

ОКОНЧАТЕЛЕН ДОКЛАД ОТНОСНО ВЪЗМОЖНОСТТА ЗА РЕАЛИЗАЦИЯ НА АКТИВИТЕ НА АЕЦ „БЕЛЕНЕ”

РЕЗЮМЕ

Отговорът на въпроса какви са възможностите за реализация на активите на АЕЦ „Белене”, поставен в решение № 1068/15.12.2016 г. на МС (РМС), изисква комплексна оценка на редица фактори, от които зависи електропотреблението и електропроизводството. Във връзка с това, на 30.01.2017 г. беше подписан договор между БЕХ и БАН за разработване на „Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)”, с Техническо задание, в което точно са определени всички дейности, чрез които трябва да се оценят факторите, от които зависи електропотреблението и производството на електроенергия в България с хоризонт 2040 г. Тези дейности са:

1. Дейност I – Цялостна макроикономическа оценка на развитие на българската и европейските икономики в следващите десетилетия.
2. Дейност IA – Анализ на състоянието и перспективите за развитие на електроенергетиката в България. Прогнози на електропотреблението до 2040 г.
3. Дейност II – Цялостен анализ на състоянието и развитие на електроенергийния сектор. Задоволяване на електропотреблението до 2040 г.
4. Дейност III – Изследване на тенденциите на развитие на енергийните пазари в Европа и възможностите на България да продължи да бъде износител на електроенергия. Това обхваща и анализ на ценовите нива на електроенергията на енергийните борси и в страната.
5. Дейност IV – Разработване на препоръки за необходимостта от изграждане на нови мощности (включително АЕЦ „Белене”).
6. Дейност V – Анализ на възможността проектът АЕЦ „Белене” да бъде реализиран на пазарен принцип и разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с Проекта АЕЦ „Белене”, в отделно търговско дружество и провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол.
7. Дейност VI – Анализ на състоянието и перспективите за развитие на „Мини Марица-изток”.
8. Дейност VII – Социални измерения на развитието на електроенергетиката и на либерализацията на електроенергийния пазар.

В окончателния доклад относно възможностите за реализиране на активите на АЕЦ „Белене” са включени само онези резултати от предвидените в Техническото задание дейности, които имат отношение към въпроса, поставен в цитираното РМС от 15.12.2016 г.

1. Три варианта на макроикономическа прогноза за развитието на България до 2040 г.:

- на висок растеж, при който се допуска, че ще има съвпадение и наслагване на влиянието на всички положителни фактори за растеж и се очаква реалните

темпове на брутен вътрешен продукт (БВП) да бъдат между 3.5-6% годишно, като от 88.6 млрд. лв. през 2015 г. БВП да достигне до 611 млрд. лв. в текущи цени през 2040 г.

- на умерен растеж, който се изгражда на хипотезата, че някои от възможностите за ускорено развитие ще бъдат използвани частично през отделните периоди от време. В този случай се очаква реалните темпове на растеж на икономиката да са между 3-4% годишно и БВП да достигне до 432 млрд. лв. в текущи цени през 2040 г.
- на нисък растеж, при който се предполага съвпадение и наслагване на всички отрицателни процеси – няма да има положителна промяна при използване на потенциалните фактори за растеж, а световната и европейската икономики ще продължават да се развиват със забавени темпове. В този случай се очаква реалните темпове на растеж да бъдат между 2.5-3% годишно, при което БВП ще достигне до 334 млрд. лв. в текущи цени през 2040 г.

2. Прогнози за електропотреблението въз основа на направените прогнози за икономическо развитие на страната до 2040 г.

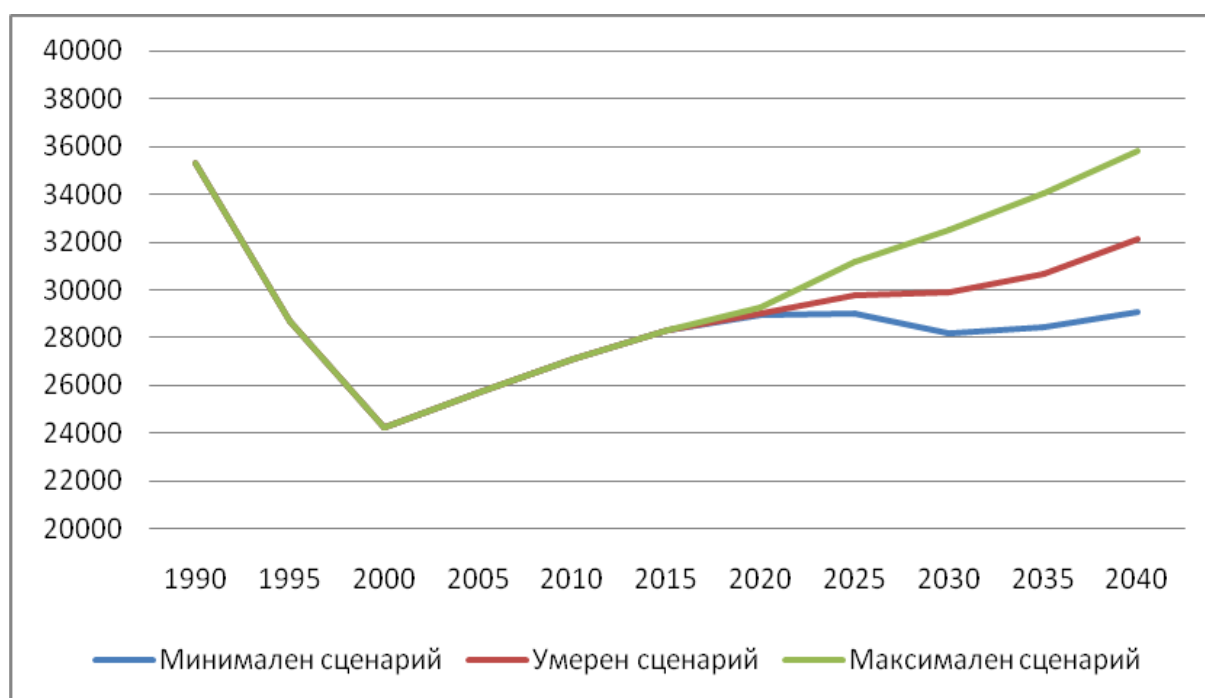
Потреблението на електрическа енергия се прогнозира въз основа на анализ на структурата на икономиката, цикличните ефекти върху електропотреблението, доходите, мерките за енергийна ефективност и регулаторни фактори, при отчитане на следните сектори:

- домакинства;
- индустрия;
- услуги;
- транспорт;
- аграрен сектор.

Използват се общи фактори като доходи и брой на населението, брутна добавена стойност по сектори, брой на заетите лица, инвестиции, както и някои специфични фактори: средногодишна температура, полезна жилищна площ, цени на енергийни ресурси, електрификация в транспорта, в т.ч. навлизане на електромобилите, разгърната застроена площ на жилищни и други сгради в сферата на услугите.

Резултатът от минималния сценарий показва, че не се очаква съществено увеличаване на електропотреблението до 2040 г. При сценария за високо потребление, увеличението спрямо 2015 г. е със 7.3 ТВтч към края на прогнозния период.

Прогнози за общо крайно електроенергийно потребление (ГВтч)



3. Търсене и предлагане на електроенергия в региона – страните от Балканския полуостров и Унгария (без България)

Разработени са три варианта на прогноза за търсенето и предлагането на електроенергия в региона до 2040 г. Вариантите са дадени без Турция и с Турция. Основание за това е, че към 2015 г. Турция формира половината от потреблението на електроенергия в региона, като се прогнозира, че делът ѝ ще нарасне до 60% през 2040 г.

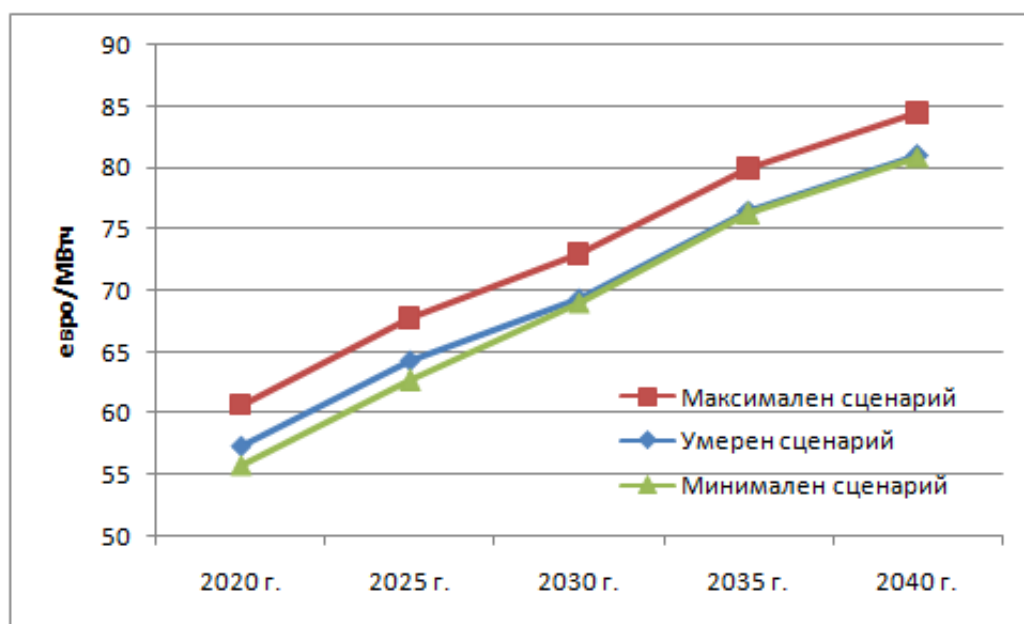
Трите варианта са разработени на база на оценки за изпълнението на заложените планове за извеждане и изграждане на нови мощности в отделните страни.

- При **минималния сценарий**, ако страните реализират своите инвестиционни планове в областта на електроенергетиката, в региона след 2025 г. не се очертава недостиг на електрическа енергия. Отделни мощности в региона могат да осъществяват износ поради конкурентна цена на производството.
- При **умерения и максималния сценарий** (без Турция) прогнозата показва, че регионът ще изпитва недостиг на електроенергия, който е възможно да се задоволи и с внос.
- Към 2030 г. при умерения сценарий недостигът е от порядъка на 24 ТВтч.
- Към 2030 г. при максималния сценарий недостигът е около 49 ТВтч.
- Направена е системна оценка на работа на обединените електроенергийни системи в региона, съобразена с прогнозираните дефицити на електроенергия (без Турция), към 2030 г. Тя показва, че има възможност за интегриране на нова базова мощност с около 1500 МВт.

4. Прогнози за борсови цени в региона при либерализиран пазар на електроенергия

Въз основа на изследваните тенденции на развитите енергийни пазари в ЕС и в региона, се прилага специално разработен за тази цел иконометричен модел за прогнозиране на борсовите цени на електрическа енергия, отчитащ следните фактори: потребление на електрическа енергия, междусистемна свързаност, конвергенция на пазарите, цени на ресурси за производство на електрическа енергия, степен на използване на ВЕИ, цени на емисии на парникови газове, цена на финансовия ресурс.

Прогнозни борсови цени в региона (евро за МВтч)



До този момент не са правени прогнози за регионалните цени. За да се стигне до тези общи регионални борсови цени, предварително са прогнозирани борсови цени за отделните страни в региона. В допълнение се сравняват резултатите от модела по страни с прогнози за тях от официални чуждестранни източници, които показват несъществени разлики между резултатите на прогнозите.

Например прогнозата за борсовата цена в Турция на Türkiye Garanti Bankası A.Ş за 2020 г. е около 76 щатски дол./МВтч (около 63 евро/МВтч при текущия валутен курс), докато прогнозната борсова цена на БАН за Турция е 64 евро/МВтч.

В Енергийната стратегия на Румъния се прогнозира цена в рамките на 65-85 евро/МВтч в периода 2030-2050 г., докато прогнозата на БАН за Румъния е за 69-80 евро/МВтч за 2030-2040 г.

Оценката на ЕК за изграждането на унгарската АЕЦ Пакш се основава на прогнозни борсови цени между 75-85 евро/МВтч през 2040 г., като прогнозата на БАН за Унгария е за цени на електрическа енергия на борсата в порядъка на 78-82 евро/МВтч.

Прогнозните борсови цени на Световната банка за България са в интервала 43-47 евро/МВтч на вътрешния пазар без отчитане на конвергенция през 2020 г., при прогноза на БАН за България от 48 евро/МВтч. Прогнозата в Регионалния доклад за Югоизточна Европа на South East Europe Electricity Roadmap цените на едро за България се движат от 46 евро/МВтч през 2020 г. до 67-75 евро/МВтч към 2040 г.

5. Състояние и възможности за развитие на съществуващите в България електропроизводствени мощности до 2040 г.

Съществуващата електроенергийна система е балансирана и разполага с достатъчно мощности с хоризонт за работа в съответствие с техническите характеристики на основите мощности, чиито живот при определени условия може да продължи до 2040 г. Системата разполага с производствени мощности, които надхвърлят нуждите на вътрешното потребление, с изключение на периоди с върхово потребление. Излишъците на електроенергия обуславят позицията на страната ни като нетен износител в региона. Условията, които предопределят дългосрочно възможността за работа на сегашните мощности, произтичат от следните основни изисквания на ЕК:

- екологични изисквания за нива на допустими емисии и ценово влияние на търговията с въглеродни емисии;
- либерализация на електроенергийния пазар;
- дял на ВЕИ в крайното потребление на енергия.

Разработени са четири варианта, които прогнозираят живота на мощностите с хоризонт 2040 г. – оптимистичен, референтен, песимистичен и крайно песимистичен.

- оптимистичен сценарий за работа на производствените мощности – обхваща работа на въглищните централи до изчерпване на техническия ресурс на основни съоръжения, при което се допуска и забавяне на мерките за декарбонизация;
- референтен сценарий за работа на производствените мощности – обхваща работа на най-ефективните ТЕЦ на въглища при планиране на сроковете за експлоатация след 2040 г. и поетапно извеждане от експлоатация на енергийни блокове до 2035 г. Оставащите в работа ТЕЦ гарантират нуждите на системата от маневрени мощности и позволяват износ през месеците с ниско потребление до 2035 г. След 2035 г. при високо потребление възниква необходимост от нови базови мощности;
- песимистичен сценарий за работа на производствените мощности – обхваща работа на ТЕЦ на въглища при условия на по-ранно прекратяване на експлоатацията им по екологични или финансови причини. След 2030 г. възниква нужда от базови мощности, а след 2035 г. възниква необходимост както от нови маневрени така и от нови базови мощности;
- крайно песимистичен сценарий за работа на производствените мощности – обхваща работа ТЕЦ на въглища при условия на значително по-ранно прекратяване на експлоатацията им по екологични причини. След 2025 г. възниква нужда от базови мощности, а след 2030 г. възниква необходимост както от нови маневрени така и от нови базови мощности.

Тези сценарии са допълнени с вариант на алтернатива за нисък ръст на ВЕИ след 2020 г. и липсата на заявен инвеститорски интерес за реализация на нови проекти от този характер.

Необходимостта от нови мощности е анализирана за всеки от разгледаните варианти за електропотребление и за развитие на съществуващите мощности. **Резултатите от анализите показват, че в зависимост от конкретните варианти за задоволяване на вътрешното потребление на електроенергия, са необходими 1650 МВт маневрени мощности за работа при диспечирание. След 2030 г. и съответно след 2035 г. за работа в базов режим се очертава необходимост от нови мощности от 420 МВт до 1670 МВт.**

Заключение: от направените анализи и изводи относно развитието на електроенергийните системи на България и на тези в региона следва:

При повечето сценарии, прогнозираният недостиг на електроенергия в региона след 2030 г. води до необходимост от порядъка на 1500 МВт инсталирана базова мощност.

Независимо от планираните действия за осигуряване на максимално дълъг срок за работа на централите от комплекса „Марица-Изток” след 2030-2035 г. се очертава дефицит на мощности.

Перспективите пред националната електроенергийна система показват, че в средносрочен план България трябва да предприеме действия за компенсиране на недостиг на маневрени мощности до 1650 МВт и на базови мощности в диапазон от 420 МВт до 1670 МВт.

Разглеждайки в дългосрочен период сигурността на електроенергийните доставки за страната, трябва да отчете, че в хоризонта до 2050 г. предстои извеждане на основните блокове на АЕЦ „Козлодуй”.

Общият извод от комплексния анализ на мощностите в страната и региона показва необходимост от нови базови мощности от порядъка на 2000 МВт, които могат да бъдат и ядрени.

6. АЕЦ „Белене” – възможности за реализация на активите

Извършената прогнозна дейност относно икономическите, пазарните и системните фактори, съобразена с изискванията по отношение на развитието на енергийната система на ЕС, показва, че от гледна точка на пазарните условия има възможност за изграждане на нова ядрена мощност в региона, и в частност в България. Това е едно от двете водещи условия за реализиране на такъв голям проект. Второто условие е финансовата жизнеспособност на проекта.

Съгласно решението на МС от 15.12.2016 г. и Техническото задание към договора между БЕХ и БАН, в доклада трябва да се отговори на въпроса – *„Възможно ли е проектът АЕЦ „Белене” да бъде реализиран на пазарен принцип и разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с Проекта АЕЦ „Белене”, в отделно търговско дружество и провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол“.*

По отношение на поставения въпрос за отделяне на активите и пасивите на НЕК, свързани с проекта АЕЦ „Белене”, в отделно търговско дружество, и провеждане на процедура по реда на Закона за приватизацията и следприватизационния контрол, отговорът е, че от нормативна гледна точка е реално. Това е една възможност за реализация на активите, както и за включване на стратегически инвеститор за построяване на централата.

Очертават се два основни подхода за реализация на активите на АЕЦ „Белене” – единият е продажба, а другият е търсене на стратегически инвеститор. Направените проучвания на първия вариант показват, че продажбата на активите може да се осъществи много трудно и на загуба. Основните причини са:

- Реакторите са произведени по точна спецификация, която най-добре отговаря на вече изградената инженерна инфраструктура на площадка АЕЦ „Белене”.

- Известно е, че на практика производителят на реакторите е и строител на централата, което означава, че евентуална продажба може да се осъществи чрез него.
- Досегашният опит показва, че продажбата на старото оборудване на АЕЦ „Белене“ е реализирана на по-ниска стойност, а опитите за предлагане на сегашното оборудване за продажба не са успешни.

В заключение приемаме, че вариантът за продажба на активите остава като последна възможност, ако не се намери стратегически инвеститор и държавата се откаже от тяхната реализация на площадка „Белене“ или на площадка „Козлодуй“. Очевидно е, че най-неблагоприятният вариант по отношение на активите на АЕЦ „Белене“ е да не се предприемат никакви действия за тяхната реализация.

Финансов модел за реализиране на АЕЦ „Белене“

Водещите условия за реализиране на такъв голям проект като АЕЦ „Белене“ са две. Едното е наличие на пазар, а другото е финансовата жизнеспособност на проекта. За да се отговори на въпроса доколко би бил финансово жизнеспособен проектът АЕЦ „Белене“, съответно беше разработен комплексен финансов модел, чрез който да бъдат проиграни реално възможни варианти при различни комбинации на входните параметри. Групите параметри са формирани на база на анализи на:

- инвестиционните и оперативните експлоатационни разходи;
- параметри за финансиране на проекта, които включват величина и съотношение между привлечения капитал (главница и лихва) и собствения капитал;
- технически характеристики на централите – капацитет, експлоатация и поддръжка;
- либерализиран регионален пазар на електроенергия – прогнозни варианти на цени.

Стойностите на параметрите са извлечени от техническа документация, експертни оценки, еталонни сравнения, и са съгласувани с Възложителя.

Финансовият модел за проекта АЕЦ „Белене“ е проигран в широк диапазон от допускания за входните параметри и при различните сценарии на прогнозни цени за периода на неговото строителство (2019-2027 г.) и експлоатация (2027-2087 г.). Броят на комбинациите при всяко проиграване зависи от броя на параметрите, отразяващи съотношението между привлечен и собствен капитал, стратегически инвеститор без държавата, стратегически инвеститор заедно с държавата, и прогнозните комбинации от цени и натоварване на мощностите. В отделни случаи броят на проиграните комбинации достига 90.

Интервалът на входните параметри на модела обхваща от консервативно оценени стойности до оптимални, които могат да бъдат постигнати при определени политики на управление на финансовата реализация на проекта.

В зависимост от комбинациите входни параметри и ценови варианти, получените резултати от финансовия модел показват, че при крайно консервативни (високи стойности на входните параметри) – инвестиция над 10.5 млрд. евро, високи оперативни разходи, съотношение привлечен/собствен капитал, по-малко от 70/30%, и лихва над 4.5%, няма комбинация, в която проектът да бъде финансово жизнеспособен.

В случаите, когато моделът е проигран с оптимизирани стойности на параметрите – инвестиция по-малка от 10.5 млрд. евро, оптимизирани оперативни разходи и

съотношение привлечен собствен капитал, равен или по-висок от 70/30%, и лихва под 4.5%, има комбинации, при които проектът е финансово жизнеспособен.

Резултатите, получени от проиграването на финансовия модел на АЕЦ „Белене” в **целия диапазон на допустими стойности** на неговите параметри показват, че разделителната линия между жизнените и нежизнеспособните сценарии на проекта, се определя от следните стойности:

- инвестиционни разходи под 10.5 млрд. евро;
- съотношение привлечен/собствен капитал по-голямо или равно на 70/30 (примерно 80/20);
- лихва под 4.5%.

Комбинациите, в които участва по-високият пазарен сегмент на борсови цени на електроенергията, осигуряват и интереса на инвеститора по отношение на печалбата.

Вариантите с участие на държавата осигуряват значително по-добри възможности за жизнеспособността на проекта, включително при по-ниски прогнозни цени.

На 16.10.2017 г. излезе Решението на ЕК по отношение на строителството на унгарската АЕЦ „Пакш 2”. Параметрите на тази централа са близки до тези на АЕЦ „Белене”, което даде възможност финансовият модел за АЕЦ „Белене” да се проиграе, като се вземат предвид вече реално договорените параметри за финансиране на унгарската електроцентрала по отношение на инвестиция, условия за получаване на привлечен капитал (лихва) и съотношение привлечен/собствен капитал. Резултатите от проиграването показват, че проектът е финансово жизнеспособен с изключение при най-ниски прогнозни борсови цени и потвърждават направените изводи относно разделителната линия между жизнените и нежизнеспособните сценарии.

Комплексното разработване на поставения въпрос за реализация на активите на АЕЦ „Белене” е направено на база на дългосрочни прогнози. Известно е, че те винаги крият риск по отношение на получените крайни резултати. Финансовият модел на проекта е адекватен по отношение на изведените тенденции в бъдещето, но конкретните стойности са обременени с вероятностна стойност. Това означава, че пазарният риск остава значим фактор при взимане на крайното решение. Съществуването на този риск оправдава търсенето на стратегически инвеститор, с когото държавата да го сподели.

Получените от проиграването на модела финансови резултати позволяват да се подготви стратегия за водене на преговори както с потенциалните инвеститори, така и с основния изпълнител на проекта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

От направените анализи и изводи относно развитието на електроенергийната система на България и тези в региона, както и резултатите от проиграванията на финансовия модел на АЕЦ „Белене”, следва:

Прогнозираният недостиг на електроенергия в региона след 2030 г. предопределя необходимостта от минимум 1500 МВт инсталирана базова мощност.

Независимо от планираните действия за осигуряване на максимално дълъг срок за работа на централите от комплекса „Марица-Изток” след 2030-2035 г., при повечето сценарии се очертава недостиг на мощности за покриване на потреблението в страната,

в т.ч. на маневрени в размер до 1650 МВт и на базови в размер от 420 МВт до 1670 МВт.

Общо за България и региона се очертава необходимост от около 2000 МВт нова базова мощност.

Перспективите пред развитието на националната електроенергийна система показват, че в средносрочен план България трябва да предприеме действие за компенсиране на недостиг на маневрени и базови мощности, като се отчитат политиките на ЕС за изграждане предимно на ниско емисионни производства на електроенергия, каквито са централите на газ, ВЕИ в т.ч. ВЕЦ и ядрените мощности за базовия сегмент.

Разглеждайки в дългосрочен период сигурността на електроенергийните доставки за страната, трябва да се отчете, че в хоризонта до 2050 г. предстои извеждане на основните блокове на АЕЦ „Козлодуй”. В този случай построяването на нова ядрена мощност може да се разглежда като заместваща.

Налице е оборудване за АЕЦ и площадка, в които са вложени над 3 млрд. лв., което поставя на дневен ред въпроса за реализиране на активите на АЕЦ „Белене”. В допълнение, извършените дейности за реализация на този проект, като лицензиране на площадката, ОВОС, изготвен проект и разрешение за строителство, го поставят в позицията на изпреварващ с 5 до 8 години проекти в начална фаза в региона.

Резултатите от извършените проигравания на финансовия модел на АЕЦ „Белене” показват параметрите, при които проектът е реално жизнеспособен, и параметрите, при които не е. Вариантите с участие на държавата осигуряват значително по-добри възможности за жизнеспособността на проекта, което предполага заключението за държавен дял в евентуална бъдеща проектна компания. Друго основание за участие на държавата в този проект е произтичащите от международни споразумения задължения на държавата по отношение на ядрения риск и осигуряване на финансови средства за управление на радиоактивните отпадъци и извеждане от експлоатация.

Резултатите по отношение на електропотреблението в България и региона, както и резултатите от финансовия модел на АЕЦ „Белене”, показват, че е възможна реализация на проекта АЕЦ „Белене” при условие, че бъдат постигнати параметрите, заложи в вариантите с финансова жизнеспособност.