



# **БЪЛГАРСКИ ЕНЕРГИЕН И МИНЕН ФОРУМ**

## **BULGARIAN ENERGY & MINING FORUM**

### **1. АНАЛИЗ НА ВАРИАНТИ ЗА РАЗВИТИЕ НА ЕЛЕКТРОГЕНЕРИРАЩИТЕ МОЩНОСТИ В БЪЛГАРИЯ В ПЕРИОДА ДО 2030 Г.**

ВЪЗЛОЖИТЕЛ: НЕК ЕАД

ЗАВЪРШЕН: Януари, 2011

При моделиране на развитието на електроенергийната система, с цел създаване на условия за сравнимост между различните варианти се допуска следното разделяне на инвестиционните разходи по групи:

**Група 1: „Публични проекти и инвестиции в развитие на мрежата”** – инвестиции с участие на държавните дружества, с две подгрупи:

#### **Група 1.1. Публични проекти за нови генериращи мощности**

В тази група са включени инвестициите за нови ядрени мощности, нова заместваща мощност в „Марица изток”, ТЕЦ „Хасково”, нова ТЕЦ с комбиниран парогазов цикъл, ХЕК „Никопол-Турну-Мъгуреле”, ВЕЦ „Горна Арда”, малки ВЕЦ и други. Това не означава, че всички тези проекти ще бъдат изградени обезателно със 100% средства на държавните дружества.

**Група 1.2. Инвестиции в развитие на мрежата:** В тази група са включени инвестициите за модернизацията на преносната и разпределителните мрежи за присъединяване на проектите с ВЕИ. Това също така не означава, че тези проекти ще бъдат реализирани със 100 % средства на държавата. В бъдеще е целесъобразно да се приложат и на други различни форми за привличане на финансов ресурс – частни инвестиционни фондове, структурирания специален „Национален фонд за ВЕИ” по подобие на други държави, или просто разширяване на функциите на съществуващия „Държавен фонд за енергийна ефективност”.

Независимо кой формат от горните ще бъде приложен, важно е да се изтъкне, че такива средства са необходими час по-скоро, за да се осигури изпълнението на националните ангажименти на страната по Директива 28/2009/ЕС – т.н. национална цел от 16% дял на производството на енергия от ВЕИ от общия баланс на произведена енергия към 2020 година.

**Група 2: „Частни инвестиции”** – в тази група са включени всички проекти за ВЕИ, въпреки, че част от тях могат да бъдат и инвестиции на дружества с държавно участие.

### **Видове и групи генериращи мощности моделирани в анализа**

**Група 1: „Съществуващи”** - намиращи се в експлоатация в началото на изследвания перспективен период,

**Група 2: „Договорени”** за включване в експлоатация, съгласно изискванията на Европейски директиви или други договори или ангажименти на държавата и НЕК, и

**Група 3: „Съревноващи се”** с други различни по тип и икономика генериращи мощности за изграждане и влизане в група 2, т.е. за изграждане и експлоатация.

В първата група са всички генериращи мощности, които в момента са в експлоатация, във втората – заявените за изграждане възобновяеми енергийни източници, ТЕЦ Марица изток 1 на AES, ВЕЦ „Цънков камък” и ВЕЦ”Среден Искър”, планираните ко-генерационни централи на природен газ в София и Пловдив, както и нова ко-генерационна централа на биомаса за Топлофикация-София. В третата група са всички други – нови заместващи мощности в комплекса „Марица-изток”, нова ядрена мощност, нови мощности на природен газ с технология на изгаряне „Парогазов цикъл”, каскада „Горна Арда”, ХЕК „Никопол-Турну Мъгуреле”.

В отделна четвърта група са включени т.н. „компенсиращи” променливото производство от ВЕИ генериращи мощности, които са: ТЕЦ”Варна” – 1 блок след рехабилитация, ТЕЦ ”Хасково”, разширение на капацитета на ПАВЕЦ „Чаира”. Моделирането на мощностите от тази група е извършено на база на последните публикувани данни в САЩ от експлоатацията на големи интегрирани системи с участие на ВЕИ и констатацията, че необходимия резерв за тях трябва да се планира в диапазона 20% (без ВЕЦ) и по-малко, ако системата разполага с достатъчно водни централи.

Във възложените анализи тези мощности ще бъдат моделирани като „студен резерв” - за диапазона на часовата неизползваемост на ВЕИ – над 6000 часа, но за подобряване на икономиката на тези мощности, те все пак трябва да бъдат планирани и като генериращи мощности, макар и с малка часова използваемост. Това ще доведе до понижаване на големия резерв в системата, което ще повлияе положително на икономиката ѝ като цяло.

**Основните заключения, които се налагат от анализа са:**

1. Темпото на строителство на нови мощности във ВЕИ влияе пряко на себестойността на произведената енергия, като и при двата сценария от групата SGREEN (А.1 и В.1) това води до почти двойно повишаване на цената на микса до около 10 евроцента/кВтч. в 2020 г. В сравнителната таблица по-долу са приведени някои от най-характерните показатели на 6-те сценарии:

№	Сценарий	Дял на ВЕИ,%	Ръст на себестойността на микса на ел.енергията в 2020 г. спрямо 2008 г., %	Редукция на емисиите на CO <sub>2</sub> в 2020 спрямо 2008 г., %	Системен резерв в 2020 г., %
1	А.1	25%	92,8 %	24%	41 %
2	А.2	17%	87,8 %	14,7 %	33 %
3	А.3	15%	31,7 %	14,6 %	23 %
4	В.1	27%	104,8 %	35 %	49 %
5	В.2	18%	58,5 %	22,13 %	28 %
6	В.3	11%	34 %	16,9 %	25 %

1. Увеличеният мощностен резерв при сценариите с ускорено изграждане на ВЕИ осигурява по-големи възможности за износ на електроенергия;
2. Намалената необходимост от нарастване на мощностите при сценариите от група В води до изместване на инвестициите за изграждане на нови големи генериращи мощности след 2020 г.;

3. Независимо от темпото на изграждане на нови генериращи мощности от ВЕИ, след извеждане от експлоатация на 5 и 6 блок на АЕЦ "Козлодуй" (оптимистично предположение съответно за 2022 и 2024 г.) се налага въвеждане на нови ядрени мощности. Важно е да се подчертае, че ако АЕЦ "Козлодуй" не успее да защити удължението на ресурса на тези два блока – това трябва да стане респективно през 2017 и 2019 г.;
4. От месечния и дневния (за месец декември) товарови графици за 2020 г. при сценария А.2 се налага заключението, че въведените в експлоатация възобновяеми електроенергийни мощности, при положение че са включени в системата приоритетно, т.е без прекъсване на производството, налагат снижаване на годишното натоварването на АЕЦ до около 6500 часа и дневното - в периода от 3-6 часа сутринта с около 15%, което ще влоши икономическите характеристики на тези производства.
5. За резервиране или компенсиране на непостоянните товари от ВЕИ във всички разгледани сценарии се налага да бъдат реализирани в кратки срокове следните инвестиционни проекти:
  - строителството на нова паро-газова ТЕЦ,
  - рехабилитация и запазване в експлоатация на един блок в ТЕЦ "Варна" след 2015г.,
  - повишаване на капацитета на долния изравнител на ПАВЕЦ „Чаира“ чрез изграждане на язовир „Яденица“.За да бъде осигурена стабилността на енергийната система тези мощности трябва да бъдат в експлоатация към 2020 г., когато капацитета на ВЕИ се очаква да достигне максимална стойност. По този начин общата подвърхова мощност за покриване на променливите товари от ВЕИ ще достигне около 900 МВт, което ще задоволи изискването за 20% резерв на ВЕИ в ЕЕС.
6. Сериозният проблем пред енергетиката на страната в момента е избор на подходящ модел и осигуряване на кредитен ресурс за реализация в краткия период до 2018 г. на инвестиции от над 1 млрд. лева за реконструкция и повишаване капацитета на преносната и разпределителните мрежи. Това ще гарантира изпълнението на националната индикативна цел от 16% енергия произведена от ВЕИ и запазване стабилността на ЕЕС.
7. При приетите технико-икономически показатели на ХЕК "Никопол-Турну Мъгуреле" централата се включва в мощностните и енергийни баланси след 2018 г. в сценариите с умерено и забавено развитие на ВЕИ и максималната прогноза на електропотребление (А.2 и А.3).
8. Изчисленият в анализите дял на производството от ВЕИ може да бъде реструктуриран, като част от дела на енергията от ВяЕЦ и ФоЕЦ бъде прехвърлена към „прогнозируемото“ производство от ХЕК "Никопол-Турну Мъгуреле", което като икономически характеристики е съпоставимо с това от ВяЕЦ, но има редица други предимства от регионален и инфраструктурен характер.
9. Предимствата на ТЕЦ на биомаса, изградени като когенерационни инсталации за българската енергетика са многостранни – предсказуеми товари, високо маневрени, ползващи местни енергийни ресурси, възможности за доставка на изгодни цени на топлинна енергия на местни потребители. Такива проекти изискват целенасочена държавна подкрепа на различни нива, за което все още у нас няма никаква готовност, въпреки бързото им развитие в страните от ЕС и някои съседни страни в региона.

10. Сценарий А.2 удовлетворява в най-голяма степен изискването на Директива 28/2009/ЕС. Предвижданият относителен дял на производството от ВЕИ в 2020 г. при него е 17%., а също и количеството небалансирана енергия е най-малко.