомуникационната мрежа, която пресича целия свят;

- Масовото транспортиране на хора и стоки по суша, вода и въздух;

- Осигуряването на прохлада в горещините и на отопление през студените месеци;

- Съхраняването на лекарства, храни и други нетрайни продукти при определена температура;

- Осигуряването на изкуствено осветление след естествената дневна светлина и т.н. и т.н.

Цялата инфраструктура на една общност – домовете, офи-

сите, селското стопанство, промишлеността, болниците, банките, търговските центрове, транспортът, комуникациите и развлекателните обекти – зависи от тази форма на енергия.

В тази връзка, авторът е мотивиран да разработи учебник, в който да отрази основните и съвременните технико-икономически характеристики в електроенергийната сфера.

Цитирайки енергиен експерт /Д.Добрев/, който казва: „Световната енергетика е на кръстопът, от който тръгват много пътища“, е казано в контекста на това, че никой не може да направи реална прогноза днес какъв ще бъде енергийният микс до 2050 година, още по-малко какъв ще бъде правилният енергиен микс за всяка страна. Но вече е факт, че предстои 3D енергиен преход включващ: **Декарбонизация; Дигитализация и Децентрализация**, който ще доведе до кардинални промени в енергийния сектор. Този т.нар. пазар на 3D ще бъде кръгов. Решенията ще се вземат отдолу нагоре, тоест от потребителите, като ЕЕ вече няма да е стока, а услуга.

По думите на друг енергиен експерт /Ив.Диловска/, се очартава да има и промени в пазарния модел. Вече няма да има пазар на едро, той ще бъде изместен от малките пазари и тук ще властват ЕРП-та.

Така например, пакетът „Чиста енергия“, който преди беше известен като „Зимен пакет“ стои в основата на един нов модел на електроенергийния пазар, който да е гъвкав, конкурентен и да насърчава инвестициите. Това ще е един труден процес, тъй като ще затрудни работата и дейността на много централи, заради невъзможността на собствениците да бъдат конкуренти на пазара на ЕЕ.

Необходимо е да има единен пазар на енергия, но в същото време да се усъвършенства така, че да насърчава и инвестициите. В случая става въпрос и за това какви трябва да бъдат допускните субсидии за пазара, така че да стане достъпен и конкурентен.

Основната идея на либерализацията на електроенергийния сектор е да се осъществи структурното отделяне на предприятията, които управляват преносната и разпределителната мрежа, разполагащи с естествен монопол, от генерирането на енергия, от една страна, и нейната доставка, от друга, с цел да се отворят за конкуренция всички немонополни дейности по веригата. По този начин се предполага, че либерализацията на електроенергийния сектор ще допринесе за намаляване на цените на ЕЕ и ще спомогне за намаляване на корупцията в сектора.

За това, българската енергетика трябва да върви в крак с политиките на Европейския съюз /ЕС/.

Глава първа

ЕНЕРГЕТИКАТА – ОСНОВЕН СЕКТОР НА ИКОНОМИКАТА

1. История и стопанско значение на енергетиката

Енергетиката е сложен комплекс от дейности, свързани с производството, преноса, разпределението и потреблението на електрическа и топлинна енергия (ЕЕ и ТЕ). Към системата на енергетиката се отнася цялата научно-изследователска работа по търсене, проучване и експлоатация на известни или нови енергийни източници, изследванията в областта на технологията на производството на ЕЕ и ТЕ, за превоз на горива, за пренос на ЕЕ и ТЕ и др.

Кратката история говори за първите малки централи за производство на ЕЕ у нас, които са изградени с помощта на чужди фирми в края на XIX век. Използвани са малки парни турбини и генератори за постоянен ток. Първата електроцентрала с мощност от 50 kW е построена в Двореца „Евксиноград“ във гр.Варна през 1893 г., а в гр.София, през 1895 г. е изградена първата електроцентрала с мощност 160 kW и е електрифицирана първата сграда – Княжевският дворец. През 1899 г. в гр. Перник е изградена неголяма електроцентрала с мощност от 31 kW. Произведената от нея ЕЕ е използвана предимно от мините и за осветление на града. Впоследствие започва изграждането и на други централи, като: в дворецовата конюшня (12,5 kW); в сградата на Народното събрание (10 kW); в Телефонната палата (30 kW) и др. [23, 29]

Първата ВЕЦ е построена през 1900 г. на р. Искър в кв. Панчарево с мощност от 1470 kW и с нея е поставено началото на уличното осветление на столицата. В навечерието на Втората световна война в страната са изградени 113 хил. kW електромощности, в които са произведени 266 млн. kWh ЕЕ, т.е. по 42 kWh на жител по онова време. По този показател България е била на предпоследно място в Европа (след Гърция и преди Турция).

В годините след Втората световна война с разработването на лигнитните басейни в страната са изградени мощни топлоелектрически централи (ТЕЦ) с 500, 600 и 840 MWt мощност. През 1969 г. в района на гр. Козлодуй започва строителството на първата у нас Атомна електроцентрала (АЕЦ), която е изградена на три етапа. След завършването на първия етап АЕЦ разполага с обща инсталирана мощност от 880 MW, разпределена в два реакторни блока от по 440 MW и четири турбини с единична мощност от 220 MW. Първият реакторен блок е въведен в експлоатация през 1974 г., а вторият – година по-късно. Вторият етап е аналогичен на първия, като се изграждат отново нови два енергоблока от по 440 MW. Третият реакторен блок е въведен в експлоатация в края на 1980 г., а четвъртият – 1982 г., в резултат на което АЕЦ „Козлодуй“ достига инсталирана мощност от 1760 MW. Впоследствие се изграждат два нови 1000-мегаватова реактора тип ВВЕЕР-1000 (руски) и атомната централа достига до 3760 MWt инсталирана мощност. Тази мощност наложи изграждането на 400-киловатов далекопроводен пръстен, както и побързото изграждане на ПАВЕЦ „Чаира“, която да поеме част от неоползотворената в нощните часове ЕЕ. [29, 84]

Помпено-акумулационните електроцентрали (ПАВЕЦ) са нов тип ВЕЦ. Освен турбини и генератори те имат помпи, чрез които в нощните часове се изпомпват води от долния в горния басейн, като през часовете, когато електропроизводствените мощности и електроенергийната система са най-натоварени, те отново „преработват“ акумулираната вода.

Значението на енергетиката се определя от три аспекта – **икономически, социален и интеграционен.**

Икономическият аспект се изразява в това, че от развитието и състоянието зависи цялото обществено производство, внедряването на постиженията на научно-техническия прогрес (НТП) във всички отрасли на националното ни стопанство. Като всяка производствена дейност, енергопроизводството се разглежда тясно свързано с енергопотреблението. Механизацията, автоматизацията и роботизацията на производството, т.е. намаляването дела на ръчния труд изисква силно развита енергетика, която да подтиква интензификацията на производството.

Следователно, енергийният сектор е сред най-важните отрасли в националната икономика и с най-голям дял в индустриалната добавена стойност.

Социалният аспект се изразява в задоволяването нуждите на населението с ЕЕ и ТЕ за битови нужди. Известно е, че с повишаването на жизнения стандарт се увеличават и нуждите на населението. Някои изследователи изразяват тревогата, че енергийната либерализация допълнително ще укрепи неравностойните енергийни отношения в енергийния сектор, като изостри неравенството между производители и потребители, както и между заможни и бедни потребители.

Интеграционният аспект се изразява чрез участието на страната ни в международното разделение на труда. Така например изградени са редица мощности на енергетиката на основата на вносни енергоносители, каквито са ТЕЦ „Варна“, ТЕЦ „Русе“ и др. Чрез интеграцията страната решава гориво-енергийния и суровинен проблем.

Енергетиката се развива основно в промишлени условия, но предстои развитие и на децентрализираната енергетика, т.е. самостоятелно производство от малки предприятия и домакинства за собствени нужди, особено в по-малките и отдалечени райони. Продукцията ѝ не се складира, моментът на производството

съвпада с момента на потребление. Основният продукт ЕЕ бързо и лесно се трансформира в други видове енергия – топлинна, механична и светлинна. Използването на ЕЕ е екологично чисто, което ѝ дава предимство пред използването на твърди и течни горива.

Енергетиката обединява различни по технология дейности като добив на горива, водно стопанство, производство на електро- и топлоенергия и др.

Енергийните ресурси оказват определящо влияние върху отрасловата структура на енергетиката. Тя включва добив на енергийни източници; производство на ЕЕ и ТЕ; пренос и разпределение на ЕЕ и ТЕ.

България има ограничени енергийни ресурси. Източниците за производство на ЕЕ и ТЕ са: въглища, нефт, природен газ, ВЕИ (вода, вятър, слънце, биомаса и др.). 65% от използваните енергийни ресурси са вносни и 35% местни. В енергийния баланс на страната въглищата имат най-голямо значение. Забелязва се тенденция на увеличаване на относителния им дял в суровинната база на енергетиката, особено след затварянето на първите четири блока на АЕЦ „Козлодуй“.

Производството на ЕЕ и ТЕ се осъществява от атомни електроцентрали (АЕЦ); кондензационни топлоелектрически централи (КТЕЦ); топлофикационни електрически централи (ТФЕЦ); водноелектрически централи (ВЕЦ), както и централи, използващи ВЕИ.

Произведената ЕЕ и ТЕ се доставя на консуматорите чрез преносни и разпределителни електроенергийни и топлофикационни мрежи. Според нивото на напрежение електроенергийните мрежи у нас се делят на:

- високо напрежение (ВН) – 750kV; 400 kV; 220 kV и 110 kV;
- средно напрежение (СН) – 20 kV; 10 kV и 6 kV;
- ниско напрежение (НН) – 380 V и 220 V.

2. Развитие на енергетиката в България

Българската енергетика е силно зависима от вноса на първичните си енергийни ресурси. Зависимостта на ЕС от вноса на първични енергоресурси е по-малка – около 40%, но устойчива е тенденцията за увеличаване на тази зависимост до 70% през следващите 20 години. Затова и ЕС полага сериозни усилия в две основни направления:

- Намалване на относителното енергийно потребление на единица брутен вътрешен продукт (БВП) на икономиката, и
- Оползотворяване на местни възобновяеми енергийни източници (ВЕИ).

Наред с това, значителен потенциал за подобряване сигурността на енергоснабдяването представлява засилването на взаимната зависимост при използване на възловото географско положение на страната ни за все по-голям транзит на руски и азиатски ресурси (природен газ, петрол и електроенергия) към запад и юг, както и на възможността за разнообразяване на източниците и доставчиците на енергоресурси.

Въпреки оскъдния местен енергиен потенциал, българската икономика се отличава от другите страни (както развитите, така и страните в преход от Централна и Източна Европа) с енергийната си разточителност. Поради това основната стратегическа цел на икономиката и в частност на енергетиката трябва да бъде рационалното използване на енергийните ресурси. Задачата е очевидна и винаги е била декларирана като приоритетна, включително в планово управляваната икономика. Рационализирането на потреблението и енергийния баланс е възможно само в условията на конкурентна икономика и енергиен пазар.

За развитието на енергийния отрасъл още през 2002 г. е разработена Енергийна стратегия, която се съобразява с изискванията и Директивите на Европейския съюз (ЕС). През 2011 г. е приета нова такава, в която се акцентира основно върху:

- Енергийната сигурност;
- Намаляване емисиите на парникови газове;
- Увеличаване дела на възобновяемите енергийни източници в общото крайно потребление на енергия;
- Повишаване на енергийната сигурност;
- Независим регулиран и конкурентен енергиен пазар;
- Стратегия за развитие на енергийното потребление до 2020 г.

Надеждното енергоснабдяване на приемливи цени е ключов фактор за икономическия растеж и конкурентоспособност. В тази връзка е въведен пазарен модел в електроенергийния и газовия сектори.

Пазарният модел на вътрешния пазар на ЕЕ (и природен газ) е основан на регулиран достъп на трета страна до мрежата, при който сделките се осъществяват чрез директни двустранни договори между производители/търговци и потребители и балансиращ пазар (на който се купуват недостигащите количества и се продават оставащите излишъци по двустранните договори). В преходния период на поэтапна либерализация взаимоотношенията между пазарните участници се осъществяват на регулиран и на свободен пазар на ЕЕ. Двата сегмента работят при различни условия, но съвместно, като връзката между тях се осъществява от Оператора на електропреносната система, в чийто функции попадат включително администрирането на сделките по свободно договорени цени и организацията на балансирането на пазара на ЕЕ. Процесът по балансиране на регулирания пазар влезе в сила от 01 юни 2014 г. Това безспорно се отрази и във фактурите както на индустриалните, така и на крайните потребители. От 1 юли 2014 г., с решение на Комисията за енергийно и водно регулиране /КЕВР/, се въвежда цена за балансиране на регулирания пазар за цяла България. Това е съществена стъпка към пълната либерализация на търговията с ЕЕ и въвежда еднакви

принципи за заплащане на балансираща енергия от всички клиенти, независимо от пазарния сегмент към който принадлежат. [4, 7, 8, 30]

Балансирането на електроенергийния пазар изисква от Крайните снабдители, в това число и от електроразпределителните дружества да прогнозираят ежедневно почасовото потребление на своите клиенти за следващия ден и да предават тези прогнози на Електроенергийният системен оператор (ЕСО). Разликите между прогнозираното и реалното потребление формират дебаланс в системата, който се контролира и отчита от ЕСО. Разходите за компенсирането на този небаланс се заплащат на ЕСО от всички потребители, като част от цената. Крайните снабдители и разпределителните дружества имат задължението да фактурират на клиентите си цена за балансиране и да превеждат приходите от тази цена на ЕСО, без да формират какъвто и да е финансов резултат, по начина по който това се прилага с цените за достъп и пренос през преносната мрежа, приходите от които също директно се превеждат на ЕСО.

Цената за балансиране на крайните клиенти ще се определя като дължимата на ЕСО сума за месечния небаланс се разделя на общо консумираната електрическа енергия от всички клиенти за съответния месец. Цената за балансиране се фактурира на база консумиран киловатчас и може да бъде актуализирана по време на ценовата година, в съответствие с фактическите разходи за небаланс, ограничени до признатите от КЕВР.

През 2008 г. е създаден „Български енергиен холдинг“ („БЕХ“ ЕАД), като капитала на дружеството е увеличен чрез апортни вноски по номинална стойност на дружествения капитал на НЕК ЕАД, АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, „ТЕЦ Марица изток 2“ ЕАД и „Мини Марица изток“ ЕАД. Той обединява държавните енергийни дружества, посочени на фиг. 1.1. През януари 2014 г. БЕХ ЕАД регистрира нови дъщерни дружества – „Българска независима енергийна борса“ ЕАД и „Енергийна инвестиционна компания“ ЕАД.

През февруари 2014 г. "Електроенергиен системен оператор" ЕАД (ЕСО) се отделя от "Национална електрическа компания" ЕАД като отделно дружество, с едноличен собственик на капитала "Български Енергиен Холдинг" ЕАД. Дружествата, обединени в холдинговата структура, запазват своята оперативна самостоятелност и лицензии, като всички са собственост и директно подчинени на корпоративния център БЕХ ЕАД.

БЕХ притежава 100% от акционерния капитал на: Мини „Марица Изток“ ЕАД, ТЕЦ „Марица Изток“ 2 ЕАД, АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, НЕК ЕАД, ЕСО ЕАД, Българската независима енергийна борса ЕАД /БНЕБ/, „Булгаргаз“ ЕАД, „Булгартрансгаз“ ЕАД и „Булгартел“ ЕАД.[81]

Със създаването на новата холдингова структура в България вече има една от най-големите енергийни компании в региона и се създава национален енергиен лидер, с консолидирани активи на стойност около 8,5 млрд. лв., както и общ брой служители около 21 хил. души. Създаването на тази структура цели единно и ефективно управление на съставните бизнес единици, с адекватно пазарно поведение, функциониращи под единно стратегическо управление. Също така, целта е постигне на по-висока ефективност и качество на енергийните услуги, оптимизиране на разходите и въвеждането на модерни механизми за привличане на инвестиции. Освен това е необходимо да се запазят и развият конкурентните предимства на българската енергетика, позицията ѝ на регионалния и европейския пазар, при пълно съответствие с изискванията на европейското и националното законодателство.

АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД е 100 % собственост на БЕХ ЕАД. Дружеството притежава лицензия за дейността „производство на електрическа енергия“, базирана на ядрена енергия. Дружеството продава произведената електрическа енергия на НЕК ЕАД на регулирания пазар и на промишлени дружества и търговци на енергия по свободно договорени цени.

Мини „Марица Изток“ ЕАД е дъщерно дружество на БЕХ

ЕАД, което е в началото на технологичния процес на производството на електрическа и топлинна енергия от термичните електроцентрали в комплекса Марица Изток. Мините оперират най-голямото находище за лигнитни въглища в България и снабдяват с въглища четири термични електроцентрали за електропроизводство и една брикетна фабрика. През 2014 г. общият добив на въглища от Мини “Марица Изток“ ЕАД възлиза на 32,3 милиона тона, което представлява 90% от общото производство на въглища, използвани за производство на електрическа и топлинна енергия, в България.

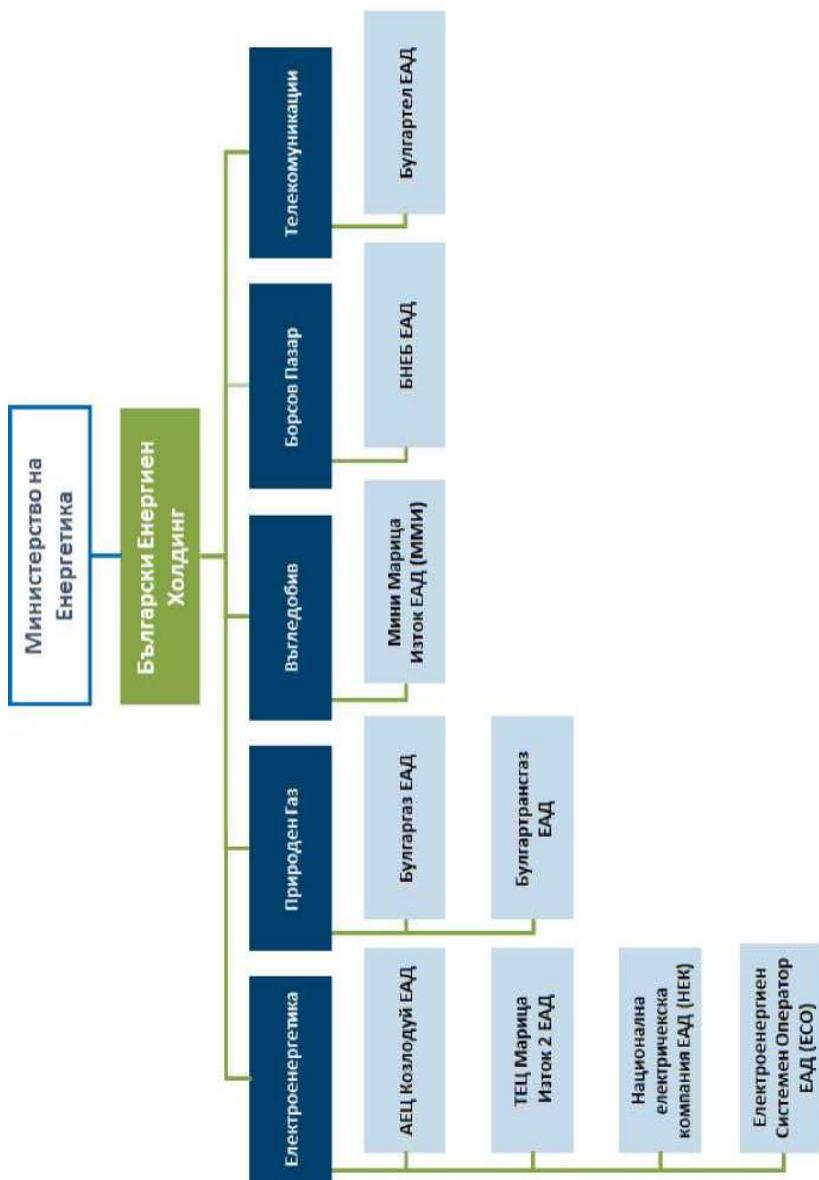
Въглищните мини в пернишкия и бобовдолския басейн произвеждат основния дял от кафяви въглища. Мини „Балкан 2000“ ЕАД произвеждат антрацитни въглища. [15, 29, 21,74]

„Булгаргаз“ ЕАД е обществения доставчик на природен газ, чиито задължения са свързани с покупката и продажбата на природен газ.

„Булгартрансгаз“ ЕАД е комбиниран оператор, чиито функции са свързани с пренос, транзит и съхранение на природен газ. Двете дружества се учредяват след правни и структурни промени в Националната газова компания и понастоящем са дъщерни дружества на БЕХ ЕАД.

Разпределението на газ се осъществява от частни регионални и местни предприятия. През 2014 г. дъщерните дружества на „Овергаз“ АД държаха основния пазарен дял от 59,4%, следвани от „Ситигаз България“ с пазарен дял от 16,2%, Black Sea Technology с 10,7% и други газоразпределителни дружества с общ пазарен дял от 13,7%.

Пазарът на нефт и нефтени продукти в страната е напълно либерализиран. В България се намира най-голямата петролна рафинерия на Балканския полуостров с мажоритарен акционер Лукойл. Други основни играчи на пазара на търговия с нефт и нефтени продукти са Лукойл, Петрол, OMV, Shell, Еко, Rompetrol, Нафтекс, Пристаойл, Опет, Hellenic Petroleum.



Фиг.1.1. Структура на Българския енергиен холдинг

Националната електрическа компания ЕАД е дъщерно дружество на БЕХ ЕАД и е ангажирана както в производството, така и в преноса на електрическа енергия. Дружеството извърша лицензирани дейности в областта на пренос, производство на електрическа енергия от водноелектрически централи и помпено- акумулиращи водноелектрически централи, доставчик на електрическа енергия на потребителите, свързани към преносната мрежа и на крайните снабдителите на електрическа енергия и е страна в дългосрочни договори за закупуване на енергия.

Електроенергийният системен оператор ЕАД е собственик на електропреносната мрежа. Той отговаря за контрола на електроенергийната система в Република България, синхронизация на работата на националната електроенергийна система с електроенергийните системи на другите европейски страни, експлоатацията и поддръжката на преносната мрежа, организация на пазара на балансираща енергия.

“Българската независима енергийна борса“ (БНЕБ) ЕАД притежава 10- годишна лицензия за организиране на борсов пазар на електрическа енергия в България. БНЕБ ЕАД е регистрирана през януари 2014 г.

Разпределението на електрическа енергия за регулирания пазар се осъществява от регионални дружества - електроразпределителни предприятия. Това са ЕНЕРГО-ПРО Мрежи АД (Югоизточна България); ЧЕЗ Разпределение България АД (Западна България) и EVN България Електроразпределение АД (Югозападна България).

За определяне на конкретните направления за развитие на българската енергетика трябва да се отчетат и нейните недостатъци, по-съществените от които са:

- Пълна външна зависимост на страната от внос на нефт и природен газ, който се доставя от един източник (Русия) и само по едно трасе;
- Изключително неефективно използване на енергия в страната – енергийната интензивност на икономиката е над 4 пъти по-голяма от средната за страните от ЕС;

- Незначително (1-2% спрямо 45-50% в ЕС) потребление в домакинствата на природен газ, който е най-високоэффективното гориво.

- Недостатъчно пълно използване на комбинирано производство в топлофикациите, съчетано с критично ниска събираемост на вземанията (около 50%);

- Вътрешният енергиен пазар все още е обект на тотално ценово регулиране, със задължително изкупуване на непазарни цени на по-голямата част от произвежданата ЕЕ. Липсва планиране и прозрачност при определянето на цените на ЕЕ, което води до пълна непредсказуемост за населението и бизнеса;

- В сектора не са създадени достатъчни условия за избягване на злоупотреба с господстващо положение на пазара, за осигуряване на недискриминация в достъпа до пазара и преносните мрежи, за ефективен контрол и прозрачност в дейностите.

- Освен преодоляване на посочените основни недостатъци, развитието на енергийния сектор трябва да обезпечи постигането и на следните цели:

- Осигуряване на бързия икономически ръст на страната чрез изпреварващо развитие на енергийния сектор на базата на сигурен, устойчив и екологосъобразен енергиен микс;
- Целенасочени мерки за преодоляване на съществени различия и постигане на средноевропейските показатели в различните области на енергетиката.
- Оползотворяване на стратегическото географско положение на страната за енергоснабдяването на Европа.
- Разширяване на свободния енергиен пазар с подобро регулиране, съчетано с ефективни механизми за защита на потребителите.

През последните години страната бележи съществен икономически ръст, което е съпроводено с неминуемо увеличаване на потреблението на ЕЕ от домакинствата, услугите и МСП. Едновременно с това:

- ръстът на потреблението на ЕЕ може съществено да се

ограничи, ако се прилага последователна и амбициозна политика за повишаване на енергийната ефективност.

Прогнозите за ръст на електропотреблението показват по категоричен начин, че ако към средата на следващото десетилетие не се въведат в експлоатация нови крупни мощности, в страната ще настъпи дефицит на ЕЕ и необходимост от внос за покриване на недостатъка и за поддържане на нужните резерви за системата. Това налага извода, че:

- за осигуряване на вътрешното потребление е необходимо строителство на нови електропроизводствени мощности и то основно насочени към ВЕИ мощности.

За новите мощности следва да се използват преимуществено ниско въглеродни и беземисионни технологии, за да се създадат условия за изпълнение на ангажиментите на страната за намаляване на емисиите на парникови газове. Едновременно с това следва да не се допуска съществено увеличаване на енергийната зависимост, за да се избегне прекаленото влияние на изменящите се цени на енергоресурсите на световния пазар.

В тази връзка могат да се изтъкнат някои основни предимства и недостатъци в развитието на националната ни енергетика. (табл. 1.1)

Таблица 1.1

Предимства и недостатъци в развитието на енергетиката в България

Дейности	Анализ на състоянието		Потенциал (стратегически и проектен)
	Предимства	Недостатъци	
Създаване на КЕВР	Голяма автономност, компетенции и функции. Въвеждане на стандартни методи за регулиране. Прилагане на мерки за защи-	Ниските регулирани цени не осигуряват достатъчно приходи на енергийните компании за поддържане и развитие на енергийния сектор. Създаване на рискове пред сигурността и качеството на	Необходимите реални повишения на регулираните цени могат да бъдат управляеми и ограничени до ръст, по-нисък от този на БВП. По този начин целите за сигурно и качествено енергоснабдяване ще се постигнат без това да попречи

Дейности	Анализ на състоянието		Потенциал (стратегически и проектен)
	Предимства	Недостатъци	
	та на потребителите.	снабдяването и затрудняване постигането на екологични стандарти.	на икономическия растеж, благосъстоянието на гражданите и достъпността на енергийните стоки и услуги.
Въвеждане на пазарен модел	<p>Преструктуриране на НЕК, Булгаргаз и ЕРД.</p> <p>Привличане на чужди енергийни компании.</p> <p>Създаване на „Български енергиен холдинг“ („БЕХ“ ЕАД).</p>	<p>Обект на пазарен модел е ценовото регулиране на вътрешния пазар, който включва всички цени по веригата „производство – снабдяване“ до краен потребител, както и преобладаващата част от произвежданата/продаваната ЕЕ.</p> <p>Задължителното изкупуване и непазарните цени за част от произвежданата ЕЕ, произтичащи от изпълнение на задължения към обществото, ограничават възможностите за развитие на конкурентен енергиен пазар.</p>	<p>Добрите практики на страните-членки на ЕС по отношение на комплексни тарифни системи и съвременни регулаторни методи могат да бъдат успешно въведени и в България.</p> <p>По-високите изисквания за информираност на потребителите по отношение на плановете за развитие на мрежите и ценовите проекции ще им позволи да вземат адекватни решения и да адаптират своевременно действията си към планираните промени.</p> <p>Създаването на енергийна борса и сътрудничество с работещите електроенергийни борси в региона е предпоставка за увеличаване на конкуренцията. Ликвидността на пазара се определя както от търгуваните свободно количества ЕЕ, така и от броя на участниците на пазара на едро.</p>

С новата Директива за електроенергията относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия (COM(2016)

0864) се преработва Директива 2009/72/ЕО. Предложението е съсредоточено върху: [30]

По-ясни и по-чести сметки за електроенергия: потребителите на електроенергия ще могат свободно да избират доставчик или доставчик на агрегирани услуги, подпомагани от сертифицираните инструменти за сравняване, без такси за смяна на доставчика, както и да избират договори за динамични цени и интелигентен измервателен уред.

Защита на бедните или уязвимите клиенти: Държавите членки ще бъдат задължени да предлагат целенасочена защита чрез наблюдение и отчитане на броя на домакинствата, страдащи от енергийна бедност.

Ангажиране на нови участници на пазара: доставчиците на агрегирани услуги ще могат свободно да участват в пазара на дребно; местните енергийни общности ще имат право да участват в местното производство, разпределение, агрегиране и съхранение на енергия и услуги за енергийна ефективност и ще имат достъп до всички организирани пазари; Държавите членки ще регулират обмена на данни между участниците на пазара.

Улесняване на електромобилността: Държавите членки ще имат задължението да улесняват свързването на зарядните точки за електрически превозни средства към електроразпределителната мрежа и да отворят възможностите за собственост и експлоатация на тези зарядни точки за трети страни.

3. Правна регламентация на стопанската дейност в българската енергетика

Тъй като първостепенна цел на държавите от ЕС е постигането на конкурентен, сигурен и екологично устойчив пазар на ЕЕ, държавите-членки следва да гарантират, че ще осигурят управление на енергийните предприятия в съответствие с общи правила, дефинирани в Директиви, като ще прилагат еквивалентни

тно третиране спрямо всеки от пазарните субекти (както на правата, така и на задълженията му). Същевременно, държавите-членки имат правомощие да налагат на предприятия, работещи в енергийния сектор, задължения, които касаят обществени услуги, свързани със сигурността, редовността, качеството и цената на доставките и опазването на околната среда.

Европейско законодателство – с приемането на Директива 96/92/ЕС през 1996 г. страните-членки на ЕС се задължиха да променят законодателството си и да започнат поетапно отваряне на пазара на ЕЕ. В следствие старата Директива се обнови в Директива 2003/54/ЕС [30] и се създаде модела на „регулиран достъп на трета страна“ до електропреносната и електроразпределителната мрежи, като по този начин се отмени моделът „единствен купувач“, от предходната Директива. Накратко основните моменти в Директива 2003/54/ЕС са следните:

- създаване на условия за недискриминационен, прозрачен и справедливо стойностен достъп;
- независимост на оператора на електроенергийната система и мрежовите оператори по отношение на дейностите производство, търговия и снабдяване;
- оповестяване и прилагане на адекватна система за ценообразуване, валидна за всички ползватели на съответната електрическа мрежа;
- сигурност на снабдяването и повишаване качеството на услугите.

Трети енергиен пакет

От 3-ти март 2011 г. е в сила Третият енергиен пакет, което означава, че държавите-членки би следвало да са го транспонирани в националното си законодателство и да са предприели реални стъпки за либерализация на енергийните си пазари.

Пакетът се състои от две Директиви. Първата е относно

общите правила за вътрешния пазар на природен газ – 2009/73/ЕС, а втората директива е относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия – 2009/72/ЕС и три регламента, единият определя условията за достъп до газопреносни мрежи, вторият условията за достъп до мрежата за трансграничен обмен на електроенергия и третият за създаване на Агенция за сътрудничество между енергийните регулатори (Agency for the Cooperation of Energy Regulators ACER). Пакетът беше приет през юли 2009 година.

Българско законодателство – В България през 1999 г., с въвеждането на Закона за енергетиката и енергийната ефективност се създаде Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР). По-късно, през 2003 г. с приетия Закон за енергетиката [33] и внесените поредни изменения в него от май 2018 г. – основополагащ законодателен акт, базиран на Енергийната стратегия [31] от 2002 г., както и последващите ѝ изменения са хармонизирани с изискванията на европейските директиви. Внесени са промени в правомощията и обхвата на регулиране, както и са създадени условия за работа на КЕВР в стабилна законова среда. Постепенно КЕВР получава по-голяма автономност, компетенции и функции, които са дефинирани и ясно разграничени от тези на енергийното ни министерство. Министерството на икономиката и енергетиката разработва целите и приоритетите на държавната стратегия и провежда държавната политика в областта на енергетиката, промишлеността, търговията, приватизацията и управлението на държавното участие в тези области. Участва в провеждането на интеграционната политика и осигуряването на външноикономическо сътрудничество.

Основните елементи на автономността на КЕВР са мандатност на членовете ѝ; независимост при вземане на решения; правомощия за определяне правилата за образуване на цените и тарифите. Комисията въвежда стандартни методи за регулиране, които постепенно се усъвършенстват според европейските изис-

квания, както и мерки за защита на потребителите в условията на пълна либерализация на пазара.

Още, този закон въвежда нов пазарен модел на „двустранни договори и балансиращ пазар“, базиран на регулиран достъп на трета страна до мрежата. На свободния пазар на електрическа енергия на потребителите имат неограничена възможност за избор на доставчик. Свободната конкуренция между участниците на пазара резултира в повишаване на качеството на предлаганите услуги, подобряване на сигурността на снабдяването и оптимизиране на цената на ЕЕ.

Законът за енергетиката най-общо дефинира и нови участници на пазара – търговци и привилегировани потребители. Българското законодателство в този сектор включва и редица Нормативни документи, обуславящи вторичното законодателство, като:

- Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия;
- Правила за управление на електроенергийната система;
- Правила за търговия с електрическа енергия;
- Правила за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи;
 - Наредба за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии;
 - Наредба за техническата експлоатация на електрическите централи и мрежи и мн. др.

Глава втора

ЕНЕРГИЙНИ РЕСУРСИ

1. Видове енергийни ресурси

Енергийните ресурси са основни източници на топлинна и електрическа енергия. Те се разделят на две основни групи: невъзобновяеми и възобновяеми. Невъзобновяемите енергийни ресурси са тези, които с времето се изчерпват като: въглища, нефт, земен газ, уранова руда, метали и много други. Възобновяемите енергийни ресурси имат естествената способност да попълват запасите си във време съпоставимо с тяхното използване. Такъв характер имат повечето биологични ресурси като: земя, вода, животни, земеделски ресурси и др.

За енергийни ресурси в термичните електроцентрали се избират по-некачествените въглища (кафяви и лигнитни), тъй като праховото изгаряне в технически по-съвременните котелни инсталации създава възможност за най-рационално изгаряне при висок коефициент на полезно действие (КПД), около 0.75 – 0.80.

Използването на големи количества енергия е от огромно значение за функционирането на една развита икономика. Дори в дългосрочна перспектива има големи ограничения върху песенето на енергия. Глобалният икономически растеж ще доведе до значително увеличаване на потреблението на първична енергия.

Енергийните ресурси са взаимно заменяеми, особено що се отнася до изкопаемите горива. Например въглищата могат да бъдат превърнати в течни горива като бензин при ниски разходи.

Същото може да се направи и с неконвенционални изкопаеми горива като битуминозни пясъци и шисти, а евентуално и с метановите хидрати, които са в изобилие на морското дъно.

Невъглеродните енергийни източници като ядрената енергия и енергията от слънчева светлина биха могли да осигурят значителна част от дългосрочните енергийни потребности, но и двата източника създават проблеми в краткосрочна перспектива.

По мнение на експерти, не се наблюдава сериозен недостиг (в рамките на столетие) в предлагането на изкопаемите горива, след като бъде взета предвид взаимната заменяемост между нефта и другите изкопаеми горива. Дори настъпването на т.нар. „пик на нефта“ – моментът, в който производството на петрол ще достигне максимално равнище – няма да означава глобален недостиг на енергия при днешните цени.

Вероятно е по-големите ограничения да дойдат от екологичните съображения, особено като резултат от повишаващата се концентрация на въглероден диоксид в атмосферата, който действа като парников газ. Ограниченията върху глобалното предлагане на петрол няма да намалят рисковете от въглеродния диоксид, тъй като така или иначе въглицата и другите евтини изкопаеми горива ще компенсират намаляващото предлагане на петрол и природен газ, а техните емисии на въглероден диоксид няма да са по-ниски, а напротив, по-високи.

Двадесети век отбеляза голям ръст в добива на органични горива - нефт, газ и въглицата.

Неблагоприятни страни:

- Тези горива са ограничени като количество и ще бъдат изчерпани (примерно след 70-130 години). С напредването на времето цената им ще расте;
- Изгарянето на тези горива създава значителен въглероден отпечатък, увеличава се парниковия ефект;
- Ограничеността и наличието на запасите на тези горива върху определени територии създава политически проблеми и е

предпоставка за конфликти и войни.

Конкретно за България, основен местен ресурс са **лигнитните въглища**. Те са единствения местен компактен енергиен ресурс в страната. Общият добив на лигнитни въглища е 31.0 млн. тона като техен основен производител е Мини „Марица изток” ЕАД, с дял от 96.2%. Други производители на лигнитни въглища са мините „Бели брег” (1.7%), „Станянци” (1.7%) и „Чукурово” (0.5%).[5, 20, 23,29]

Общият добив на кафяви въглища е 2.3 млн. тона, добити основно от Бобовдолския (0.97 млн. т.) и Пернишкия (1.09 млн. т.) басейни.

Общият добив на черни въглища е незначителен (7.2 хил.т.) и е реализиран от Мини „Балкан 2000” ЕАД. Запасите от лигнитни въглища в басейна „Марица изток” се оценяват на 1827 милиона тона (натурални) и осигуряват ресурс за производство на ЕЕ за следващите 50 г. В структурата на добитите въглища преобладават лигнитните – 89,5%, следвани от кафявите – 10,4% и черни въглища – 0,1%. Потреблението на въглища е предимно за производство на електрическа и топлинна енергия – 96%, както и за производство на брикети – 3,2%, за собствени нужди и други консуматори – 0,5%, както и за отоплителни нужди на домакинствата – 0,3%.

Електрическата енергия от местни въглища е източник на енергийна независимост и дългосрочна трудова заетост, но те са ниско калорични, с високо съдържание на сяра и прах и са основен емитент на парникови газове. Строгите екологични ограничения изискват големи инвестиции и увеличават производствените разходи. Те ще наложат ограничаване на работата и/или затваряне на въглищни централи.

Количеството и потенциалът на урановите руди имат само приблизителни оценки, добивът им е прекратен и рудниците са затворени заради високите разходи, несъвършените технологии и радиоактивни замърсявания.

Залежите на природен газ са скромни, но представляват интерес като местен източник, който до известна степен ограничава нарастването на цените на вноския природен газ. Природният газ осигурява около 14% от първичното енергийно потребление на България. Потреблението на синьо гориво в страната постоянно нараства както в битовия сектор, така и в индустрията - използват го големи, средни и малки компании. Към момента по-малко от 3% от домакинствата са газифицирани, като този дял е много по-нисък от средните за Европейския съюз 27-50%. 16% от общините имат достъп до природен газ, в сравнение с 27 - 80% в ЕС. Потреблението на природен газ в страната е сравнително ниско - през 2017 г. то възлиза на 2877 млн. м³. От това количество, собственият ни добив е 278 млн. м³, представляващи 9,7% от brutното потребление на природен газ в страната. Останалите количества са внос от единствения доставчик на природен газ за страната - Руската федерация. Природният газ като ценен химически продукт по-рядко се използва в електрическите централи за енергийно гориво, но в повечето топлофикационни централи е основно гориво.

България е относително богата на лигнитни и кафяви въглища (с ниско и средно качество), но бедна на черни и антрацитни въглища (с високо качество). Освен това голямо количество от въглищата на територията на България, не могат да бъдат добивани или са с много лошо качество, като висока влажност /Ломски басейн/. Ето защо за задоволяване на нуждите на страната се налага ежегоден внос от около 2.5 млн. тона на година.[44]

Възобновяемите енергийни източници (ВЕИ) в страната са от водна, вятърна, слънчева, геотермална енергия и биомаса. Въведен е механизъм свързан със задълженията към обществото при изкупуване на ЕЕ от ВЕИ на преференциални цени. Този механизъм осигурява от една страна компенсиране на допълнителните разходи на обществения доставчик и на крайните снабдите-

ли за изкупуване на ЕЕ по преференциални цени, и от друга, справедливо разпределени разходи между всички потребители.

2. Стопанско значение на видовете енергийни ресурси

Енергийните суровини, извлечени или добити направо от природни източници, се наричат „**първични енергийни източници**“, а енергийните суровини, които се произвеждат от първични енергийни източници в преработвателни заводи, се наричат „**производни продукти**“. Производството на първична енергия обхваща националното производство от първични енергийни източници и се осъществява, когато се експлоатират природни ресурси, например в каменовъглените мини, находищата на суров нефт, водноелектрическите централи или при производството на биогорива. Когато потреблението надвишава първичното производство, недостигът следва да бъде компенсиран с внос на първични или производни продукти.

В таблицата по-долу (табл.2.1) са показани основните характеристики на различните енергийни ресурси от гледна точка на тяхната наличност, емисии на парникови газове, разходи за производство на ЕЕ, чувствителност на цени, зависимост от внос на ЕС понастоящем и в перспектива към 2030 г. [87]

Таблица 2.1

Основни характеристики на видовете енергийни ресурси

Енергиен ресурс	Разходи 2030 г. (Евро/МВтч, при CO ₂ =20-30 Евро/тон)	Емисии (кг CO ₂ /МВтч)	Зависимост от внос ЕС – 27		Ефективност	Чувствителност на цените	Резерви/Годишно производство за период от:
			2030 г.				
Природен газ	40–85	400–440	84%		40–50%	Много висока	64 г.
Нефт	80–95	550	93%		30%	Много висока	42 г.
Въглища	45–70	750–800	59%		40–48%	Средна	155 г.
Ядрено гориво	40–45	15	100% от уранова руда		33%	Ниска	85 г.
Биомаса	25–75	30	0%		30–60%	Средна	ВЕИ
Вятър	28–170	10–30	0%		95–98%	Няма	
Вода	25–90	5–20	0%		95–98%	Няма	
Слънце	55–260	100	0%		–	Няма	

[Източник: Международна енергийна агенция]

От информацията в таблицата е видно, че:

- **Ядрената енергетика** се очертава като най-перспективния ресурс за производство на чиста (практически с нулеви емисии на CO₂) ЕЕ, а ядрените централи – като важен елемент от бъдещите планове за развитие на електроенергийните системи са не само с минимални икономически разходи, но и с минимални емисии на парникови газове, така че да могат да бъдат изпълнени високите изисквания за намаляване на парниковите газове с 20%, 30% и 50%, съответно до 2020 г., 2030 г. и 2050 г. Както е видно от представената по-горе таблица, ЕЕ, произведена от ядрени централи се характеризира със стабилни във времето производствени разходи, произтичащи от относително константните цени на ядреното гориво и практически нулевите емисии на CO₂, което улеснява постигане на приоритетите за устойчивост и конкурентоспособност.

- Използването на **местните въглищни запаси** има бъдеще като стабилизиращ източник на енергия. В по-дългосрочна перспектива са възможни редица технически решения за подобряване ефективността и намаляване на въглеродния интензитет при производството на ЕЕ от въглищни централи.

- Разходите за производство на ЕЕ от **ВЕИ** са единствените с тенденция към понижаване до 2030 г., обусловена от прогреса на технологиите и нулевите емисии на парникови газове. Без да се очаква, че енергията от ВЕИ може да замени конвенционалните източници, същата ще става все по-атрактивна по икономически причини, което ще намалява необходимостта от специфични механизми за насърчаване на нейното производство. ВЕИ се оценяват на около 6 млн. тона нефтен еквивалент (тне)/годишно, което при сегашното енергийно потребление е около 15%. Развиващото се производство на течни биогорива ще повиши чувствително тази оценка.[19,44]

- Допълнително, технологичното развитие на **водородната енергетика**, съчетано с използване на беземисионни технологии

за производство на водород, представляват важна насока на прогреса на енергетиката, при което ЕЕ и течните горива ще бъдат постепенно заменяни в редица специфични области, които са по-подходящи за приложение на водорода. Това се отнася за автономни системи, горивни клетки, транспорт и др.

Зависимостта на страната от внос на енергия и ресурси (енергийна зависимост) е един от стандартните индикатори за енергийна сигурност. Енергийната зависимост показва степента, в която една икономика зависи от вноса, за да посрещне енергийните си нужди. Нетният внос се изчислява като разлика между количествата на вноса и еквивалентните количества на износа, или като съотношение на нетния внос на енергийни ресурси и Брутното вътрешно потребление (БВП). Вносът представлява всяко внасяне на дадена национална територия без транзитно преминаващите количества (по-специално по газопроводите и нефтопроводите); аналогично, износет обхваща всички количества, изнесени от националната територия.

По данни на Националния статистически институт /НСИ/, [83] таблица 2.2 дава актуална информация за енергийната зависимост на страната ни от въглища в % за периода от 2012 г. до 2016 г.

Таблица 2.2

	2012	2013	2014	2015	2016
Енергийна зависимост ¹ , %	37,0	38,6	35,4	36,7	38,8

Източник: Енергийни баланси, НСИ

¹ За изчислението на показателя енергийна зависимост, НСИ използва данни за брутното вътрешно потребление, изготвени на базата на реалното отчетените количества енергия. Данните на НСИ се различават с тези на Евростат, тъй като за изчислението на показателя, Евростат използва данни за брутното вътрешно потребление, в които производството на атомната енергия е изчислено със среден коефициент за целия ЕС.

В съответствие с изискванията на Регламент № 1099/2008 на Европейския парламент и на Съвета от 22 октомври 2008 г. относно статистиката за енергийния сектор, изменен с Регламент (ЕС) № 147/2013 на Комисията от 13 февруари 2013 г. на Европейския парламент и на Съвета относно статистиката за енергийния сектор, по отношение на извършването на актуализации на месечната и годишната статистика за енергийния сектор, изследването на енергийните продукти се провежда месечно. Целта на ежемесечното изследване е да се осигури информация за производството и доставките за страната на основни енергийни продукти - електроенергия, твърди горива, природен газ и нефтени продукти. Изследването обхваща производители, вносители и износители на енергийни продукти. Основните наблюдавани показатели са производството и доставката на енергийни продукти.

Залежите на природен газ в страната ни са скромни, но представляват интерес като местен източник, който до известна степен ограничава нарастването на цените на вносия. От ноември 2017 г. данните за производството на природен газ са конфиденциални.

Топлината, произведена в реактор в резултат на ядрено делене, се счита за **първично производство** на ядрена топлина и се нарича още „ядрена енергия“. Тя се изчислява на база действително произведена топлина или на база отчетеното брутно производство на електроенергия и термичната ефективност на атомната централа. Първичното производство на каменни и лигнитни въглища обхваща количествата добити или произведени горива, изчислявани след всяка операция за отстраняване на инертните материали.

Трансформацията на енергия от една форма в друга, като например производството на електрическа или топлинна енергия от топлоелектрически централи или производството на кокс от коксови пещи, не се счита за първично производство.

В Приложение № 1 са представени предимствата и недоста-

тъците на състоянието, потенциала и стопанското значение според видовете енергийни ресурси в страната ни.

3. Проблеми на опазването на околната среда

Енергетиката емитира около 80% от общите парникови газове в Европейския съюз. Устойчивото развитие предполага задоволяване на нуждите на настоящото поколение без това да намалява възможността за задоволяване потребностите на бъдещите поколения. За тази цел енергийните услуги трябва да са достъпни, да не се изчерпват и да допринасят за социално и икономическо развитие при съблюдаване на изискванията за опазване на околната среда.

Опитът, особено в последните години доказва, че традиционната енергетика не е устойчива. Светът навлезе в енергийна ера, характеризираща се с непрекъснато нарастване на потреблението на енергийни носители и свързаното с това замърсяване на околната среда, нарастване обема на емисиите от парникови газове и изчерпване на ограничените природни ресурси.

Устойчивото екологично енергийно развитие може да се постигне чрез:

- Използване на по-малко енергия, т.е. подобряване на енергийната ефективност при производството и потреблението на енергия;
- Използване на по-чиста енергия, т.е. подобряване на енергийния микс чрез увеличаване на дела на нискоемисионната енергия;
- Бърз технологичен напредък чрез въвеждане на нови енергийни технологии, в т.ч. и чисти въглищни.

Използването на възобновяеми енергийни източници (ВЕИ) намалява зависимостта от внос, подобрява сигурността на енергоснабдяването, осигурява изпълнението на задълженията по опазване на околната среда и намаляване на емисиите на CO₂, облекчава търговския баланс и подпомага трудовата заетост. [21,32]

Пакет „Чиста енергия за всички европейци“

До 01 януари 2019 г. страните – членки на ЕС са задължени да нотифицират плановете си за периода 2021 – 2030 г. относно управлението на енергийния съюз. Те ще се изготвят на всеки 10 години.

С интегрираните национални планове всяка държава трябва да определи националните си цели за всяко от петте основни измерения на ЕС като:

- Енергийна сигурност;
- Енергиен пазар;
- Енергийна ефективност;
- Декарбонизация и научни изследвания;
- Иновации и конкурентоспособност.

Докато Енергийната стратегия е чисто национален документ, то интегрираният план е много важен, тъй като по него ще трябва България да изпълнява ангажиментите си към европейската Комисия, или да търпи съответни санкции.[44,45]

Пакетът „Чиста енергия за всички европейци“ включва законодателни предложения, разделени в две подгрупи.

В **първата** са обединени директивите, свързани с енергийната ефективност и ВЕИ, както и регламентът за управление на енергийния съюз.

Втората подгрупа съдържа четири законодателни инициативи, свързани с модела на електроенергийния пазар, от които отговорен за обсъждане Агенцията за сътрудничество между енергийните регулатори (АСЕР).

Целта на пакета за енергийния съюз е да се обезпечи сигурна и устойчива енергия на достъпни цени за Европа и нейните граждани. Конкретните мерки обхващат пет ключови области, включително енергийна сигурност, енергийна ефективност и декарбонизация.

Предложеният от Европейската комисия пакет за енергиен

съюз се основава на три стълба:

- **Рамкова стратегия**, в която се излагат подробно целите и конкретните стъпки към енергийния съюз
- **Парижко споразумение за климата**;
- План за постигане на целта за **10% междусистемна електроенергийна свързаност до 2020 г.**

Едни от приоритетните цели на пакета е постигане на глобално лидерство във възобновяемата енергия, постигане на икономически разстез, привличане на инвестиции и създаване на нови работни места. А крайната му цел е подобряване благосъстоянието на европейските граждани.

В пакета също така е заложена цел над 30 % дял от възобновяеми източници към 2030 г.

Защо ни е необходимо това?

Енергийният съюз ще спомогне за укрепването на икономиката и сигурността на ЕС, както и на ангажимента му за борба с изменението на климата.

ЕС трябва да намали разходите си за внос на енергия. Те възлизат на около 350 милиарда евро годишно, което прави ЕС най-големия вносител на енергия в света. Също така, много държави членки са силно зависими от ограничен брой доставчици. Това ги прави уязвими при смущения в доставките на енергия.

Освен това ЕС трябва да постигне целите, залегнали в рамката в областта на климата и енергетиката до 2030 г., които са свързани с изкопаемите горива и емисиите на парникови газове.

ЕС също така трябва да модернизира остаряващата енергийна инфраструктура, да интегрира изцяло енергийните си пазари и да осигури координация в националните цени на енергията.

Създаването на напълно функциониращ енергиен съюз ще доведе до по-голямо разнообразие и по-ниски цени за потребителите и предприятията в ЕС.

Бъдещи действия

Както беше обявено в стратегията за енергийния съюз (COM(2015) 0080), за да осигури на потребителите сигурно, устойчиво, конкурентоспособно и достъпно енергоснабдяване, Комисията представи пакет от законодателни предложения за нова структура на енергийния пазар на ЕС на 30 ноември 2016 г. **Пакетът „Чиста енергия за всички европейци“** (COM(2016) 0860) има за цел осъществяването на енергийния съюз и обхваща енергийната ефективност, възобновяемите енергийни източници, структурата на пазара за електроенергия, сигурността на доставките на електроенергия и правилата за управление на енергийния съюз. Поради това, с цел окончателно изграждане на вътрешния енергиен пазар Комисията предложи мерки в Директивата за електроенергията (COM(2016) 0864), в Регламента за електроенергията (COM(2016) 0861), и в Регламента относно готовността за справяне с рискове (COM(2016) 0862).

Глава трета

ГОРИВНО-ЕНЕРГИЕН БАЛАНС НА СТРАНАТА

1. Видове генериращи мощности в енергийния сектор

Първата и най-важна стратегическа цел при прехода към либерализиран пазар е надеждността и сигурността на електрооснабдяването. Тази цел не може да бъде постигната без адекватно количество генериращи мощности с достатъчна разполагаемост. При традиционното регулиране на стойността на услугата и тарифите на вертикално интегрираните електроенергийни предприятия, същите се структурират така, че да събират достатъчно средства, за да се поддържа необходимата разполагаемост на електропроизводствените мощности.

Според икономическата теория, когато има голям излишък от генериращи мощности, цените на пазара на енергия са ниски, тогава електропроизводителите не могат да покрият своите постоянни разходи и са принудени да напуснат пазара. А когато е налице електропроизводство на по-висока цена и едновременно с това няма голям излишък от генериращи мощности, цените на пазара на енергия се покачват. В крайна сметка цените се повишават до равнището, явяващо се достатъчно, за да предизвика ново излизане на производители на пазара. В условията на конкурентен пазар с независими производители на ЕЕ вече няма граници за възстановяване на постоянните разходи.

Съществен недостатък е, че генериращите мощности в България са значително физически износени (амортизирани). Част от тях се извеждат от експлоатация, друга се модернизират и привеждат в съответствие с новите екологични норми, но всичко

това изисква големи инвестиции.

България има разнообразен електропроизводствен микс, включващ топлоелектрически централи, атомна централа ВЕИ (вода, вятър, слънце и биомаса).

Електропроизводството се доминира от **въглищните централи**, следвани от АЕЦ „Козлодуй“.

Местните въглища и ядрената енергия съставляват основния дял в структурата на производството на електрическа енергия по вид горива.

Делът на местните енергийни източници в електропроизводство през 2015 г. е 95,6%, като вносът съставлява едва 4,4% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).

Понастоящем възобновяемите енергийни източници покриват една пета от енергийните нужди на вътрешното потребление на ЕЕ. През 2015 г. производството на ЕЕ от ВЕИ покрива 19,1% от брутното потребление на електричество в страната.[38,50]

Възрастовата структура на термичните централи и ядрените блокове е показана в таблица 3.1.

Таблица 3.1

Възрастова структура на генериращите мощности в страната, в години

Генериращи мощности, год.	над 35	31-35	26-30	21-25	16-20	под 15
Топлоелектрически централи, %	20,8	13,3	22,2	11,4	9,1	15,2
Топлофикационни ТЕЦ, %	59,0	0,7	19,2	6,0	15,2	0
Индустриални ТЕЦ, %	41,2	33,0	1,0	12,4	5,0	7,4
АЕЦ, %	0,0	23,4	11,7	11,7	53,2	0,0

Забележка: За АЕЦ „Козлодуй“ е отчетена цялата инсталирана мощност от 3760 MW. Източник: МЕ

Освен това е важно да се отчете и фактът, че липсва достатъчно ясно разграничение между функциите и отговорностите на отделните мрежови компании. Това ще създава затруднения

при поддържането и развитието на електроразпределителната и електропреносната мрежа.

2. Основни потребители на енергийния сектор

Основните потребители в енергийния сектор се разделят на два вида – привилегирани и непривилегирани. Привилегированите потребители са участници в дерегулирания пазар на ЕЕ, които отговарят на определени условия:

– да нямат неизпълнени задължения към обществения доставчик и/или снабдител при покупко-продажба на електрическа енергия;

– през различните фази на отваряне на пазара е необходимо да имат годишно потребление на електрическа енергия в определени граници.

Според евродирективите от средата на 2004 г. електроенергийният и газовият пазар трябва да са отворени за всички небитови потребители, а от средата на 2007 г. - за всички потребители.

Големият смисъл на отварянето на пазара в региона е, че се създава среда за конкуренция, което пък ще подобри качеството на услугата и ще създаде натиск за постигане на конкурентни цени на ЕЕ. Либерализирането също така ще създаде благоприятни условия на производителите на ЕЕ, включително тези в България, да разширят пазарите си, като ще имат възможност да сключват сделки за износ на ЕЕ с всяка компания или предприятие от региона и ЕС.

Съгласно евродирективите от 30.06.2007 г. всички промишлени потребители се считат като привилегирани потребители, а след тази дата дори и битовите потребители се водят като такива, т.е. би трябвало да е налице пълно отваряне на пазара и всеки потребител може свободно да избира доставчика си на ЕЕ.

Към настоящият момент статут на привилегирани потребители с потребление от 100 млн. кВтч/г и без задължения към НЕК ЕАД имат Мини Марица-изток ЕАД, Стомана индъстри, КЦМ-

Пловдив, Асарел-Медет, Елаците Мед, Umicore Med, Девня цемент АД, ЛУКОЙЛ-Нефтохим-Бургас, Агрополихим и Неохим.[44]

С цел да се задоволи търсенето на ЕЕ от привилегировани потребители и да се създаде конкуренция между производителите регулаторният орган – КЕВР взема решение да се освободят първоначално около 9% от мощностите на централите: ТЕЦ Марица-изток 2, ТЕЦ Варна, ТЕЦ Бобовдол, ТЕЦ Русе - бл. 4, и ТЕЦ Марица 3. Освобождаването на мощностите от тези центриали общо достига около 20% през последните години.



Фиг. 3.1. Привилегировани потребители от видове базова индустрия

Потребителите от енергийния сектор включват всички предприятия и/или енергийни инсталации, които преобразуват енергийните ресурси в топлинна и/или електрическа енергия. С преобладаващ дял от 68% е групата на топлофикационните дружества, осъществяващи централизирано топлоснабдяване и индустриалните централи (инсталации в индустриални предприятия) с дял от 32%. [3,5]3. Същност и структура на горивно-енергийния баланс на страната

Горивно-енергийният баланс (ГЕБ) на България се формира на база три ключови приоритета за решаване на енергийните проблеми у нас, а именно:

- ядрена енергия – дял и бъдещото му повишаване в структурата на баланса;

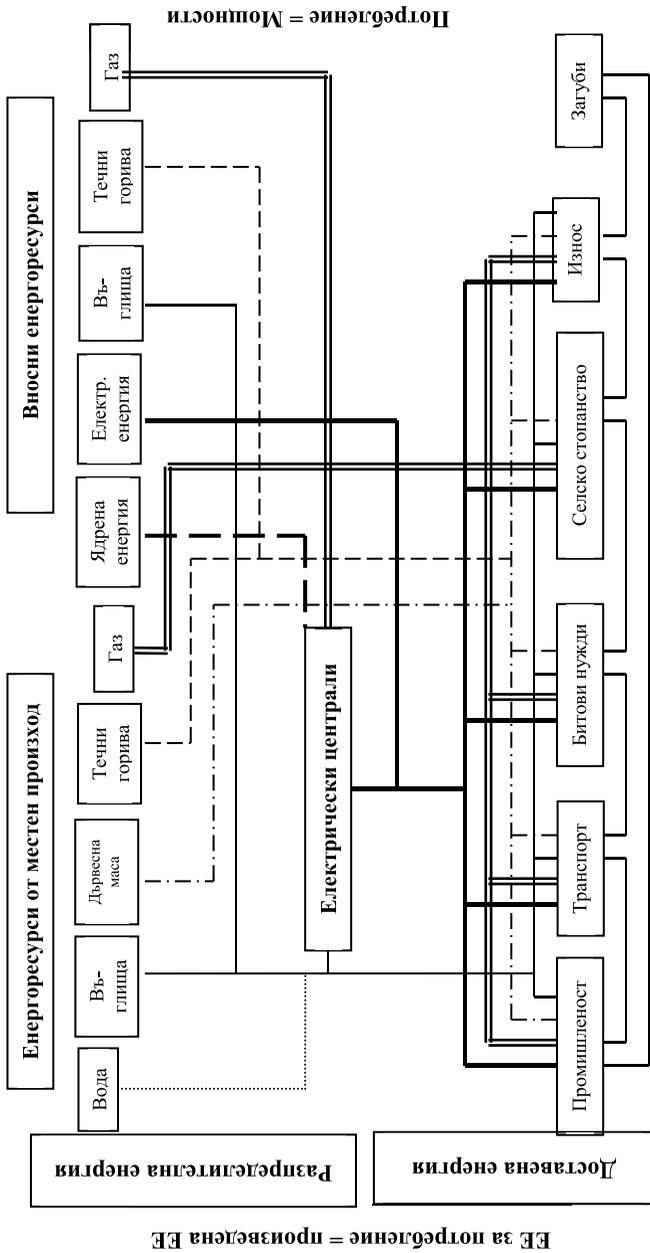
- оптимално използване на местните ресурси и възобновяеми енергийни източници;

- използване на всички потенциални възможности за приложение на мерки в областта на енергийната ефективност.

Енергийните приоритети на България са съобразени изцяло със законодателството и провежданата енергийна политика в страните на ЕС, като същевременно отразяват реструктурирането на енергийния сектор и степента на реализация на отделните енергийни източници в структурата на гориво-енергийния баланс в страната.

Съставянето на горивно-енергийния баланс на дадена страна е неотменима част от планиране развитието на енергетиката и гориво-добивната ѝ промишленост. Като се анализират отчетните горивно-енергийни баланси за по-характерните базови години и като се изхожда от перспективното развитие на отделните отрасли, се съставят перспективни горивно-енергийни баланси.

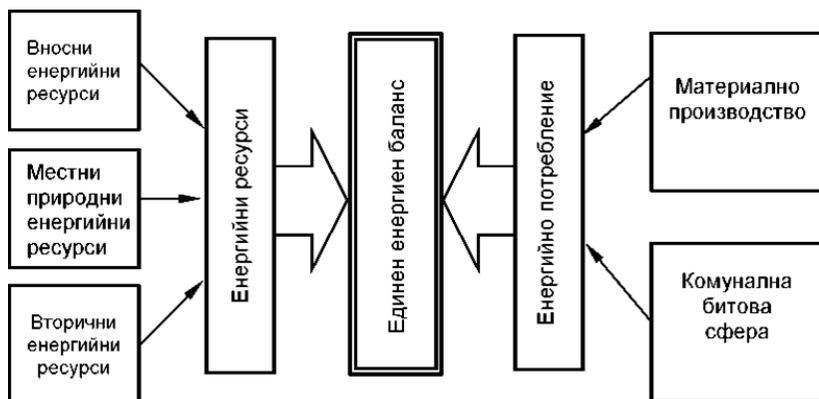
С помощта на горивно-енергийния баланс се разкриват количествено и качествено енергийните нужди на цялото енергийно стопанство в страната, динамиката на нейното развитие и се установяват източниците на нейното покриване (фиг. 3.2).



Фиг. 3.2. Принципна схема на горивно-енергийния баланс

Горивно-енергийните баланси, които включват цялото енергийно производство и потребление, се наричат общи, а тези, които обхващат производството и потреблението само на определен вид енергия, се наричат частни горивно-енергийни баланси (електроенергиен, топлоенергиен или газоенергиен). Той трябва да осигурява всички консуматори не само по отраслите на промишлеността, но и по всички райони на страната с отчитане на най-ефективното използване на ресурсите.

Енергийното потребление включва потреблението в сферата на материалното производство и на комунално-битовия сектор. Потреблението се диференцира по отрасли, подотрасли, стопански комбинати, стопански организации и т.н.



Фиг. 3.3. Елементи на единичния план на енергоснабдяването

Чрез Единния/Гориво-енергиен баланс /ЕЕБ/ двата основни раздела на единния план взаимно се обвързват и уравновесяват. ЕЕБ се отнася за определен период от време.

Основна задача при разработване на ЕЕБ на страната е да се определят оптималните пропорции между производството и доставката на енергийните ресурси и да се набележат най-ефективните методи за използване на енергоносителите в рамките на цялото народно стопанство на страната. Съставеният въз

основа на ЕЕБ единен план за енергоснабдяване на страната трябва да осигури хармонично, взаимнообвързано и уравновесено вътрешно развитие на отделните елементи на националната енергийна система на страната.

Най-характерните горивно-енергийни баланси на БО са следните:

Фактически (отчетен) – отразява действителното използване на енергията през текущата или през изтеклата година;

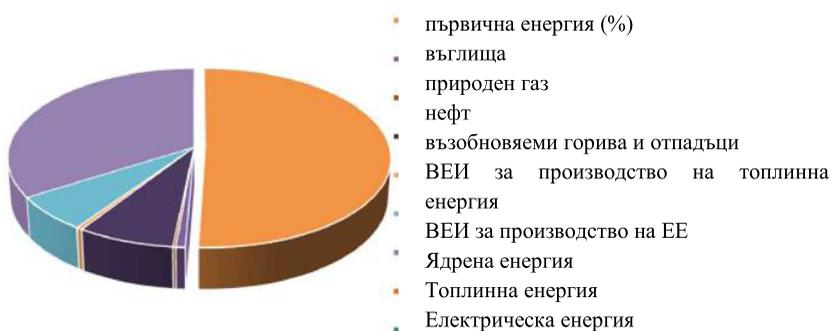
Планов – разработва се за цяла година (месец или тримесечие) и служи като основа за планиране и осигуряване на енергопроизводството по видове енергия;

Перспективен – съставя се в съответствие с производствената програма на предприятията за по-дълъг период от време (например 10-15 години) и отразява набелязаните за този период коренни изменения в технологията, организацията и обема на производството. При изготвяне на този горивно-енергиен баланс се избират: рационалните енергоносители за едни или други процеси, начинът и размерът на използване на вторичните енергоресурси, изграждането, модернизацията и реконструкцията на съществуващите енергоизточници и др. При това трябва да се вземат предвид всички разходи и загуби на енергия в цялата енергийна верига от получаването на първичните енергоресурси до консуматора на енергия.

Структурата на електропроизводство в България може да се счита за оптимална по отношение на разнообразие и местоположение на енергийните ресурси.

Производството на ЕЕ е силно зависимо от въглищата. Както се вижда на фиг.3.4, въглищата допринасят за производството на повече от половината първична енергия, следвани от природен газ с 34%. Добивът на въглища, и специално на лигнитни въглища, играе важна роля за осигуряването на националната енергийна сигурност и за гарантиране на енергийната независимост на България. Важността на местния добив на въглища за

енергетиката се определя и от промяната в приноса на ядрената енергия, растящите цени на течните горива и нуждата от гарантиране на енергийната сигурност на страната. Както се подчертава в „Националната програма за развитие: България 2020“, затварянето на блоковете 1 до 4 на атомната електрическа централа (АЕЦ) „Козлодуй“ доведе до нуждата да се увеличи въгледобива, като през 2015 г. той достига 35.9 милиона тона.



Фиг.3.4. Структура на производството на първична енергия, %, 2015 г.

Лигнитните въглища са единственият местен конвенционален енергиен източник, като те възлизат на 94,3% от общия добив на въглища. През 2015 г. въгледобивът от Мини „Марица Изток“ ЕАД (ММИ) представлява 90% от общия добив на лигнитни въглища в страната. Мините обхващат територия от 240 квадратни километра и са най-голямото минно предприятие в Югоизточна Европа. Мините снабдяват с лигнитни въглища четири централи: ТЕЦ „Марица Изток“ 2 (1 620 MW), ТЕЦ „Марица Изток“ 3 (908 MW), ТЕЦ AES Гълъбово (670 MW) и ТЕЦ „Брикел“ (200 MW). Също така ММИ снабдяват с лигнитни въглища ТЕЦ „Марица“ 3 (120 MW) в Димитровград. Повече от 40% от електропроизводството в страната е генерирано от лигнитните въглища, доставени от ММИ . Лигнитните въглища за характерни с високото си съдържание на прах, сяра, азотни окси-

си и парникови газове и са нискокалорични, следователно се изискват значителни инвестиции за достигане на екологичните изисквания на ЕС.

Основната част от потреблението на въглища (97,2%) е за производство на електричество и топлинна енергия. [37,40,47]

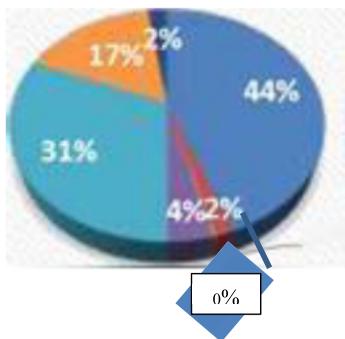
Първичният енергиен баланс на страната е добре структуриран по отношение на разновидността и местонахождението на използваните енергийни източници. Доказаните находища от лигнитни въглища са достатъчни за покриване на производството на енергия през следващите 50-55 години.

Производството на природен газ е в скромни размери, а това на суров петрол - незначително. През 2015 г. добивът на природен газ в страната възлиза на 84,7 милиона м³, а на суров петрол е нищожен. Вносът на природен газ в България през 2015 г. възлиза на 3 008,5 милиона м³, а вносът на суров петрол и петролни продукти е 2743 хиляди тона. В страната има едно подземно газохранилище (Чирен) за съхранение на активен газ с капацитет около 450 милиона м³/годишно. През 2015 г. в газохранилището са били нагнетени 294,9 милиона м³ природен газ за съхранение. Потреблението на природен газ в страната през 2015 г. възлиза на 2916 милиона м³. Търсенето на природен газ и суров петрол в България се осигурява основно от вноса от Русия. [44]

България има разнообразен електропроизводствен микс, включващ топлоелектрически централи, атомна централа и такива, използващи възобновяеми енергийни източници (вода, вятър, слънце и биомаса).

Електропроизводството се доминира от въглищните централи, следвани от АЕЦ „Козлодуй“. Местните въглища и ядрена енергия съставляват основния дял в структурата на производството на електрическа енергия по вид горива, както се вижда на фиг.3.5. Делът на местните енергийни източници в електропро-

изводство през 2015 г. е 95,6%, като вносът съставлява едва 4,4% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).



- Местни въглища, 44%;
- Течни горива, 2%;
- Ядрена енергия, 31%;
- ПАВЕЦ, 4%;
- Вносни въглища, 2% ;
- ВЕИ, 17%;
- Газообразни горива, 0%.

Фиг.3.5. Дял на местни енергийни източници, 2015 г., %

*Източник: Адаптация към изменението на климата.
Секторна оценка за състоянието на енергетиката [44]*

Използването на твърдите отпадъци е перспективно направление в развитието на структурата на потребление на горива и енергия. Разбира се, този процес е свързан с влагането на значителни инвестиции за изграждането на модерни горивни инсталации с многофункционално действие, а именно от една страна производство на алтернативни горива за потребление в икономическите сектори и от друга – подобряване на екологичната обстановка в страната. Изграждането на инсталации за производство на биогорива води до намаляване дела на вносните течните горива в структурата на ГЕБ.

4. Съставяне на горивно-енергийния баланс на страната и оптимизиране на структурата му

Важна задача на развитието на енергетиката е да осигури технически най-ефективно и икономически най-изгодно преобразуване на енергийните ресурси в онези видове енергия, които

най-добре отговарят на изискванията на консуматорите. Основният критерий за определяне на ефективността на горивно-енергийния баланс е т.нар. **икономически коефициент за използване на енергийните ресурси**. Той представлява **отношението на полезното потребление на енергия към разхода на енергийните ресурси**.

Оптимизирането на структурата на горивно-енергийния баланс на дадена страна е от изключително значение в условията на нарастващите потребности от енергия и горива. Едно от средствата за решаване на проблемите на ефективното развитие на енергийното стопанство е икономико-математическото моделиране. Поставянето и решаването на оптимизационните задачи е усложнено от обстоятелството, че съществува взаимозаменяемост на различните видове генериращи енергии и на разликата в схемите на енергозахранването. Необходимо е да се отчетат и сложните връзки на енергийната система в подсистемите ѝ – **хидроенергийна, въглищна, нефтена, газова, ядрена, електроенергийна**. Освен това енергийното производство е обвързано с всички останали отрасли на енергийния пазар.

В енергетиката се използват различни видове оптимизационни икономико-математически модели, които дават възможност за многовариантно изследване на енергийните процеси. Създават се модели, както за оптимизирането на цялостната структура на горивно-енергийния баланс, така и за решаването на конкретни проблеми. Известни са значителни резултати в разработването на **производствено-разпределителния модел, разширения модел и системата от модели за оптимизиране и развитие на енергетиката**.

Производствено-разпределителният модел дава възможност да се решат въпросите за производството и потреблението на енергията както за цялата страна, така и за отделните региони. Чрез него се оптимизират част от основните енергийни ресурси (ядрено гориво, въглища, нефт, природен газ, ВЕИ и др.) и някои вторични

ресурси, като мазут, котелно гориво, брикети и др.

5. Нормиране на разхода на енергия

Съгласно Наредбата за определяне на показателите за разход на енергия и енергийните характеристики на предприятията [39], показателите за разход на енергия на предприятия и промишлени системи се класифицират в две групи:

1. **Група 1** - показатели, характеризиращи процесите на енергопреобразуване в предприятието/промишлената система:

а) коефициент на полезно действие (КПД) при енергопреобразуващите процеси (%)

– при производство на електрическа енергия/топлинна енергия/енергия за охлаждане;

– при използване на вторични енергийни ресурси;

б) КПД при възобновяеми енергийни ресурси (%);

2. **Група 2** - показатели, характеризиращи енергийното потребление:

а) енергийно потребление за определен период (kWh);

б) инсталирана мощност (kW);

в) средна използвана мощност (kW).

Показателите се определят:

1. по видове енергийни ресурси;

2. по отделни технологични потребители;

3. по структурни единици на предприятието/промишлената система;

4. общо за предприятието/промишлената система.

1. Разходните норми при производството на енергия могат да се класифицират както следва:

А. Общочехови разходни норми. Те обхващат технологичното и спомагателното енергопотребление на цеха, включващо:

– Разход на енергия за технологичните процеси на цеха;

– Разход на енергия за осветление, отопление и климатич-

но обслужване;

- Загуби на енергия в цеховите разпределителни мрежи;
- Енергийна консумация на преобразувателите на енергия;
- Енергийна консумация на вътрешноцеховия транспорт.

Цеховите норми се изчисляват за единица крайна продукция на цеха, измерена в натурални, приведени или условни единици. Тези норми се използват за планиране и контролиране на енергийните разходи на цеха. На тяхна основа се стимулира общоцеховият персонал за икономии на енергия.

Б. Общозаводски норми. Те се отнасят за явното енергопотребление в границите на предприятието.

Общозаводските норми се съставят въз основа на общоцеховите норми, като допълнително се включват:

- Разход на енергия за общозаводски битови и спомагателни нужди;
- Загуби в общозаводските разпределителни мрежи до точките на отчитане на цеховите енергийни разходи;
- Електроенергийна консумация за осветление на района на предприятието;
- Загуби при складовото съхранение на енергийните ресурси и др.

При съставянето на общозаводските норми продукцията може да се измерва в натурални, приведени, условни или стойностни единици. Изборът на подходящи единици за измерване на продукцията дава съществено отражение върху качеството на нормите. Необходимо е обемът произвеждана продукция, отчетена в определените единици, да се намира в непосредствена връзка с направения енергиен разход. Общозаводските норми се използват за планиране на нуждите от енергия на предприятието. Освен това чрез тези норми се осъществява действен контрол върху рационалното изразходване на енергоносителите.

В. Отраслови норма. Те се определят като средни за отрасъла показатели. Отрасловите норми се използват при съставяне

на общия енергиен баланс на страната и планиране на енергийните нужди.

2. В зависимост от степенята на обобщеност (агрегираност) нормите биват следните видове:

➤ **Индивидуални** - С тяхна помощ се прави преценка за ефективното използване на енергоносителите от съоръженията, цеховете и предприятието.

Индивидуалните норми за отделните машини се определят от енергията, консумирана от машината за производство на единица продукция, при необходимите експлоатационни условия.

Когато индивидуалните норми се определят като общоцехови или общозаводски показатели, към съответния енергиен разход, включен в индивидуалните технологични норми, се прибавя и част от цеховото и заводското спомагателно енергопотребление.

➤ **Окрупнени (агрегирани) норми** – отнасят се до разхода на енергия за производство на еднородна продукция и в съответствие с установената номенклатура на отделните равнища на управление и планиране. Окрупнените норми се съставят за група продукции или за група машини с различна икономичност. Те са валидни за технологичните, общоцеховите и общозаводските норми.

3. В зависимост от периода на валидност нормите за разход на енергия се делят на следните видове:

А. Текущи (оперативни) - Те са в сила през текущия период и отразяват конкретните условия на производство. Текущите норми служат за определяне и планиране на енергийните нужди на предприятието и неговите подразделения през плановия период.

Б. Перспективни - Разработват се в зависимост от плана за внедряване на научно-техническия прогрес и рационализиране на енергопотреблението в по-близко и по-далечно бъдеще.

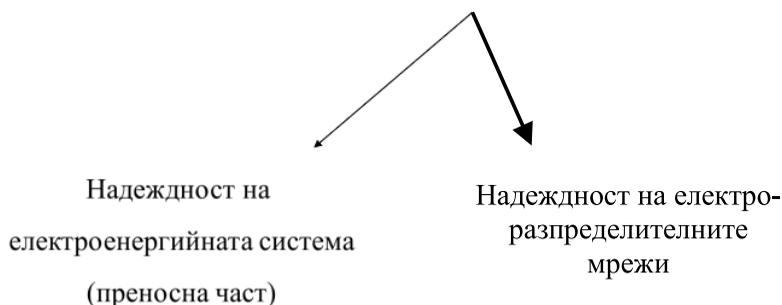
Нормите за разхода на енергия са важно условие за обективна оценка на приноса на отделните колективи за икономичното използване на енергията. Те са база за определяне на справедливо материално и морално възнаграждение на работещите.

Прилагането в практиката на нормите за разход на енергия стимулира към внедряването на техническия прогрес, към мобилизиране на работещите за разкриване на вътрешни резерви за икономии на енергоносители. [14]

6. Надеждност на електроснабдяването

Експлоатацията на електроенергийната система (ЕЕС) обхваща огледи на съоръженията и спомагателните системи към тях, профилактични изпитвания с обем, определен от ведомствените инструкции за експлоатация, и оперативно управление. Всички те са комплекс от мероприятия, които обезпечават нормалната работа на съоръженията от ЕЕС, с цел надеждно и икономично електропроизводство и снабдяване на консуматорите с ЕЕ, поддържане на нормални стойности на техническите ѝ параметри, осигуряване на безопасност за експлоатационния и ремонтния персонал, както и опазване на околната среда.

Надеждност на електроснабдяването



Фиг.3.6. Надеждност на електроснабдяването

Надеждността на електроенергийната система включва всички мерки за възможността на системата да доставя ЕЕ при приети качествени показатели (стандарты) и желани количества във всички потребителски възли. Най-често доставката се изра-

заява в числово изражение като: степен на сигурност в %; брой дни или часове в годината с надеждност над определена степен или обратното (под определена степен) и др.

Надеждността на електроенергийната система (включваща производствената и преносна подсистеми) се описва чрез две основни и функционални свойства (понятия) – **адекватност** и **сигурност**.

Адекватност/пригодност – мярка за способността на електроенергийната система да задоволява с мощност и електроенергия потребителите в границите на допустимите напрежения и други характеристики на елементите на системата при съответни планови и извънредни изключвания на елементи.

Адекватността измерва възможността на електроенергийната система да снабдява товара при всички устойчиви състояния със стандартни /нормативни/ условия, в които може да изпадне системата.

Сигурност– мярка за способността на електроенергийната система да устои на внезапни смущения като къси съединения или непредвидени изключвания на системни елементи или товари, определена с отчитане на оперативните ограничителни условия.

Друго изражение на сигурността е системната цялостност, което означава запазването на взаимно свързаната (паралелна, синхронна) работа на системата или неуправляемо разделяне при настъпване на определени големи смущения.[14,18,31]

На фиг.3.7. е представена подробна схема на надеждността на системата, която отчита обществено икономическите условия в реално време с техническите мерки, свързани с резервите. Електроенергийната система е в нормално състояние, ако всички електрически променливи са в техните приемливи обхвати и ако е налице достатъчно сигурен запас между състоянието на системата и нейните граници на стабилност. От друга страна, електроенергийната система е в електрически необичайно състояние, ако е налице някое от следните условия: запасът между експлоа-

тационното състояние на системата и границата на нейната стабилност не отговарят на критериите за сигурност или някои товари са били изключени (било то неволно или умишлено, за да се предотврати срив в системата).



Фиг.3.7. Измерения на надеждността на системата

Преносната електрическа мрежа на България има добра географска структура и може да обслужва надеждно транспортирането на енергия от производствените централи към потребителите. Постигнато е подобряване на сигурността на функциониране на електропреносната мрежа високо напрежение; подобрена е системата за измерване на ЕЕ в електропреносната мрежа; оптимизирано е управлението на преноса и трансформацията на ЕЕ в електроенергийната система; внедрени са системи за диспечерско управление в териториалните диспечерски центрове гарантиращи работа в паралелен режим на електроенергийната система на България с Обединените европейски електроенергийни системи (UCTE).[75, 85, 86,88]

Оперативната надеждност на електроенергийната система по отношение на баланса на мощности и на адекватността на мрежата се осигурява от ЕСО ЕАД. Тя прави прогнози за потреблението и за необходимите генериращи мощности за неговото покриване в страната и в Югоизточна Европа в съответствие с изискванията за надеждна работа на системата. При евентуално очертаващ се недостиг на енергия, съответно – на мощности в страната, задължение на компанията е да информира своевременно държавата и да направи конкретни предложения за предотвратяването на съответния проблем.

Глава четвърта

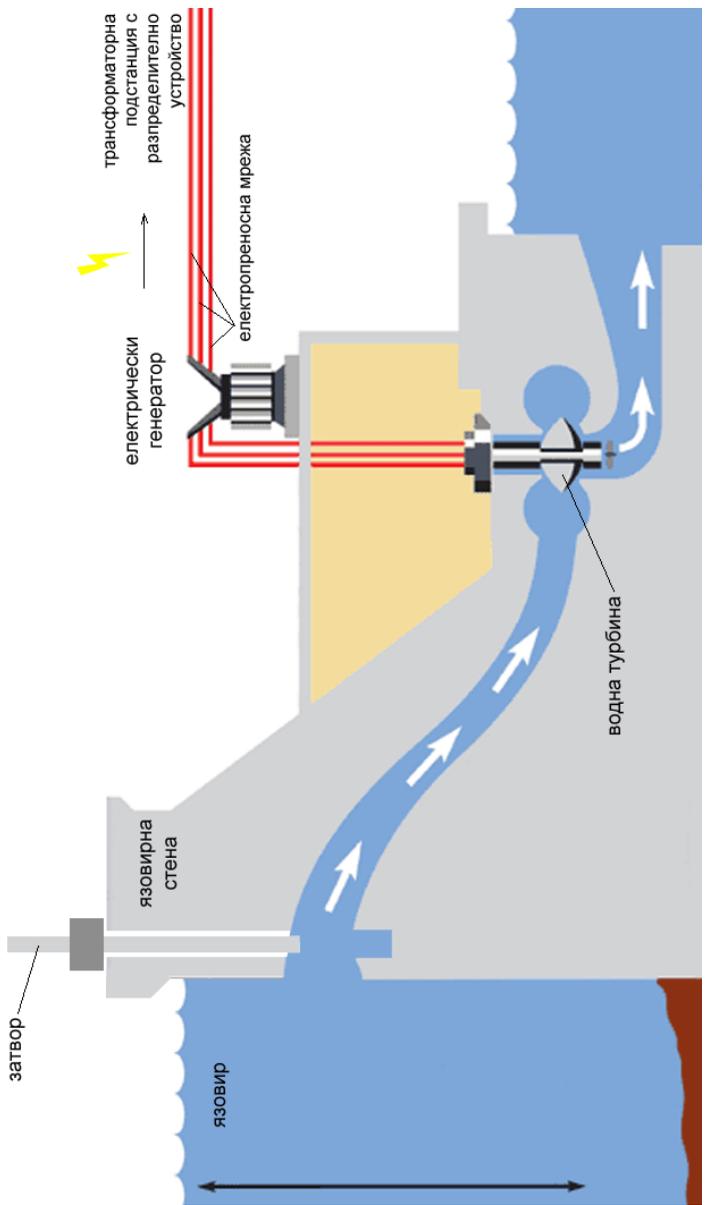
ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ АНАЛИЗ ПРИ ПРОИЗВОДСТВОТО НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ

1. Техничко-икономически особености на ВЕЦ при производството на електрическа енергия

По редица икономически и екологични причини голяма част от предприемачите се насочват към инвестиции във водно-електрическият сектор в енергетиката. Страната ни е с добри традиции при производството на ЕЕ от ВЕЦ. Засега водата остава сред най-използваните възобновяеми енергийни източници у нас, а това се дължи на широкия ѝ потенциал на приложение.

Успешното управление на дадена хидроелектрическа инсталация зависи от способността да се предвижда обемът на водната маса, която влиза в системата. Преди построяването ѝ се прави оценка на нивото на реката, хидроложките цикли и характеристиките на валежите.

ВЕЦ преобразува енергията на течащата вода в ЕЕ. На фиг. 4.1 е представена принципна схема на преобразуването на водната в електрическа енергия. Най-важното хидротехническо съоръжение е язовирната стена, която задържа водата в язовира и създава необходимия напор. С помощта на хидравлична турбина, енергията от водата, движеща се под напор, се превръща в механична енергия на въртенето и оттам в електрическа.[5,7,8,20,31,51]



Фиг. 4.1. Принципна схема на ВЕЦ

Както бе споменато, ВЕЦ „Панчарево“ е първата водноелектрическа централа построена в България и на Балканския полуостров през 1900 година.

Към настоящия момент в България има изградени и работещи около 242 ВЕЦ /включващи и малки ВЕЦ – МВЕЦ/ в сравнение с 2013 г., те са почти два пъти нарастнали /125 броя/. През 2015 г. инсталираната мощност на водноелектрическите централи в страната възлиза на приблизително 2 350 MW при производство 3 976 030 MWh. Заедно с ПАВЕЦ техният дял представлява около 40 % от техническия потенциал и осигурява от 8 до 14 на сто от електропроизводството.

Интересът на предприемачите е насочен към изграждането на малки водноелектрически централи, тъй като те се изграждат по-лесно, а инвестицията макар и с относително дълъг срок на откупуване е гарантирана почти напълно. В категорията малки ВЕЦ спадат: микро ВЕЦ с мощност до 500 kW, мини ВЕЦ – от 500 до 2000 kW и малки ВЕЦ – от 2000 до 10 000 kW.

Сред предимствата, които се приписват на малките ВЕЦ, са възможностите да разполагат с неизчерпаем източник за производство на ЕЕ, ниски разходи при дълъг период на експлоатация. Освен това те се вписват в плановете за опазване на околната среда.

Редица международни изследвания са доказали, че себестойността на ЕЕ чрез използване на енергийния потенциал на водата е значително по-ниска от произведената ЕЕ от други енергоносители. Това се дължи на дългия период на ползване и на ниските разходи, свързани с производството и поддръжката на ВЕЦ. Цената остава конкурентоспособна, дори когато трябва да се направят допълнителни инвестиции за електропроводи или за поддръжане на околната среда, тъй като обикновено хидроенергийните обекти са отдалечени от електроразпределителните мрежи и големите потребители.

Възвръщането на инвестициите обикновено става за по-дълъг период от време, затова предварително трябва да е осигуре-

но дългосрочно планиране за нуждите от електро-производствени мощности, оценка на енергийния потенциал на водните ресурси и едва тогава възвръщаемостта на инвестицията може да е и по-краткосрочна. Статистиката дори на съществуващите в България ВЕЦ сочи, че влязла в експлоатация ВЕЦ може да има потенциал до 100 години, а понякога и повече, при това при ниски оперативни разходи и разходи за поддръжка, т.е. ще бъде печеливша и след възвръщане на инвестицията.

2. Техничко-икономически особености на ТЕЦ при производството на електрическа енергия

Както стана ясно досега, в структурата на производството на ЕЕ доминират топлоелектрическите централи, използващи въглища, следвани от ядрената централа АЕЦ „Козлодуй“. Централизираното топлоснабдяване се осъществява от топлофикационни дружества и е основна форма за отопление и снабдяване с гореща вода в гъсто населените градски райони. По данни на НСИ за 2016 г., топлинната енергия има дял от 10,5% в общото крайно енергийно потребление и 15,6% в крайното енергийно потребление на домакинствата.

Централизираното топлоснабдяване е дефинирано като най-ефективния път за снабдяване с топлина, топла вода и пара в две поредни енергийни стратегии на страната, приети през 2002 и 2011 г., заради неговия значителен потенциал за спестяване на първична енергия, екологичните му предимства и високия комфорт на предоставяните услуги. [25,28,31,40,50,51,61,79]

В Енергийната стратегия на България до 2020 г. „За надеждна, ефективна и по-чиста енергетика“, одобрена от Министерски съвет и приета от Народното събрание през юни 2011 г. е отчетен многостранния положителен ефект на топлофикационния сектор върху енергийната сигурност, енергийната ефективност и намаляването на вредните емисии. Заради това се предвижда

активна подкрепа на високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, както и на развитието и въвеждането на технологии, използващи ВИ, включително отпадъчна биомаса, растителни и животински отпадъци.

В приетия от Министерски съвет трети Национален план за действие по изменение на климата за периода 2012 – 2020 г. също е отчетена особената важност на централизираното топлоснабдяване за преодоляване на промените в климата. То е дефинирано като една от петте приоритетни оси, отнасящи се до енергийния сектор.

Техническите условия за топлоснабдяване се отнасят за:

1. Производство на топлинна енергия;
2. Пренос на топлинна енергия;
3. Оперативно управление на топлоснабдителната система;
4. Присъединяване към топлопреносната мрежа;
5. Измерване и отчитане на топлинната енергия;
6. Дялово разпределение на топлинната енергия;
7. Прекратяване на топлоснабдяването;
8. Спиране на топлоподаването.

Топлоснабдяването се осъществява чрез енергийни обекти и съоръжения за производство, пренос, доставка и разпределение, свързани в топлоснабдителна система, и въз основа на комплексен технико-икономически анализ по чл. 9, ал. 1, т. 2 от Закона за енергетиката.

Изграждането на нови и разширението на съществуващи обекти и на нови топлопреносни мрежи, необходими за топлоснабдяване в населените места, се извършва в съответствие с подробни устройствени планове и при спазване на техническите правила и нормативи, определени в наредбата по чл. 139, ал. 5 от Закона за устройство на територията и по чл. 125, ал. 4 ЗЕ.

Комбинираното производство на електрическа енергия и топлина (КПЕТ) е съществена насока на всяка рационална енергийна стратегия, поради своите екологични и енергийни характеристики, като:

- Спестяване на първично гориво поради по-висока ефективност на производството;
- Намаляване на енергийните разходи на клиентите;
- Намаляване на емисиите на вредни вещества във въздуха;
- Ефективно използване на местни енергийни ресурси.

Заради тези предимства комбинираното производство се ползва със засилваща се политическа и финансова подкрепа в ЕС. За България следните индикатори показват, че е налице слабо оползотворяване на потенциала за КПЕТ:

- Отношението на произведената високоефективна комбинирана електрическа енергия към общо произведената топлинна енергия е 0,263, а за София – 0,185. Това показва наличието на голям технически потенциал за увеличаване на производството на електрическа енергия при съпътстващо производство на топлинна енергия;

- 38% от топлинната енергия в град София се произвежда от водогрейни котли. Топлинната енергия, произведена в страната по комбиниран начин е 66% от общото производство от топлофикационните дружества. Това показва, че има възможности за увеличаване на производството на електрическа енергия чрез инвестиране в нови и заместващи мощности за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия.

3. Техничко-икономически особености на АЕЦ при производството на електрическа енергия

Ядрената енергия е източник на сигурно и беземисионно производство на електрическа енергия. Тя се отчита за местен източник и в значителна степен допринася за подобряване на енергийната независимост. След спирането на блокове 1-4 на АЕЦ „Козлодуй“ намаляха възможностите за износ и се наруши екологичния баланс, тъй като работят само 5-ти и 6-ти реактори и са с общ капацитет малко над 2 000 MW. Производството на

ядрена енергия не зависи от промените в цената на доставките на изкопаеми горива, тъй като малкото количество уран, което се доставя основно от стабилни региони (без конфликти) в света, е достатъчно за работата на реакторите за цяло десетилетие.

В АЕЦ за производство на ЕЕ се използва радиоактивният разпад на ядрата на уран. ЕЕ се получава в резултат на няколко трансформации - енергията на атомните ядра се преобразува в топлинна енергия, топлинната – в механична, а механичната – в електрическа енергия. Така нареченото „сърце” на АЕЦ е реакторът, в който се зарежда ядреното гориво и протича управляема верижна реакция. Уранът се дели с осовобождаване на неутрони, в резултат на което се отделя огромно количество топлина. Топлината се отвежда от активната зона на реактора с помощта на топлоносител – течно или газобразно вещество, преминаващо през нея. В качеството на топлоносител най-често се използва вода. Така се осъществява най-сложната трансформация – преобразуването на ядрената енергия в топлинна енергия.

Обектите за производство на ядрена енергия също могат да бъдат изправени пред предизвикателства при гарантирането на техния продукт, както и по отношение на тяхната сигурност.

Обикновено реакторите се нуждаят от големи количества вода за охлаждане. В резултат на това като правило те са разположени в райони, които са под въздействието на промените в околната среда. Обикновено те се изграждат или на морския бряг, което ги прави уязвими при повишаването на морското равнище и при екстремни климатични и въздушни смущения, или край реки, езера или водни резервоари, където зависят от наличието на все по-ценните и променливи нива на сладководните запаси.

Като се имат предвид високата цена, дългият живот и потенциалната опасност от повреди в ядрените електроцентрали, много важно е да се извършват повече задълбочени проучвания по отношение предвижданото им взаимодействие с все по-нестабилната глобална екологична система.

Към началото на XXI век светът добива около 6 % от електроенергията от ядрени електроцентрали, но се предполага, че този дял може да се повиши в отговор на климатичните промени, тъй като ядрените електроцентрали не генерират въглероден диоксид, поне не пряко. Счита се, че има достатъчно количество уран за няколко столетия при сегашните нива на употреба.

Не е ясно обаче, дали дори ядреният отрасъл може да разработи по-евтини и по-безопасни реактори. Това задължително би довело до намаляване на съпротивата на обществото спрямо ядрената енергетика.

Като цяло обикновено около 70 % от обществото в повечето страни е против ядрената електроенергия, като тази опозиция нараства при всеки голям инцидент в ядрена централа.

Важно е да се подчертае, че **ядрената енергетика** има сериозен принос за задоволяване на потребностите от ЕЕ на икономиката и населението на страната. Същевременно, тя е и най-икономичният производител в страната.

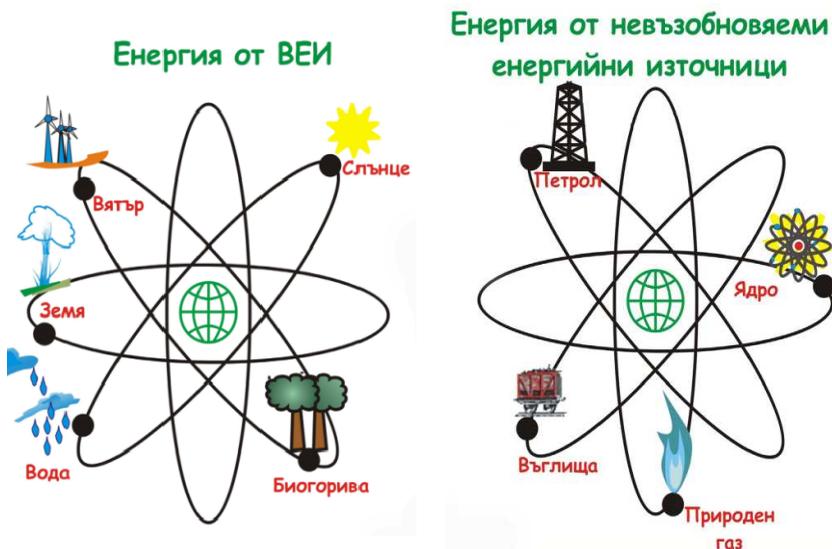
По данни на Министерството на енергетиката брутното производство на електрическа енергия през 2017 г. е 45.5 ТВтч, което е с 0.8% повече от производството през 2016 г. Ръст в производството на електрическа енергия се отчита при ТЕЦ - 9% и ЗТЕЦ – 2%. Спад се наблюдава при АЕЦ – 2%, ТфЕЦ – 5%, ВЕИ - 12% и ПАВЕЦ – 15%. [23,29,33,39,83,84]

4. Алтернативни методи за производството на електрическа енергия

Използването на алтернативни източници за производство на ЕЕ като ВЕИ намалява зависимостта от внос на енергийни ресурси, подобрява сигурността на енергоснабдяването, осигурява изпълнението на задълженията на страната за опазване на околната среда и намаляване на емисиите на CO₂, облекчава търговския баланс и подпомага трудовата заетост.

Енергийните източници могат да бъдат разделени на две големи групи:

- Възобновяема енергия - това е енергията, получена от източници, които се възстановяват като: слънце, вятър, вода, биогорива и др или на
- Невъзобновяема енергия - нефт, газ, въглища и др.



Фиг.4.2. Видове възобновяема и невъзобновяема енергия

Оптималното използване на енергийните ресурси, предоставени от ВЕИ е средство за достигане на устойчиво енергийно развитие и минимизиране на вредните въздействия върху околната среда от дейностите в енергийния сектор. Произведената енергия от ВЕИ е важен показател за конкурентоспособността и енергийната независимост на националната икономика. На този етап обаче, делът на ВЕИ в енергийния баланс на България е значително по-малък от средния за страните от ЕС.

Наличието на активна политика в областта на ефективното производство, пренос, разпределение и потребление на ЕЕ и на-

сърчането на ВЕИ в страната водят до директни намаления на отделяните емисии на парникови газове и имат съществен принос в борбата с климатичните промени. [19,29,31,32,36]

Ние сме на ръба на гигантска промяна на климата и единствената оставаща възможност е да намерим начин за ограничаване на щетите. Всичко това ни насочва към дългосрочното използване на въглеродно неутрални енергийни източници.

В полза на подобен избор към увеличаване дела на възобновяемите източници са и други императивни фактори, като изчерпването на природните ресурси. Пристрастяването към висока енергийна консумация води до постоянен ръст на цените на петрола, газа и въглищата. [54,65]

Някои региони от ЕС са по-малко готови от други да преминават от изкопаеми горива към възобновяема енергия, а някои индустрии дори ще им се наложи да преустановят дейността си. Така например, въглищната индустрия, която би следвало да създаде определена платформа или икономически модел за въглищните региони в преход. Някои държави като Гърция, Германия, Полша и др. вече работят в тази насока.

Съгласно данните на Електроенергийния системен оператор /ЕСО/ към края на 2016 г. България разполага с 1043 MW соларни централи, 701 MW – вятърни и 69 MW биомаса. За последната 2017 отчетна година възобновяемата енергия възлиза на 3283 млн. MWh електроенергия. Отделно само производството на ВЕЦ възлиза на 3466 MWh. табл. 4.1

Табл. 4.1.

Производство на ЕЕ от ВЕИ в България /MWh/

ВЕИ \ Година	2016	2017
ВяЕЦ	1 426 696	1 515 470
ФЕЦ	1 392 338	1 408 112
Биомаса	296 007	359 565
Всичко:	3 115 041	3 283 148
ВЕЦ	4 576 930	3 465 837

Данните сочат, че е налице благоприятно развитие на ВЕИ сектора. Набелязаната още през 2014 г. цел за 27% дял на ВЕИ в общото производство на ЕЕ до 2030 г., може да промени този дял като се увеличи над 30%. По данни от 2015 г. делът на ВЕИ в различните държави членки варира между 5% и 54%.

По данни на Международната агенция по енергетика /МАЕ/ [87] производството на ЕЕ от ВЕИ през 2017 г. бележи ръст в ЕС от 6,3%, което се равнява на 380 TWh. Следователно, на ВЕИ вече се пада 25% дял от глобалното производство на ЕЕ.

В световен мащаб политиката по използване на зелената енергия също е на преден план. От МАЕ сочат, че през 2017 г. Китай е изместила САЩ от лидерската ѝ озиция в производството на ЕЕ от ВЕИ /без ВЕЦ/. Китай инсталира нови фотоволтаични мощности, с което надвишава инсталираните общо въглищни, газови и ядрени мощности в страната си през същата година. Също, за сравнение може да се добави, че само за 2017 г. новият соларен капацитет, добавен в Китай е еквивалентен на общия капацитет на фотоволтаични мощности в Германия и Франция, взети заедно.

Индия също е удвоила соларния си капацитет.

Рекордът в ЕС е отчетен за вятърните мощности. [59,64,66]

Без съмнение, преференциалните изкупни тарифи за ЕЕ от ветроцентрали ще подлежат на увеличение, защото по-закон, те не могат да бъдат по-ниски от 80% от крайната цена ЕЕ за битовите потребители. Затова тарифата за старите ветрогенератори се очаква да се повиши преди останалите. В този смисъл числовите данни и тарифното разделяне не са и не могат да бъдат константни величини. Тези данни тук следва да се разглеждат по-скоро като илюстративни. При инвестиционно-икономически оценки на ветроенергийни проекти следва да се вземат предвид и редица други показатели, като например инфлационния ръст и други дисконтови фактори.

Стимулирането на производството на екологична енергия у

нас става чрез значително увеличените преференциални изкупни цени. Най-значително е увеличението на изкупната цена на тока, генериран от вятърни турбини.

Вятърната енергетика е най-бързо развиващият се сектор от световната енергетика през последните години. Това се дължи на много причини. По-важните от тях са: поскъпването на енергията изобщо; нарастващото глобално затопляне и екологичните проблеми с ТЕЦ и АЕЦ, които доминират в световната енергетика, увеличаване на ефективността на вятърните електрогенератори и не на последно място – спадането на цените на ветрогенераторите в световен мащаб спрямо нивото им преди десетина години.

Електрическата мощност, която генерират вятърните турбини много съществено зависи от силата на вятъра и тримерните характеристики на вятърното поле. Затова е необходимо да се направи прецизен предварителен ветроанализ и оценка на енергийните качества на вятъра.

В България има значителен ветрови ресурс. Технологиите напредват бързо и повишават ефективността на вятърните турбини, намаляват волатилността и непредсказуемостта на производството. С повишаване на производството вятърните турбини стават все по-ефективни и лесни за интеграция и бмезспорна са основна технология за постигане на целта за декарбонизация.

Оптимално проектиране на **фотоволтаични инсталации** и системи, както и на соларни паркове се прави, съгласно изискванията на Наредба № 16–27 от 22.01.2008 г. за условията и реда за извършване на оценка за наличния и прогнозния потенциал на ресурса за производство на енергия от възобновяеми и/или алтернативни енергийни източници [36] на Министерството на икономиката и енергетиката. За увеличаване ефективността на фотоволтаичните инсталации, последните се комбинират с вертикално-осеви вятърни турбини.

В резултат на прогресиращото замърсяване на природата и

напредващото глобално затопляне държавите членки на ЕС, включително и България, са приели много сериозни икономически, юридически и технически преференции за поощряване на инвестициите в електропроизводство от възобновяеми източници на енергия, включително и добита от слънцето чрез фотоволтаични електрогенератори. Подобни изгодни условия не се предлагат спрямо никакви други инвестиции в бранша, още повече, цялата произведена ЕЕ за сметка на слънчевата светлина, вятъра и другите естествено самовъзстановяващи се енергоизточници се изкупува 100%, без никакви ограничения. Фотоволтаиците могат да се разполагат, както по фасадите и покривите на сгради, така и в дворове и на открити терени – практически навсякъде. За разлика от вятърните генератори, за които е нормативно забранено да са в населени места и в близост до тях, то фотоволтаиците могат да се инсталират и в урбанизирани територии. Известно е, че фотоволтаиците нямат разходи за гориво и всяко увеличение на електропроизводството им става за сметка на безплатната слънчева енергия.

В много развиващи се страни фотоволтаичните системи, които не са включени в електропреносната мрежа, могат да бъдат единственият избор за производство на ЕЕ на ниво селище освен вносните горива дизел или петрол.

В развитите страни домакинствата и офисите ще имат все по-често възможност да се оборудват с фотоволтаични клетки на покривите си, с които да осигурят енергията си за битови нужди.

Очевидно към настоящия момент за инсталирането на фотоволтаична система на покрива все още е необходима значителна капиталова инвестиция, която се изплаща за десетилетия. Въпреки това притежаването на вграден в сградата фотоволтаичен покрив, направен от ново поколение фотоволтаични панели, спестява разходите за традиционен покрив, което може да намали общите разходи. Освен това е привлекателно покривът сам да „заработва“ издръжката си. С разширяването на тази пазарна

ниша и с нарастването на обема на производството цените би трябвало да паднат, така че в рамките на десетина години или малко повече фотоволтаичните системи биха могли да получат широко разпространение [29,31,50].

Икономическата оценка на цената на произведената енергия от даден източник е най-очевидният начин да се сравни жизнеспособността на алтернативни енергийни решения. Изборът на България е от държавите в Европа с най-голям потенциал за производство на ЕЕ от слънчева енергия.

След успешното развитие на технологиите през последните години, слънцето вече е най-евтиният източник на енергия в световен мащаб. В следващите години това конкурентно предимство ще се засилва. За разлика от конюнктурните цени на нефт и природен газ, природните ресурси слънце, вятър и вода подлежат на много по-дългосрочно прогнозиране и реализация.

По-новите възобновяеми енергийни източници включват **енергията на морските вълни и на приливите и отливите**. [51,53,69] Така например, енергийните ресурси на Обединеното кралство от морски вълни са значителни. Възможно е половината и повече от електричеството на Великобритания да се произвежда от този източник, ако генераторите се разположат успешно навътре в морето, където се намират най-големите потенциални енергийни източници. Проучванията на енергията на морските вълни започват още през 70-те години на ХХ в. В действителност вълните са складирана вятърна енергия, а приливите и отливите се задвижват от регулярните лунни цикли. На практика те биха се съчетали добре с останалите основни варианти за добиване на енергия на сушата като вятърната енергия. [88]

Докато вятърната енергия привлича в най-голяма степен вниманието на медиите, употребата на **биогаз**, получен от отпадна биомаса, се доказва като най-достъпен в икономическо отношение вариант, тъй като канализационният газ и газът от сметищата са един от най-евтините възобновяеми енергийни източници. Макар също

да е икономически привлекателно, добиването на енергия чрез изгарянето на твърди общински и битови отпадъци е по-малко успешно предимно заради съпротивата на местните жители, загрижени за евентуалните емисии на диоксид от изгарянето на пластмаси. Освен това екологите не гледат на тези отпадъци като истински възобновяеми енергийни източници, след като при тях се разчита на производство на материали, които по възможност трябва да се избягват, когато това е невъзможно, да се рециклират.

От Европейската асоциация по биогаз /ЕАБ/ смятат, че този ресурс има изключителен плюс, защото се развива в селски и земеделски райони, което създава устойчив растеж извън големите градове. Те виждат голям потенциал за производство на енергия от утайки от отпадъчни води, твърди битови отпадъци и отпадъци от хранително-вкусовата промишленост и др. и въвеждането на произведената енергия в локално отопление на биогаза, както и използване на биометан в транспорта.

Към момента в България има 14 работещи инсталации на биогаз с обща инсталирана мощност от 16,2 MW. [51]

Следователно, алтернативните източници за производство на електрическа енергия също могат да имат своите предимства и недостатъци. Като по-основните недостатъци могат да бъдат отразени [44]:

➤ **Производството на електрическа енергия от слънце също е уязвимо към въздействието от климатичните промени.** Повишаването на температурата на въздуха води до намаляване на ефективността на соларните панели и тяхната по-бърза амортизация. Производството на електрическа и топлинна енергия от слънчевата радиация е уязвимо на по-гъстата облачна покривка, характерна при интензивните валежи. Ако облачната покривка стане по-плътна в резултат на климатичните промени, то тогава интензивността на слънчевата радиация и следователно производството на електрическа енергия ще намалее.

Излагането на чувствителните материали на суровите метео-

рологични условия е друг източник на уязвимост на всички видове фотоволтаични технологии. Бурите могат да нанесат непосредствени щети на подпорните структури и на конвекторите от летящи отломки; ето защо технологии, които използват по-малки повърхностни площи, са по-малко уязвими. Градушките също могат да нанесат материални щети, в резултат на които да се намали производството и да се увеличи необходимостта от ремонт.

➤ **Системите за производство на ЕЕ от вятърна енергия** също могат да пострадат при екстремални условия и силни бури, а вятърните турбини дори спират работа при много силен вятър. Вятърните турбини са уязвими към щети, нанесени от силните ветрове (например подкопаване на основите, водещо до слягане). Промените на въздушните течения и тяхната интензивност в резултат на климатичните промени биха се отразили на производителността на съществуващите вятърни електроцентрали, водещи до нарушаване на баланса и управлението на енергийната система. Също така тези промени биха могли да въздействат върху вземането на решения за изграждането на нови обекти.

➤ **Инсталациите за производство на електрическа енергия от вятър и слънце** не са надежден източник на енергия през студените зимни месеци. Както е посочено в 10-годишния план на Електроенергийния системен оператор, екстремалните зимни товари възникват вследствие на наличие на много ниски температури на въздуха, съчетани със силен вятър, т.е. в този случай вятърните електроцентрали подпомагат покриването на потреблението.

Няма панацея във вид на ВЕИ. В зависимост от местните климатични дадености, един или друг вид ВЕИ се явява най-подходящ. Обаче с оглед на ограниченото време на добив на енергия най-доброто решение е да се комбинират няколко типа ВЕИ, за да може недостатъкът на всеки от тях да се компенсира от предимствата на друг.

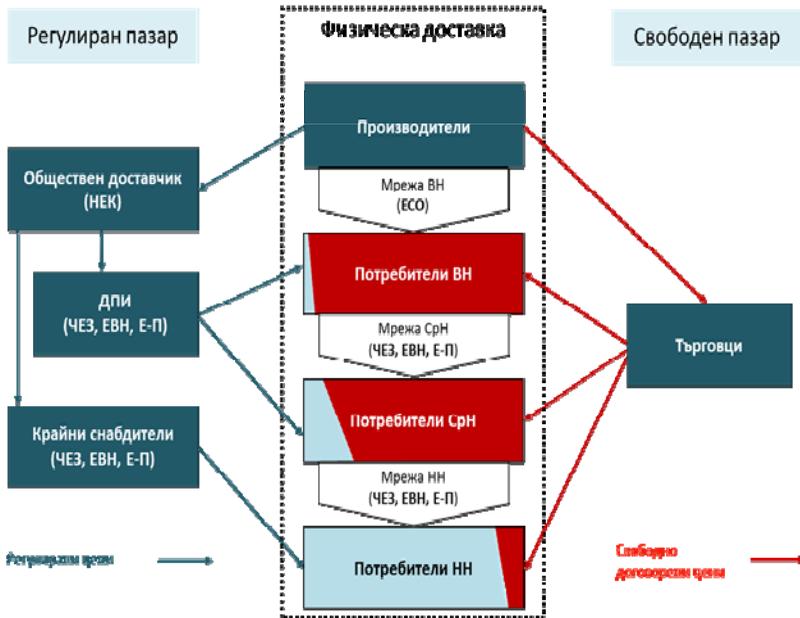
ЛИБЕРАЛИЗАЦИЯ НА ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ ПАЗАР

1. Балансиращ пазар на електрическа енергия

Българският пазар на ЕЕ е напълно либерализиран от 1 юли 2007 г., което означава, че всеки потребител има законово право на избор на доставчик и на свободен и равнопоставен достъп до мрежата за пренос на ЕЕ до мястото на потребление. Въведен е пазарен модел, основан на регулиран достъп на трета страна до мрежата, при който сделките се осъществяват чрез директни двустранни договори между производители или търговци и потребители, като недостигащите количества се купуват, а излишъците по двустранни договори се продават на балансиращия пазар. Той се състои от два паралелно опериращи сегмента – сегмент с регулирани цени и сегмент със свободно договорени цени или т.нар. свободен пазар. С времето, делът на последния ще се увеличава (фиг.5.1).[3,6,51]

Разликите на двата сегмента на пазара се обуславят основно от:

- Цените – регулирани тарифи или свободно договорени цени;
- Специфициране на количествата ЕЕ в договорите (на месечна основа и почасово);
- Балансиране на участниците в либерализирания пазар;
- Заплащане на цената за пренос и разпределение (чрез договори между производител и преносно и/или разпределително предприятие).



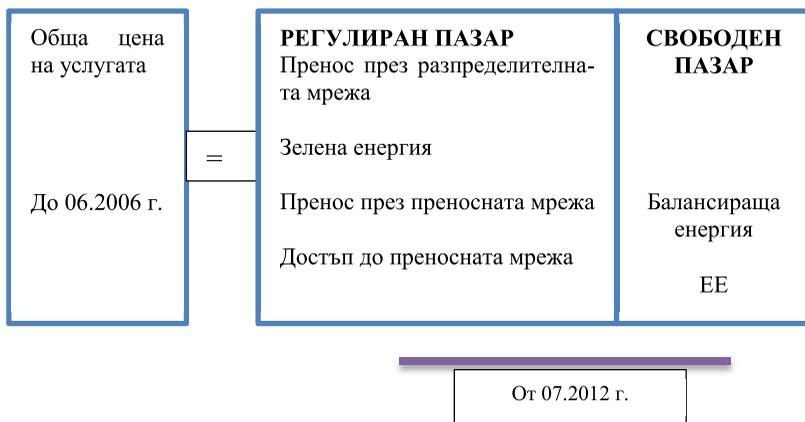
Фиг.5.1. Либерализиран пазар на електроенергия в България

На регулирания сегмент цените се определят от КЕВР, а потребителите се обслужват от крайните снабдители на териториален принцип и не са задължени да сменят своя доставчик на ЕЕ. Към 2014 г. този сегмент включва битовите потребители и стопанските потребители, присъединени към разпределителни мрежи ниско напрежение.

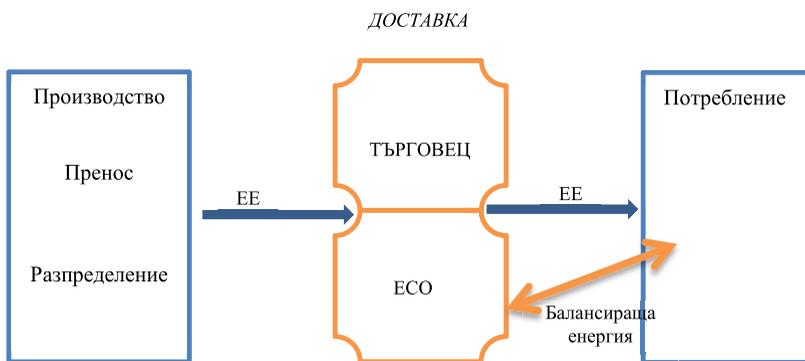
С приемането през юли 2012 г. на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката започна активно преминаване на клиентите, присъединени към разпределителни мрежи средно напрежение (6 – 20 kV) от регулирания на свободния пазарен сегмент.

Като междинен вариант от 1 август 2013 потребителите, които не са избрали свой доставчик на ЕЕ, са снабдявани от служебен доставчик на географски принцип, т.нар. доставчик от последна инстанция (ДПИ). Той доставя ЕЕ на потребителите до

тяхното излизане на свободния пазар. Цената, по която този обществен доставчик продава ЕЕ се определя от ДКЕВР по специална методика. Цената е достатъчно неатрактивна, за да стимулира потребителите да излязат възможно най-бързо на свободния пазар. /фиг.5.2/



Фиг.5.2. Различни услуги на различни пазари



Фиг.5.3. Либерализиран пазар – преходна фаза

Балансирането на ЕЕ е една от ключовите роли на електроенергийните системни оператори, когато трябва да гарантират, че производството на ЕЕ е равно на търсенето ѝ в реално време.

Възможността за ефективно балансиране на енергийните ресурси между отделните страни може да подобри сигурността на доставките и да намали разходите за ЕЕ, както и да послужи като основа за развитието на трансгранични балансиращи пазари. Това е причината Европейската мрежа на електроенергийните системни оператори (ENTSO-E) да разработи Мрежови кодекс за балансиране на ЕЕ [86], който в края на 2013 г. представи на ACER за становище, с цел да послужи пред Европейската комисия за превръщането му в закон.

През март 2014 ACER публикува мотивирано становище [85,86], в което отбелязва необходимостта от интеграцията на балансиращите пазари в един добре функциониращ, конкурентен Европейски балансиращ пазар. Този процес на интеграция трябва да бъде съпроводен от правилните действия на преносните системни оператори и да бъде подкрепен от силна правна рамка, за да бъдат предотвратени неефективности, закъснения и пазарни изкривявания, произтичащи от наличието на разнородни пазарни споразумения за балансиране. Сложността на интегрирането на балансиращите пазари произтича от липсата на опит и информация за най-добри практики. Предвид това, мрежовият кодекс трябва да определи нов стандарт, който значително ще се отличава от съществуващите практики в повечето страни-членки.

В началото на февруари 2014 г. четири борси за пазар на ЕЕ и 13 преносни системни оператори в Северозападния европейски регион (СЕР) дават ход на ценовото обединяване на пазарите ден-напред. Този старт е от решаващо значение за постигане на общата цел на ЕС за хармонизиран европейски пазар.

Съществена роля в реструктурирането на пазара за ЕЕ играе националния енергиен регулатор, чиято основна задача е да напътства, регулира и наблюдава процесите на либерализация и насърчаване на конкуренцията. Ето защо е важно той да бъде независим регулаторен орган по отношение на вземането на важни решения.

За съжаление, през последните години създаването на пре-

калено много закони и правила за контролиране на дейността на отделна компания или цял сектор спъва развитието на енергийният сектор в България, което го отдалечава от пазарните принципи. Свръх регулирането на сектора спъва развитието на бизнеса, а това води в посока, различна от принципите на европейската енергийна икономика.

Стопанските потребители на „ниско напрежение“ все още могат да купуват ЕЕ на регулирани цени, които са по-високи от тези, които могат да договорят на свободния пазар.

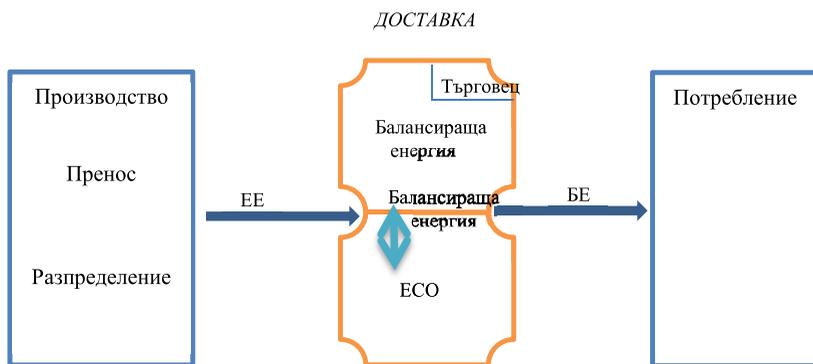
Излизането на свободния пазар води до намаляване на разходите за ЕЕ за потребителя и не носи рискове, свързани с допълнителни финансови разходи или сигурност на снабдяването. Както и до сега съответното електроразпределително дружество ще продължи да отговаря за поддръжката на инфраструктурата и качеството на ЕЕ, независимо от това кой е доставчика на свободен пазар, за което потребителят ще продължава да заплаща регулираните от КЕВР цени за „достъп“ и „пренос“. Участието на свободния пазар изисква регистрация на търговския участник в ЕСО, ако потребителя е присъединен към преносната мрежа или в съответното Електроразпределително дружество, ако е присъединен към някоя от разпределителните мрежи.

Към 2014 г. българския електроенергиен пазар, организиран от ЕСО, използва пазарен модел, при който сделките се осъществяват чрез двустранни договори по свободно договорени цени между производители, търговци и потребители, с помощта на ден-напред графици и балансиращи групи, като от 1 юни 2014 г. ЕСО въвежда почасов пазар и балансиране по всички сделки с ЕЕ.

На фиг.5.4 е представен реално съществуващия модел на либерализиран пазар в България.

Основни групи участници на пазара са Доставчици на балансираща енергия /ДБЕ/ и Координатори на балансиращи групи /КБГ/. Участниците на балансиращия пазар много точно ще трябва да планират производство и потребление, за да не реали-

зират небаланси или да минимизират разходите за тях. Отговорността за балансиране е индивидуална за всеки търговски участник, но може да се прехвърли към лицензиран и регистриран КБГ. За времето, през което не са прехвърлили отговорността си за балансиране на КБГ, търговските участници сами отговарят за небалансите на своите обекти.

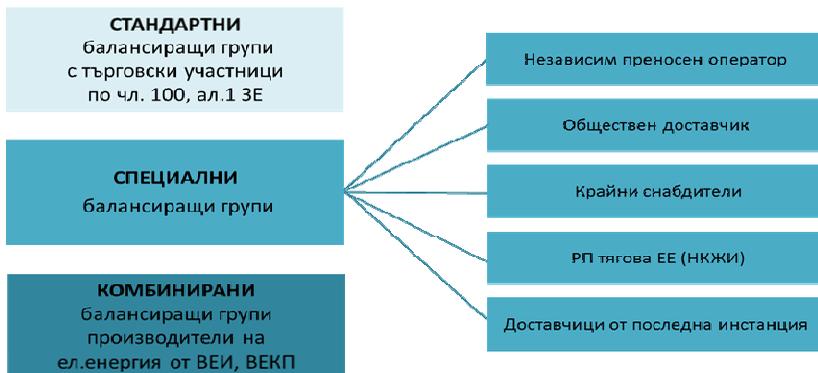


Фиг.5.4. Модел на либерализиран пазар в България

Формирането на балансиращи групи има за цел агрегиране на небалансите на търговските участници и смекчаване на икономическите последици от цените на балансиращата енергия; въвеждане на нова организация при администриране на сделките с ЕЕ; планиране на баланса на електроенергийната система; съсредоточаване на отговорностите по обмен на информация с ЕСО при малък брой участници на пазара. Самостоятелните пазарни участници имат ползи от обединяването си в балансиращи групи, заради възможността да намалят разходите си за небаланси. При съществуващите силно санкциониращи административно-определяни цени на балансиращия пазар за недостиг и излишък ползите от такова обединяване са убедителни.[6]

Балансиращите групи се състоят от координатор и членове и биват стандартни, специални и комбинирани на производители на ел. енергия от ВЕИ и високо ефективно комбинирано произ-

водство (ВЕКП), които се регистрират от независимия преносен оператор и към които се прилагат еднакви принципи за балансиране.



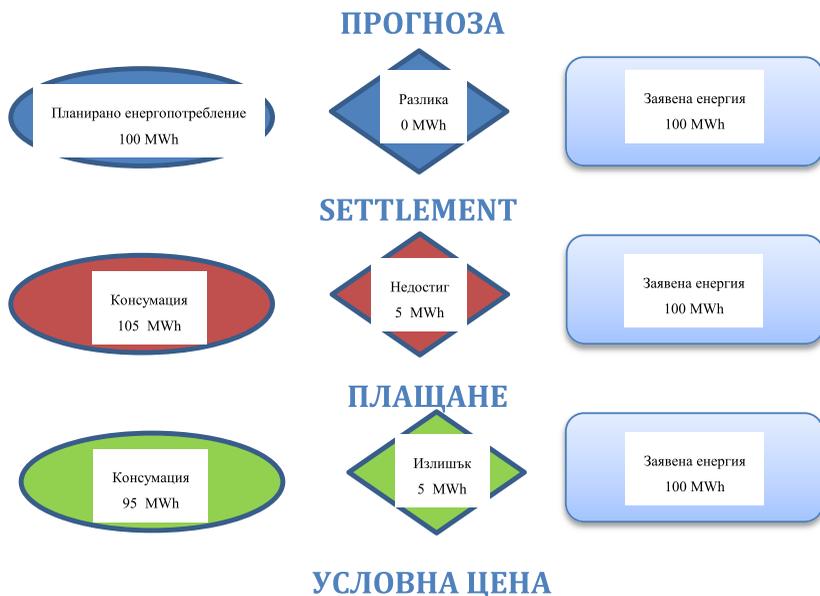
Фиг.5.5 Видове балансиращи групи и участници в тях

Факт е, че в съответствие с процеса на либерализация, вътрешният електроенергиен пазар е изграден върху модела на двустранни договори и балансиращ пазар. Потребителите се стремят да сключват договори с графици за доставка на количества енергия, максимално близки до очакваното им потребление, а производителите трябва да произведат тези договорени според графици количества. Когато се появи несъответствие между заявените количества енергия и фактическото потребление или производство в електроенергийната система, се включва пазарът на балансираща енергия. /фиг.5.6/

Необходимо е да се спазва седмичният график за доставка, който съдържа договорените количества (MWh) за всеки час за периода от 168 часа от събота 00.00 ч. до петък 24.00 ч. Доставените количества по графика се заплащат от продавача на купувача, независимо от реално измерените количества. Вече е въведена и схемата за известяването на графици по доставка с „ден напред“ за 24 последователни часа.

Балансиране на търговския участник означава да се пок-

риє разликата (енергийният небаланс) между договореното количество по графиците за доставка и измерените количества ЕЕ по електромер.



НЕДОСТИГ 157,47 BGN/MWh **ИЗЛИШЪК 25,01 BGN/MWh**

Фиг.5.6. Принципи на балансиращата енергия

Балансиране на електрическата енергия е енергията, която операторът на електроенергийната система (ОЕС) активира в рамките на 15 минути, за да поддържа баланса между производството и потреблението на ЕЕ.[3,4,5,6,7,9,15]

Когато е в „**Излишък**“, участникът продава своята излишна енергия (купена по двустранни договори, но не консумирана или произведена над договорената) на ЕСО. Когато е в „**Недостиг**“, участникът купува недостигащата му енергия (до размера на договорената по двустранни договори) от ЕСО.

В тази връзка се определят и съответните **цени на неба-**

ланси според всеки час в зависимост от активираните източници на балансираща енергия, които са:

Цена на енергиен недостиг /Цен/ – това е цена, по която съответен търговски участник купува недостигащата му енергия от балансиращия пазар (консумирана е над договореното или е произведена под договореното количество ЕЕ). Използва се и т.нар. коефициент на енергиен недостиг $Кен$.

$$Цен_i = (1 - Кен)Цм_i + Кен \times Цп \text{ ср}_i \quad (1)$$

където: $Цм_i$ – цена на балансираща енергия от НЕК, образувана на база на маргинална цена на работещите през съответния период i , в лв./kWh;

$Цп \text{ ср}_i$ – средно претеглена цена от активирани предложения на балансиращия пазар за съответния период i , в лв./kWh;

$Кен = 0 \div 1$. При този коефициент предложенията за допълнително количество ЕЕ няма да се активират, а недостигът ще се покрива само с балансираща енергия от ОЕС.

Цената на балансиращата енергия от източници на Обществения доставчик (ОД) за покриване на енергийният недостиг на търговските участници се определя от най-високата регулирана цена за енергия и разполагаемост на работеща за периода кондензационна ТЕЦ и от регулираната цена на ВЕЦ с изравнители с производство за същия период не по-малко от 20 MWh/h.

Цената за недостиг е динамична и през отделните периоди на сетълмент се променя в диапазона 65,15 лв./MWh – 90,67 лв./ MWh.

Цена при енергиен излишък /Цеи/ – това е цена, по която съответен търговски участник продава излишната си енергия на балансиращия пазар (консумира или под договореното количество, или е произвел над договореното количество ЕЕ). Прилага се коефициента на енергиен излишък $Кеи$.

$$Цеи_i = (1 - Кеи)Цг_i + Кеи \times Цз_i \quad (2)$$

където: Ц_{гi} – цена на балансираща енергия от НЕК, образувана на база на най-ниската цена на енергия (горивна компонента) на кондензационните термични блокове, работещи в период i, в лв./kWh;

Ц_{зi} – средно претеглена цена от активирани заявки на балансиращия пазар за период i, в лв./kWh;

К_{еi} ≥ 1. При този коефициент се активират заявки, които компенсират повече излишна ЕЕ, отколкото е излишъкът на участниците, които се балансират. В този случай се компенсират и част от излишъците в регулираната част на пазара и тогава ОЕС продава на ОПС тези излишъци.

Цената на балансиращата енергия, закупена от Общественият доставчик (ОД) за покриване на излишъка на търговските участници, се определя от най-ниската регулирана цена за енергия (горивна компонента) на работеща за периода кондензационна централа. Цената за излишък е сравнително постоянна величина и през отделните периоди на сетълмент се променя в диапазона 33,24 лв./MWh – 43,91 лв./MWh.

Най-малкият период от време, за който ценовите параметри и обеми се пресмятат, се нарича период на сетълмент. Периодът на сетълмент е 60 мин. и започва да тече на кръгъл час.

За всеки период на сетълмент сумата от постъпващите парични потоци във финансовата сметка на ОПС за разпределение на паричните потоци от покупка и продажба на балансираща енергия е равна на сумата на изходящите парични потоци. ОПС е фискално неутрален по тази сметка.

Участниците, които не се балансират са АЕЦ, ТЕЦ и ВЕЦ, които продават ЕЕ по договори с Обществения доставчик (ОД) в регулираната част на пазара.

Участниците, които се балансират са: привилегирани потребители; производители, които продават ЕЕ на либерализирания

пазар; кондензационни централи, които доставят ЕЕ едновременно по договори с ОД и на либерализирания пазар. Така че, основен участник на балансиращия пазар е ОД. Цената на балансиращата енергия от източници на ОД за покриване на енергийния недостиг на търговските участници, съгласно Правилата за търговия с ЕЕ (ПТЕЕ) [49] се определя най-високата регулирана цена за енергия и разполагаемост на работеща за периода кондензационна ТЕЦ и от регулираната цена на ВЕЦ с изравнители с производство за същия период на по-малко от 20 MWh.

Характерно за настоящия свободен пазар е, че клиентите могат да избират между две форми на доставка - да излязат директно на свободния пазар, или да се възползват от услугите на доставчик от последна инстанция, чиято роля е да снабдява с ЕЕ клиенти, които не могат или не са си избрали доставчик на енергия. В първия случай цената ще се определя изцяло чрез пазарни механизми, а във втория - чрез специална методика, която трябва да бъде утвърдена от енергийния регулатор, но няма да бъде по-ниска от регулираните цени. Втория тип продажба не може да бъде причислена изцяло нито като сделка на свободен пазар (не е предмет на свободно договаряне; не подлежи на балансиране поради липса на съоръжения за почасово измерване), нито като покупко – продажба по регулирани цени.

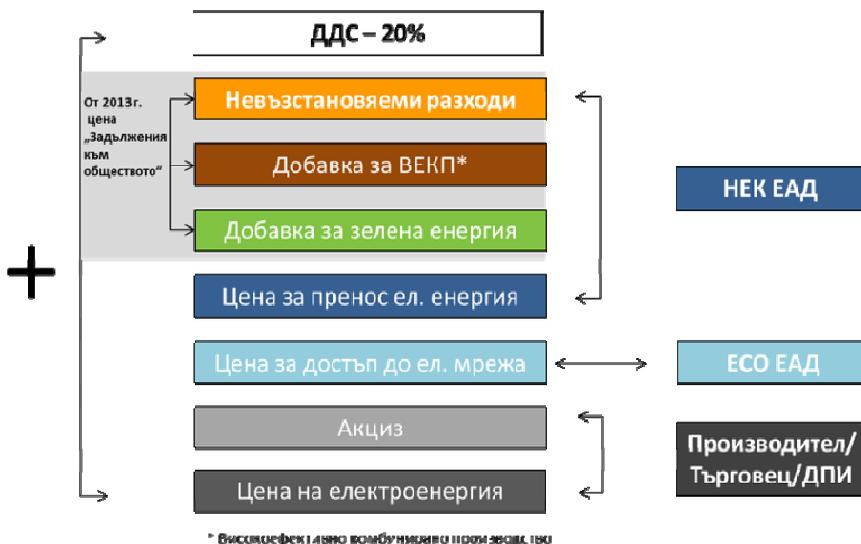
Цената на ЕЕ на свободния пазар се формира въз основа на съотношение между търсене и предлагане за всеки конкретен период. Затрудненията при определяне на прогнозна цена на ЕЕ произтичат от многокомпонентността на цената на ЕЕ и очакваните промени в цената за пренос и достъп по преносна и разпределителните мрежи.

На следващата фигура е представена многокомпонентността на цената на ЕЕ на свободния пазар.

Крайната цена е сбор от данъчната, мрежовата и енергийната компонента.

Данъчната компонента включва Данък върху добавената

стойност (ДДС), както и начислен акциз. ДДС се начислява от всички участници, докато акциз се начислява само от производителя или търговеца, след което според Закона за акциза и данъчните складове [34] трябва да бъде внесен в Агенция Митници. В крайна сметка този, който плаща акциза е потребителя.



Фиг.5.7 Верига на цените на свободен пазар

Мрежовата компонента включва цена за достъп до ел. мрежа, която се начислява от ЕСО; цена за пренос високо напрежение, добавка за зелена енергия, добавка за високо ефективно комбинирано производство и влязлата в сила от 1 юли 2012 г. цена за „невъзстановяеми разходи“, които се начисляват от НЕК.

Енергийната компонента включва цената за ЕЕ, която се определя на пазарен принцип, в зависимост от търсенето и предлагането.

Следователно, **балансиращият пазар** е един от пазарните сегменти, който работи стабилно и може да осигури някаква предвидимост за разходите за балансиране на търговските учас-

тници за разлика от другите сегменти, които са по-податливи на външни изменения.

При пазара на електрическа енергия за крайни клиенти, когато той се освободи на изхода и се създадат предпоставки за конкурентоспособност, ако не се създадат същите предпоставки на входа, може да се получи ВОЛАТИЛНОСТ, отпадане на търговските участници, непредвидимост и трудно оценяване на риска.

2. Необходимост от създаване на Енергийна борса - БНЕБ/ Independent Bulgarian Energy Exchange IBEX

Безспорен фактор за по-нататъшната либерализация на енергийния пазар е създаването на енергийна борса, която според Енергийната стратегия на България до 2020 г. трябваше към 2014 г. да е факт.

За да се въведе успешно енергийната борса в България трябва да се премине последователно през няколко фази:

1. Ден напред - графици ;

2. Балансиращите групи – стартирали са официално от септември 2012г.

3. „Пазар ден - напред” – офертите за покупка или продажба се обработват от ЕСО ЕАД и се изчислява пазарна цена за всеки час, в следствие на пресичането на търсенето и предлагането.

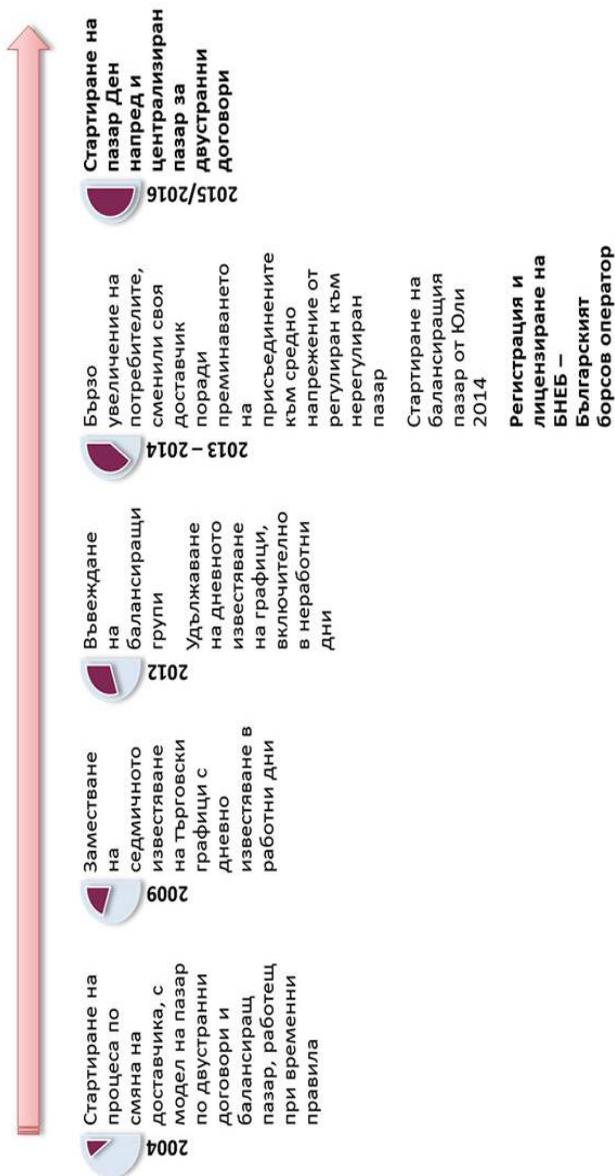
4. Енергийна борса. Създаването на енергийна борса е последната стъпка от промяната на модела на свободния пазар.

Енергийната борса е **организирана форма на търговия, където се срещат интересите на търговските участници**. Там се търгуват стандартни продукти като годишен, тримесечен, месечен или дневен товар, което спомага за улеснението на търговията. Едно от най-важните изисквания за създаването на енергийна борса е **гарантирането на минимална степен на лик-**

видност. Това се постига чрез подписването на т.нар. договори за участие или на английски език „Market Making” с големите доставчици на енергия, по силата на които те се задължават да предоставят определен процент от своето производство на борсата. По този начин останалите играчи имат възможност да купят и препродадат на трети лица.

Друго предимство на енергийната борса е **публикуването на пазарна, референтна цена**, която е достъпна и известна на всички. Тази цена е полезна информация както за търговските участници, така и за потребителите на енергия, защото дава индикация какво се случва на пазара, отразява настроението и очакванията на играчите. Позволява на купувачите да се възползват от сезонните изменения, промени в климата, производствените програми и други фактори, което влияят на пазарната цена. При енергийната борса ефектите от промяната в цените на горивата на световния пазар (петрол, въглища, природен газ, и др.) се усещат значително по-бързо, защото големи играчи реагират веднага и променят своите оферти. Борсата се превръща в един гъвкав, чувствителен механизъм, който адекватно отчита промяната в конюнктурата, и позволява на играчите да се настройват спрямо средата. Например при високи цени на енергията централите увеличават своето производство, при ниски цени ограничават доставките, при ниска себестойност на горивата ще оферират на борсата по-ниски цени и т.н. , т.е. това е един самонастройващ се механизъм.

На фиг.5.8. е представена времева линия на етапите, през които преминава Енергийната борса от момента на създаването ѝ. [13,21,24,29,51]



Фиг.5.8. Времева линия по стартирането на БНЕБ

Стартовите търгувани обеми през борсовата платформа съставляват около 5-10% от общата консумация на ЕЕ в България, след подписване на споразумение с Nord Pool. Като доказателство, повече от 95% от цялата консумирана енергия в северната и балтийската зона се търгува чрез Nord Pool. Nord Pool търгува с ЕЕ от северния и балтийския пазар като разширява дейността си и обхваща целия регион Централна Западна Европа, както и Полша. Това означава, че можете да се търгува ЕЕ чрез Nord Pool на седем централноевропейски пазара: Австрия, Белгия, Франция, Германия, Люксембург, Холандия и Полша.

На БНЕБ се осъществяват три вида сделки за търговия на ЕЕ:

- Пазар ден напред;
- Централизиран пазар на двустранни договори
- Пазар в рамките на деня / Intraday market

На Европейските електроенергийните борсови пазари тип „Ден напред“ цената се формира, като за всеки един отделен интервал на доставка (1 час) се построяват агрегираните криви на търсене и предлагане. Тяхната пресечна точка определя търгуваните количества електрическа енергия за съответния час и тяхната цена, т.е. това са координатите на пресечната точка – по оста „у“ – цена и по оста „х“ - количество. За определяне на клиринговата цена се построяват кривите на търсене и предлагане върху една координатна система. Пресечната точка на двете криви представлява търгуваното количество за съответния час и постигнатата цена.

Когато борсата работи на пазарен принцип "ден напред", тогава участниците следва да прогнозираят очакваните количества и договорят продажби чрез графици за доставка за всеки час на доставка за 24 и повече (през почивни дни) часа напред. Това не е сериозен проблем за топлофикационните и водните централи, но е обективно невъзможно за фотоволтаични и особено за вятърни централи. Ако договорите за разлика бъдат въведени в пазарни условия "ден напред" количествата, произведени над

графика няма да бъдат предмет на договорите за разлика и съответно производителите ще получават като приход само значително по-ниската цена за излишък на ЕСО. В случаите, когато производителите са в недостиг, те ще получават плащане на количества, които реално не са произведени, но ще заплащат на ЕСО цени за недостиг, които са по-високи от договорените цени за някои инсталации (вятър).

Дейността и организацията на **Централизирания пазар за двустранни договори /ЦПДД/** се осъществява в съответствие с Правилата за работа на централизирания пазар за покупко-продажба на електрическа енергия посредством двустранни договори. [81]

ЦПДД:

- предлага на Търговските участници продукти с различни товарови профили и различни срокове на доставка;
- интегрира комплексни механизми за изчисляване на цената на електрическата енергия;
- осигурява равнопоставеност за всички Търговски участници.

Основни принципи на опериране на ЦПДД са:

- открит, прозрачен и недискриминационен механизъм за търговия на електрическа енергия;
- формиране на референтни цени за всички търгувани продукти;
- сключване на сделки по лесен, бърз и сигурен начин.

През април 2018 г. впазарен сегмент **„В рамките на деня“** отвори за сключване на реални сделки с доставка на ЕЕ. Минималното количество ЕЕ, което може да бъде търгувано през този нов сегмент е 100 kW. Най-малката стъпка за наддаване е 10 евра процента.

Пазар „в рамките на деня“ е най-краткосрочният пазарен сегмент, който представлява още една възможност за търговия

преди да се премине към балансиращ пазар. За работата на този сегмент отново е използвана платформата Nordpool.

Въвеждането на Intraday market е добра алтернатива преди въвеждането на договорите за разлика и предоставяне на възможност на производителите от вятър и слънце да оперират на този пазар. При пазарни условия, в които прогнозата може да се изменя до един час или 45 минути преди часа на доставка, тези производители ще могат да прогнозират със значително по-голяма точност и съответно проблемът ще е със значително по-нисък интензитет.

Както и в другите сегменти БНЕБ е страна по всички ключови сделки, а официалната и единствена валута за търговия е еврото.

С пускането на този сегмент участниците вече могат да търгуват в различни периоди на доставка от часове и дни до години. Те вече могат да участват на дългосрочен пазар, на пазар "ден напред" и в новия сегмент „в рамките на деня“, а това, което не са могли да прогнозират ще трябва да отиде на балансиращия пазар.

Основен участник на новата платформа са производителите от възобновяеми източници, които са и основната причина за създаването на сегмента.

Сделките през Българската независима енергийна борса в сегмент "в рамките на деня" ще се публикуват на платформата веднага след тяхното сключване, като ще се виждат и подадените оферти. Така пазарът трябва да стане достатъчно прозрачен и всеки да може да си прави ежедневни анализи и равностметки за реално търгуваното количество ЕЕ.

Следователно, основната цел на БНЕБ е да създаде един организиран пазар, на който производителите да могат да продават ЕЕ по съответни правила, които са достатъчно прозрачни относно метода на определяне на цената по договора, да се осигурява добро изпълнение и плащане по съответната сделка, както и участието да бъде недескриминирано.

3. Сливане на пазарите „Market Coupling

От стартирането на либерализацията на електроенергийния сектор в ЕС, създаването на интегриран европейски електроенергиен пазар заема предни позиции в работния план на Европейската комисия (ЕК) и европейските енергийни регулатори. Значителни усилия са вложени в интегрирането на националните електроенергийни пазари, което налага провеждането на редица успешни регионални инициативи. Работещите балансиращи пазари на национално ниво са важна стъпка към завършването на интегрирания европейски пазар чрез така наречения „**Market Coupling**”. Какви са очакваните ползи при модела: [53,54,57]

➤ Сливането на пазарите става посредством *обединяване на борсовите пазари “ден – напред”* в две, или повече страни;

➤ *Създаването на енергийната борса* от своя страна ще организира движението на трансграничните потоци въз основа на (оферти / заявки) за (продажба /покупка) получени от търговските участници;

➤ *Моделът е избран от ЕК* като целеви модел за създаването на интегриран, вътрешен европейски пазар;

➤ *Моделът “Market Coupling”* позволява да се използват много по-ефективно преносните възможности между държавите, намалява резките изменения в цените на ЕЕ, както и разликите в цените между отделните пазари.

Така например, сливането на пазарите на Франция, Германия, Белгия, Холандия, Великобритания, Испания, Португалия и северните пазари доказваха своите преимущества в реално време.[75,77,85]

Какво означава за производителите и за бизнеса Market Coupling на теория?

Табл. 5.1

ПРОИЗВОДИТЕЛИ	БИЗНЕС
Продажба по пазарна цена	Покупка на пазарна цена
Цената = променлива комп. + печалба	Цената зависи от цената на горивата и състоянието на пазарите
Защита на приходите (форуърд продажба до + 3 години) на фиксирана цена	Възможност за покупка до +3 години напред
Сигурност на приходите – чрез системите за гаранция и клиринг на борсите	Сигурност на доставката
Икономическо управление – активен диспечинг според пазарните условия	Възможност за избор на 1, или повече начин на покупка
Дългосрочна предвидимост – бизнес план, инвестиции, модернизации, и други.	Дългосрочна предвидимост – бизнес план, инвестиции, модернизации, и други

Какво означава за производителите и за бизнеса Market Coupling на практика?

Табл. 5.2

ПРОИЗВОДИТЕЛИ	БИЗНЕС
Продажба по пазарна цена	Продажба на регулирана цена – 10%
Цената = променлива комп (VC) + печалба (FC) (цената зависи от цената на горивата)	Цената не зависи (няма нищо общо) с цената на горивата
Защита на приходите (форуърд продажба до + 3 години) на фиксирана цена	Максимум до 1 година напред поради квотите на КЕВР
Сигурност на приходите – чрез системите за гаранция и клиринг на борсите	Зависи от купувача (търговец или клиент)
Икономически диспечинг – според пазарните условия	Централен диспечинг – приоритет на ЦДУ -> регулиран пазар
Дългосрочна предвидимост – бизнес план, инвестиции, модернизации, и други.	Дългосрочна непредвидимост

Електроенергийните пазари на западноевропейските страни са насочени предимно към външна, а не толкова към вътрешна търговия. При тях националните, регионалните или федералните компании осъществяват на определена територия едновременно дейностите по производство, пренос, разпределение, снабдяване и търговия с ЕЕ. Те не само запазват целостта си, но и се сливат, като по този начин увеличават икономическата си стабилност. За да изпълнят предписанията на Европейския парламент относно общите правила за вътрешния пазар на ЕЕ, редица компании отделят формално дейността пренос в дъщерни дружества или предават активите на преносната мрежа на свой холдинг. Консолидирането на големите електроенергийни групи продължава чрез дейностите за обединение на националните и регионалните пазари. В много от страните на ЕС се подготвя обединяване на балансиращите пазари. Крайната цел е създаването на единен европейски интегриран пазар на ЕЕ. Целевият модел на този пазар е предмет на усилено обсъждане, преговаряне и договаряне между големите европейски сили.

В междурегионалното обединение на пазарите (MRC – Multi Regional Coupling) членуват всички борсови оператори и електроенергийни системни оператори в Европа, които ще се грижат за пазарното обединение. Това обединение ще повлияе както на ликвидността на борсата и пазара, така и на цените на ЕЕ.

4. Волатилност на спот пазара

Волатилност е диапазонът и скоростта на движение на цените. Аналитиците разглеждат Волатилност на даден пазар като преценяват и съответния риск.

Волатилността основно се взема под внимание при фондовия пазар, където цените на акциите се променят бързо. Така например, една ценна книга има високо ниво на Волатилност, когато нейната стойност може драстично да се промени за кра-

тък период от време. Волатилност се измерва с помощта на инструмента "стандартно отклонение", което измерва отклонението на актив от средната стойност.

Някои активи са по-волатилни от други и следователно отделни акции са по-волатилни отколкото индекс на фондовия пазар, който съдържа много различни акции. Така че понискорисковите инвеститори може да изберат да избегнат по-волатилни ценни книжа заради несигурността спрямо доходността.[51]

По отношение на цената на ЕЕ, която плащат крайните клиенти, тя не зависи само от енергийната компонента. Има редица други компоненти като планиране, прогнозиране, профил на консумация, количествен риск, поддържане на енергиен баланс, финансиране на доставката, управление на данни, балансиране, управление на събираемостта и т.н. Всяка една от изброените компоненти трябва да се вземе под внимание, защото те участват във формирането на цената на ЕЕ за свободния пазар, а оттам може да се създаде висока или ниска степен на Волатилност.

Възможна е още по-голяма Волатилност на спот пазара и съществени разлики между нивата на цените на пиковите и нощните товари. Въвеждането на зависимостта между спот цената и цените на доставчиците на балансираща енергия, може да окаже влияние и върху балансиращия пазар.

По отношение на по-сериозните финансови изисквания към търговците промените, залегнали в Закона за енергетиката, приет през май 2018 г. се налага те да правят вноски по цена „Задължения към обществото“, която от юли 2018 г. тя ще се внася от доставчиците на крайни клиенти не в НЕК, както досега, а във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“.

Така например след създаването на БНЕБ, търговските участници проявиха сериозен интерес към борсата (към края на 2016 г. те бяха 37, включително производители, търговци и крайни индустриални клиенти), но това доведе до сериозна це-

нова волатилност. Вследствие на тази ценова волатилност, която създаде чувството за несигурност и липсата за възможност за дългосрочно прогнозиране в търговските участници, се наблюдава стагнация в търгуваните количества на БНЕБ в последните два календарни месеца.

Именно това е и голямото предизвикателство пред БНЕБ - развитието на независима енергийна борса, функционираща изцяло на пазарен принцип и достатъчно ликвидна, за да намалява риска от честа ценова волатилност. Борсовият оператор работи в тази насока, опитвайки се да разшири предлаганите продукти до настоящите и бъдещите търговски участници.

В тази връзка, БНЕБ разшири портфолиото си чрез въвеждане на платформа за покупко-продажба на електрическа енергия посредством двустранни договори, а в следствие и със създаването на финансова секция "пазар в рамките на деня" (Intraday Market).

При успешно развитие на БНЕБ, намаляване на регулаторния риск, географското разположение и предвид значителния производствен капацитет, България има шанс да се превърне в електроенергиен хъб на Балканите.

5. Сделки по REMIT. Прозрачност на пазара за търговия на едро с енергия

REMIT е регламент на Европейския съюз създаден да повиши сигурността и прозрачността на Европейските енергийни пазари, като в същото време цели да предотврати пазарните злоупотреби и манипулации. Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия („АСРЕ“/ACER) актуализира „Ръководство по приложение на REMIT“. В него се съдържат адължителните насоки по приложението и тълкуването на REMIT, за да се гарантира, че всички национални енергийни регулатори в Европейския съюз ще упражняват стриктно правомощията си по регламента.

Така например, съгласно чл. 9(4) от REMIT, всеки участник на пазара на търговия на едро с енергия (природен газ или електрическа енергия), трябва да се регистрира при националния си регулатор, преди да сключи сделка, подлежаща на докладване пред АСРЕ. В момента, в който търговецът се регистрира, той се обвързва и със задължителни дати и срокове, които трябва да докладва на АСРЕ. [29,51,67,86]

Договорите за доставка на ЕЕ или природен газ на отделна потребяваща единица с годишен технически капацитет за консумация, равен на или повече от 600 GWh, трябва да се докладват на АСРЕ. Крайният клиент по такъв договор е длъжен да се регистрира и като участник на пазара при националния регулаторен орган.

Всеки голям потребител (краен клиент) на енергия следва да извърши самостоятелна преценка, дали ще трябва да се регистрира като участник на пазара, като приложи тест, съдържащ включително: юридически – корпоративен и конкурентноправен анализ.

Извънборсовите договори за физическа доставка на ЕЕ, произведена от централа, включително централа, произвеждаща електроенергия от ВЕИ, с мощност до 10 MW подлежат на докладване само при аргументирано искане на АСРЕ.

Различна е хипотезата на **препродаване на същата тази ЕЕ**. Например, ако цялото количество произведена електроенергия от централа с обща мощност до 10 MW бъде изкупено от участник на пазара, то този договор няма да се докладва на АСРЕ. Последващият договор обаче, с който тази ЕЕ се препродава на пазара, ще подлежи на докладване.

Производителите на ЕЕ, включително енергия от ВЕИ, се считат за участници на пазара. Тези от тях, които са собственици на централи с мощност до 10 MW, и сключват само извънборсови договори за физическа доставка на електроенергия, нямат задължение да се регистрират и да докладват на АСРЕ сключените договори.

Следователно, интегритета и прозрачността на пазара за търговия на едро с енергия (REMIT) налага особени задължения и забрани на пазарните участници с цел повишаване на доверието в пазара на едро. Така REMIT въвежда забраната за пазарна злоупотреба, във формата на манипулиране и опит за манипулиране на пазара и задължението за оповестяване на вътрешна информация.

REMIT са задълженията за докладване на договорите с енергийни продукти на едро пред Агенцията за сътрудничество между регулаторите на енергия (АСРЕ/ACER), събирането на данни, подлежащи на докладване, забраните за манипулация и задължението за оповестяване на вътрешна информация.

REMIT разграничава четири категории манипулации на пазара:

- Лъжливи / подвеждащи сделки или нареждания;
- Ценово позициониране;
- Сделки, включващи фиктивни способи / заблуда
- Разпространение на невярна или подвеждаща информация.

Глава шеста

ИКОНОМИЧЕСКИ ОСНОВИ НА ПРОИЗВОДСТВОТО НА ТОПЛИННА ЕНЕРГИЯ

1. Стопанско значение на производството на топлинна енергия

Производството на топлинна енергия се извършва от енергийно предприятие (ЕП), получило лицензия за производство съгласно ЗЕ [33,37,40]. Производството на топлинна енергия се извършва във:

1. централи за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия;
2. отоплителни централи;
3. инсталации за оползотворяване на отпадна топлинна енергия и на възобновяеми енергийни източници.

Производителите на топлинна енергия в топлоелектрически и/или отоплителни централи са длъжни да поддържат резерви от горива в количество, което да гарантира надеждно производство.

Енергийните предприятия за производство на топлинна енергия са длъжни:

1. да спазват изискванията за безопасност и да осигуряват сигурна и надеждна работа на съоръженията за производство на топлинна енергия при най-икономично потребление на енергийните ресурси;
2. да спазват режимите на топлоснабдяване и параметрите на топлоносителите, задавани от оператора на топ-

лоснабдителната мрежа;

3. да поддържат резерви от горива съгласно уточнени правила в ЗЕ;

4. да спазват изискванията на Закона за опазване на околната среда.

Лицензии за извършване на дейността топлоснабдяване са предоставени от КЕВР на над 20 регионални топлоснабдителни компании. Други лицензии са издадени за топлоелектрически централи в активите на химически, металургични, хранително-вкусови, нефтохимически и текстилни промишлени предприятия. Повечето от тези компании разполагат с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия с обща инсталирана електрическа мощност 1750 МВт и съответно притежават лицензия за продажба на ЕЕ по комбиниран способ по утвърдени от КЕВР преференциални цени.

Енергийната стратегия на Република България до 2020 г. [31] предвижда да се разработи Програма за стабилизация и развитие на топлофикационния сектор. Целта е да се помогне за решаването на продължаващите повече от 20 години затруднения, както в отношенията с потребителите, така и във финансово и технологично отношение, налагащи периодично намеса на държавата.

Правени са опити да се преодолеят затрудненията и да се изведе топлоснабдяването на равнището на устойчива, ефективна и конкурентноспособна система, но досега не са довели до успех, защото имат характер на частични решения на възникнала ситуация – обикновено финансова.

Основните причини за това състояние са няколко:

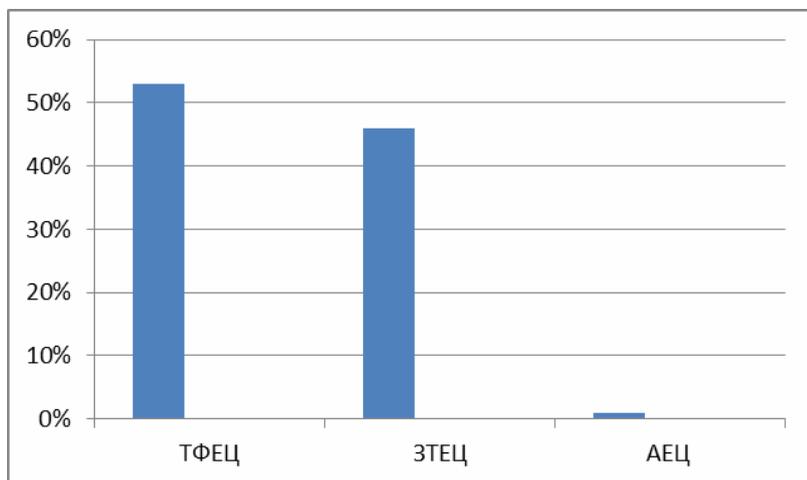
- Ниска събираемост на вземанията
- Ниско технологично равнище
- Ограничена маневреност на системата по отношение нуждите и желанието на потребителите
- Непоследователно ценово регулиране, включително неразвит енергиен пазар

Енергийната стратегия [31] предвижда запазване на централизираното топлоснабдяване, като дружествата трябва да бъдат технически модернизирани и финансово стабилизирани. Стратегията предвижда да се разработи и приеме програма за стабилизиране и развитие на топлофикационния сектор, чрез която активно да се подкрепят методите за високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия.

Чрез разработването на Национална програма за стабилизиране и развитие на топлофикационния сектор на Република България до 2020 година да се създадат условия за ефективно развитие на централизираното топлоснабдяване в страната при производството на екологична и на конкурентни цени топлинна енергия за потребителите.

През 2017 г. общо произведената топлинна енергия от ТФЕЦ, ЗТЕЦ и АЕЦ е 15 ТВтч, което е с 4% повече в сравнение с 2016 г.[29,50]

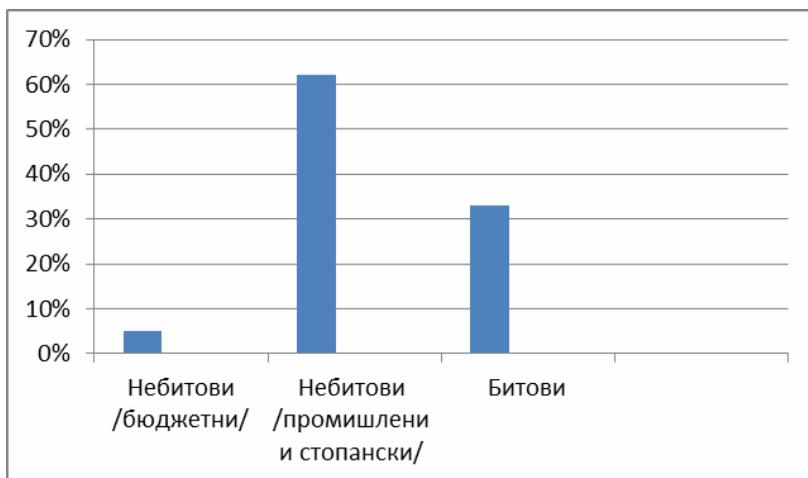
В структурно отношение най-голямо е производството от ТФЕЦ, следван от ЗТЕЦ и АЕЦ. /фиг.6.1/



Фиг.6.1. Структура на брутното производство на топлинна енергия по видове централи, 2017 г.

Делът на вложените вносни енергоносители за производството на топлинна енергия е 73%, а на местните – 27% (ядрената енергия е отчетена като местен енергоносител).

Общото крайното потребление на топлинна енергия в страната през 2017 г. възлиза на 12 ТВтч, което е с 3% повече спрямо 2016 г. В структурата на потребление на топлинна енергия с най-голям дял са небитовите (промишлени и стопански) клиенти – 62%, следвани от битовите клиенти – 33% и небитови бюджетни клиенти – 5%. /фиг.6.2/



Фиг.6.2 Крайно потребление на топлинна енергия по видове клиенти, 2017 г.

Централизираното топлоснабдяване в големите градове на страната се осъществява от централи, извършващи комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. Всички топлофикационни дружества, с изключение на „Топлофикация София“ ЕАД (която обслужва над 60% от всички потребители на топлинна енергия в страната и е 100% общинска собственост) са частна собственост. [29]

В средносрочен план производството на електрическа енер-

гия от термични електроцентрали се очаква да бъде основният доставчик и като такъв, осигуряването на оптимална работа е от критично значение за поддържането на сегашния баланс на снабдяване и потребление. Въпреки бързия растеж на възобновяемата енергия, производството на електрическа енергия от термични електроцентрали (както ТЕЦ, така и АЕЦ) се очаква да е около 80% от електропроизводството в България към 2024 г. Това подчертава важността на ТЕЦ и АЕЦ за цялостното функциониране на енергийната система.

Имайки предвид способността на електроцентралите да бъдат спирани, когато температурата на входящата вода е висока или нивата на язовира/реката е под определения праг, трябва да се преразгледат плановете за действие в извънредни ситуации и да се повишат усилията за наблюдение. Определянето на ТЕЦ и АЕЦ като „национална критична инфраструктура“ по отношение на националната сигурност означава, че се отделят средства за текущ мониторинг и контрол на експлоатационните им параметри. Електроцентралите трябва да имат плановете за действие при извънредни ситуации при ограничено водовземане.

Регионалните топлофикационни дружества предоставят централизирано топлоснабдяване, което е основният източник за отопление и снабдяване с топла вода в гъстонаселените градски зони. Ползвателите на техните услуги са предимно домакинствата, както и клиенти от обществения и частния сектор, разположени в най-големите населени места (София, Пловдив, Варна, Бургас и Плевен). Според данните на НСИ за 2016 г., 26,5% от домакинствата в градовете имат централизирано топлоснабдяване.

Доставката на топлинна енергия може да се счита за алтернатива на отоплението на домакинствата с природен газ или електричество. Централизираното топлоснабдяване в големите градове в страната се извършва от инсталации за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия. През 2015 г. общо произведената топлинна енергия от регионалните топлофикаци-

онни електрически централи ТФЕЦ, заводските топлоелектрически централи ЗТЕЦ и атомната електрическа централа АЕЦ е 14 200 ГВтч. Най-голямо е производството от ЗТЕЦ, следвано от ТФЕЦ и АЕЦ. С най-голям дял от вложените горива за производството на топлинна енергия са газообразните горива (48,8%), следвани от вносните въглища (27,3%) и местните въглища (16,3%). Общото крайно потребление на топлинна енергия през 2015 г. възлиза на 11 700 ГВтч. Крайното потребление на топлинна енергия, произведена от ТФЕЦ и АЕЦ е 5,4 TWh, като 71,6% от нея е за битови клиенти, 16,8% за небитови (промишлени и стопански) клиенти и 11,6% за небитови бюджетни клиенти.

Увеличаването на дела на високоефективното комбинирано производство е дефинирано като стратегическа задача. Предвид очакванията за нарастване на потреблението на топлинна енергия – както в промишлеността, така и при домакинствата – възможностите за производство на ЕЕ по комбиниран начин също ще нарастват. В тази връзка се предвижда въвеждане на пазарен механизъм за насърчаване на производството на ЕЕ по комбиниран начин.

Централизираното топлоснабдяване, което се осъществява от топлофикационните дружества, е основна форма за отопление в гъсто населените градски райони. Топлинната енергия има относителен дял от 10% в общото крайно енергийно потребление и 20% в крайното енергийно потребление на домакинствата. Понастоящем е преустановено субсидирането на топлофикационните дружества. Средствата от държавния бюджет са пренасочени от производителите към социално-уязвимите потребители на ТЕ и ЕЕ. Създадени са условия за индивидуално измерване и регулиране на потреблението на топлоенергия. От своя страна ЕП са стимулирани да търсят максимална ефективност, реализирайки инвестиционни проекти за модернизиране на мощностите, намаляване на загубите в топлопреносната мрежа и в абонатните станции и др.

Централизираното топлоснабдяване е равностоен конку-

рент на развиващата се битова газификация и на отоплението с ЕЕ. Така например, инвестициите за изграждане на газоразпределителни мрежи с ниско налягане и разходите за поддържането им повишават цената на единица топлинна енергия значително над разходите за съществуващите топлопреносни мрежи, ако те бъдат модернизирани.

2. Техничко-икономически особености на съвместното производство на топлинна и на електрическа енергия

Комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия повишава ефективността и намалява разходите за производство на двата вида продукция. Всички топлофикационни дружества, които използват природен газ (85% от произвежданата топлинна енергия), осигуряват икономия на първична енергия над 10%. В 13 топлофикационни дружества (от общо 16) са изградени инсталации за комбинирано производство, това са: Теплофикация София, ЕВН България, Теплофикация Пловдив, Теплофикация Бургас, Теплофикация Варна, Теплофикация Сливен, Теплофикация Плевен, Теплофикация Враца, Теплофикация Велико Търново, Теплофикация Правец, Теплофикация Перник, Теплофикация Шумен, Теплофикация Габрово, Теплофикация Казанлък.

Общата енергийна ефективност на комбинираното производство за всички топлоснабдителни дружества е 67,23%. Централите, които работят с гориво природен газ, отчитат обща енергийна ефективност около 75%, а въглищните централи отчитат ефективност между 33% и 58%. Централите, които работят с инсталации за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия имат гарантирана обща енергийна ефективност над 80%. [5,25,29,37,38,40,47,50,51]

Комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия има благоприятни екологични въздействия, изразяващи

се в спестяване на парникови газове.

Основен проблем за топлоснабдяването е остарялата производствена база.

Близо 90% от инсталираните мощности за комбинирано производство са на възраст между 20 и 36 години. Остарялата преносна инфраструктура е друга причина за значителните загуби по трасето до крайния потребител. Необходимите инвестиции за изграждането на разпределителни мрежи с ниско напрежение и разходите за поддръжка увеличават цената за единица топлинна мощност доста над сегашните разходи на регионалните топлофикационни дружества, ако бъдат модернизирани.

Оценка на предимствата и недостатъците на сектора

Тези фактори допринасят за намаляване или засилване на уязвимостта на сектора към бъдещи климатични промени. Някои от тях са:

Предимства

- Въглищата са единствения местен компактен енергиен ресурс за производство на ЕЕ в България, източник на енергийна независимост и дългосрочна трудова заетост.
- Ядрената енергетика е източник на надеждно и беземисионно производство на електрическа енергия и има сериозен принос за задоволяване на потребностите от електроенергия на икономиката и на домакинствата в страната.
- Националният електропроизводствен микс е безрисков и практически независещ от колебанията и непредсказуемите промени на цените на течните горива и на природен газ. Електропроизводството в страната напълно задоволява и надхвърля вътрешното търсене, в резултат на което България е водещ износител на електрическа енергия в Югоизточна Европа.
- Националната преносна и трансгранична електроенер-

гийна мрежа е добре развита, с добра географска структура и може надеждно да пренася електрическа енергия от централите до потребителите. Разпределителните мрежи на територията на България са в процес на сериозно развитие и промяна на конфигурацията през последните години.

- Централизираното топлоснабдяване е добре развита, екологична и икономична форма на отопление в големите градове на страната. Комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия повишава ефективността и намалява разходите за производство на двата вида продукция.

- На територията на страната е налице добре развита основна газопреносна инфраструктура със значителен свободен капацитет. Издадени са регионални и общински лицензии за изграждане на газоразпределителната мрежа, покриващи преобладаващата част от територията на страната. На територията на страната функционира подземно газохранилище - Чирен, чрез което се компенсират сезонните колебания в потреблението и се осигурява аварийен, експлоатационен и стратегически резерв.

- България има стратегическо географско положение, което предоставя на страната значителни възможности за диверсификация на източниците и маршрутите на нефтените и газови доставки. Националните намерения и усилия са насочени към това през България да преминат бъдещите трасета на газопроводите от Русия, Каспийския регион, Близкия изток и Северна Африка - в северозападна и западна посока.

Недостатъци

- Местните въглища са ниско калорични, с високо съдържание на сяра, прах и азотни окиси, а произвежданата от тях енергия е основен емитент на парникови газове. Екологичните ограничения ще наложат ограничаване на работата и/или затваряне на въглищните централи.

- Електропроизводствените мощности в България са остарели и значително амортизирани. Експертният потенциал е намелен след спирането на блоковете 1 - 4 на АЕЦ „Козлодуй“, което създава потенциал за нарастване на дела на вносните енергоносители в електропроизводствения микс и увеличаване на емисионния интензитет.

- Изпълнението на националната цел за ВЕИ ще създаде допълнителни разходи за електроенергийната система, поради приоритетното им присъединяване към преносната и разпределителните мрежи. Развитието на вятърната електроенергетика ще наложи изграждането на съоръжения, необходими за компенсиране на дисбаланса в електроенергийната система.

- Необходими са значителни инвестиции в електроенергийната мрежа, с цел намаляване на загубите от преноса. Поддържането и развитието на електроенергийната мрежа е затруднено от недостатъчните и своевременни инвестиции и липсата на задължителни планове за развитие.

- Влошаващите се финансови резултати на топлофикационните дружества и критично ниската събираемост на вземанията създават проблеми за сигурността на снабдяването с топлинна енергия и за тяхното развитие.

- Доставка на природен газ за България се осъществява по едно трасе, чийто капацитет е запълнен и от един доставчик - Руската Федерация. Липсват междусистемни връзки между България и съседните страни. Все още липсват работещи механизми на ниво ЕС за солидарни действия в случай на ограничаване или спиране на газовите доставки на държавите-членки, както и не е налице координирана външна енергийна политика на ЕС към трети държави.

- Ниската енергийна ефективност има негативно влияние върху конкурентоспособността на страната. Това е в резултат на остарялата електроенергийна инфраструктура, което води до значителни загуби от пренос на електрическа енергия, остарялата техника, използвана от дружествата, относително ниските це-

ни на електричеството, които не допринасят за насърчаване въвеждането на енергоспестяващи технологии, и относително трудния достъп до финансов ресурс за тяхното закупуване.

Устойчивият икономически растеж през последните години се съпътства от тенденцията за намаляване на енергийния интензитет. [44]

3. Развитие на топлофикационни системи

Националната политика за развитието на централизираното топлоснабдяване, чрез високоефективното комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия е разработена на базата на Директива 2004/8/ЕС [30] за насърчаване на комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия. Регламентирана е в Закона за енергетиката [33], Наредба за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия [37] и Наредба за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин [37,38].

През 2008 г. бе създадена Асоциация на топлофикационните дружества в България (АТДБ). В нея са обединени гореизброените тринадесет топлофикационни дружества. Обединените дружества задоволяват нуждите от енергия на близо 600 000 абонати, в т.ч. битови, промишлени и бюджетни. Общото годишно производство на топлинна енергия надхвърля 7.5 млн. MWh, а произведената от топлофикациите електроенергия е близо 2 млн. MWh. В същото време средната възраст на мрежите и съоръженията на дружествата надхвърля 30 години, което поставя пред заплахата възможността да се гарантира непрекъснатост на топлоподаването и високо качество на услугата, ако чрез адекватна политика не се осигури възможността за икономически обосновани инвестиции в сектора.

Развитието на централизираното топлоснабдяване се основава главно на топлофикационните системи. Районните котелни

са съвсем малко на брой и със сравнително малка топлинна мощност (основно в София има инсталирани водогрейни котли с по-голяма топлинна мощност). При избора на схема на енергоснабдяване възниква въпросът, дали енергоснабдяването да стане от разделена инсталация, т.е. с електроенергия от електроенергийната система (респ. Кондензационна електрическа централа – КЕЦ) и с топлина от районна или местна котелна, или и двата вида енергия да се получават от топлофикационната електроцентрала. Обикновено при възприемането на комбинираната схема на енергоснабдяване се получава по-малък разход на гориво за еднакво отпускани на консуматорите електрическа и топлинна енергия. Само при големи разлики в единичните мощности на отделните агрегати в ТФЕЦ и в КЕЦ се получава преизход на изразходваното гориво в ТФЕЦ спрямо горивото в КЕЦ и в районните котелни, взети заедно.

От друга страна, редица енергоикономически особености благоприятстват за изграждането на КЕЦ въпреки сравнително ниския им КПД (36-41%).

Предимствата на КЕЦ са следните: сравнително ниската стойност на инсталираната мощност (в сравнение с другите видове електроцентрали), възможността за бързо нарастване на мощностите, относително свободното им разместване из страната, фактът че производството на ЕЕ не е свързано с месторазположението на енергийните ресурси (рудници) вследствие възможността за далечно снабдяване с гориво – качествени въглища, мазут, газ или ядрено гориво. Териториалното разместване се подлага на технико-икономически анализ, за да се установи дали икономически е по-изгодно пренасянето на електроенергията или на горивото. Определено ограничение върху разместването на КЕЦ може да се окаже техническото водоснабдяване, тъй като за работата КЕЦ (особено на по-мощните) са необходими значителни количества вода. Вследствие на ограничените възможности за пренасяне на топлина ТФЕЦ се разполагат в

центъра или в близост до консуматорите на топлинния товар.

За да може да се определи относителната ефективност на комбинираната схема на енергоснабдяване, респ. икономически да се обоснове изграждането на дадена ТФЕЦ е необходимо да се определят както капиталните вложения, така и годишните експлоатационни разходи. Капиталните вложения при комбинираната схема на енергоснабдяване (от ТФЕЦ) обикновено са по-големи вследствие невъзможността да се инсталират в ТФЕЦ големи агрегати, равни по мощност на тези в КЕЦ (поради ограничената топлинна мощност в района). В тях се включват: инвестициите за самата ТФЕЦ, включително и за върховите котли (водогрейни или котли с ниско налягане); капиталните вложения за горивната база и транспортните съоръжения, за магистралните мрежи от ТФЕЦ до консуматорите на топлина, както и частта от капиталните вложения за електропроводите.

България разполага с добре развита система за централизирано топлоснабдяване, която би могла да послужи като лост за изпълнение на националните цели за енергийна ефективност и увеличаване на дела на ВИ в енергийното потребление. Състоянието му обаче понастоящем (Табл.6.1.) показва, че за да може да се използва този значим потенциал, се налагат спешни мерки за съхраняването на сектора поради критичното му състояние и рисковете пред неговото бъдеще.

Трябва да бъде използвана цялата гама от възможности – политически, регулаторни, управленски, технически, организационни е др., с които секторът да заработи в условия съответстващи на изискванията на икономическите закони, пазарното общество и съвременните технологии.

От технологичните мерки специално заслужава да се обърне внимание на комбинираното производство на електрическа енергия и топлина, което се ползва с нарастваща политическа и финансова подкрепа в ЕС, поради своите екологични и енергийни характеристики.

**SWOT анализ на системата за централизирано
топоснабдяване**

Силни страни	Слаби страни
<p>Значим пазар на топлинна енергия</p> <p>Развита топоснабдителна система</p> <p>Квалифициран персонал</p> <p>Енергийно ефективни абонатни станции</p> <p>Икономия на горива при КПЕТ</p> <p>Намалени разходи на клиентите</p> <p>Намалени емисии на CO₂</p> <p>Преференциални цени на комбинираната електрическа енергия</p> <p>Възможности за използване на местни възобновяеми ресурси</p>	<p>Остарели и неефективни мощности и мрежа</p> <p>Големи загуби при преноса и разпределението на топлинна енергия</p> <p>Големи загуби във вътрешните инсталации</p> <p>Недостатъчно средства за поддържане и развитие</p> <p>Големи задължения към доставчици на горива</p> <p>Недоверие към топлофикациите</p> <p>Ниска събираемост на дължимите суми от клиентите</p> <p>Непряко мерене на потреблението</p> <p>Недоверие към системата за дялово разпределение на топлинната енергия</p>
Възможности	Заплахи
<p>Значителен потенциал за инвестиране във високотехнологични и енергийно ефективни инсталации за КПТЕ</p> <p>Увеличаване на топлинната мощност чрез присъединяване на нови консуматори</p> <p>Интензивно увеличаване на производството на електрическа енергия чрез преминаване към газопарови цикли</p> <p>Постигане на по-висока ефективност чрез модернизиране на мрежата</p> <p>Възможности за предоставяне на комфортни отоплителни услуги и гореща вода на конкурентни цени.</p>	<p>Нерешени проблеми в областта търговията с топлинна енергия, генериращи загуби</p> <p>Изкривени ценови съотношения, водещи до предпочитания на други форми за отопление, отказване от услугите за топоснабдяване, потенциално водещи до критичен минимум и фалити</p> <p>Нестабилна регулаторна политика, водеща до финансови загуби и невъзможност за предоставяне на услугата</p> <p>Преходът към ВИ и разпределено производство определя дългосрочна тенденция към оттегляне от големите ЦТС</p>

Енергийната ефективност може да се разглежда от различни страни. Традиционно електроенергията и топлината се получават при разделени процеси. При това, значителна част от енергията на използваното гориво не се изразходва. Общото потребление на това гориво може значително да се повиши чрез използване на когенерацията – процес на съвместно производство на електроенергия и топлина.

Какво е когенерация?

Това е комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. В сравнение с традиционното производство на ЕЕ, тук допълнително отделената топлина (считана иначе за страничен ефект от работата на инсталацията), се използва за задоволяване на отоплителните нужди на потребителите. По този начин се икономисват както средства, така и горива.

Основно енергията има две най-използвани форми – механична и топлинна. Механичната енергия се използва за задвижване на електрогенератор. Поради това се е наложило и следното определение:

Когенерацията представлява процес на комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия от един и същи първичен енергиен източник. [56]

Механичната енергия се използва както за производство на ЕЕ, така и за поддържане работата на допълнително спомагателно оборудване (компресори, помпи и т.н.).

Топлинната енергия се използва за отопление и/или охлаждане. Охлаждането се произвежда от специални абсорбционни агрегати, които се захранват с гореща вода, пара или нагорещени газове.

Възприетият подход за подкрепа на когенерацията предвижда два вида стимули: задължително изкупуване на произведената електрическа енергия и преференциални цени, по които се изкупува тя.

При експлоатацията на традиционните (парни) електростанции, поради технологичните особености на процеса на генериране на енергия, огромно количество топлина се изхвърля в атмосферата посредством кондензатори на пара, охладителни кули и т.н. Голяма част от тази топлина може да се използва за задоволяване на топлинните нужди на БО или сградата. С използване на системи за когенерация, ефективността на електростанцията може да се повиши средно от 30-50% до 80-90%.

През последните 25 години усилено се развиват различни проекти за усъвършенстване на тази технология, която действително се явява много надеждна и перспективна. Чрез използване на когенерацията за комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия се реализират около 40% икономия на използваното гориво. От финансова гледна точка това означава, че потребителите могат да заплатят за същото количество изразходвана енергия само 60% от стойността на горивото. Казано с други думи, от същото количество изразходвано гориво може да се произведе почти двойно количество енергия, част от която може да се продаде, за да се понижат още повече производствените разходи.

Технологията на когенерация наистина е водеща в световен мащаб. Интересно е, че тя прекрасно съчетава такива положителни характеристики, които до неотдавна се считаха за практически несъвместими. Основните преимущества на тази технология се явяват високата ефективност на използване на горивото, повече от удовлетворителните екологични параметри и не на последно място – автономността на системата. Когенерацията представлява технология, която не е единствено „комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия“. Това е уникална концепция, съчетаваща предимствата на когенерацията, разпределената енергетика и оптимизирано енергопотребление.

Инсталацията за когенерация се състои от четири основни елемента:

- Първичен двигател;

- Електрогенератор;
- Система за усвояване на отделената топлина – топлоуловител;

- Система за контрол и управление.

По правило когенераторните системи се класифицират според типа на първичния двигател, генератора, а така също според вида на използваното гориво.

Първичен (основен) двигател

В зависимост от конкретните изисквания, ролята на основен двигател може да се изпълнява от:

- **Двигател с вътрешно горене (ДВГ)** – Изходната мощност се получава вследствие на изгаряне на горивото и преобразуване на химическата му енергия в топлина, която от своя страна се преобразува в механична енергия. Използват се два вида ДВГ – с искрово запалване, които могат да работят само с природен газ, и със запалване чрез компресия, които могат да работят с дизелово гориво или природен газ (с добавка от 5% дизелово гориво, за възпламеняване на горивната смес). Общият КПД на системата е в границите 70-92%;

- **Парна турбина** – Електрическата мощност на системата зависи от това, колко е голямо налягането на парата на входа и изхода на турбината. Като общо КПД на парната турбина, само за генериране на ЕЕ, е по-нисък от този на газовата турбина и ДВГ, но при работа в система за когенерация, сумарната ѝ ефективност може да достигне до 84%. Парата в турбината трябва да се подава под високо налягане и температура (42Bar/400°C или 63Bar/480°C) за постигане на максимална ефективност на системата;

- **Газова турбина** – КПД на газовата турбина е между 25-35%, в зависимост от работните параметри на конкретния модел и характеристиките на използваното гориво. В състава на когенераторната система ефективността на турбината достига до 90%, а освен това тя има много добри екологични параметри

(емисиите от азотни окиси NO_x са от порядъка на 25 ppm). Като недостатък тук може да се посочи, че работата на газовата турбина е съпроводена с високо ниво на шум.

Стойността на топлинните загуби се определя не толкова като статистическа величина на установената мощност за електрическия и топлинния товар, но и като динамично изменение на потреблението на електрическа и топлинна енергия, в зависимост от годишният сезон.

За определяне на топлинните загуби се използва означение α (алфа), което се определя като съотношение на произведената ЕЕ към величината на топлинните загуби. Счита се, че колкото по-висока е стойността на алфа, толкова по-ефективно работи когенераторната инсталация.

Електроенергията и топлинната енергия са основните преки енергийни източници. Тяхното производство се извършва по множество различни начини. Най-широко използваните методи са чрез изгаряне на изкопаеми горива и химическо преобразуване на биогорива, с цел производство на енергия. Един от най-ефективните начини на преобразуване на химическата енергия на първичното гориво в топлинна енергия и електроенергия е т.нар. „свързано управление на енергията“, познато също под името „комбинирано производство на топлинна енергия и електроенергия“. Използването на свързаното управление на енергията е рентабилно от няколко различни гледни точки, като например термодинамика, екология и икономически резултати. Това е екосяобразен начин на производство на енергия.

Използването на Когенерацията като енергийно решение е добре развито в Европа. Понастоящем тя осигурява около 10 % от електропроизводството в Европа, 10 % от европейския пазар на топлоенергия и малка част от енергията за охлаждане. Когенерационни централи могат да бъдат намерени из цяла Европа и размерите им варират от няколко киловата до над 500 MW. Когенерацията се използва във всички сектори на европейската иконо-

мика, от индивидуални сгради до тежка индустрия и големи топлофикационни системи. Когенерацията използва всички видове горива – от въглища, газ и течни горива до биогорива и слънчева енергия. В сравнение с традиционното производство на електроенергия, тук допълнително отделената топлина (считана иначе за страничен ефект от работата на инсталацията), се използва за задоволяване на отоплителните нужди на потребителите. По този начин се икономисват както средства, така и горива.

Основни предимства на когенерационните модули са:

- Оптимално използване на енергията чрез едновременно производство на топлина и електричество;
- Екологично чисто производство с подобряване на ресурсите на база на оптимално използване на енергията и свързаните с това сравнително ниски емисии на отработените газове;
- Икономично – чрез комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия;
- Дълговечност – чрез използване на доказани компоненти;
- Ниска стойност на вредни вещества – чрез използване на катализатори;
- Различни области на приложение – чрез компактният модул принцип на изграждане и възможности за използване на алтернативни горива;
- Напълно автоматична експлоатация – чрез използване на ефективни системи за дистанционен контрол.
- Общественият доставчик и/или обществените снабдители са длъжни да изкупят цялото количество електрическа енергия от високо ефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия (от Закона за Енергетиката чл.162 ал.1, чл.163 ал.1).

Политиката на ЕС предвижда насърчаване на комбинираното производство на електрическа и топлинна енергия. За целта е приета Директива 2004/8/ЕС за насърчаване на когенерацията на основата на полезна топлина във вътрешния пазар, изменяща

Директива 92/42/ЕС. Насочена е главно към енергопроизводството в секторите: конвенционална енергетика, топлоснабдяване и промишленост. То може да повиши значително ефективността на централите, използвайки като горивна база природен газ. Директивата е въведена в българското законодателство с приемането на новия Закон за енергетиката. Факт е, че тези централи (особено с местно значение) могат да използват като гориво отпадъчна биомаса, както и градски битови отпадъци.

4. Перспективи пред топлофикационните дружества. RDF.

Европейското екологично законодателство поставя пред редица изпитания производителите на електро и топлоенергия, използващи твърди горива. За да просъществуват централите в подалечно бъдеще, собствениците им трябва да направят инвестиции в модернизирани производствения процес и промяна на горивата, с които те функционират.

Световните практики в тази посока водят към инвестиции в системи, които заменят въглищата и природния газ с така нареченото модифицирано гориво или RDF (Refuse Derived Fuel).

Какво представлява RDF?

Твърдото гориво, получено от отпадъци, познато още като модифицирано гориво или RDF (Refuse Derived Fuel), се получава чрез раздробяване и дехидратиране на твърди битови отпадъци (ТБО) чрез специална технология за преобразуване. RDF се произвежда основно от горими фракции като пластмаси и биоразградими отпадъци.[21,24,31]

Съоръженията за производство на RDF обикновено са разположени в близост до голям източник на ТБО, а горивото се използва на място. Възможно е и изграждането на отделно съоръжение за изгаряне на горивото, което в повечето случаи е в бли-

зост до съоръжението за преработка, но може да бъде изградено и на по-отдалечено място.

Една от разходно ефективните и утвърдени технологии за производство на RDF от ТБО е механично-биологичното третиране (МБТ). В съоръженията за МБТ се сепарират металите и инертните материали, преработват се органичните фракции (за стабилизация чрез компостиране със или без разграждане) и се отделят висококалоричните фракции за производство на RDF.

RDF горивата могат да се произвеждат и чрез суха стабилизация - след отделяне на металите и инертните материали остатъчните отпадъци се изсушават чрез компостиране, като така полученият материал е с по-висока енергийна и горивна стойност. Като цяло горивото обхваща широка гама от отпадъчни материали, които се обработват, за да се изпълнят конкретни регулаторни или браншови изисквания, основно за постигане на висока калоричност. Горивата, получени от отпадъци, съдържат остатъци от рециклирани ТБО, промишлени и търговски отпадъци, утайки от отпадъчни води, опасни промишлени отпадъци, отпадъчна биомаса и др. Терминът “Refuse Derived Fuel” обикновено се отнася само за преработените фракции с висока калоричност.

Какво е отпадък? Видове отпадъци

Класическото определение за отпадък според европейското екологично законодателство е: „вещество, предмет или част от предмет, от който притежателят се освобождава или възнамерява да се освободи, или е длъжен да се освободи”. На по-глобално ниво можем да разделим отпадъците на следните три основни групи:

- **Битови отпадъци** - отпадъците, които се получават в резултат на жизнената дейност на хората по домовете, в административни, социални и обществени сгради. Към тях се приравняват и отпадъци от търговски обекти и съпътстващи производството занаятчийски дейности, обекти за отдих и забавления, кога-

то нямат характер на опасни отпадъци и в същото време тяхното количество или състав няма да попречи на третирането им съвместно с битовите.

- **Производствени отпадъци** - отпадъците, образувани в резултат на промишлената дейност на физическите и юридическите лица.

- **Опасни отпадъци** - отпадъците, чийто състав, количество и свойства създават риск за човешкото здраве и околната среда, при-

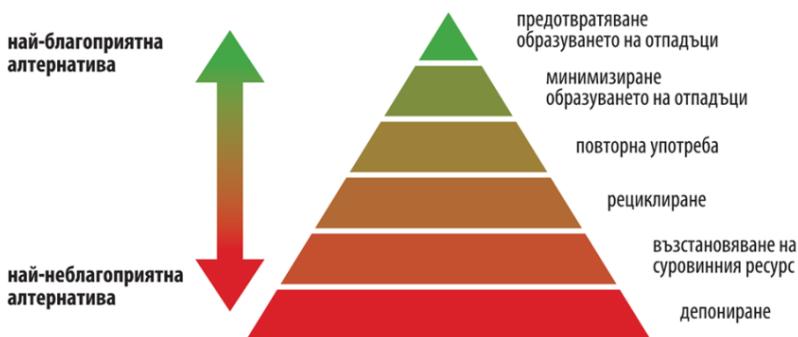
Управление на твърди битови отпадъци

Твърдите битови отпадъци са важен екологичен проблем както за България, така и за цяла Европа[44,50]. Управлението им е сложен процес, който, ако не се осъществява правилно води до проблеми, произтичащи от замърсяването на основните компоненти на околната среда (въздух, води, почви) и чрез тях въздействия на качеството на живот на хората и развитието на екосистемите. През последните няколко години се очертава тенденция към намаляване на образуваните количества отпадъци в цялата страна, но проблема с тяхното събиране и обработка остава.

С цел да се води политика в една и съща посока, от всички страни членки на ЕС, създадена е „европейска йерархия при управление на отпадъците“, която служи като обща насока и определя следните основни направления:

- Предотвратяване на образуването на отпадъци
- Минимизиране на количеството на образуването на отпадъци и особено намаляване на количествата на генерираните отпадъци с опасни свойства;
- Повторна употреба — използване на продукти и изделия или на части от тях отново за същите или други цели;
- Рециклиране — преработване на компоненти от отпадъците за производството на същия или различен продукт;

- Оползотворяване — извличане на полза от отпадъците чрез прилагане на специфични технологии като компостиране, получаване на енергия или прилагане на интегриран подход на третиране с цел реализиране на няколко ползи — възстановяване на суровинен и енергиен ресурс.



Фиг. 6.1. Йерархия при управление на отпадъците

В България, чрез закона за управление на отпадъците (от 13.07.2012г), тази стратегия е официално регламентирана и всички действия свързани с управлението на отпадъци следват нейните предписания.

Основните методи за обработка на ТБО и най-популярните технологии от всеки метод са:

- Инсинерация
 - Подвижна решетка
 - Кипящ слой
- Пиролиза
- Газифициране

Независимо, че в страната в последните години се активизираха конкретните действия във всички приоритетни направления, има определена необходимост от практически действия, за да могат да бъдат постигнати амбициозните цели за изпълнение на приетата Стратегия за опазване на околната среда.

Глава седма

Икономически основи на доставката на енергия

1. Мрежи за пренос и разпределение на електрическа енергия

Разпределението на ЕЕ и експлоатацията на разпределителните мрежи се осъществяват от разпределителни предприятия – собственици на разпределителните мрежи на обособена територия, лицензирани за извършване на разпределение на ЕЕ за съответната територия. Разпределението и преноса на ЕЕ е всеобщо предлагана услуга.

За територията, обхваната от разпределителната мрежа, разпределителното предприятие осигурява [33,43]:

- Разпределение на ЕЕ, постъпваща в разпределителната мрежа;
- Непрекъснатост на електроснабдяването и качество на доставяната ЕЕ;
- Управление на разпределителната мрежа;
- Поддържане на разпределителната мрежа, обектите и съоръженията и спомагателните мрежи в съответствие с техническите изисквания;
- Разширяване, реконструкция и модернизация на разпределителната мрежа и спомагателните мрежи.

Разпределителното предприятие:

- Проучва перспективите за икономическо развитие и изменението на електропотреблението на съответната територия;

- Изготвя краткосрочни и дългосрочни планове за развитие на разпределителната мрежа;
- Предоставя резултатите от проучванията и изготвените планове на преносното предприятие.

Оперативното управление и осигуряването на надеждното функциониране на разпределителните мрежи се осъществяват от операторите на съответните мрежи. Операторите на разпределителните мрежи са специализирани звена на разпределителните предприятия – самостоятелни юридически лица.

Операторите на разпределителните мрежи са длъжни да осигуряват [48]:

- Надеждно, безопасно и ефективно функциониране на спомагателните мрежи;
- Равнопоставен достъп за пренос на ЕЕ при спазване на изискванията за качество;
- Равнопоставеност на производителите и на потребителите, свързани към мрежата.

Електроенергийният системен оператор и разпределителното предприятие са длъжни да осигурят достъп при условията на равнопоставеност до преносната и разпределителните мрежи на ползвателите на съответната мрежа. Електроенергийният системен оператор, съответно разпределителното предприятие, може да откаже достъп само в случай, че предоставянето на достъпа би довело до нарушаване на техническите условия и сигурността на мрежите или до влошаване на условията за снабдяване на други потребители и ползватели.

Операторът на електроенергийната система или операторът на съответната разпределителна мрежа могат да разпоредят временно прекъсване или ограничаване на производството или снабдяването с ЕЕ без предварително уведомяване на производителите и потребителите:

- при възникване или за предотвратяване на аварии;

- когато съществува опасност за здравето или живата на хората;
- когато съществува опасност за целостта на електроенергийната система;
- при опасност от нанасяне на значителни материални щети на системата, съответно на мрежата или на потребителите;
- при опасност от наднормени замърсявания на околната среда.

Операторите са длъжни предварително да уведомят производителите и потребителите за времето и продължителността на прекъсването или ограничаването при извършване на ремонтни работи, оперативни превключвания, въвеждане в експлоатация на нови съоръжения и други подобни действия, които подлежат на планиране.

Продължителността на прекъсването или ограничението не може да надхвърля 48 часа.

2. Мрежи за пренос на топлинна енергия

Целта на мрежите за пренос на топлинна енергия е пренос и продажба на такава за технологични нужди, отопление, климатизация и горещо водоснабдяване посредством топлоносител водна пара. За да осигури редовно и качествено топлоснабдяване на купувачите, продавачът е длъжен: [37]

- да поддържа в техническа изправност топлопреносните мрежи;
- да отстранява повредите в собствените си топлопреносни мрежи и абонатни станции в срок до 48 часа след установяването им.

Купувачите заплащат топлинната енергия с топлоносител пара по еднокомпонентна цена, а с топлоносител гореща вода по двукомпонентна цена, състояща се от цена за сградна инсталация и цена за енергия. От отчетената с топломер енергия в абонатната

станция се изваждат топлинните загуби и енергията за битово горещо водоснабдяване на база отчет на водомерите за топла вода. Останалото количество топлинна енергия се разпределя като такса сградна инсталация и индивидуално потребена енергия, въз основа на отчет на индивидуалните (радиаторни) разпределители. Цената за сградна инсталация се изчислява по определена формула, заложена в Методика за дялово разпределение на топлинната енергия в сгради – етажна собственост [48,49]

За определяне размера на действителните технологични разходи в топлопреносната мрежа, топлопреносните предприятия:

- измерват със средства за търговско измерване разхода и параметрите на добавъчна вода за компенсиране на пропуски в топлопреносните мрежи;

- измерват топлинната енергия със средства за търговско измерване на границата между производството и преносната мрежа и на границата на собственост при потребителите.

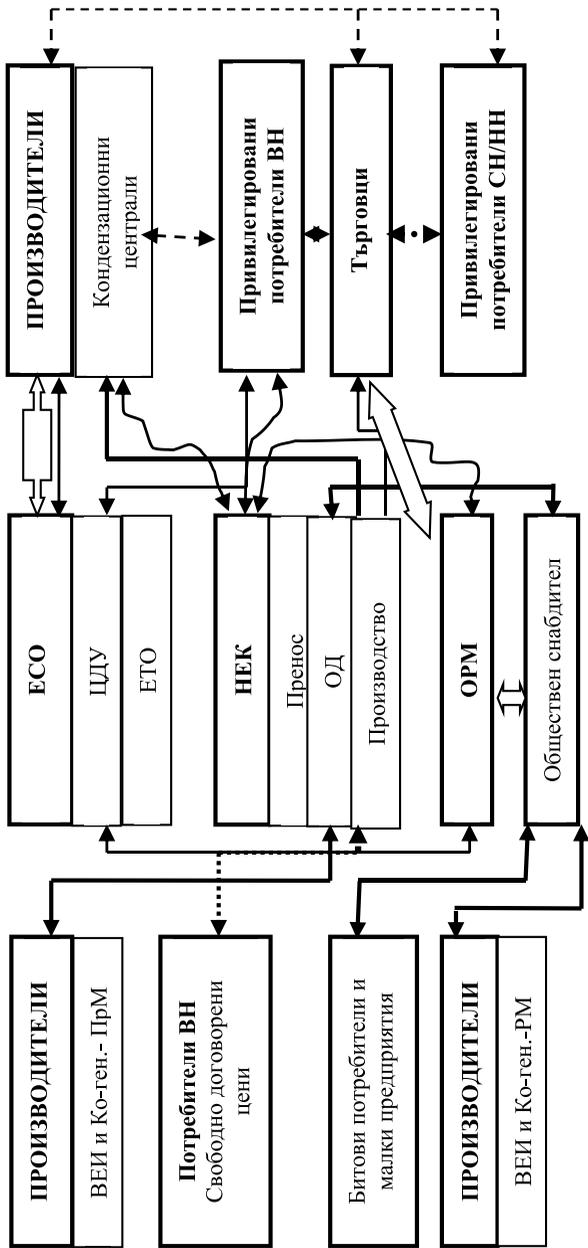
За определяне размера на действителните технологични разходи в абонатните станции, топлопреносните предприятия:

- поддържат база данни за намиращите се в експлоатация абонатни станции, представят в Комисията справка по образец, съдържаща информация за технологичните разходи в тях и представят ежегодна актуализация на тази справка;

- извършват измервания на технологичните разходи в абонатните станции и представят в Комисията данните от тях при регулиране цените на топлинната енергия чрез норма на възвръщаемост – веднъж на три години или с цени или приходи – преди всеки регулаторен период.

3. Организация на преноса и снабдяването с електрическа енергия

Следващата фигура (фиг. 7.1) представя цялостната организация по преноса и снабдяването с ЕЕ.



Фиг. 7.1. Пазарни взаимоотношения и балансиращ пазар

Забележка: Производителите, търговците, ОД, Крайните снабдители и привилегированите потребители имат право да сключват сделки за внос и износ съгласно чл. 102 от ЗЕ.

Легенда:

-  Договори за доставка по регулирани цени;
 -  Договори за доставка по свободно договорени цени – комбинирани (включват пренос и системни услуги);
 -  Договори за доставка по свободно договорени цени;
 -  Договори за ползване (системни услуги);
 -  Договори за пренос;
 -  Договори за пренос и системни услуги;
 -  Договори за допълнителни услуги.
- ОД – Обществен доставчик;
ЕСО – Електроенергиен системен оператор;
ЕТО – Електроенергиен търговски оператор;
ОРМ – Оператор на разпределителната мрежа;
ЦДУ – Централно диспечерско управление;
ПрМ – Производствени мощности;
РМ – Разпределителна мрежа.

На този етап на работа на пазара на ЕЕ „НЕК“ ЕАД участва в ролята на Обществен доставчик (ОД). Функциите на Оператора на пазара на ЕЕ са част от общите функции на „ЕСО“ ЕАД. ЕСО сключва сделки за балансираща енергия с търговските участници. Търговските участници са регистрираните по реда на Правилата за търговия с ЕЕ (ПТЕЕ):[49]

- Производители на ЕЕ;
- Привилегировани потребители, които са получили тази статут съгласно Правилата за условията за реда за достъп до

електропреносната и електроразпределителните мрежи (Правилата за достъп) [47];

– Търговци на ЕЕ.

ЕСО организира пазара на ЕЕ, като има следните функции:

– Регистрира търговските участници, седмичните графици за доставка по договори, заявките за балансираща енергия, договорите на ОД и Обществените снабдители;

– Създава приоритетни списъци на източниците на балансираща енергия;

– Прилага сетълмент на търговските участници и ОД;

– Определя цени на небалансите;

– Поддържа самостоятелна сметка за плащанията на балансиращата енергия;

– Поддържа база данни на пазара;

– Провежда търгове за разпределение на междусистемна преносна способност.

ОД е основен доставчик на балансираща енергия.

ЛИДЕРСКИ КОМПЕТЕНЦИИ В ЕНЕРГИЙНИЯТ СЕКТОР

В енергийният сектор добрият мениджмънт е ключ към успеха. Но във времена на промени организациите се нуждаят от добро лидерство, което да определи нови насоки, да приобщи хората към важни за мисията императиви, да създаде ангажмент към новата визия и да предприеме действия да развие нужния човешки потенциал.[10,11,16,18]

За да се очертаят по-добре предизвикателствата на лидерството в енергийния сектор е необходимо да се извърши позадълбочено проучване по три ключови въпроса:

1. Значение. *Кои лидерски компетенции са най-важни за енергийните организации?*

Получаването на яснота за това, кое има най-голямо значение в енергийния сектор дава възможност на организациите и отделните лица да се фокусират и да оптимизират своето обучение и развитие.

2. Ефективност. *Колко добре демонстрират енергийните лидери необходимите лидерски умения?*

Организациите (и отделните лидери) се нуждаят от ясна картина за това, до каква степен лидерските умения отговарят на потребностите на организацията. Това започва с идентифициране и разбиране на лидерските силни и слаби страни, следва определяне доколко индивидуалните силни страни съответстват на организационните приоритети. Съществените разминавания между „силните” области и сферите на потребностите посочват проблемните места за лидерството.

3. Подсекторни разлики. *Има ли разлики между подсек-*

торите на енергийната промишленост?

Отчитайки факта, че енергийният сектор не е съставен само от една промишленост, добре е да се проучат и данните от два ясно обособени подсектора: организациите за добив на минерални горива и фирмите за комунални услуги.

Използвайки инструмента за бенчмаркинг, оценката на лидерите може да даде относителна тежест по ключови компетенции за успеха и ефективността на техните колеги при прилагането на всяка компетенция.

Най-важният приоритет за лидерско развитие в енергийния сектор е **подобряването на способността за ръководене на служителите**. Това умение се класира на първо място по важност както от фирмите за комунални услуги, така и от организациите за добив на минерални горива.

Голямата разлика между важност и ефективност обаче може да показва значително ограничение за енергийните организации. Това може да се дължи на факта, че енергийните лидери показват пропуски в уменията в други ключови области. Най-слабите места са в:

- Създаването и ръководенето на екип;
- Справянето с проблемни служители;
- Създаването на широка функционална ориентация;
- Кариерно управление.

Резултатите предполагат, че обучението и развитието, планирането на приемствеността и индивидуалните и организационните усилия за развитие могат да се фокусират най-добре върху тези компетенции наред с усилията за подобряване на способността за ръководене на служители.

Енергийните лидери имат и много важни силни страни. Например, те са **високоефективни при изпълнението на бизнес целите си и имат силна находчивост** – това са две умения с висок приоритет. Също, енергийните лидери могат да бъдат

силни и в области, които не са от голям приоритет за организациите, в това число **предразполагането на хората и разпознаването и зачитането на различията.**

С опознаването на силните страни на лидерството при отделните индивиди и организациите лесно могат да се открият начини, за да се управляват екипите по нов или по по-съзнателен начин. Така например, енергийните фирми могат бързо да засилят лидерския капацитет на хората на ключови позиции, да създадат по-фокусирани стратегии за развитие на лидерството и да изградят по-голям лидерски капацитет в цялата организация.

Най-голямо значение за лидерския капацитет е доказване на необходимите компетенции

Много организации и експерти по управление разработват модели за компетенции, чрез които оценяват индивидуални лидерски умения, планират развитието и ръководят усъвършенстването на таланта. Идентифицирането на най-важните компетенции за даден промишлен сектор или организация не е (или не бива да бъде) случаен процес.

За да добие представа за компетенциите, от които енергийните организации се нуждаят в най-голяма степен, е необходимо анализаторите и експертите по лидерство да се докоснат директно до работещите в сектора, видят и оценят съответните проблеми, много от тях е добре да преминат сравнителната (benchmark) оценка по лидерство. Така, след набирането на огромна база данни с информация ще е възможно и да се предложат варианти за необходимите компетенции за ефективно лидерство и нивото на умения на ръководителите в енергийният сектор, а и потребностите от лидерство.

Използването на сравнителният анализ (Benchmark) е отпавна точка за изследване на по-важни характеристики, като:

1. **Находчивост.** Може да мисли стратегически и да взема добри решения под напрежение; може да изгражда сложни работни системи и да показва гъвкаво поведение за решаване на

проблеми; може да работи ефективно с висшето ръководство при справянето със сложността на ръководната функция.

2. Предприемане на необходимите действия. Показва постоянство и целенасоченост при трудности; поема отговорност; самостоятелен и наред с това отворен за учене от другите, когато е необходимо.

3. Умения за бързо учене. Бързо овладява техническии бизнес познания.

4. Решителност. В много управленски ситуации предпочита бързи и приблизителни действия пред бавни и прецизни.

5. Ръководене на служителите. Ефективно делегира задачи на служителите, разширява възможностите пред тях, показва безпристрастност към преките подчинени и наема талантливи хора в своя екип.

6. Справяне с проблемни служители. Действа решително и безпристрастно по отношение на проблемни служители.

7. Участие на служителите в управлението (Participative Management). Използва ефективно умения за слушане и комуникация, за да включи другите, да изгради консенсус и да влияе на останалите при вземането на решения.

8. Управление на промените. Използва ефективни стратегии, за да подпомага инициативи за организационна промяна и да преодолява противопоставянето на промените.

9. Изграждане на връзки. Знае как да изгражда и поддържа работещи връзки с колеги и външни партньори: може да преговаря и да се справя с проблеми в работата, без да се отчуждава от хората; разбира другите и може да получи тяхното съдействие в неформална връзка.

10. Съчувствие и чувствителност. Показва искрен интерес към другите и чувствителност към потребностите на служителите.

11. Прямота и присъствие на духа. Устойчив, изразява позиции, основаващи се на факти, не вини другите за грешки и

може да излиза от проблемни ситуации.

12. **Баланс между личен живот и работа.** Намира баланса между работните приоритети и личния живот, така че да не пренебрегва нито едно от двете.

13. **Себепознание.** Има ясна представа за силните и слабите си страни и желание за подобрене.

14. **Предразполагане на хората.** Демонстрира топлота и добро чувство за хумор.

15. **Уважение към различните.** Показва уважение към различен произход и перспективи. Цени културните различия.

16. **Кариерно развитие.** Развива, поддържа и използва професионални връзки, включително наставничество и обучение и взема под внимание конструктивната критика, за да развива собствената си кариера.

Всички изброени компетенции са елементи на ефективното лидерство.

Изследвания, правени в продължение на десетилетия, показват пет характерни признака, които възпрепятстват или провалят управленската кариера, а именно:[12,70,71,76,77]

- Проблеми с междуличностните отношения. Трудности при установяването на добри работни отношения с другите;

- Трудности при изграждането и ръководенето на екип. Трудности в избора и изграждането на екип. Трудности с адаптацията при промени. Невъзможност за промяна, учене от грешките и развитие;

- Неуспех в постигането на бизнес целите. Трудности със спазването на обещания и изпълнението на работата.

- Твърде тясна функционална ориентация. Липса на умения за справяне със задачи извън текущата функция/длъжност.

Следователно, от всички изброени компетенции става ясно, че стратегиите за развитие на лидерския талант в отрасъла са от изключително голямо значение за успеха на компанията . Най-важното умение – способността за ръководене на служителите

се оказва едно от най-слабо развитите лидерски качества.

Добре би било да е налице отправна точка за развитие на лидерите в енергийните организации:

1. Ръководене на служителите. Способността да се ръководят служителите изисква добри умения за направляване и мотивиране на хората. Това е силно променящо се умение, изискващо добро себепознание и междуличностно отношение. Ръководителят, който е ефективен при ръководенето на другите, трябва последователно да:

- Има готовност да делегира важни задачи, не само неща, които той/тя не желае да върши;

- Дава бърза оценка за работата на подчинените – както положителна, така и отрицателна.

- Прехвърля вземането на решение на най-ниското възможно равнище и да развива увереността на служителите по отношение на способността им да вземат подобни решения.

- Действа честно и да не показва пристрастия.

- Напътства служителите как да изпълняват очакваното от тях.

- Обяснява, отговаря на въпроси и търпеливо изслушва въпроси, свързани с обезпокояващи факти, при извършването на промяна.

- Взаимодейства с персонала по начин, който кара служителите да се чувстват мотивирани.

- Подкрепя активно преките си подчинени пред висшето ръководство.

- Развива уменията на служителите, като предоставя предизвикателства и възможности.

- Създава стимулиращ климат, за да насърчава индивидуалното развитие.

- Награждава упоритата работа и перфекционизма.

- Се обгражда с най-добрите хора.

- Намира и привлича талантиливи и високопродуктивни хора.

2. Справяне с проблемните служители. Ефективните ли-

дери действат решително и справедливо в отношенията си с проблемните служители. Тази способност е важна за оперативния успех, но също и за доверието в лидера и работната дисциплина на служителите. Лидерите с добри способности за справяне с проблемни служители и с обезпокоителни въпроси, свързани с персонала, имат следните отличителни черти:

- Справят се ефективно с неподатливи на въздействие служители.
- Действат решително, когато са изправени пред трудно решение като освобождаване на служители, въпреки че в личен план това е болезнено за тях.
- Действат бързо при справяне с проблемните служители.
- Прекратяват отношенията си или действат твърдо спрямо лоялни, но некомпетентни хора, без да отлагат.
- Точно и навреме идентифицират потенциални проблеми в работата.
- Коректно документират проблемите в работата на служителите.

3. Изграждане и ръководене на екип. Способността за ръководене на екип е фактор за дългосрочен успех в кариерата. Ръководителите, които са ефективни ръководители на екип, поставят ясни цели и обясняват на другите какво се очаква от тях. Те са способни умело да мотивират и да наставяват. Лидерите, които изграждат и ръководят ефективни екипи, могат да:

- Разрешават конфликти между преките си подчинени.
- Наемат хора с добри технически умения и способност за работа в екип.
- Мотивират членовете на екипа да правят найдоброто за него.
- Избират най-добрата комбинация от хора за екипа, да събират хора, които заедно имат опыта, познанията и уменията, необходими за изпълнение на поставената задача или теку-

4. Широка организационна перспектива. Когато ориен-

тацията на даден ръководител е твърде тясна, той бива възприет като неподготвен да носи по-голяма отговорност, неспособен да ръководи различен отдел или да заема друга длъжност, неразбиращ как другите отдели работят в рамките на организацията. Повишението би го заставило да премине отвъд настоящото си ниво на компетенции. За разлика от такъв тип ръководител лидерите с широка организационна перспектива:

- Са работили в много отдели или на различни длъжности.
- Са работили с групи или в екипи с конкуриращи се интереси.
- Имат опит както на ръководни, така и на оперативни длъжности.
- Са се занимавали с вътрешни и външни въпроси.
- Са осъществявали надзор върху разнообразни групи.
- Имат опит с управлението на промените.
- Имат развити тактически и стратегически умения.

5. Кариерно развитие. Лице, което управлява своята кариера, използва добре професионалните връзки, за да разбере по-добре възможностите за кариерно развитие. Обикновено такова лице:

- Активно търси други лица, които да предоставят обучение.
- Разбира стойността на добрата връзка с наставника.
- Ефективно изгражда и поддържа канали за обратна връзка.
- Взема предвид мнението на подчинените.
- Активно изгражда добри връзки с висшестоящите.
- Ефективно използва връзките с наставника.
- Използва връзките, за да ръководи собствената си кариера.
- Активно търси възможности за създаване на професионални връзки с другите.
- Ефективно отговаря на конструктивната критика от страна на колегите.

Необходими са редица лидерски способности за успеха на работата с хора. Да се ръководи означава да се направляват и мо-

тивират мениджърите, техническите ръководители и служителите в рамките на дейностите, чрез които се постигат целите на организацията. Тази информация може да помогне на висшето ръководство да улесни комуникацията за организационния лидерски капацитет и да създаде нови подходи за развитие на лидерския талант.

Могат да се приложат и разгледат подробно и четирите ключови закона на лидерството от Ходжкинсън [68,89] – познай задачата; познай ситуацията; познай организацията; познай себе си.

Енергийните организации имат възможност да направят преоценка на своите лидерски стратегии и да положат усилия за развитие на таланта там, където той ще има най-голямо въздействие.[89]

Директива 2009/72/ЕС въвежда и/или уеднаквява разбирането на европейско ниво за различните роли в пазара. Съгласно нейните текстове се въвеждат някои по-основни термини и дефиниции:

ТЕРМИНИ И ДЕФИНИЦИИ

Термин	Определение / Обяснение
Абонатна станция	Уредба, чрез която се осъществява подаване, измерване, преобразуване и регулиране на топлинна енергия от топлопреносната мрежа към Купувачите.
Авария	Нарушаване на нормалния режим на работа на електроуредбите при внезапен отказ, което предизвиква повреда на основните съоръжения и необходимост от извънреден капитален ремонт или спиране за повече от 8 часа.
Базисна година	Предходната календарна година или 12-месечен период, предхождащ внасянето на предложението, за която енергийното предприятие предоставя информация за лицензираната услуга, използвана като основа за определяне на цени
Балансираща енергия	Енергия, използвана от ОЕС за осъществяване на баланса между производство и потребление на електрическа енергия в ЕЕС.
Балансиране	Компенсирането на разликата между количествата потребена/произведена енергия от обектите на търговски участник и количествата по графиците за доставка, съгласно сключените от него договори.
Безопасност	Свойството на електроуредбите да запазват работоспособността си за определено време без принудителни прекъсвания.
Вертикално интегрирано предприятие	Електроенергийно предприятие или група такива, за които едно и също лице/лица е/са оправомощено/и, пряко или непряко да упражняват контрол и в което предприятието изпълнява най-малко една от функциите по пренос или разпределение и най-малко една от функциите по производство или доставка на ЕЕ;

Термин	Определение / Обяснение
Възвръщаемост на инвестицията капитал	Произведението от регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период
Гаранционен срок	Период от време, през който заводът-производител или организацията, извършваща ремонт на електроуредбите отстранява повредите възвъзмездно, ако са спазени правилата при експлоатацията.
Грид-код	Популярно название на Наредбата по чл. 81, ал. 1, т. 4 от ЗЕ
Дерегулиране	Процес на премахване на регулаторни ограничения върху предприятия или физически лица. То все по-често се отъждествява с подкрепа и защита на конкуренцията, с подходите на пазарна ориентация и пазарна отвореност по отношение на ценообразуването, производителността, навлизане на пазара и други стопански решения.
Договорена мощност	Мощността на инсталираната абонатна станция или стойността, до която тази мощност е ограничена с технически средства от Продавача.
Електро-снабдяване	Снабдяване на консуматорите с ЕЕ. Централизирано електроснабдяване – електроснабдяване на консуматорите от енергийната система. Децентрализирано електроснабдяване – електроснабдяване на консуматорите от индивидуални източници, които нямат връзка с енергийната система.
Електрификация	Процес на внедряване на ЕЕ при стопанските и битовите потребители.
Електрическа централа	Предприятие или уредба за производство на ЕЕ. Кондензационна електрическа централа (КЕЦ) – електроцентрала с парни турбини, работещи по кондензационен принцип.

Термин	Определение / Обяснение
	<p>Топлоелектрическа централа (ТЕЦ) – електроцентрала, която чрез котелни и паротурбинни уредби преобразува химичната енергия на горивото в комбинирано производство на ЕЕ и топлина.</p> <p>Водно – електрическа централа (ВЕЦ) – електроцентрала, която преобразува механичната енергия на водния поток в електрична.</p> <p>Помпено-акумулираща електрическа централа (ПАВЕЦ) – водна електроцентрала, която използва вода, прехвърлена с помпи от ниско ниво на високо ниво.</p> <p>Атомна електрическа централа (АЕЦ) – електрическа централа, която преобразува енергията от разпадането на атомните ядра на химичните елементи в ЕЕ и топлина.</p> <p>Газотурбинна електрическа централа (ГЕЦ) – топлоелектрическа централа, която преобразува химичната енергия на горивото в електрическа с помощта на газови турбини.</p> <p>Дизелова електрическа централа (ДЕЦ) – топлоелектрическа централа, която преобразува химичната енергия на течно гориво в електрическа с помощта на дизелови агрегати.</p>
Електропроводна линия	Електрическа уредба, предназначена за пренасяне на ЕЕ. Електропроводните линии могат да бъдат въздушни или кабелни.
Електрическа подстанция	Електрическа уредба за преобразуване и разпределение на ЕЕ.
Електрическа мрежа	Съвкупност от въздушни и кабелни линии и подстанции, работещи на определена територия.

Термин	Определение / Обяснение
Електровъроръженост на труда	Отношението на количеството ЕЕ, консумирана от предприятието или отрасъла за една година и средносписъчната численост на производствения персонал за същия период.
Електроуредба	Уредба, която произвежда, преобразува, разпределя или консумира ЕЕ.
Енергия	Акумулирана работа, която може да преминва от една форма в друга.
Енергетика	Научна теория, занимаваща се със закономерностите на енергията и на нейните превръщания (форми). Има голямо значение при изучаването на закономерните процеси в природата.
Енергоносители	Вещества или системи, които имат възможност да участват в процеса по превръщането на енергията. Могат да се разделят на носители на природна и носители на потребителска енергия (въглища, пара и т.н.). Носители на електричество са електрически заредените частици.
Енергийна ефективност	Съотношението между изходното количество произведена стока, услуга или енергия и вложеното количество енергия.
Заявка	Информационна форма, с която търговски участник декларира пред ОЕС възможността да намали производството или да увеличи потреблението на съответен негов обект или съвкупност от обекти спрямо заявените във физическите номинации нива срещу определена цена.
Източници на енергия	Всички налични в природата залежи от енергия (природна енергия). Разделят се на невъзстановяващи се и възстановяващи се енергийни източници. Невъзстановяващите се са: въглища, нефт, земен газ и атомно гориво. Към възстановяващите се спадат: слънце, вятър, геотермална енергия, приливи и отливи, водород, течащи води, биогаз.

Термин	Определение / Обяснение
Клиент	<p>Това е клиент на едро или краен клиент на ЕЕ;</p> <p>Клиент на едро – юридическо или физическо лице, което купува ЕЕ с цел препродажба в рамките на системата, в която то е установено, или извън нея;</p> <p>Краен клиент – клиент, купувач ЕЕ за свободно ползване;</p> <p>Битов клиент – клиент, купувач ЕЕ за собствена битова консумация, като се изключват търговски или професионални дейности;</p> <p>Небитов клиент - юридическо или физическо лице, купуващо ЕЕ, която не е за негови собствени битови нужди и включва производителите и клиенти на едро.</p>
Коефициент на полезно действие на използването на енергията	<p>Отношение между употребената полезна енергия (в машините и съоръженията, напр. механична енергия) към потребителската енергия (напр. ЕЕ).</p>
Консуматор на ЕЕ	<p>Електроуредба за използване на ЕЕ.</p> <p>Извънвърхов консуматор – консуматор, който получава ЕЕ през това време на денонощието, което не съвпада с най-голямото натоварване на енергийната система.</p>
Максимално възможно количество за доставка	<p>Динамичен параметър, даващ информация за максималното количество енергия, което съответен ВЕЦ или каскада може да произведе с наличните в момента хидроресурси.</p>
Надеждност	<p>Свойството на електроуредбите да изпълняват функциите си, като запазват експлоатационните си показатели в зададени граници за определено време.</p>
Небаланс	<p>Разликата между количествата произведена енергия и количествата по графиците съгласно сключените договори.</p>

Термин	Определение / Обяснение
Неизправност	Състояние на електроуредбата, при което не се изпълнява дори и едно от изискванията на техническата документация.
Непосредствена енергия	Използваната в производствения процес потребителска енергия. Тя съдържа производствените, а евентуално и съпътстващите основното производство енергийни загуби. Производствените загуби се отнасят непосредствено към метода (рязане, формоване, заваряване и др.) на производство. Съпътстващите производството или спомагателните загуби са за отопление, осветление, въздушна аспирация и вътрешнозаводски транспорт. Непосредствената енергия може да се отнесе както към потребителската, така и към първичната енергия.
Норма на възвръщаемост на капитала	Възвръщаемост на инвестирания капитал, изразена като процент от този капитал.
Обект	Всяка обособена по отношение на измерването на електрическата енергия единица на търговския участник, която произвежда или консумира електрическа енергия. Обектът може да е производствен блок, електрическа централа или каскада на производител. Обектът може да е фабрика, завод или инсталация на привилегирован потребител.
Овеществена енергия	Вложената при производството на даден продукт енергия. Тя включва всички количества енергии, вложени при: превръщането на енергоносителите, преработването на материалите, подготвянето на необходимите за производствените процеси спомагателни продукти (въздух под налягане, смазочно-охлаждащи течности кислород, инструменти, електроди). Овеществената енергия се отнася към първичната такава.

Термин	Определение / Обяснение
Оператор на преносна система	Юридическо или физическо лице, което отговаря за експлоатацията на преносната система, за нейната поддръжка и ако е необходимо за развитието на преносната система на дадена територия.
Оператор на разпределителна система	Юридическо или физическо лице, отговорно за функционирането на разпределителната система на дадена територия.
Отпадна енергия	Технически работоспособна енергия, отделяна от машините и съоръженията при превръщането на потребителската енергия в полезна и от самата полезна енергия. Енергоносители са: отпадните газове; топлината, отделяна при кондензация; топлината в охлаждащата вода; остатъчната топлина в детайлите.
Пазар на балансираща енергия	Организирана търговия с балансираща енергия за целите на поддържане на баланса между производство и потребление в електроенергийната система. Пазарът на балансираща енергия урежда разликите между предварително заявените и действително консумираните или генерирани количества ЕЕ, наричани «небаланси»:
Показатели за качество на ЕЕ	Количествена характеристика на качеството на ЕЕ, изразена с отклонения на напрежението и честотата, колебания на напрежението и честотата, несинусоидалност на формата на кривата на напрежението, изместване на неутралата, несиметрия на напрежението с основната честота, пулсация на напрежението при постоянен ток.
Предложение	Информационна форма, с която търговски участник декларира пред ОЕС възможността да увеличи производството или да намали потреблението на съответен негов обект или съвкупност от обекти спрямо заявените във

Термин	Определение / Обяснение
	физическите номинации нива срещу определена цена.
Пренос	Транспортиране на ЕЕ по взаимосвързана система със свръхвисоко и високо напрежение с цел да бъде доставена до крайни клиенти или разпределители, като не се включва доставка.
Привилегирован клиент	Клиент, който е свободен да купува ЕЕ от доставчика;
Продължителност на работа	Календарна продължителност на експлоатацията на електроуредбата до снемането ѝ от отчет.
Производство на ЕЕ	Количеството ЕЕ, произведено в електрическата централа за определено време.
Полезна енергия	Енергия, необходима на потребителя и получавана от него чрез машините, съоръженията и агрегатите. Получава се от потребителската енергия. Формите на полезна енергия са: термична енергия, механична енергия, осветление. Полезната енергия е в края а енергийните превръщания и преминава в неявен енергиен продукт.
Първична енергия	Нарича се и сурова енергия. Това са непосредствен използваните добивани, транспортирани, респ. внасяни енергоносители (въглища, нефт, земен газ, уран). Първичната енергия е енергоресурсът на потребителската енергия с отчитане на загубите по превръщането ѝ. Например 1kWh ЕЕ има полезна енергопоглъщаемост 3,6 MJ.
Работоспособност на електроуредбата	Състояние на електроуредбата, при което тя може да изпълнява зададените функции с параметри, съответстващи на изискванията на техническата документация.
Разпределение	Пренос на ЕЕ по разпределителни системи с високо, средно и ниско напрежение с цел да

Термин	Определение / Обяснение
	бъде доставена до клиенти като не се включва доставка.
Регулаторна база на активите	Стойността на материалните и нематериалните активи, които едновременно се използват и имат полезен живот за предоставянето на услугите в рамките на лицензираната дейност.
Резерв	Студен резерв – резервни електроуредби, намиращи се в състояние на готовност. Горещ резерв – състояние на резервните електроуредби, при което те могат във всеки момент автоматично или ръчно да се въведат в работа.
Скорост на увеличаване на мощността	Динамичен параметър, който дава информация за скоростта на увеличаване на работната мощност на съответен обект или съвкупност от обекти
Скорост на намаляване на мощността	Динамичен параметър, който дава информация за скоростта на намаляване на работната мощност на съответен обект или съвкупност от обекти
Средства за търговско измерване	Технически средства за измерване, които имат метрологични характеристики и са предназначени да се използват за измерване самостоятелно или свързано с едно или повече технически средства и които се използват при продажба на топлинна енергия.
Структура на капитала	Отношението на относителните дялове на собствения и на привлечения капитал в общия размер на капитала на енергийното предприятие.
Тарифна структура	Система от цени при продажба на топлинна енергия или предоставяне на услуга, приходите от които съответстват на необходимите приходи за съответната дейност.

Термин	Определение / Обяснение
Тарифна цена	Всяка отделна цена от тарифната структура.
Топлопреносна мрежа	Система от топлопроводи и технологични съоръжения, разположени между границите на собственост на Продавача с топлоизточника и/или Купувачите, служещи за пренос на топлинна енергия от топлоизточника до Купувачите.
Физическа номинация	Информационна форма за очакваното ниво на производство/потребление на даден обект или съвкупност от обекти. Подава се от търговските участници, участващи с предложения и заявки на пазара на балансираща енергия.
Хоризонтално интегрирано предприятие	Електроенергийно предприятие изпълняващо поне една от функциите по производство за продажба, пренос, разпределение или доставка на ЕЕ и друга, различна от електроенергийната дейност.
Цена за енергия	Цената, чрез която се покриват променливите (зависещите от обема на производството и преноса на топлинна енергия) разходи на енергийното предприятие.
Цена за мощност	Цената, чрез която се покриват условнопостоянните (независещите от обема на производството и преноса на топлинна енергия) разходи на енергийното предприятие и възвръщаемост на капитала.
Ценови период	Период, през който цените остават непроменени от комисията – обикновено една година.

СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА

АЕЦ	Атомна електрическа централа
БВП	Брутен вътрешен продукт
БВПЕ	Брутно вътрешно потребление
БО	Бизнес организация
ВЕИ	Възобновяеми енергийни източници
ВЕЦ	Водно електрическа централа
ГВт	Гигават(а)
ГВтч	Гигаватчас(а)
гне	Грам(а) нефтен еквивалент
Гне/евро БВП	Грама нефтен еквивалент на единица БВП
ЕК	Европейска комисия
ЕС	Европейски съюз
ЕП	Енергийно предприятие
ЗТЕЦ	Заводска топлоелектрическа централа
кВтч	Киловатчас(а)
МВт	Мегават
МВтч	Мегаватчас(а)
Мгне	Милиона тона нефтен еквивалент
ОЕС	Оператор на електроенергийната система
ОЯГ	Отработено ядрено гориво
ТВтч	Тераватчас(а)
ТЕЦ	Топлоелектрическа централа
ТФЕЦ	Топлофикационна електрическа централа
тне	Тона нефтен еквивалент
тСО₂/МВтч	Тона емисии от въглероден двуокис на мегаватчас
ХЕК	Хидроенергиен комплекс

х.тне	Хиляди тона нефтен еквивалент
CCS	Технологии за улавяне и съхранение на въглероден двуокис (Carbon Capture & Storage)
CO₂	Въглероден двуокис
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity

ИЗПОЛЗВАНА ЛИТЕРАТУРА

1. **Адамов В., А. Захариев**, Финансово управление на фирмата (Управление на печалбата), Учебник за дистанционно обучение, АИ ”Д. А. Ценов”, Свищов, 1999.
2. **Адамов В., Дж. Холст, А. Захариев**, Финансов анализ, Абгар, В. Търново, 2002.
3. **Ангелова Й.**, Проблеми на либерализацията на електроенергийният пазар в България, Беллопринт, Пазарджик, С., 2008.
4. **Ангелова Й.**, Определяне цената на електрическата енергия, Юкономикс, С., 2008.
5. **Ангелова Й.**, Икономика на енергетиката, Кинг, С., 2009.
6. **Ангелова Й., Г.Кулина**, Икономически модели за управление на балансираща група на пазара на електроенергия, Авангард Прима, С., 2017.
7. **Андрюшин А. В., Андрюшин Д. А., Кудрявый В. В.** Методи на привличане на инвестиции в енергетиката на Русия. – Вестник МЕИ, 2002, изд.2.
8. **Батов С., К. Шушулов**, Оптимален модел за работата на електроенергетиката в България в условията на фиксирани цени и неразвит пазар на електрическа енергия, Пленарна сесия, Енергиен форум’2001, Сборник публикации.
9. **Белев Д.**, Икономически анализ, прогнозиране и планиране в предприятието, София, 2000.
10. **Борисова, Св.**, Мениджмънт на човешките ресурси. Част 1., Авангард Прима, С., 2017.
11. **Борисова, Св.**, Междуличностните комуникации в трудовите отношения, Авангард Прима, С., 2017.

12. **Борисова, Св., Стоянова, Д., Черкезова, М.**, Проучване на мотивацията за труд и удовлетвореността на служителите. – В: Сб. доклади от XIV Международна научна конференция „Мениджмънт и инженеринг’16“, Созопол, 2016.
13. **Бояджиева Е., Йоханес Линднер и др.** Икономика на предприятието, част 1, Дионис, С., 2006.
14. **Велчев В.**, Усъвършенстване на нормите и нормативите за разход на и горива, Техника, С., 1983.
15. **Георгиев А.**, Регулирани услуги, пазари и ценообразуване, СУ, София, 2014.
16. **Димитрова, Р.**, Ролята на човешкия фактор за ограничаване на операционния риск в търговските банки. Международна научно-практическа конференция, НБУ, 2014 г.;
17. **Дончев Д., Й. Ангелова**, Ръководство за упражнения по анализ на стопанската дейност, Софттрейд, С., 2006.
18. **Иванова Д.** и колектив, Бизнесът и развитието на регионите, Ст.Загора, 2013.
19. **Иванова Ст.**, Възобновяеми енергийни източници, видове и характеристики. Съхраняване на енергията за последващо ползване I УАСГ, 2015;
20. **Мумджиян Г.**, Регулiranje на електроенергийния баланс между потреблението и производството, Доклад ДКЕР, 2004.
21. **Поповска В., Дянков М.**, Пазар на електрическа енергия в България. Перспективи на развитие в съответствие с регионалните и европейски тенденции, Енергиен форум, Варна, 2008.
22. **Савов С.**, Финансов анализ на дейността на фирмата, Сиела, С., 2007.
23. **Стоилов Д.**, Анализ на електроенергийния пазар в България, ТУ-София, С., 2013.
24. **Стоилов Д.**, Електроенергийни стопанства и пазари в Австрия, Германия, Италия, Полша, Румъния, Франция и Чехия, ТУ-София, С., 2013.

25. **Стоилов Д.,** В.Атанасов, И.Ангелов, Загуби по електроразпределителните мрежи, ТУ-София, 2017.
26. **Трендафилов, Д.,** Комуникационни характеристики на търговската марка, в "Диалог" - Стопанска академия "Д. А. Цанов", Свищов, бр.1, 2013.
27. **Трендафилов, Д.,** Икономика в сегашно време. в "Годишник на департамент Икономика", НБУ, 2016 г.
28. **Христов, М.,** Особенности на финансовите и икономически реформи през първите години на прехода в България, Сборник научни трудове, 11 Международна научно-приложна конференция“ Цифрова икономика и блокчейн технологии“, Варна, 2018.
29. **Бюлетин за състоянието и развитието на енергетиката на РБългария, МИЕ, 2013.**
30. **Директива 2003/54/ЕС** на Европейския парламент и на Съвета от 26.06.2003 г. за общите правила за вътрешния пазар на електрическа енергия, 2003.
31. **Енергийна стратегия на Р България до 2020,** За надеждна, ефективна и по-чиста България, юни 2011.
32. **Закон за енергията от възобновяеми източници,** изм. и доп. ДВ. бр. от 24 Юли 2015 г.
33. **Закон за енергетиката,** (ДВ, изм. и доп., бр. 38 от 8.05.2018 г.).
34. **Закон за корпоративното подоходно облагане,** Обн. ДВ. бр.105 от 22 Декември 2006 г., посл. изм. ДВ. бр.106 от 12 Декември 2008 г.
35. **Закон за счетоводството,** ДВ, бр. 100 от 19.11.2013 г.
36. **Наредба № 16 - 27 от 22.01.2008 г.** за условията и реда за извършване на оценка за наличния и прогнозния потенциал на ресурса за производство на енергия от възобновяеми и/или алтернативни енергийни източници.
37. **Наредба** за определяне на количеството електрическа енергия, произведена от комбинирано производство на топлинна

- и електрическа енергия, 2008.
38. **Наредба** за определяне на показателите за разход на енергия и енергийните характеристики на предприятията, 2016;
 39. **Наредба** за определяне на показателите за разход на енергия, енергийните характеристики на предприятия, промишлени системи и системи за външно изкуствено осветление, както и за определяне на условията и реда за извършване на обследване на енергийна ефективност и изготвяне на оценка на енергийни спестявания, Обн. ДВ. бр.81 от 14 Октомври 2016г
 40. **Наредба** за издаване на сертификати за произход на електрическа енергия, произведена по комбиниран начин, изм. ДВ. бр.85 от 29 Октомври 2010 г.
 41. **Наредба № 3** за устройството на електрическите уредби и електропроводните линии, юни, 2004.
 42. **Наредба** за средствата за измерване, ДВ изм. ДВ. бр.86 от 27 Октомври 2017 г.
 43. **Наредба** за лицензиране на дейностите в енергетиката, Обн.ДВ.бр.33 от 5 Април 2013 г.
 44. **Национална стратегия и план за действие за адаптация към изменението на климата.** Секторна оценка за отрасъл Енергетика, 2017.
 45. **Национален план за действие за енергията от възобновяеми източници, юни 2010.**
 46. **НСС - ОБЩИ РАЗПОРЕДБИ**, изм. ДВ. бр. 3 от 12.01.2016 г.
 47. **Общи условия** в договорите за продажба на електрическа енергия, топлинна енергия и природен газ, ДВ бр.93 от 21 октомври 2003 г.
 48. **Правила** за условията и реда за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи, обн. ДВ, бр. 56 от 10.07.2007 г
 49. **Правила** за търговия с електрическа енергия. изм.идоп.ДВ.бр.100от 15 Декември 2017 г.

50. **Правителство на РБългария**, Национална Стратегия за Развитие на енергетиката и енергийната ефективност до 2010, http://www.government.bg/bg/official_docs/strategies?StratCoE98.htm
51. **Списание Ютилитис, 2017 – 2018 г.**
52. **Търговски закон**, обн. ДВ. бр.48/1991, посл. изм. ДВ. бр. 108/2008.
53. **Alexander Weber**, Market Coupling and the CWE Project, 2010. <https://link.springer.com/article/10.1007/s12398-010-0033-x>
54. **Bausch, A., and B. Schwenker (eds.)**, Handbook of Utility Management, Springer–Verlag Berlin Heidelberg, 2009.
55. **David Kennedy**, Competition in the power sectors of transition economies, European Bank for Reconstruction and Development, London, 2003.
56. **David Kennedy**, Regulatory reform and market development in power sectors of transition economies, Energy Policy, 30, 2002.
57. **Delphia M.**, Оператор на енергийната система – методи за контролиране в различни енергийни пазари, USAID, Семинар КЕВР. 01.05.
58. **European Union**, from the Commission on Bulgaria’s progress towards accession, Bulgaria Regular Report, 2014.
59. **EFET**. General Agreement-Concerning the Delivery and Acceptance of Electricity, 2012.
60. **EFET** – “EFET Commentary on France-Belgium-Netherlands Market Coupling Project and Establishment of Belpex”, 2016.
61. **EFET** – “Position Paper Intra-day power markets within and across European national frontiers: A practical approach to facilitate wholesale liquidity”, 2016.
62. **ETSO**– “Balance Management Harmonization and Integration – 4th Report”, 2017.
63. **ETSO** – “Report 6: Reference model for Intra-day markets”, 2017.
64. **Energy White Paper** ‘Our energy future – creating a low carbon economy’, Special feature – Publications, 2018.

65. **Energy Efficiency Indicators:** The European Experience – Agence de l’Environnement et de la Maîtrise de l’Energie /ADEM éditions, 2018.
66. **Evaluation** of energy efficiency in the EU-28 Indicators and measures, ADEM, Editions, Paris, 2017.
67. **Evaluation** of Mineral Resources under Market Economy Conditions, Course Notes, Workshop, Sofia, p.W50, 2016.
68. **Frontier Economics** /Consentec – “Benefits and practical steps towards the integration of intra-day electricity markets and balancing mechanisms”, a report prepared for the European Commission, 2015.
69. **Gonen T.**, Engineering Economy for Engineering Managers, John Wiley&Sons, USA, 1990.
70. **Ivanova D.**, Diversification of production, University publishing house, Plovdiv,, 2013.
71. **Jones C.**, Investments: Analysis and Management, John Wiley&Sons Inc., USA, 1994.
72. **Karsten Neuhoff**, Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration,
https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1945724### , 2011
73. **Michael Mainelli**, Gresham College – “Liquidity: Finance in motion or evaporation?”, 2007.
74. **Moundjian G., Vassilev T.**, Management and Control of Energy Sector Properties. Energex. Bahrain 2004.
75. **Mork, Erling.**, Emergence of financial markets for electricity: a European perspective, Energy Policy 29, 2002; pp.7-15.
76. **Nakova Rositsa** , Sales management, Riga Technical University 53 International Scientific Conference 2012.
77. **Nakova Rositsa** The Effects of Sales Stimulation, Tenth International Scientific Applied Conference, "Economics and Management of Innovations - Contemporary Theories and Practices", Varna, 2014
78. **North American Reliability** Council Generality Availability

Data System, Princeton NI 1990.

79. **Raouf A.**, Improving Capital Productivity through Maintenance, International Journal of Operations & Production Management, 7/1994.
80. The Economist Intelligence Unit, Bulgaria at a glance: 2004-2005, London, 2005.
81. http://www.3e-news.net_59452
82. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_production_and_imports/bg
83. http://www.nsi.bg/sites/default/files/files/pressreleases/Energy2018-05_I2WDCFO.pdf
84. https://me.government.bg/files/useruploads/files/vop/buletin_energy_2018_.pdf
85. https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php/Electricity_production,_consumption_ad_market_overview
86. <https://acer.europa.eu/en/remit/Pages/default.aspx>
87. <https://www.iea.org/>
88. <https://www.greenpeace.org/archive-international/en/>
89. <https://www.ccl.org/leadership/pdf/research/CCLEnergySector.pdf>

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение № 1

Анализ на състоянието и потенциал на видовете енергийни ресурси

Дейности	Анализ на състоянието		Потенциал (стратегически и проектен)
	Предимства	Недостатъци	
СИГУРНОСТ НА СНАБДВАНЕТО	Стратегическо географско положение между основните производители и потребители на енергийни ресурси	Липса на развита физическа инфраструктура и работещи механизми за солидарни действия, както и координирана външна енергийна политика на ЕС с трети държави.	Ключова роля на страната ни при формиране на политиката и партньорството на ЕС със страните от Черноморския и Каспийския региони и в процеса на пазарно развитие на Югоизточна Европа
	Географска близост до източника на доставките на течни горива и природен газ	Руската Федерация е единствен доставчик на течни горива и природен газ. България разполага само с едно хранилище за природен газ с ограничен капацитет.	Диверсификация на източниците и маршрутите и разширяване на възможностите за транзит: <i>Проект НАБУКО</i> <i>Проект „Южен поток“</i> <i>Изградяване на регионален регазификационен терминал за втечнен природен газ</i> <i>Изградяване на връзка, свързваща България с газопровода „Турция-Гърция“</i> <i>Изградяване на междусистемна връзка „Русе-Гюргево“</i>

Дейности	Анализ на състоянието		Потенциал (стратегически и проектен)
	Предимства	Недостатъци	
Електрическата енергия от местни въглища – източник на енергийна независимост и дългосрочна трудова заетост	Въглищата са ниско calorични, с високо съдържание на сяра и прах и са основен емитент на парникови газове. Строгите екологични ограничения изискват големи инвестиции и увеличават производствените разходи.	Разширяване на капацитета за съхраняване на природен газ Гарантиране бъдещето на въглищната индустрия и увеличаване на експортните възможности на страната чрез: Завършване на рехабилитацията и на екологичните проекти в ТЕЦ "Марица Изток 2" и ТЕЦ "Марица Изток 3"; Въвеждане в експлоатация на нова лигнитна мощност – ТЕЦ "Марица Изток 1"; Въвеждане в експлоатация на втора нова лигнитна мощност – ТЕЦ "Марица Изток 4" Подкрепа за въвеждане на технологии за улавяне и съхранение на CO2 в съществуващи и нови въглищни централи.	
Ядрената енергия е източник на сигурно и беземисионно производство на електрическа енергия	Намаляване на възможностите за износ и нарушаване на екологичния баланс след спирането на 1-4 блокове на АЕЦ "Козлодуй"	Постигане на по-нисковъглероден енергиен микс, стабилни цени и възможности за нарастващ износ чрез: Изграждане на нова ядрена централа – АЕЦ "Белене"; Разширяване на мощностите на АЕЦ "Козлодуй"	
Неизползван потенциал от възобновяеми енергийни из-	Сравнително по-високи инвестиционни разходи за някои от ВЕИ	Максимално оползотворяване на естествения потенциал на водни ресурси чрез:	

Дейности	Анализ на състоянието		Потенциал (стратегически и проектен)
	Предимства	Недостатъци	
точници Приет Закон за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата	технологии. Не са налице механизми за насърчаване на производството на топлинна енергия от ВЕИ. Съществуващите механизми за насърчаване на ВЕИ се нуждаят от доразвиване в пазарна насока.	<i>Въвеждане в експлоатация на ВЕЦ "Цанков камък"; Изграждане на Хидроенергийни комплекси на р.Дунав; Изграждане на ВЕЦ "Горна Арда".</i> Ефективно оползотворяване потенциала от биомаса, слънчева, вятърна и геотермална енергия чрез въвеждане на подходящи регулаторни механизми за насърчаването му.	
Добре развита национална трансгранична и преносна електроенергийна инфраструктура.	Икономическия растеж в страната изпреварва развитието на разпределителна инфраструктура. Отварянето на електроенергийния пазар изисква адекватно развитие на трансграничните връзки.	Осигуряване на безпрепятствен достъп на нови потребители до разпределителните мрежи чрез инвестиции и модернизация. Своеременно развитие на трансгранична инфраструктура чрез: <i>Окончателно приключване на проекта за изграждане на електроенергийна междусистемна връзка между България и Македония; Изграждане на втора електроенергийна междусистемна връзка между България и Сърбия; Изграждане на втора електроенергийна междусистемна връзка между България и Гърция.</i>	
Добре развита национална трансгранична и преносна газова инфраструктура	Начален етап на изграждане на газоразпределителна мрежа. Малък дял на битова газификация.	Предоставяне на бизнеса и населението на евтина и екологична алтернатива за енергийни нужди чрез ускорена газификация на страната.	

Дейности	Анализ на състоянието		Потенциал (стратегически и проектен)
	Предимства	Недостатъци	
	<p>Централизираното топлооснабдяване е доказано ефективна и екологична форма за отопление в гъсто населените градски райони (20% от енергийното потребление на домакинствата) и за производство на ЕЕ по комбиниран начин.</p>	<p>Едва 53% от произведената топлинна енергия е от комбинирани инсталации.</p> <p>Технологичните загуби в топлопレンосните мрежи са 20%.</p> <p>Неустановената регулаторна практика създава финансово напрежение и възпира инвестиционната активност.</p> <p>Растат несъбраните вземания от клиенти, респ. дълговете към доставчици.</p>	<p>Комплекси и съвременни мерки за съхраняване на централизираното топлооснабдяване.</p> <p>Дългосрочни решения, включително и промени в нормативната уредба които да гарантират развитието на централизираното топлооснабдяване.</p>
ЕНЕРГИЙНА ЕФЕКТИВНОСТ	<p>Изградена и функционираща институционална рамка за повишаване на енергийната ефективност на страната.</p>	<p>Неефективно използване на енергията и енергийните ресурси от икономиката и бита (енергийната интензивност на страната е 5,6 пъти по-висока от средната за ЕС) – загуба на конкурентоспособност и високи разходи на домакинствата.</p> <p>Пазарът на енергийни услуги е в начален етап на развитие.</p>	<p>Насочване на допълнителни стимули и инвестиции в мерки за повишаване на енергийната ефективност във всички сфери на потребление – енергетика, транспорт, индустрия, услуги и домакинствата.</p>

Дейности	Анализ на състоянието		Потенциал (стратегически и проектен)
	Предимства	Недостатъци	
	Налице е потенциал за модернизиране на енергийните технологии и енергийната инфраструктура.	Високи загуби при производство и преобразуване на енергия. Регулаторната рамка и липсата на конкуренция не създават достатъчно стимули за ефективност при производството и преобразуването на енергия.	Изграждане на нови високоэффективни мощности и повишаване на ефективността в съществуващите. Въвеждане на нови мощности за високоэффективно комбинирано производство. Инвестиции за намаляване на загубите в енергийната инфраструктура.
ПАЗАРИ И КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТ	Въведен е пазарен модел в електроенергийния и газовия сектори	Все още недоразвити пазарни отношения. Отсъствие на електроенергийна борса – липса на конкуренция. Липса на ефикасни управленски практики и оптимизирани корпоративни структури.	Създаване на енергийна борса и сътрудничество с работещите електроенергийни борси в Региона – предпоставка за увеличаване на конкуренцията и развитието на пазара.
	Осигурени са инвестиции за рехабилитация на съществуващи и изграждане на нови електропроизводствени мощности.	Сключените дългосрочни договори ограничават свободно търлуването на пазара количества ЕЕ и броя на участниците на свободния електроенергиен вътрешен пазар.	Въвеждане на модерни управленски и организационни модели.

Дейности	Анализ на състоянието		Потенциал (стратегически и проектен)
	Предимства	Недостатъци	
ЦЕНОВА СТАБИЛНОСТ	Регулираните цени на ЕЕ за малки и средни предприятия (МСП) и за населението са едни от най-ниските в Европа.	Тези ценови равнища не осигуряват достатъчно приходи за финансиране на необходимите инвестиции за повишаване на качеството и сигурността на снабдяването и постигането на екологичните стандарти.	Необходимите покаявания на регулираните цени могат да бъдат управляеми и ограничени до ръст, по-нисък от този на БВП. По този начин целите за сигурно и качествено енергоснабдяване ще бъдат постигнати без това да попречи на икономическия растеж, благосъстоянието на гражданите и достъпността на енергийните стоки и услуги.
	Въведени са тарифни цени и стандартни методи за регулиране.	Тарифните структури не са разходно-ориентирани, регулаторните методи не насърчават ефективността. Това води до енергийно разточителство, изразяващо се в необосновано нарастващи разходи както при производството и транспортването, така и при потреблението на енергия.	Добрите практики на страните – членки на ЕС по отношение на тарифни структури и регулаторни методи могат да бъдат успешно въведени и в България.
	Въведена е система за енергийно подпомагане на социално-слабите домакинства.	Необходимост от гъвкавост на системата към променящите се условия и цени.	Интегрирана държавна политика по отношение на доходите на населението, включително – за защита от енергийна бедност.

Дейности	Анализ на състоянието		Потенциал (стратегически и проектен)
	Предимства	Недостатъци	
	Въведени са нормативни възможности за продължаваци продажби на ЕЕ по регулирани от КЕВР цели за битови потребители и малки и средни предприятия (МСП).	Защитата на тези потребители се извършва по начин, който води до свръхрегулация на енергийните предприятия и до пазарни дефекти.	Пренасочване на усилията на регулатора към създаване на условия за конкуренция и ограничаване на обхвата на регулирането до това на мрежовите компании.

Информация за дълготрайните активи на дружество
за базова година към Г.

(Х.ЛВ.)

№ по ред	АКТИВИ	Услуги по разпределение		Услуги по снабвяване		Общо за дружеството				
		Брутна стойност към началото на регулаторния период	Натрупувана амортизация към началото на регулаторния период	Брутна стойност към началото на регулаторния период	Натрупувана амортизация към началото на регулаторния период	Брутна стойност към началото на регулаторния период	Натрупувана амортизация към началото на регулаторния период			
								в т.ч. придобити чрез финансираня	в т.ч. придобити чрез финансираня	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Материални активи									
2.	Земя									
3.	Сгради									
4.	Въздушни електропроводи									
5.	Подстанции									
6.	Кабелни електропроводи									
7.	Трансформатори									

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8.	Измервателни уреди									
9.	Улично осветление									
10.	Офис оборудване, в т.ч.:									
11.	Компютърни с-ми									
12.	Транспортни средства									
13.	Комуникационни средства									
14.	Други									
15.	Общо материални активи									
16.	Нематериални активи									
17.	Компютърен софтуер									
18.	Други нематериални активи									
19.	Общо нематериални активи									
20.	Общо материални и нематериални активи									

Доц. д-р инж. Йорданка Ангелова

ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ АНАЛИЗ В
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКАТА

Българска
Първо издание

Рецензенти:

Проф. д-р Димо Стоилов – ТУ – София
Доц. д-р Десислава Иванова – ТрУ – Ст. Загора

Формат 64/90/16

Печатни коли 11

ISBN 978-619-239-064-8

Издавателство „Авангард Прима”

София, 2018 г.