

**СТАНОВИЩЕ ЗА ПРОГНОЗИТЕ В МЕЖДИНИТЕ ДОКЛАДИ НА БАН ЗА
ИЗГРАЖДАНЕТО НА АЕЦ „БЕЛЕНЕ“ С ВЪЗЛОЖИТЕЛ „БЪЛГАРСКИ ЕНЕРГИЕН
ХОЛДИНГ“ ЕАД**

Съдържание:

<u>Резюме</u>	1
<u>Предварителни възражения</u>	5
<u>Недостовърни прогнозни резултати</u>	11
<u>Критика на прогнозните модели</u>	16
<u>Изводи</u>	23
<u>Препоръки:</u>	23



Резюме

Междините доклади на БАН за изграждането на АЕЦ „Белене“ имат съществени недостатъци по отношение на: 1) прогнозите за пазарното търсене и дефицит на мощности в България и региона; 2) финансовия модел на проекта АЕЦ Белене и 3) оценката на рисковете на разработените сценарии. Недостатъците правят недостовърни заключенията.

Авторите от БАН не са доказали, че е необходимо да произвеждат различни прогнози за електропотреблението от тези, които са на разположение в ЕСО. Прогнозите им са направени с нереалистични предиктори, силно различни от официалните, включително по трендовете си след 2040.

1. БАН надценяват силно броя на населението в сравнение с прогнозите на Националния статистически институт, Евростат и ООН – най-ниската прогноза на БАН за 2040 е 6 815 хиляди души, докато най-високата на НСИ е за 6 378 хиляди души.
2. БАН допускат, че полезната жилищна площ в България трябва да се увеличава с 1,5% годишно, което няма как да се случи поради намаляването на населението и значителния процент необитавана жилищна площ във вътрешността на страната и в големите градове.
3. БАН завишават темповете на БВП значително над тези на ГДИФ и на ГДЕ на ЕК с повече от 4.2 – 4.4 п. п., и най-високите темпове на МВФ с 1.7 п. п.; не отчитат въздействието на поне две много вероятни икономически рецесии до 2040.
4. БАН не отчитат бъдещата промяна в българското електропотребление вследствие заместването от природен газ в бита и услугите.
5. Прогнозата на БАН за нетния регионален износ на електроенергия не отчита оценките на системната адекватност в региона, съдържащи се в 10-годишните доклади на Организацията на европейските електроенергийни преносни оператори. На базата на тези оценки може да се говори за сигурна пазарна експортна ниша на България от 2 800 GWh. Не се отчитат и прогнозите на ЕК в Референтния сценарий от 2016, в които се предвижда превишение на нетното електропроизводство в страните-членки от региона над вътрешното им потребление. Тук максималният сценарий на БАН е с нулева вероятност; в региона сигурно ще бъдат изпълнени програмите за изграждане на ВЕИ.

Прогнозите на БАН за електропроизводствените мощности не отчитат важни фактори и методологически са неиздържани.

1. Не предвиждат бъдещата политика на ЕС, след като ЕП гласува увеличаване дела на ВЕИ от 27% до 35% от общото потребление на енергия в 2030.
2. Не отчитат започналото връщане в експлоатация на 630 MW на природен газ в ТЕЦ Варна и планираното от ЕКО въвеждане на 1 506 MW нови производствени мощности – 1 119 MW ВЕИ; 187 MW ТЕЦ и 200 MW от

увеличаване на максималната работна активна мощност на двата блока в АЕЦ „Козлодуй“.

3. Прогнозите на БАН за електропроизводствените мощности са направени без задължителния сравнителен анализ на конкурентостта на производството на електроенергия от природен газ и други източници. Този пропуск е недопустим при наличието на свободен борсов пазар и цени, детерминирани от различни разходи за производство;
4. Авторите твърдят, че са правили баланси на мощностите спрямо „Нетното вътрешно потребление“, което е методологически неправилно, защото мощностите трябва да покриват брутното електропотребление, което включва и собственото потребление на централите. Това електропотребление зависи от относителните дялове на различните централите в общото производство и от собственото електропотребление на всяка от тях. Различните комбинации от централи изискват различни мощности за покриване на брутното електропотребление.
5. Балансът на мощностите не е базиран дори на баланса на нетното вътрешно електропотребление, както се твърди в Междинен доклад 1 (МД1), където е описано получаването на прогнозните сценарии на крайното потребление, но не е посочено изчислени ли са и как тези компоненти на нетното вътрешно потребление, които са извън крайното електропотребление. Има пълно съвпадение на данните в Таблица IA.5 и Таблица IV.1, и Таблица II.3. Това, че прогнозите за крайното и за нетното вътрешно потребление в тези таблици съвпадат показва, че балансът на електроенергийните мощности не е направен, така както твърдят от БАН – от таблиците излиза, че е обоснован само с прогнози за крайното електропотребление.

БАН не публикува финансовия модел на проекта АЕЦ Белене и не е възможно да бъдат проверени и верифицирани прогнозите за: „изгладените“ разходи на произведената електроенергия, за нетната настояща стойност и за вътрешната норма на възвръщаемост.

1. В три от своите четири ценови прогнози БАН предвижда различни цени на електроенергията за вътрешния и за регионалния пазар. Това е несъстоятелно, защото в 2027 сигурно ще има единна борсова цена за

производителите, както за вътрешни, така и за външни клиенти. В три от прогнозите се предвижда повишение на цените към 2027 между 20 – 62% и между 43 – 104% към 2040, както и постоянно повишение след това с 1%. Тези прогнози са много ниско вероятни предвид: 1) тенденциите на пазара в последните 10 години – повишение на цената с 42%; 2) тенденцията на задържане и дори спад в себестойността на микса и 3) политическата недопустимост на подобни решения.

2. Вариантите на ценовите прогнози и „изгладените“ разходи на произведената електроенергия в МД2 са изчислени единствено при дисконтова норма от 7%. Липсва оценка при дисконтова норма от 10%. В решението си за одобряване на схема за държавна помощ на унгарската централа „Пакш-2“, ЕК прави оценка на „изгладените“ разходи при дисконтова норма от 7 и 10% и получава съответно 89.9 \$/MWh и 124.9 \$/MWh , т.е. ръстът на разходите е с 38.9% и прави извода, че „изгладените“ разходи няма да бъдат компенсирани от прогнозираните пазарни цени.
3. Тъй като в моделите на БАН „изгладените“ разходи на произведената електроенергия превишават цените, със сигурност за дълъг период се получава отрицателна нетна настояща стойност на проекта. Нашите оценки сочат, че ще бъдат необходими ценови субсидии за двата блока в размер между 2 589 млн. лева до 2051 при сценарий 1 за „изгладените“ разходи и вариант 1 за цените и 4 327 млн. лева до 2063 при сценарий 5 и вариант 4 за цените. БАН не посочват, колко са техните оценки за тези ценови субсидии, с каква продължителност ще бъдат и кой ще ги прави.

Не е завършена оценката на рисковете за прогнозните сценарии и на тази основа не е оценена вероятността от случване на следните комбинации от сценарии:

1. За мощностите и за потреблението, където БАН оперират с между 50% и 400% по-ниско вероятни сценарии наред със средно вероятните;
2. За електропотреблението в региона, където според нас максималният сценарии е с нулева вероятност, а умереният – с много ниска. Тук не е разработен сценарий със средна или висока вероятност;

3. За цените на електроенергията и за „изгладените“ разходи за електропроизводство на АЕЦ Белене, където вторият сценарий е с очевидна нулева вероятност. Тук високите цени са с много ниска вероятност, а средните с ниска вероятност за случване. В това направление също не е предложен сценарий със средна или висока вероятност;
4. За проектната компания за АЕЦ Белене и за лихвения процент. Вероятността на вариантите от 1 до 3 и от 5 до 7 за реализация на проекта е много ниска, а на вариант 8 е нулева, защото е отречен като възможност от всички управляващи досега. Не е случайно, че досега не е търсена възможност за проектно финансиране. Причината е, че единствено Вариант 4 и кредитиране с лихвен процент над 4.5% могат да станат вероятна комбинация и то при пълно ангажиране на държавата с проекта, с реализацията на произведената електроенергия, с неговото банково кредитиране, чрез предоставяне на държавна гаранция, чрез покриване на ценовите субсидии и при съотношение между собствения капитал на проектната компания и кредита 50:50.

Липсата на завършеност на оценката на риска на сценариите и техните комбинации създава основа за недопустими спекулации при изводите. БАН натрупват многобройни комбинации от сценарии и сравняват много ниско вероятни и с нулева вероятност комбинации със средно вероятни. Аргументи за заключенията се извличат от бройките комбинации, а не от тяхната реалистичност. Такъв метод на извеждане на заключения и изводи не съответства на международните стандарти за управление на рискове ISO 31 000 и ISO 31 010.



Предварителни възражения

1. Министерството на енергетиката няма основания да предложи на Министерския съвет да вземе решение за участие в инвестиционен енергиен проект с аргументи от МД1 и МД2. Правителството не разполага

със система за управление на големи публични проекти, с каквато разполагат развитите страни¹. Вземането на такова решение без съответната система е равнозначно на поемане на неоценен риск за бъдещи щети за публичния интерес.

2. БАН не носи професионална отговорност за направените анализи и препоръки с МД1 и МД2. Финансовото моделиране включва пет равнища на дейност, които присъстват в докладите. Но първо, анонимността на колектива, изготвил докладите не позволява да се прецени дали тези равнища са реализирани от сертифицирани за съответната дейност експерти. Второ, всички равнища на дейност би следвало да водят до пакет от аргументи за банково кредитиране на целия проект. В докладите това не се прави, а делът на кредитирането се предполага като въпрос на избор между предлагани варианти. Трето, понастоящем ядрените проекти, които навсякъде се разглеждат като такива с национално значение, подлежат на частично търговско финансиране но само при условие, че има национална политика в подкрепа на ядрената енергетика и съответно за всеки такъв проект по отношение на: кредитоспособността (държавна гаранция); икономическата му конкурентоспособност; условията за изпълнимостта му като цяло; приемливостта и възможностите за управление на рисковете². Това са ключови предпоставки и за АЕЦ Белене и без тяхното наличие банковото кредитиране не е въпрос, който се решава със сценарии от външна експертиза, чиито автори не носят отговорност за последствията от своите препоръки.
3. БАН прилага подходи, методи и модели, които не могат да бъдат верифицирани от независима институция, поради отсъствие на изходни данни, непълни алгоритми, немотивирани допускания, непубликуван финансов модел за оценка на проекта за строителството на АЕЦ Белене и други непреодолими празноти. Това дискредитира докладите като основание за взимане на решения от дългосрочно национално значение. За разлика от докладите на БАН, световно утвърдените фирми с експертиза в посочената област разполагат с доказана компетентност на своите методики и експерти по корпоративни финанси и моделиране, както и на своите техническите експерти, чиято дейност е обвързана със застраховки за професионална отговорност. Това позволява клиентите им да търсят покритие на щети, настъпили от прилагането на неадекватни

анализи, оценки и препоръки. В този смисъл използването на докладите на БАН като основа за вземане на решение ще бъде изцяло и само за сметка на правителството и по никакъв начин не покрива рисковете от неверни или съмнителни резултати и заключения.

4. Важен пропуск е, че дори да приемем прогнозите на БАН за електропотреблението и за мощностите, (които ще бъдат оспорени с аргументи в това становище), не е направен анализ на алтернативните възможности за покриването на нуждите от електроенергия на ниво индивидуален или индустриален потребител. Вече е налице и в бъдеще ще доминират две тенденции за производството на електроенергия – тази от ВЕИ и тази за децентрализация на електрогенерацията, включително чрез навлизане на покривни ВЕИ и капацитети за съхранение на електроенергия, чрез балансиране в рамките на регионални и локални мрежи. При това бъдещо развитие задоволяването на потреблението и компенсирането на излишците от експлоатацията електроцентрали (ЕЦ) само от една свръх централизирана базисна мега мощност, каквато по проект е АЕЦ Белене, е както против тенденциите в глобалния пазар, така и на политиките, свързани с управлението на електроенергийната система (ЕЕС) в ЕС. Развитието на тези тенденции при отсъствието на предварителни дългосрочни договори за изкупуване на нейната електроенергия създава риск новата ядрена централа да бъде дългосрочно неконкурентоспособна като всички негативи от това остават изцяло и само за българската страна. Във връзка с това трябва изрично да се посочи, че докладът на БАН не отчита и факта, че перспективите за децентрализирано производство от възобновяеми източници са залежали и в действащата в момента Енергийна стратегия от 2011³. ЕС стратегически насърчава децентрализацията на електрогенерацията, включително навлизането на покривни ВЕИ и домашен капацитет за съхранение, за балансиране и за активно управление на потреблението, чрез интелигентни мрежи. *БАН напълно игнорира възможностите за децентрализирано производство и управление на електропотреблението от страна на битовите и небитовите потребители в своите прогнози.*



Нереалистични моделни допускания

1. *Сценариите за динамиката на населението, на които се опира прогнозата на БАН, се различават от тези на Националния статистически институт. Авторите не привеждат аргументи за съставянето на своите, различни от официалните, прогнози. В максималния сценарий на БАН, при ръст на БВП от 3 – 4 до 6% годишно, населението нараства с 300 000 души до 2040, или 6.96 млн. души. Не съществува друга подобна прогноза. За сравнение, прогнозите на НСИ, Евростат и ООН⁴ предвиждат намаляване на населението в 2030 до 6.4 – 6.5 млн. души. В методологията на демографската статистика и прогнозиране, динамиката на населението не се извежда от нарастването на БВП. Това допускане противоречи на демографските тенденции в развитите държави, противоречи и на 30-годишната тенденция на намаляване на българското население.*
2. *Полезната жилищна площ в България ще се увеличава с 1,5% годишно. Налице са няколко аргумента против това допускане. Първият е самото намаляването на населението. Вторият – значителния процент необитавана жилищна площ във вътрешността на страната, но и в големите градове, поради трайно пребиваване в чужбина на над 2 милиона български собственици. Жилищната площ не може да бъде надежден фактор за прогнозиране на електропотреблението, заради увеличаващата се ефективност на отопляващите, охлаждащите и другите електроуреди за бита. Затова е нереалистично допусканото годишно увеличение на полезната жилищна площ да бъде с този темп, още по-малко за десетки години напред.*
3. *Високите темпове на растеж на БВП (МД1, стр.30 – 31). Прогнозите за темповете на БВП на БАН надвишават значително официалните. Вариантът „висок растеж“ предвижда 5 – 6% годишен ръст след 2025, „среден растеж“ – 3 – 4%, „нисък растеж“ – 2.5 – 3%. За сравнение, Референтният сценарий на ГДЕ на ЕК прогнозира темп на растеж на българския БВП от порядъка на 1.8% за периода 2020 – 2030 и 1.7% за 2030 – 2040⁵; прогнозата на ГДИФ на ЕК е за ръст от 2.7% към 2020,*

забавяне до 1.6% към 2025 и 1.3% към 2030; прогнозата на МВФ, която е най-оптимистична, предвижда ръст от порядъка на 3.18% – 4.3% до 2030⁶. Така, максималната прогноза на БАН надвишава с поне 1.7% средногодишно максималната на МВФ, и с повече от 4.2 – 4.4% тези на ЕК към средата на следващото десетилетие. Не са приведени никакви аргументи за тези разлики. Прогнозите на БАН не отчитат въздействието на вероятното настъпване на икономически спадове. Залага се линеен модел, който е нереалистичен без поне две рецесии до 2040. Допускането за линеен растеж не съответства на българската реалност. Авторите от БАН използват данни от 1999 насам, които отчитат само рецесията в 2009, но ако се опрат на данни от 1990 ще включат още две тежки икономически кризи – тази от 1990 и тази от 1996. Допусканията за темпове на растеж на БВП не са реалистични – те трябва да бъдат редуцирани заради високата вероятност от бъдещи рецесии.

4. *Висока себестойност на електроенергийния микс (МД1, стр. 147).* Авторите от БАН се опират на това, че себестойността на електроенергията в България е 111.2 лв./MWh за 2016, което изглежда им дава основание за последващи високи прогнозни нива на тази себестойност. Тази оценка фактически е за себестойността на услугата, защото „се съотнася към оценките за цена на активна електрическа енергия на свободен пазар (73 лв. на MWh за 2016 г.) и цената на добавката ЗО (37 лв. на MWh за 2016 г.)“, (МД1 стр. 147). Като цяло себестойността на електроенергийния микс в страната намалява, като за 2016 съгласно решенията на КЕВР е малко над 73 лв./MWh, а за 2017 – малко над 70 лв./MWh. Фактор за запазване на тази тенденция е възстановяването на инвестициите за електроцентрали и генератори на ВЕИ, които ще спрат да се отчитат в себестойността. Авторите на прогнозата са използвали себестойността на централите от Марица изток, където две от централите обявяват висока себестойност поради възстановяване на инвестицията и задължителния режим на изкупуване. (ТЕЦ Марица изток 2 е със себестойност около 73 лв./MWh.) Тази практика ще бъде преустановена до 2027 и това е друг аргумент да се прогнозира снижаване на себестойността на електроенергийния микс.
5. *БАН не съобразява прогнозите си с общностната политика за увеличаване дела на ВЕИ в производството на електроенергия.* Не е взето предвид в

прогнозите, че в средата на януари Европейският парламент гласува делът на възобновяемите енергийни източници да представляват 35% от общото потребление на енергия в 2030 (при досегашен регламент 27%)⁷. Предстоят преговори с ЕК, но заявената решимост на ЕП дава основание да се счита, че тази норма ще бъде приета. За България това ще означава удвояване на инсталираните досега ВЕИ мощности, т.е. нови 1600 – 2000 MW. Изискванията за строителство на централи на ВЕИ ще имат задължителен характер и за съседните на България страни – членки на ЕС. При желанието на страните от Западните Балкани да започнат преговори за присъединяване към ЕС, едно от условията е да спазват нормите, заложи в европейското законодателство за развитие на ВЕИ мощности. Към това трябва да се прибави другата част от документа на ЕП – изискването за повишаване на енергийната ефективност с 35%. От това следва, че максималният сценарий за дефицит на електропотреблението в региона има нулева вероятност за случване, а умереният – ниска. Това означава, че предвиждането за многократно увеличение на износа на електроенергия е напълно нереалистично.

6. *Докладът на БАН не се съобразява с бъдеща промяна в енергийния микс на България под въздействието на заместването на потреблението на твърди горива и на електроенергия в бита от природен газ.* Под натиска на ЕК и наказателни процедури заради замърсения въздух, ще се ускори газификацията на страната. През февруари т. г. пристига високопоставена делегация на СОКАР, която ще започне подготвителни дейности. Договореността беше постигната при посещението на премиера Борисов в Баку и беше официално обявена от президента Алиев. Азербайджан е газифицирал практически цялата територия на Грузия за период само от 2 години и има подобни намерения за България. Реализацията на този проект ще намали крайното електропотребление на домакинствата и сферата на услугите.



Недостовърни прогнозни резултати

БАН заявяват, че прогнозираят търсенето на електроенергия от вътрешното потребление и от очаквания от тях недостиг в региона. Но *авторите създават собствени сценарии за развитието на електропроизводствените мощности без да правят електроенергиен баланс.* „... При оптимистичен и референтен сценарии на производствените мощности не съществуват проблеми с покриване на вътрешното електропотребление, с изключение на периоди с екстремно високо потребление“ (МД 1, стр. 271 и 272). Такава необходимост възниква до 2040 в диапазона 420 – 1670 MW (тук авторите от БАН добавят недостига на региона от 1 500 MW) само при двата песимистични сценария на БАН за производствените мощности, без ръст на дела на ВЕИ, без „интегриране на смарт технологии и акумулиращи системи за увеличаване разполагаемостта на кондензационните централи“ и при високо потребление на електрическа енергия. Само тази комбинация от сценарии позволява да се направи общия извод за необходимост от нови базови мощности от порядъка на 2000 MW, които могат да бъдат и ядрени (МД 1, стр. 271 и 272). Тези прогнозни сценарии са принципно недостовърни и поради пренебрегването на ключовото обстоятелство, че въвеждането на нови електроенергийни мощности ще става само на конкурентен пазарен принцип, който ще се задава само от цените на борсата след 2024 – 2026. Новите централи трябва да са с по-ниска себестойност на електроенергията отколкото борсовите цени, което не е доказано за АЕЦ Белене.

1. *От БАН правят своята умерена прогноза за регионален дефицит на електроенергия в обем от 23 500 MWh в 2025 и 24 800 MWh в 2030 (МД1, стр. 245).* Не може да се верифицира тази за дефицит на регионалното електропотребление и произтичащият от него дефицит на регионални мощности, поради липса на описание на използваната методология. Срещу тази прогноза има много аргументи:

На първо място прогнозираният баланс на мощностите в региона не взема предвид 10-годишните доклади на организацията на европейските

електроенергийни преносни оператори (ENTSO-E), които съдържат сценарии за развитието и прогноза за адекватността на електроенергийната система на ЕС:

- i. Гърция: въвеждането на нови мощности в Ptolemaida в 2022 ще компенсира извеждането на стари. Надеждния капацитет спада с – 2.9% за зимните и за летните месеци до 2025. При очакваното възстановяване на потреблението след 2020, вносът на електроенергия може да запази обема си и да нарасне след 2025. (В Гърция за разглеждания период се очакват – достатъчно устойчиви и значителни потоци от природен газ, които позволяват на енергийната й система да се балансира без нужда от внос на електроенергия. Достатъчно е да се отчетат прогнозите за входящи потоци на природен газ в Гърция в хоризонт до 2030 година – и като количества, и като цени);
- ii. Турция: прогноза за внос на електроенергия от България не е реалистична поради турската стратегия за изграждане на нови мощности. Потвърждава се от 46%-ния годишен спад на вноса в лятото на 2016 и от динамиката след това. Турция предвижда до 2020 да изгради само ВЕИ мощности за 39 000 MW и вече поиска трасе за износ на електроенергия за Македония и Косово с потенциал на 500 MW, което е отразено в плановете на ЕСО;
- iii. Хърватска: страната е зависима от внос през цялата година, особено през зимните месеци, но не внася електроенергия от България. Предвижда увеличаване на капацитета за генерация, който ще смекчи тази зависимост;
- iv. Македония: до 2025 ще спре да бъде вносител; ще увеличи вътрешния капацитет;
- v. Сърбия: до 2020 потреблението ще расте с около 1.05%, а след това – с около 1.1%. До 2020 ще бъдат въведени 850 MW мощности от ВЕИ и въглищни централи с капацитет 950 MW. Този ръст на производството ще изпреварва потреблението и извеждането на стари централи;
- vi. Албания: не може да се очаква голям внос на електроенергия, както поради адекватността на генериращите мощности така и поради перспективата за увеличаване на дела на ВЕИ и мощности използващи природен газ;

- vii. Румъния: предвижда се въвеждане в експлоатация на 1 330 MW нови ядрени мощности до 2020; ВЕЦ и ПАВЕЦ – съответно 277 MW и 970 MW до 2025. Очаква се ограничен ръст на ВЕИ – до 1 400 MW до 2025. Увеличаването на капацитета изпреварва нарастването на потреблението, което е основание страната да бъде нарастващ нетен конкурентен износител.

Второ, официалната прогноза на ЕК в Референтния сценарий от 2016⁸ очертава в държавите от региона превишаване на нетното електропроизводство над вътрешното потребление от 30 200 GWh в 2020 и до 42 000 GWh в 2040. При бъдещи технологии, проекциите на ЕК са за нарастване на инсталираните мощности между 10 и 25% за всички посочени, с изключение на Румъния (-12%).

Трето, при посочените предпоставки достоверната перспективна пазарна експортна ниша на България е от порядъка на 2 800 MWh. Посочените аргументи опровергават твърдението на БАН за необходимо десетократно увеличаване на обема на износа. Нереалистичността на това твърдение на БАН косвено се потвърждава от отсъствие на търсене на партньор за АЕЦ Белене през целия период след рестартирането на проекта, което, от своя страна, на практика напълно изключва възможността от проектно финансиране, предвидено в крайните 1 – 7 варианта за експериментирание на сценариите на прогнозата (МД2, стр.79 – 88).

2. Нереалистична прогноза за борсова цена на електроенергията (МД1, стр.253 – 254).

- i. В 3 от своите 4 ценови прогнози БАН предвижда различни цени на електроенергията за вътрешния и за регионалния пазар. Това е несъстоятелно, защото в 2027 година ще има единна борсова цена на електроенергията на производителите, както за вътрешни така и за външни клиенти. На това изискване отговаря само третата ценова прогноза на БАН, която е представена като регионална.
- ii. БАН предвижда повишение на цените на електроенергията към 2027 между 49.44 и 66.61 €/MWh и до 58.95 и 84.03 €/MWh до 2040 при средна борсова цена за 2017 от 41.18 €/MWh. Това означава ръст между

20 – 62% за следващите 10 години и между 43 – 104% за следващите 23 години.

- iii. Посочените ценови прогнози не кореспондират с оценката на Световната банка в 2016 за разходите за производство – около 72 лв./MWh, или 36.8 €/MWh и с посочената по-горе тенденция на задържане или намаление на себестойността на електроенергийния микс в бъдеще. Тъй като при борсов пазар на електроенергията в дългосрочен план борсовите цени трябва да са близки до себестойността на електроенергийния микс, прогнозата на БАН за реален ръст на себестойността на производство в порядъка на 32 – 66% за следващите 12 години е ненадеждна. Такъв ръст, при очакваното запазване на структурата на генериращият микс в следващите години, е силно съмнителен. В краткосрочен план са възможни резки промени на цените, предизвикани от дисбаланс между търсенето и предлагането при климатични аномалии, като тази в януари 2017 или аварии. Но промените на себестойността на електроенергията, която е базова за борсовите цени, винаги са бавни и отразяват измененията в структурата на генериращите мощности. Трайно нейно повишаване и оттам повишаване на борсовите цени може да има единствено при шокови покачвания на цените на енергоресурсите, използвани за електропроизводство, което *не може да се прогнозира нито за такъв дълъг период, нито с използваната от БАН методология.*

3. *Нереалистична оценка на адекватността на инсталираните мощности (МД1, стр. 268).* Оценката на БАН е за недостиг на базови мощности в страната към 2030 от 0 – 880 MW и за 420 – 1 200 MW след 2030 – 2035. Оценката за недостиг на базови мощности е ненадеждна по следните причини:

- i. Прогнозата на БАН за новите мощности противоречи на официалната прогноза на ЕСО. До 2026 ЕСО планира въвеждането на нови производствени мощности – общо за 1 506 MW: от ВЕИ в обем 1 119 MW: от ТЕЦ – 187 MW и от увеличаване на максималната работна активна мощност на двата блока в АЕЦ „Козлодуй“ 200 MW. Така разполагаемите мощности към 2026 варират между зимен максимум от 9918 MW и летен максимум от 9365 MW. До 2040 за България ЕК предвижда увеличение на

мощностите до 13 100 MW⁹, дължащо се в по-голямата си част на нарастване дела на ВЕИ, като не се предвижда извеждане на значими мощности от ЕЕС. Към 2026 прогнозата на ЕСО е за брутно потребление от 40 410 000 MWh, брутна разполагаемост за производство от 50 240 093 MWh и остатъчна разполагаемост за производство от 9 830 093 MWh. Това съответства на излишни мощности в обем от около 20% на разполагаемите мощности, или на между 1 873 и 1 983.6 MW.

ЕСО прогнозира още, че към 2026 възниква риск за *регулирането* на ЕЕС, вследствие нарастване на мощностите от ВЕИ над 2 500 MW. За балансирането им следва да се изградят **заместващи газови мощности или мощности с комбиниран цикъл на производство**, и/или да се повишат възможностите на ПАВЕЦ „Чаира“, чрез завършване изграждането на язовир „Яденица“ и засилване на капацитета на активното управление на потреблението на енергия (участие на промишлените потребители в механизма на пазара на балансираща енергия).

- ii. Прогнозата на БАН е направена без задължителния задълбочен анализ на конкурентостта на производството на енергия от природен газ. Поглед върху тази конкурентоспособност дава оценката на Агенцията за информация по енергетика на САЩ (EIA). Производството от комбиниран цикъл по напреднали технологии (Advanced Combined Cycle) има най-ниска себестойност – 56.40\$/MWh, (53€/MWh), конвенционалният комбиниран цикъл – 57.30\$/MWh, (53.9€/MWh), ТЕЦ с напреднали технологии – 90.60\$/MWh, (85.1€/MWh), конвенционален ТЕЦ – 109.40\$/MWh, (102.8€/MWh). Изравнената себестойност на производството от АЕЦ по напреднали технологии (Advanced Nuclear) е 99.00\$/MWh, (93€/MWh). Този пропуск е напълно недопустим при наличието на свободен борсов пазар и цени, детерминирани от себестойността на производството на електроенергия от различни енергоизточници.
- iii. Прогнозата за мощностите на БАН се разминава с реалността веднага след публикуването ѝ. След придобиването на ТЕЦ Варна, Сигда ООД планира да въведе в експлоатация 630 MW мощност от ТЕЦ с енергоносител природен газ, за чиято доставка вече има сключен договор

с „Булгаргаз“: Блок № 6 на централата най-късно на 1 април 2018; Блок № 5 – до 1 юли 2018; а Блок № 4 – до 1 ноември 2018. Това създава гъвкава мощност в регион с високо потребление, с 4 пъти по-малки вредни емисии отколкото при въглищните и с нулева запрашеност за големия град, която може да се използва за компенсирание на неравномерността на ВЕИ.



Критика на прогнозните модели

1. Основната критика е, че за разлика от стандартните практики в академичните и приложните изследвания не е възможна независима верификация на резултатите на БАН, защото част от данните, методите и софтуера не са публично достъпни.
2. В подглава 4.1 от МД1 на БАН се описва, че моделирането на електропотреблението в България е постигнато посредством 5 модела, моделиращи различни типове потребители на електроенергия. За всеки един от тези 5 модели е търсено измежду 5 до 11 входни променливи (фактори). В подглава 4.3 се казва, че самата оценка на модели се извършва на база на наблюдения в периода 1999 – 2015, което прави 17 наблюдения. Това създава предпоставки за прекомерно натоварване при статистическото моделиране. При такъв *overfitting* постигнатите точности на модела могат да бъдат силно преувеличени, поради големия брой променливи и малкият брой наблюдения. В този конкретен случай се използва процедура за крос-валидиране (*cross-validation*) при избор на моделни променливи, което не е направено.
3. Оценените моделни коефициенти на петте модела могат да бъдат разгледани в таблицата в подглава 4.3. Там се вижда, че моделът с 5 фактора има най-ниска обяснителна способност, измерена посредством коефициента на детерминация. Моделите с по 6 фактора имат по-висока обяснителна способност и моделът с 7 фактора има най-висока. Това са допълнителни признаци на *overfitting*. В същата таблица, ако стойностите

в скобите са стандартните грешки при оценяването на моделните коефициенти, то при модела за Индустрията има 2 коефициента, които са статистически незначими (съотношението оценка на коефициент към стандартната грешка на този коефициент дава t-стойността, която определя p-стойността или колко е значим коефициента). Двата фактора са GFKF_I и P_Gas_I. Грешката на GFKF_I е 4 пъти по-висока от оценката му, което го прави особено нежелан в модела.

4. При вече оценените модели се вижда, че моделът с най-малко променливи е с 5 променливи, т.е. оценява се модел с 5 променливи със 17 наблюдения, така се пада по по-малко от 4 наблюдения на променлива. Това е моделът за селско и горско стопанство, там се наблюдава и много ниско $R^2 = 0.65$ (колкото по-висок е коефициента на детерминация, толкова по-малко наблюдения са необходими на една променлива, за да се оцени точно даден модел), при такива стойности на коефициента на детерминация, броят на наблюденията трябва да е чувствително по-голям, за да може моделната оценка да претендира за близка до реалността. Със 17 наблюдения на разположение, дори и моделите с четири фактора и коефициент на детерминация над 0.9 са трудно оценени за достоверност.
5. В подглава 4.3 се споменава, че всички моделни фактори са логаритмувани, т.е. преминава се от адитивен към мултипликативен модел. Основен минус на такава методика за прогнозиране е, че мултипликативните модели имат по-висока грешка при прогнозиране за дълъг времеви хоризонт напред и могат да дадат чувствително отклонение от бъдещите реални данни.



Съществени непълноти и недостатъци

1. Балансът на мощностите не е обвързан с баланса на брутното вътрешно електропотребление.

- i. В ДЕЙНОСТ 1А на МД1 е описано получаването на прогнозните сценарии на крайното потребление. В ДЕЙНОСТ II на МД1 е споменато, че са правени баланси на електропроизводствените мощности спрямо „Нетното вътрешно потребление“. Тези баланси не могат да бъдат верифицирани, защото не са посочени алгоритмите за прогнозиране на компонентите на нетното вътрешно потребление извън крайното електропотребление, (МД1, стр. 125). В резултат не е известно, как са получени прогнозите за нетното вътрешно потребление. Освен това те не са публикувани в докладите.
- ii. Има пълно съвпадение на прогнозните данни в **Таблица IA.5. Общо крайно електроенергийно потребление (ГВтч), Таблица II.3 Изходни данни за прогноза на вътрешното потребление и Таблица IV.1. Общо крайно електроенергийно потребление (ГВтч)**. Това, че прогнозите за крайното електропотребление и за нетното вътрешно потребление съвпадат показва, че балансът на мощностите не е направен така, както се твърди в МД1. От таблиците излиза, че той е обоснован само с прогнозни данни за крайното електропотребление.
- iii. Към посочените недостатъци и непълноти се добавя и следното: **Балансът на електропроизводствените мощности е съществено непълен**, дори ако е правен с непоказани в доклада прогнозни сценарии за нетното вътрешно потребление. Балансът на мощностите следва да се направи на база „Брутно вътрешно електропотребление“. Защото потреблението на електроенергия за собствени нужди на ЕЦ зависи от прогнозните сценарии, които задават структурата на мощностите – структура с по-голям дял на ТЕЦ и централи с когенерация има по-голямо собствено потребление на електроенергия и съответно за нея трябва да се предвидят повече мощности; и обратно. Независимо, **че потреблението за собствени нужди на ЕЦ при производство се отнася към разходите за генерация, то трябва да се предвиди, такова каквото е, в баланса на мощностите**. Това не е направено. Така посочената зависимост от прогнозните сценарии за мощностите не е отразена в едни от най-важните прогнозни резултати.

2. След като БАН не публикува финансовия модел на проекта АЕЦ Белене не е възможно да бъдат проверени и верифицирани твърденията на БАН за получените стойности при различни варианти на:
 - i. „изгладените“ разходи на произведената електроенергия (LCOA);
 - ii. нетната настояща стойност (NPV);
 - iii. вътрешната норма на възвръщаемост (IRR).

3. „Изгладените“ разходи на произведената електроенергия LCOE в МД2 са изчислени *единствено при дисконтова норма от 7%*. Липсва оценка за тази себестойност при дисконтова норма от 10%. За използвания от БАН като пример за финансови параметри проект „Пакш-2“, при промяна на дисконтовата норма от 7% на 10% има ръст на LCOE с 38.9%. В Решението си за одобряване на схема за държавна помощ на унгарската централа, ЕК прави оценка на LCOE при дисконтова норма от 7 и 10%. И получава съответно 89.94\$/MWh и 124.95\$/MWh. И прави заключение, че „изгладените“ разходи на произведената електроенергия няма да бъдат компенсирани от прогнозираните цени на електроенергията. Тези оценки, ръста им и съответния ръст на LCOE при АЕЦ „Белене“ са дадени в таблица:

(LCOE в €/MWh)

Показател	Сценарии	„Пакш-2“		БАН за АЕЦ „Белене“			
		ОЕСD/IEA /NEA в \$/MWh	ЕК	1	2	3, 4	5
Дисконтова норма	7%	89.94	80.95	90.2	73.22	82.42	90.64
	10%	124.95	112.45	125.29	101.71	114.49	125.91
Разлика	3%	38.9%	38.9%	38.9%	38.9%	38.9%	38.9%

Нашето заключение е, че дори при силно **завишените прогнозни цени на електроенергията от БАН**, те също **няма да могат да компенсират** „изгладените“ разходи на произведената електроенергия от АЕЦ Белене при **10% дисконтова норма**.

4. **Не е завършена оценката на вероятността от настъпване на рисковете за различните сценарии и съответно за тяхното**

случване. Например, за сценариите на крайното потребление, на база на оценката на рисковете, стандартизираните вероятности от случване са:

Сценарии за потребление	<i>Минимален</i>	<i>Умерен</i>	<i>Максимален</i>
<i>Вероятности</i>	25%	50%	25%

За сценариите на електроенергийните мощности, стандартизираните вероятности са:

Сценарии за мощности	<i>Вероятности</i>
Оптимистичен	25,0%
Референтен	50,0%
Песимистичен	12,5%
Крайно песимистичен	12,5%

С горните наши оценки на вероятностите клетките на **Таблица IV.5. Матрица на сценариите за задоволяване на вътрешното потребление на електрическа енергия** (МД1, стр.268) биха имали следните вероятности за случване:

Сценарии за:	Потребление:	Минимален	Умерен	Максимален
Мощности:	<i>Вероятности</i>	25%	50%	25%
Оптимистичен	25,0%	6,25%	12,50%	6,25%
Референтен	50,0%	12,50%	25,00%	12,50%
Песимистичен	12,5%	3,13%	6,25%	3,13%
Крайно песимистичен	12,5%	3,13%	6,25%	3,13%

Авторите са длъжни да зададат своите експертни оценки за вероятността от случване на всеки от предложените сценарии, защото това ще позволи оценка на вероятността от случване на различните комбинации от сценарии.

С горепосочените примерни вероятности могат да се направят следните предварителни заключения:

- i. *Общата вероятност от случване на референтния сценарий за мощностите с минималния или умерения за потреблението е 37.5% и е 4 пъти по-висока от общата вероятност от случването на песимистичния сценарий за мощностите с минималния или умерения за електропотреблението, която е 9.38%;*
 - ii. *Общата вероятност от случване на референтния сценарий за мощностите с минималния или с умерения за потреблението е с 50% по-висока от общата вероятност от случването на всички сценарии, при които има недостиг на мощности, която е 25%;*
 - iii. *Общата вероятност от случването на сценариите, при които няма недостиг на мощности е 75% и е 3 пъти по-висока отколкото на всички сценарии, при които има недостиг на мощности.*
5. Липсва пълната оценка на рисковете и съответно вероятностите за случването на сценариите за електропотреблението в региона. Според нас очевидно максималния сценарий е с нулева вероятност, а умерения – с много ниска. Тук не е разработен сценарий със средна или висока вероятност.

Тези оценки на вероятностите са задължителни за авторите на докладите. Те не са направили анализи и оценки на рисковете за комбинациите от сценариите. Както се вижда от дадения пример, тези анализи и оценки са изключително важни, за да се даде най-достоверния отговор на въпроса, необходима ли е АЕЦ „Белене“ на българската ЕЕС.

6. Посочената съществена незавършеност на оценката на риска за сценариите на БАН формира непреодолими за възложителя недостатъци и в останалите направления:

- i. за прогнозните сценарии на цените на електроенергията. Предвид критиката в нашето становище, високите цени са с много ниска вероятност, а средните с ниска вероятност за случване. В това направление също не е предложен сценарий със средна или висока вероятност;
- ii. за сценариите за проектната компания за реализацията на АЕЦ „Белене“. Вероятността на вариантите от 1 до 3 и от 5 до 7 за реализация на проекта е много ниска, а на вариант 8 е нулева, защото е напълно отречен като възможност от всички управляващи досега (МД2, стр.79 – 88). Не е случайно, че досега не е търсена възможност за проектно финансиране. Единствено вариант 4 при съотношение между собствения капитал на проектната компания и кредита 50:50 *може да стане вероятен* и то само при пълно ангажиране на държавата с проекта, с реализацията на произведената електроенергия и с неговото банково кредитиране (с държавна гаранция);
- iii. за сценариите с лихвен процент. Всички те, очевидно, са с нулева вероятност. Може да стане възможно кредитиране с лихвен процент около 5% при пълно ангажиране на държавата с проекта, за реализацията на произведената електроенергия и за неговото банково кредитиране (предоставяне на държавна гаранция) и при съотношение между собствения капитал на проектната компания и кредита 50:50.

7. **Липсата на завършеност на оценката на риска на сценариите създава основа за недопустими спекулации при изводите.** Натрупват се многобройни комбинации от сценарии и това дава възможност ниско вероятни комбинации да се сравняват с високо вероятни; аргументи за заключенията се извличат от бройките комбинации, а не от тяхната вероятност. Както е показано в т. 2 по-горе, такъв метод на съпоставка и правене на заключения от финансовия анализ е силно подвеждащ.



Изводи

1. Недостоверността на допусканията, ниската вероятност на голяма част от сценариите и недостатъците на прогнозните модели правят напълно несигурни трите основни заключения от докладите БАН:
 - i. че ще са налице нива на вътрешно и регионално електропотребление и недостиг на мощности;
 - ii. че има жизнеспособни прогнози за цените и за себестойността на произведената от ядрената централа електроенергия;
 - iii. че съществуват варианти за проектно изграждане на централата с кредити.
2. На базата на тези заключения не може да се направят изводите, че има пазарен потенциал за нова базисна мощност от 2 000 MW и, че АЕЦ „Белене“ може да бъде финансово жизнеспособна при определени варианти.
3. Заключенията и изводите на БАН не могат да бъдат използвани като аргумент при взимане на стратегически решения в сектора.



Препоръки:

Към Възложител БЕХ и Изпълнителя. БАН следва:

1. Да приведе своите аргументи за отказа си да ползва разработените за нуждите на ЕСО и приети от тях с висока оценка дългосрочна прогноза и софтуер за прогнозиране на електропотреблението в България;
2. Да направи отново прогнозите си за крайното електропотребление, като вместо свои допускания използва: официалните прогнози за населението на НСИ и на ЕК и за БВП на Главна дирекция енергетика,

на Главна дирекция икономика и финанси на ЕК и на МВФ; направи реалистична прогноза за динамиката на жилищната площ, свързана с официалната прогноза за динамиката на населението; и като коригира възможностите за износ на електроенергия от България съобразно направените възражения, посочените тук реалистични възможности и използва официалните прогнози на ЕК в Референтния сценарий от 2016;

3. Да допълни прогнозите си с модули за елементите на нетното вътрешно потребление и с модул за прогнозиране на собственото потребление на централите при различните сценарии за структурата на генериращите мощности;
4. Да отстрани посочените по-горе недостатъци в своите статистически модели;
5. Да преработи своите прогнози за динамиката на електропроизводствените мощности, като ги обвърже с прогнози за брутно електропотребление в страната, с реалистични сценарии за електропотреблението в региона и с енергийната стратегия на ЕС.
6. С дисконтова норма от 10% да направи втора оценка на всички зависещи от тази норма прогнозни стойности;
7. Да завърши оценката на риска за използваните в докладите сценарии и варианти, като посочи вероятността за случването на всеки един от тях. На тази база да изчисли и посочи вероятността от случването на всяка комбинация от сценарии и варианти. Да отстрани ниско вероятните и изследва само тези комбинации, които са със средна и над средна вероятност за случване;
8. Да проведе тестове с финансовия модел на проекта АЕЦ „Белене“ едва след като бъде доказано със средно или над средно вероятни комбинации от сценарии, че ще са налице нива на вътрешно и регионално електропотребление и на недостиг на мощности.

Министерството на енергетиката следва:

1. Да отговори на въпроса за професионалната отговорност на БАН относно заключенията и изводите в докладите;

2. Да направи оценки на рисковете за използваните в докладите сценарии и комбинации от сценарии и вземе последващи решения след като е наясно с вероятността за случването на всеки един от тях;
3. Със съдействието на Министерството на финансите да направи проучване на възможностите и лихвите за кредитиране на строителството на АЕЦ „Белене“, без държавна гаранция и без гаранции за задължително изкупуване на електроенергията;
4. Да възложи на независима сертифицирана в областта фирма или институция, или да поиска от ГД „Енергетика“ на ЕК да верифицира прогнозите за електропотреблението, за генериращите мощности, за цените, за вариантите за проектно строителство на АЕЦ „Белене“, за кредитирането, заключенията и изводите в докладите на БАН.

¹ Knut F. Samset, Gro Holst Volden, Nils Olsson and Eirik Vårdal Kvalheim, Governance Schemes for Major Public Investment Projects, A comparative study of principles and practices in six countries

² THE CHALLENGE OF FINANCING NUCLEAR POWER PLANTS, B.J. CSIK, International Atomic Energy Agency

³[https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/epsp/22_energy_strategy2020 .pdf](https://www.me.government.bg/files/useruploads/files/epsp/22_energy_strategy2020.pdf)

⁴ ЦАУР, [Доклад за населението, ноември 2017](#)

⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>

⁶ ЦАУР, [Доклад за населението, ноември 2017](#)

⁷ <http://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20180112IPR91629/meps-set-ambitious-targets-for-cleaner-more-efficient-energy-use>

⁸ <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>

⁹ Според статистиката на ENTSO-E България разполага с над 4 000 мегавата ВЕИ мощности от общо 12 700 мегавата, като в това число се включват хидроенергийни мощности – 2 207 мегавата. Фотоволтаиците са били общо 1 043 мегавата, ветроенергийните мощности – 701 мегавата, а инсталациите на биомаса – 69 мегавата. <https://www.entsoe.eu/Pages/default.aspx>