



Договор с предмет:

„Изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)”

МЕЖДИНЕН ДОКЛАД 2

/ОКОНЧАТЕЛЕН/

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 следприватизационен контрол”

31 октомври 2017 г.

СЪДЪРЖАНИЕ

Въведение	6
1. Поддейност V.1. Техничко-икономически и правен анализ на възможностите за използване на придобитото оборудване с дълъг цикъл на производство за изграждане на атомна електроцентрала на площадка „Белене“ на пазарен принцип	9
1.1. Поддейност V.1.1. Техническите параметри на оборудване придобито въз основа на решението по арбитражно дело ICC Case 18086/GZ/МНМ и съществуващите в „НЕК“ / на площадка „Белене“ активи, свързани с Проект „АЕЦ Белене“	9
1.2. Поддейност V.1.2. Настоящ енергиен баланс на ниво система/предприятие и прогнози за производство, вътрешно потребление и износ/внос, с цел преценка на необходимостта от изграждане на нова ядрена мощност АЕЦ „Белене“	13
1.3. Поддейност V.1.3. Международна, европейска и национална правно-регулаторна рамка по отношение изграждането на нова ядрена мощност	13
1.3.1. Основни документи, свързани с изграждането на нова ядрена мощност	14
1.3.2. Планиране. Решение за изграждане. Лицензионен режим	17
1.3.3. Нотификации	23
1.3.4. Осигуряване безопасността на ядрените централи	24
1.3.5. Отговорност за ядрена вреда	26
1.3.6. Управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци	27
1.3.7. Извеждане от експлоатация	29
2. Поддейност V.2. Разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на „НЕК“, свързани с проекта „АЕЦ Белене“, в отделно търговско дружество с цел провеждане на последваща процедура по реда на закона за приватизация и следприватизационен контрол	32
2.1. Отделяне на пасивите и активите на „НЕК“ ЕАД, свързани с проекта АЕЦ „Белене“ в самостоятелно юридическо лице и последващата му приватизация	32
2.2. Приватизация чрез продажба на обособена част	34
3. Поддейност V.3. разработване на финансов модел за прогнозиране на паричните потоци от потенциалното изграждане на АЕЦ „Белене“	36
Въведение	36
3.1. Проектът АЕЦ „Белене“	37
3.1.1. Състояние на проекта – идея, технология, развитие на проекта, текущо състояние	37
3.1.2. Финансиране на проекта	39
3.2. Финансов модел	40
Логика, функционалност и информационно осигуряване	40
Методологически подход на финансовия модел	41
3.3. Финансови анализи	47
Основни допускания	47
Разглеждани сценарии	68
Резултати от финансовия анализ	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
Литература	95

СПИСЪК НА ТАБЛИЦИТЕ

Таблица V.1. Допускания за експлоатация и натоварване на мощностите на АЕЦ „Белене“	48
Таблица V.2. Еталонни сравнения за планираното натоварване на мощностите.....	49
Таблица V.3. Максимални инвестиционни разходи по проекта, млн. евро.....	52
Таблица V.4. Оптимизирани инвестиционни разходи по проекта, млн. евро.....	53
Таблица V.5. Средни инвестиционни разходи по проекта, млн. евро.....	54
Таблица V.6. Сравнителни стойности за инвестиционни разходи за нови руски ядрени блокове+	55
Таблица V.7. Стойности за капиталови разходи за сходни нови блокове за реактор от поколение III/III+	55
Таблица V.8. Допускания за размер на осигурителните вноски.....	57
Таблица V.9. Еталонни стойности на оперативните разходи и разходите за поддръжка на единица продукция.....	61
Таблица V.10. Еталонни стойности за разходите за ядрено гориво	61
Таблица V.11. Разходи за управление на радиоактивни отпадъци, за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения на АЕЦ „Белене“ и фонд „СЕС“	62
Таблица V.12. Вариант 1 на цени, евро/MWh	65
Таблица V.13. Вариант 2 на цени, евро/MWh	65
Таблица V.14. Вариант 3 на цени, евро/MWh	66
Таблица V.15. Вариант 4 на цени, евро/MWh	66
Таблица V.16. Варианти между съотношението дълг/собствен капитал и участие в собствеността на дружеството	68
Таблица V.17. Ключови характеристики на разработените сценарии.....	70
Таблица V.18. Финансови показатели – общо на проекта при ценови Вариант 1	72
Таблица V.19. Финансови показатели– общо на проекта при ценови Вариант 2	73
Таблица V.20. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата,	74
Таблица V.21. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата,	75
Таблица V.22. Финансови показатели – общо на проекта.....	77
Таблица V.23. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата	77
Таблица V.24. Финансови показатели – общо на проекта, лихвен процент 3%.....	79
Таблица V.25. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата, лихвен процент 3%	80
Таблица V.26. Финансови показатели– общо на проекта , лихвен процент 3.5%.....	81
Таблица V.27. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата, лихвен процент 3.5%	82
Таблица V.28. Финансови показатели– общо на проекта, лихвен процент 4%.....	83
Таблица V.29. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата, лихвен процент 4%	84
Таблица V.30. Финансови показатели– общо на проекта , лихвен процент 4.5%.....	85
Таблица V.31. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата, лихвен процент 4.5%	86
Таблица V.32. Финансови показатели– общо на проекта , лихвен процент 5%.....	87
Таблица V.33. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата, лихвен процент 5%	88
Таблица V.34. Финансова жизнеспособност на проекта при Варианти 1 и 4	89
Таблица V.35. Финансова жизнеспособност на проекта при Варианти 2 и 5	89
Таблица V.36. Финансова жизнеспособност на проекта при Варианти 3 и 6	90
Таблица V.37. Финансова жизнеспособност на проекта при Вариант 7	90
Таблица V.38. Финансови показатели – общо на проекта	91
Таблица V.39. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на държавата.....	91
Таблица V.40. Финансови показатели – общо на проекта.....	92
Таблица V.41. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на държавата.....	92

СПИСЪК НА ФИГУРИТЕ

Фигура V.1. Схема на доставеното оборудване като част от ядрения блок.....	11
Фигура V.2. Етапи на лицензиране на изграждането на АЕЦ „Белене“	21
Фигура V.3. Структура на финансовия модел.....	40
Фигура V.4. Доходност от 30-годишни германски облигации за периода 2013-2017 г.....	44
Фигура V.5. Доходност от 10-годишни германски и български облигации за периода 2014-2016 г.....	45
Фигура V.6. β коефициенти за доходността на капитала на европейските енергийни дружества.....	46

СПИСЪК НА ИЗПОЛЗВАНИТЕ СЪКРАЩЕНИЯ

IRR	Internal Rate of Return (Вътрешна норма на възвръщаемост)
LCOE	Levelised cost of electricity (Изгладени разходи за електрическа енергия)
NPV	Net Present Value (Нетна настояща стойност)
RPSD	Restructuring, Productivity, Sustainable Development – алгоритъм за реструктуриране, нарастваща продуктивност и устойчиво развитие
WACC	Weighted average cost of capital (Претеглени средни разходи на капитала)
АЕЦ	Атомна електроцентрала
АПСК	Агенция за приватизация и следприватизационен контрол
АЯР	Агенция за ядрено регулиране
БАН	Българска академия на науките
БВП	Брутен вътрешен продукт
„БЕХ“ ЕАД	„Български енергиен холдинг“ ЕАД
ДЗПО	Допълнително задължително пенсионно осигуряване
ДМА	Дълготрайни материални активи
ДФЕС	Договор за функционирането на Европейския съюз
ЕАД	Еднолично акционерно дружество
ЕК	Европейска комисия
ЕЕС	Електроенергийна система
ЕС	Европейски съюз
ЗБИЯЕ	Закон за безопасно използване на ядрената енергия
ЗЕ	Закон за енергетиката
ЗЕЕ	Закон за енергийната ефективност
ЗЗД	Закон за задълженията и договорите
ЗООС	Закон за опазване на околната среда
ЗОП	Закон за обществените поръчки
ЗПСК	Закон за приватизацията и следприватизационния контрол
ЗУТ	Закон за устройство на територията
ИЕЯС	Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения
ИМС	Имоти, машини и съоръжения
ИП	Инвестиционен процес
КЕВР	Комисия за енергийно и водно регулиране
КЗК	Комисия за защита на конкуренцията
МААЕ	Международна агенция за атомна енергия
МЕ	Министерство на енергетиката
МОСВ	Министерство на околната среда и водите
МС	Министерски съвет
„НЕК“ ЕАД	Национална електрическа компания
НОИ	Национален осигурителен институт
ОВОС	Оценка на въздействието върху околната среда
ОДЦП	Оборудване с дълъг цикъл на производство
ОИСР/ОЕСД	Организация за икономическо сътрудничество и развитие/Organization for Economic Cooperation and Development
ОЯГ	Отработено ядрено гориво
РАО	Радиоактивни отпадъци
РИОСВ	Регионална инспекция по околна средата и водите
СМР	Строително-монтажни работи
ТЗ	Техническо задание

ВЪВЕДЕНИЕ

На 30 януари 2017 г. между „Български Енергиен Холдинг” ЕАД и Българската академия на науките беше подписан договор за изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката). Основните данни за този договор (проект) са представени в Таблица А.

Таблица А. Основни данни за договора

№ на договора	3-2017/30.01.2017
Предмет:	„Изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)”
Териториален обхват на проекта:	Р. България
Страна:	Р. България
Възложител:	„Български Енергиен Холдинг” ЕАД (БЕХ ЕАД)
Продължителност:	14 месеца
Период на изпълнение:	30 януари 2017 г. – 30 март 2018 г.
Изпълнител:	Българска академия на науките (БАН) Координатор – проф. д-р Александър Тасев, директор на Института за икономически изследвания на БАН (ИИИ-БАН)
Статус по време на отчета:	Етап 2: Разработване
Обхват на доклада:	Отчитане на окончателни резултати по: 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 следприватизационен контрол”
Отчетен период:	16 септември – 31 октомври 2017 г.

Административни дейности през отчетния период

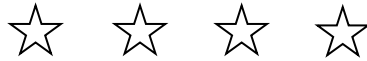
През отчетния период бяха осъществени следните основни административни дейности, свързани с изпълнението на Договора:

- От Възложителя бяха получени коментари по предварителните Междинни доклади 1 и 2, представени на 15 септември 2017 г. На тези коментари беше своевременно отговорено и те са отразени по подходящ начин в настоящия Междинен доклад 2.
- Бяха проведени редица работни срещи на експертно ниво с представители на Възложителя, на Националната електрическа компания и Министерството на енергетиката. Резултатите от работните срещи са отчетени от Изпълнителя в настоящия междинен доклад.

Междинен доклад 2 представя резултатите от 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”. Използвани са резултати от Междинен доклад 1, които са от значение за изготвяне на Междинен доклад 2.

Междинен доклад 2 (окончателен) се предоставя на Възложителя заедно с Междинен доклад 1 (окончателен) и Междинен доклад 3 (предварителен). По такъв начин се дава на Възложителя пълна картина на извършената работа до момента и на резултатите, постигнати в изпълнение на Договора и на одобрения Встъпителен доклад.

Междинните доклади са предназначени да бъдат четени и използвани в цялост, а не частично и поотделно. Отделянето и/или изменението на който и да е раздел или страница от докладите ги прави невалидни по отношение на изводите и оценките. Тези изводи и оценки са валидни само по отношение на допусканията, обхвата и целите на докладите към датата на отчитането им.



Настоящият доклад е изработен в изпълнение на 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”, по договор с предмет „Изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)” между „БЕХ“ ЕАД и БАН.

Съгласно заданието на проекта, Дейност V обхваща изпълнението на следните поддейности:

Поддейност V.1. Технико-икономически и правен анализ на възможностите за използване на придобитото оборудване с дълъг цикъл на производство за изграждане на атомна електроцентрала на площадка „Белене“ на пазарен принцип (без пряко или косвено участие на държавата, без държавна гаранция и без ангажимент от страна на държавата за сключване на дългосрочен договор за изкупуване на произведената електрическа енергия), като се вземат предвид минимум:

Поддейност V.1.1. Техническите параметри на оборудване придобито въз основа на решението по арбитражно дело ICC Case 18086/GZ/MHM и съществуващите в „НЕК“ / на площадка „Белене“ активи, свързани с Проект „АЕЦ Белене“.

Поддейност V.1.2. Настоящ енергиен баланс на ниво система/предприятие и прогнози за производство, вътрешно потребление и износ/внос, с цел преценка на необходимостта от изграждане на нова ядрена мощност АЕЦ „Белене“.

Поддейност V.1.3. Международна, европейска и национална правно-регулаторна рамка по отношение изграждането на нова ядрена мощност.

Поддейност V.2. Разработване на вариант за отделяне на активите и пасивите на „НЕК“, свързани с Проекта „АЕЦ Белене“, в отделно търговско дружество с цел провеждане на последваща процедура по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол.

Поддейност V.3. Разработване на финансов модел за прогнозиране на паричните потоци от потенциалното изграждане на АЕЦ „Белене“.

Тази последователност е приета в доклада и той е структуриран така че да я следва.

1. ПОДДЕЙНОСТ V.1. ТЕХНИКО-ИКОНОМИЧЕСКИ И ПРАВЕН АНАЛИЗ НА ВЪЗМОЖНОСТИТЕ ЗА ИЗПОЛЗВАНЕ НА ПРИДОБИТОТО ОБОРУДВАНЕ С ДЪЛЪГ ЦИКЪЛ НА ПРОИЗВОДСТВО ЗА ИЗГРАЖДАНЕ НА АТОМНА ЕЛЕКТРОЦЕНТРАЛА НА ПЛОЩАДКА „БЕЛЕНЕ“ НА ПАЗАРЕН ПРИНЦИП

1.1. Поддейност V.1.1. Техническите параметри на оборудване придобито въз основа на решението по арбитражно дело ICC Case 18086/GZ/МНМ и съществуващите в „НЕК“ / на площадката „Белене“ активи, свързани с Проект „АЕЦ Белене“

Въз основа на Решение № 260 от 08.04.2005 г. на Министерски съвет на Република България, Писмо на Министерството на енергетиката и енергийните ресурси със задължителни инструкции от 05.05.2005 г. за възобновяване на работата по изграждането на АЕЦ „Белене“, през 2005 г. „НЕК“ обяви процедура за възлагане на обществена поръчка за договор за завършване на проектирането и за изграждане, въвеждане в експлоатация на реактори № 1 и № 2 на АЕЦ „Белене“.

Проектът на АЕЦ „Белене“ включва два еднотипни блока с мощност 1000 MW и спомагателни сгради и съоръжения. Реакторната инсталация е ВВЕР-1000 (В-466Б). Това е еволюционен проект, който използва резултатите от натрупания многогодишен опит в проектирането и експлоатацията на реактори с топлоносител – вода под налягане, и го съчетава със съвременни технически решения и нововъведения. Проектът е разработен от руската компания ЗАО „Атомстройекспорт“ (АСЕ), която е част от държавна корпорация „Росатом“, в рамките на сключеното през ноември 2006 г. с българската компания „НЕК“ ЕАД договорно споразумение за изграждане на АЕЦ „Белене“. Споразумението включва задължение за осъществяване на дейности по инженеринг, доставка и строителство на блокове 1 и 2 на бъдещата ядрена централа „Белене“ (изграждане „до ключ“). ЗАО „Атомстройекспорт“ изпълнява задълженията си по споразумението заедно с AREVA NP (Франция) и Siemens (Германия) като основни подизпълнители.

Прегледът на текущото състояние на проекта е подразделен на следните елементи:

- изработено оборудване и компоненти;
- състояние на площадката;
- ниво на проектна готовност;
- издадени решения и разрешения по проекта;
- организационна структура за управление на проекта.

Статус на проекта „Белене“ по данни на „НЕК“

От страна на „НЕК“ ЕАД е предоставена изчерпателна информация по проекта АЕЦ „Белене“ на основа на наличните в компанията документи. Предоставената информация включва:

- Основни технически характеристики и параметри на АЕЦ с реакторна инсталация В-466 (проект на АЕЦ „Белене“), в т.ч. списък на основното оборудване и режими на работа.

Тази информация се използва за оценка на доставеното оборудване спрямо необходимото. Също така, тази информация се използва и за формулиране на

основните производствени и технологични параметри, необходими за разработване на финансов модел на проекта.

- Резюме на техническия проект на АЕЦ „Белене“.

Тази информация може да се използва при необходимост от задълбочено изследване на специфични въпроси при финансовото моделиране като режим на работа на блоковете в широк диапазон на промяна на товара. Например, оценка на маневрените качества и режими на работа на база на Приложение 4 *Тематичен отчет по анализа на готовността*, което съдържа информация за експлоатацията на блок ВВЕР-1000 (В-320) и модел за оценка на недостиг на производството на електроенергия по извънпланово спиране или ограничаване на мощността.

- Списък на ОДЦП в завършване (иск „За“ по арбитражното решение), което да бъде доставено на „НЕК“, и електронна таблица с Разходи за активи в процес на изграждане на АЕЦ „Белене“.

Тази информация е в основата за оценка на наличните активи по проекта АЕЦ „Белене“ и анализ на дела им към общата прогнозна стойност по проекта, при различни допускания за развитието му. Доставеното оборудване като част от ядрения блок е представено на фиг. V.1.

Становище на АЯР по статуса на проекта „Белене“

В писмо от страна на АЯР до Министъра на Енергетиката от 19.05.2017 г. и предоставено за нуждите на проекта от БЕХ е направено детайлно изложение по фактологията и лицензионния статус на проекта „Белене“. Изброени са решенията на Министерски съвет за инициране на проекта и за неговото спиране.

Отбелязана е процедурата по нотификация на ЕК, във връзка с Договора за Евратом. Изброени са издадените разрешения от страна на АЯР за проекта „Белене“. Специално внимание е отделено на процедурата по одобрение на техническия проект, иницирана след заявление от 2008 г. В писмото си АЯР изразява становище, че издадените досега разрешения и одобрения са валидни и не трябва да се преиздават.

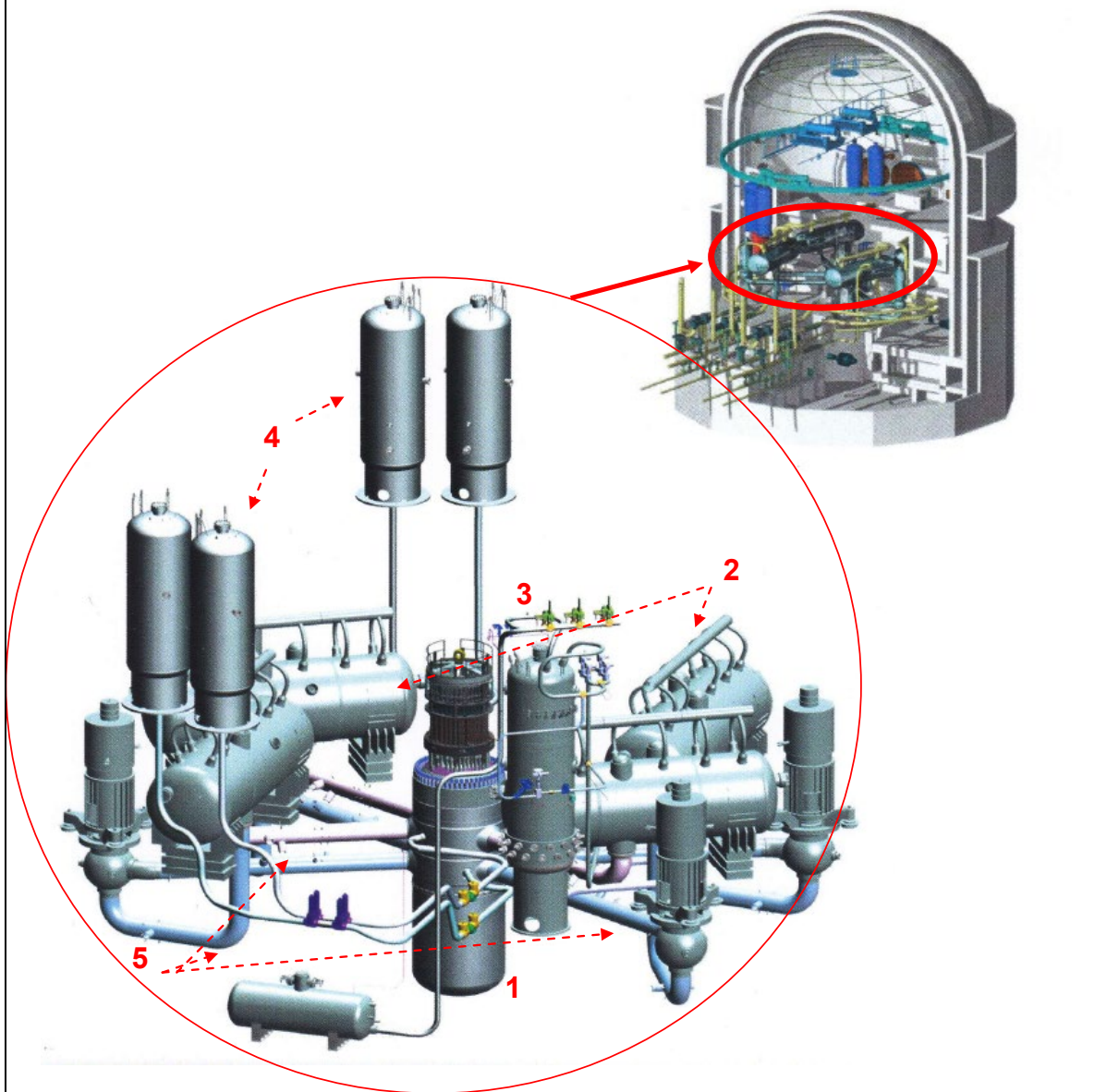
Според писмото, лицензионната процедура би трябвало да продължи от етапа на одобрение на техническия проект, при възобновяване на работите на проекта „Белене“. Важно е да се отбележи, че е обърнато внимание на необходимостта от нова оценка на проекта от гледна точка на действащите към момента на възобновяване на производството изисквания, включително нормативните актове в ядрената област.

В писмото на АЯР не се посочва издадено разрешение за строителство от АЯР, което означава, че такова предстои да бъде издавано. Трябва да се има предвид обаче, че заявление за издаване на разрешение за строителство на ядреното съоръжение може да бъде подадено само ако вече са одобрени както избраната площадка, така и изготвения технически проект.

Фигура V.1. Схема на доставеното оборудване като част от ядрения блок

Доставено ОДЦП:

1. Реактор ВВЕР-1000, в т.ч. оборудване за бетонната шахта на реактора
2. Парогенератори с опори ПГВ-1000 МК
3. Компенсатор на налягането в сглобен вид
4. Акумулатори за САОЗ със закрепващи елементи
5. Главен циркуляционен тръбопровод
6. Хидроаккумулятори втора степен със закрепващи елементи



Източник: Съставена от авторите.

Други данни за статуса на проекта „Белене”

Процедура по ОВОС

Важен аспект от оценката е наличието на одобрен ОВОС за проекта „Белене” на площадката „Белене“. През 2004 г. МОСВ е издало решение за одобрение на доклада по ОВОС.

Във връзка с поставен въпрос в Народното събрание, през 2016 г. Министърът на околната среда и водите посочва, че е извършена проверка на място от РИОСВ и е установено, че на обекта са започнали строителни работи по проекта и следователно решението по ОВОС е в сила.

Процедура по ЗУТ

От анализа на техническата документация по ЗУТ е видно, че за обекта има издадени разрешения и са започнали строителни работи, но поради спецификата на издадено разрешение на база на идеен проект, както и поради липса на одобрен технически проект от АЯР, се предвижда процедура по одобрение на проекта по смисъла на ЗУТ.

В тази връзка може да се посочи, че в графика за изпълнение на задачи на архитект-инженера, в периода на активности по проекта (2009 г.), има предвидена дейност „Представяне на искане до МРРБ за окончателно одобрение на разрешение за строителство“, която следва дейността издаване на разрешение за строителство от АЯР.

Арбитражно дело ICC Case 18086/GZ/MHM

Решението по посоченото арбитражно дело е претенциите на АСЕ да бъдат удовлетворени по отношение основно за Искове 1 (Неплатени фактури), 2 (Изпълнени, но неприети ключови събития), 3 (Работи, изпълнявани към момента на прекратяване на договора, в т.ч. ОДЦП и СМР) и част от Иск 6 (Пропуснати ползи от незавършени работи). Трябва да се отчете, че делото обхваща основно изработката на поръчаното оборудване и техническия проект, и в незначителна степен въпросите, свързани с площадката, граничната инфраструктура и специфичните изисквания на нормативната база за организация на ядрен проект.

Изводи за текущото състояние на елементите на проекта „Белене”

След направения преглед може да се заключи следното по отношение на основните елементи на проекта:

- налични оборудване и компоненти – изработено и доставено основно оборудване за I-ви контур (два комплекта);
- състояние на площадката – извършени разрушителни работи за отстраняване на ненужни конструкции, предадени от „НЕК“ ЕАД на ЗАО АСЕ обекти на площадката на АЕЦ „Белене” и започнати строителни работи на спомагателни обекти;
- ниво на проектна готовност – изготвен технически проект и предаден за одобрение от АЯР, изготвени препоръки за корекции;
- издадени решения и разрешения по проекта – валидни решения и разрешения по смисъла на ЗБИЯЕ, ЗООС и ЗУТ;

- организационна структура за управление на проекта – липсва специализирана структура, която да е заета с проекта.

Логическата последователност на работите при евентуално подновяване на проекта „Белене“ трябва да започне с нова оценка на техническия проект с оглед на действащите към момента на възобновяване на производството изисквания. При необходимост от актуализация на проекта, това може да стане след сключване на нов договор със ЗАО „Атомстройекспорт“ или друг приемник от групата компании на Росатом, и съответна мобилизация на екип по проекта.

Необходими са и усилия за мобилизация на екипи на Възложителя, екипите, осигуряващи инженерна поддръжка и независим строителен надзор.

1.2. Поддейност V.1.2. Настоящ енергиен баланс на ниво система/предприятие и прогнози за производство, вътрешно потребление и износ/внос, с цел преценка на необходимостта от изграждане на нова ядрена мощност АЕЦ „Белене“

От направените анализи и изводи, обобщени в Дейност IV, относно развитието на електроенергийните системи на България и тези в региона, следва:

При повечето сценарии прогнозираният недостиг на електроенергия в региона след 2030 г. води до необходимост от порядъка на 1500 MW 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 MW и на базови мощности в диапазон от 420 до 1670 MW.

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 комплексният анализ на мощностите в страната и региона показва необходимост от нови базови мощности от порядъка на 2000 MW, които могат да бъдат и ядрени.

Построяването на нови мощности се предхожда от финансов анализ на необходимата инвестиция и нейната възвращаемост.

1.3. Поддейност V.1.3. Международна, европейска и национална правно-регулаторна рамка по отношение изграждането на нова ядрена мощност

Инцидентът от март 2011 г. в АЕЦ „Фукушима – 1“, собственост на Токийската електрическа компания, доведе до преразглеждане на регулациите и политиките в областта на ядрената енергетика. В частност, ядрената енергетика в ЕС претърпя значителни промени с организирането на всеобхватни оценки на риска и безопасността на ядрените реактори в ЕС след аварията и приемането на законодателство от ключово

значение в областта на ядрената безопасност¹, управлението на радиоактивни отпадъци и отработено гориво², както и в областта на радиационната защита³.

Нормативите в областите конкуренция и държавни помощи също се прилагат по отношение на енергийния сектор. ЕК се нотифицира по въпроси, свързани с планирано предоставяне на държавни ресурси и стимули във връзка с реализацията на проекти.⁴ Комисията има конкретна компетентност съгласно чл. 108 от ДФЕС да решава за съвместимостта на държавната помощ с вътрешния пазар, когато преразглежда съществуваща помощ, когато взема решения за нова или изменена помощ и когато предприема действия относно неспазването на нейните решения или на изискването за уведомяване.

Освен това, трябва да бъде отчетено и влиянието на изискванията на законодателството в областта на обществените поръчки, по-специално Директива 2014/25/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 26 февруари 2014 г. относно възлагането на поръчки от възложители, извършващи дейност в секторите на водоснабдяването, енергетиката, транспорта и пощенските услуги и за отмяна на Директива 2004/17/ЕО. Практиката показва, че този аспект от вътрешния пазар е обект на контрол и интерес от страна на ЕК във връзка с изграждането на такива обекти и доставката на съответното оборудване.⁵

За целите на настоящия анализ е извършен преглед на основни документи, като част от приложимите международно, европейско и национални секторни законодателства и политики. На тази основа са разгледани конкретни, специфични за този тип мощности, административни аспекти, както и изисквания в областта на ядрената безопасност, управлението на радиоактивни отпадъци и отработено гориво и радиационната защита, чието спазване е необходимост и предпоставка за изграждането и последващата експлоатация на ядрен обект.

1.3.1. Основни документи, свързани с изграждането на нова ядрена мощност

Основните документи, свързани с изграждането на нова ядрена мощност, представляват част от международно, европейско и национално законодателство.

Международните ангажименти са регламентирани в следните документи:

- Договор за неразпространение на ядреното оръжие (ДНЯО) (ратифициран с Указ № 668 на Президиума на Народното събрание от 10.07.1969 г. – ДВ, бр. 55 от 15.07.1969 г. Обн., ДВ, бр. 39 от 18.05.1971 г. В сила за България от 05.03.1970 г.);
- Конвенция за ядрена безопасност (ратифицирана със закон, приет от 37-мо Народно събрание на 14.09.1995 г. – ДВ, бр. 86 от 1995 г. В сила за Република България от 24.10.1996 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели, обн., ДВ, бр. 93 от 01.11.1996 г.);

¹ ОВ L 219, 25.07.2014 г., с. 42-52.

² ОВ L 199, 02.08.2011 г., с. 48-56.

³ ОВ L 13, 17.01.2014 г., с. 1-73.

⁴ http://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/261529/261529_1932592_684_2.pdf.

⁵ http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-6006_en.htm ; <http://www.world-nuclear-news.org/NN-Hungarys-Paks-II-project-clears-procurement-hurdle-22111601.html>;

http://g8fip1kplyr33r3krz5b97d1.wpengine.netdna-cdn.com/wp-content/uploads/2017/01/Your-complaint-NIF-2015_4231-closure-confirmation-MEP-B-Javor2-copy.pdf.

- Конвенция за оперативно уведомяване при ядрена авария (ратифицирана с Указ № 3514 на Държавния съвет от 30.12.1987 г. – ДВ, бр. 2 от 08.01.1988 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели, обн., ДВ, бр. 12 от 12.02.1988 г., в сила от 22.10.1986 г.);
- Конвенция за помощ в случай на ядрена авария или радиационна аварийна обстановка (ратифицирана с Указ № 3514 на Държавния съвет от 30.12.1986 г. – бр. 2 от 08.01.1988 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели, обн., ДВ, бр. 13 от 16.02.1988 г., в сила от 26.02.1987 г.);
- Единна конвенция за безопасност при управление на отработено ядрено гориво и безопасност при управление на радиоактивни отпадъци (ратифицирана със закон, приет от 38-мо Народно събрание на 10.05.2000 г. – ДВ, бр. 42 от 23.05.2000 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели, обн., ДВ, бр. 63 от 17.07.2001 г., в сила от 18.06.2001 г.);
- Конвенция за физическа защита на ядрения материал (ратифицирана с Указ № 341 на Държавния съвет от 03.02.1984 г. – ДВ, бр. 12 от 10.02.1984 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели, обн., ДВ, бр. 44 от 09.06.1987 г., в сила от 08.02.1987 г.);
- Виенска Конвенция за гражданска отговорност при ядрена вреда (ратифицирана със закон от Народното събрание, приет на 27.07.1994 г. – ДВ, бр. 64 от 09.08.1994 г. В сила за Република България от 24.11.1994 г. Издадена от Комитета за използване на атомната енергия за мирни цели при Министерския съвет, обн., ДВ, бр. 76 от 20.09.1994 г., попр., бр. 91 от 04.11.1994 г.).

Европейското законодателство е регламентирано в следните актове:

- Договор за функционирането на Европейския съюз (ДФЕС) (консолидиран текст ОВ С 202 (2016));
- Договор за създаване на европейска общност по атомна енергия (Договор Евратом) (ОВ С 203 (2016));
- Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13.07.2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (ОВ L 211, 14.08.2009 г.);
- Регламент (ЕС) № 256/2014 на Европейския парламент и на Съвета от 26.02.2014 г. относно нотифицирането до Комисията на инвестиционните проекти в областта на енергийната инфраструктура в Европейския съюз, за замяна на Регламент (ЕС, Евратом) № 617/2010 и за отмяна на Регламент (ЕО) № 736/96 на Съвета (ОВ L 84, 20.03.2014 г.);
- Регламент за изпълнение (ЕС) № 1113/2014 на Комисията от 16.10.2014 г. за установяване на формата и техническите подробности за нотификация, посочена в членове 3 и 5 от Регламент (ЕС) № 256/2014 на Европейския парламент и на Съвета, и за отмяна на Регламенти (ЕО) № 2386/96 и (ЕС, Евратом) № 833/2010 на Комисията (ОВ L 302, 22.10.2014 г.);
- Регламент (Евратом) № 2587/1999 на Съвета от 02.12.1999 г. относно определянето на инвестиционните проекти, които следва да се съобщават на Комисията в съответствие с член 41 от Договора за създаване на Европейската общност за атомна енергия (ОВ L 315, 09.12.1999 г.);

- Регламент (ЕО) № 1209/2000 на Комисията от 08.06.2000 г. относно определянето на процедурите за осъществяване на съобщенията, предвидени в член 41 от Договора за създаване на Европейската общност за атомна енергия (ОВ L 138, 09.06.2000 г.);
- Директива 2011/70/Евратом на Съвета от 19.07.2011 г. за създаване на рамка на Общността за отговорно и безопасно управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци (ОВ L 199, 02.08.2011 г.);
- Директива 2013/59/Евратом на Съвета от 05.12.2013 г. за определяне на основни норми на безопасност за защита срещу опасностите, произтичащи от излагане на йонизиращо лъчение и за отмяна на директиви 89/618/Евратом, 90/641/Евратом, 96/29/Евратом, 97/43/Евратом и 2003/122/Евратом (ОВ L 13, 17.01.2014 г.);
- Директива 2014/87/Евратом на Съвета от 08.07.2014 г. за изменение на Директива 2009/71/Евратом за установяване на общностна рамка за ядрената безопасност на ядрените инсталации (ОВ L 219, 25.07.2014 г.).

Националното законодателство в разглежданата област произтича от следните документи:

- Закон за енергетиката (Обн., ДВ, бр. 107 от 9.12.2003 г., изм. и доп. доп. ДВ. бр.51 от 27 Юни 2017 г., изм. ДВ. бр.58 от 18 Юли 2017 г.)
- Закон за устройство на територията (Обн., ДВ, бр. 1 от 2.02.2001 г., в сила от 31.03.2001 г., изм. и доп., бр.13 от 7.02.2017 г., изм. и доп. ДВ. бр.63 от 4 Август 2017 г.)
- Закон за безопасно използване на ядрената енергия (Обн., ДВ, бр. 63 от 28.06.2002 г., изм. и доп., бр.14 от 14.02.2015 г. изм. ДВ. бр.58 от 18 Юли 2017 г.)
- Наредба за реда за издаване на лицензии и разрешения за безопасно използване на ядрената енергия (приета с ПМС № 93 от 04.05.2004 г., изм. и доп., бр. 76 от 05.10.2012 г., бр. 4 от 15.01.2016 г.);
- Наредба за осигуряване на безопасността на ядрените централи (приета с ПМС № 245 от 21.09.2016 г., обн., ДВ, бр. 76 от 30.09.2016 г.);
- Наредба за реда за установяване, събиране, разходване и контрол на средствата и за размера на дължимите вноски във фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения“ (Приета с ПМС № 300 от 17.12.2003 г., обн., ДВ, бр. 112 от 23.12.2003 г., в сила от 01.01.2004 г., изм., бр. 3 от 10.01.2017 г.);
- Наредба за осигуряване безопасността при управление на отработено ядрено гориво (Приета с ПМС № 196 от 02.08.2004 г., обн., ДВ, бр. 71 от 13.08.2004 г., изм. и доп., бр. 76 от 30.08.2013 г.);
- Наредба за безопасност при управление на радиоактивните отпадъци (Приета с ПМС № 185 от 23.08.2013 г., обн., ДВ, бр. 76 от 30.08.2013 г.);
- Наредба за реда за установяване, събиране, разходване и контрол на средствата и за размера на дължимите вноски във фонд „Радиоактивни отпадъци“ (Приета с ПМС № 301 от 17.12.2003 г., обн., ДВ, бр. 112 от 23.12.2003 г., в сила от 01.01.2004 г., изм. и доп., бр. 47 от 22.06.2012 г., бр. 3 от 10.01.2017 г.).

1.3.2. Планиране. Решение за изграждане. Лицензионен режим

Процедурата, свързана с решението за изграждане на атомна централа, се подчинява на поетите от Р България ангажменти в рамките на членството ѝ в Европейския съюз и международните споразумения, съобразно процедура, която е подробно разписана в рамките на националното законодателство.

Планиране

Член 194 от ДФЕС съдържа целите на ЕС в областта на енергетиката – осигуряване на функционирането на енергийния пазар; обезпечаване на сигурността на енергийните доставки; насърчаване на енергийната ефективност и спестяването на енергия, както и разработването на нови и възобновяеми енергийни източници; подпомагане взаимната свързаност на енергийните мрежи. Държавите-членки запазват правото си да определят условията за използване на енергийните си ресурси, да избират между различни енергийни източници и да определят общата структура на енергийното си снабдяване. Този избор обаче може да бъде засегнат от мерките, приети от Съюза в рамките на неговата политика за околната среда.

Договорът за създаване на Европейска общност по атомна енергия (Договор Евратом), от своя страна, съдържа разпоредби, свързани със стимулиране на инвестициите в развитието на ядрената енергетика. В практиката на Европейската комисия тази цел е приета като цел от общ интерес. Чл. 2 от Договора Евратом предвижда, че ЕС улеснява инвестициите и осигурява, по-специално като насърчава начинанията на предприятията, създаването на основни съоръжения, необходими за развитието на ядрената енергетика. Освен това чл. 40 от договора предвижда, с цел да се стимулира инициативата на лицата и предприятията и да се улесни координираното развитие на техните инвестиции в ядрената област, Комисията периодично да публикува примерни програми, посочващи в частност целите пред производството на ядрена енергия и всички видове инвестиции, необходими за тяхното постигане.

На национално ниво Законът за енергетиката (ЗЕ) е основният документ, който урежда организацията на енергийния сектор, както и планирането и процедурата за изграждане на нови мощности. Съгласно чл. 3 от ЗЕ, Народното събрание, по предложение на Министерския съвет, приема Енергийна стратегия на Република България, с която се определят основните цели, етапи, средства и методи за развитие на енергетиката. Министерският съвет ръководи енергетиката на страната в съответствие с приетата от Народното събрание Енергийна стратегия, която трябва да съдържа и принципната позиция относно развитието на ядрени проекти и изграждането на нови мощности.

Министърът на енергетиката определя необходимите нови мощности за производство на електрическа енергия, като обнародва описа на необходимите нови мощности в „Държавен вестник“ (Чл. 4, ал. 2, т. 5 от Закона за енергетиката). Министърът определя необходимостта от нови мощности в интерес на сигурността на снабдяването с електрическа енергия, за изпълнение на задълженията за дял на енергията от възобновяеми източници в брутно крайно потребление на енергия, както и в интерес на опазването на околната среда и насърчаването на нови технологии, когато посредством пазарните механизми за инвестиции тези цели не могат да бъдат осигурени, въз основа на:

1. общите прогнозни енергийни баланси;

2. задължителните показатели за степента на надеждност на снабдяването с електрическа енергия;
3. десетгодишния план за развитие на електропреносната мрежа;
4. докладите по чл. 13 от Закона за енергията от възобновяеми източници за изпълнение на Националния план за действие за енергията от възобновяеми източници.

Правото на ЕС оставя свобода на избор на енергийния микс на своите държави-членки, като развитието на атомната енергия има особен статут, а именно цел от общ интерес. Разбира се, тази свобода на избор търпи и своите ограничения, доколкото политиката за борба срещу изменението на климата въвежда съответните ограничения и задължения за дял от енергийния микс на определени видове производства (например енергия от възобновяеми източници, които не могат да бъдат алтернатива на базовите мощности). Тези ограничения и задължения намират отражение върху плановете за изграждане на ядрени мощности.

Решение за изграждане

Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13.07.2009 г. относно правила за производството, преноса, разпределението и доставката на електрическа енергия. Чл. 7 от Директивата за електроенергията установява разрешителна процедура за нови мощности (в т.ч. ядрени). Текстът предвижда задължение за държавите-членки да приемат разрешителна процедура за изграждане на нови производствени мощности, която се провежда в съответствие с обективни, прозрачни и недискриминационни критерии.

Чл. 8 от Директивата предвижда възможност и за обявяване на търгове за нови мощности, но по изключение, в случай че не бъде изградена достатъчна електропроизводствена мощност въз основа на разрешителна процедура. Тези процедури могат да се предприемат само когато въз основа на разрешителната процедура производствената мощност, която се изгражда, или мерките за енергийна ефективност/управление на търсенето, които се вземат, не са достатъчни за гарантиране на сигурността на доставките.

Националното законодателство следва логиката и отразява принципите на Директивата за електроенергията. Съгласно Закона за енергетиката, принципният ред за осъществяване на дейностите по производство и търговия с електрическа енергия е разрешителен, като за осъществяването им е необходимо издаване на лицензия от секторния регулатор Комисия за енергийно и водно регулиране (КЕВР).

Законът за енергетиката е предвидил и механизъм, съгласно който изграждането на определена мощност може да се възложи на инвеститор от държавата само по изключение. Член 46 от Закона за енергетиката въвежда чл. 8 от Директива 2009/72. Разпоредбата сочи, че конкурс за необходима мощност за производство на електрическа енергия се провежда само в случаите по чл. 4, ал. 2, т. 5 за изграждане на нова или за предоставяне на съществуваща мощност, а именно невъзможност за осигуряване на необходимите инвестиции посредством пазарните механизми. Спечелилият конкурса участник се определя за титуляр на лицензията, съдържаща задължение за изграждане, в случаите на изграждане на нова мощност. Същият член предвижда задължение за сключване на договор за изкупуване на произведената от тази мощност електрическа енергия с обществения доставчик. Конкурсът за изграждане на

нова мощност се провежда от Комисията за енергийно и водно регулиране, съгласно реда, определен в Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, издадена от председателя на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, обн., ДВ, бр. 33 от 05.04.2013 г.

С оглед на изложеното дотук, както европейското, така и националното законодателство предвижда провеждането на конкурси за изграждане на нови мощности единствено на база невъзможност за осигуряване на сигурността на снабдяването, целите за достигане на определения дял енергия от възобновяеми енергийни източници и др., посочени в съответната уредба.

Изграждането на ядрена мощност следва специфична процедура, която е залегнала в Закона за безопасното използване на ядрената енергия (ЗБИЯЕ). Тя започва с вземането на решение за изграждане от страна на Министерския съвет по предложение на министъра на енергетиката (чл. 45 от ЗБИЯЕ). Предложението е придружено от оценка на:

1. ядрената безопасност и радиационната защита, въздействието върху околната среда и физическата защита;
2. социално-икономическото значение от изграждането на ядрена централа за страната или за отделни региони;
3. радиоактивните отпадъци и отработеното ядрено гориво, които се получават в резултат от дейността на ядрена централа, и тяхното управление;
4. резултатите от обсъждането на предложението за изграждане на ядрена централа, в което участват държавни органи и органи на местното самоуправление, представители на обществените организации и заинтересувани физически и юридически лица (което Министърът е длъжен да проведе).

Доколкото предмет на настоящия анализ е конкретен проект, а именно Проектът за изграждането на ядрена централа АЕЦ „Белене“, трябва да бъдат коментирани конкретни аспекти, свързани с този проект.

За проекта неколкостранно са издавани Решения на Министерския съвет. Предмет на анализ ще бъдат решенията, касаещи проекта, с които е даден неговият старт.

С решение по т. 57 от протокол № 17 от заседанието на МС от 2004 г., се одобрява доклад от Министъра на енергетиката и енергийните ресурси, който обобщава предприетите действия от Министерство на енергетиката и енергийните ресурси и Националната електрическа компания в изпълнение на Решението № 853 от 20.12.2002 г. на Министерски съвет (с което е отменено решение № 288 на МС от 1991 г.); се възлага на министъра на енергетиката и енергийните ресурси да предприеме необходимите действия по Закона за безопасно използване на ядрената енергия, Закона за енергетиката и свързаните с тях подзаконовни нормативни актове, необходими във връзка с реализирането на проекта и в едномесечен срок да представи на Министерския съвет процедура и критерии за провеждането на преговорите и подготовката на договорите за финансиране и изграждане на АЕЦ „Белене“. Заместник министър-председателят и министър на икономиката, министърът на енергетиката и енергийните ресурси и министърът на финансите са натоварени със задачата да проведат преговори със заявките инвеститорен интерес и с финансови институции за подписване на договори за изпълнение на проекта.

С решение на МС № 259 от 2005 г. от 08.04.2005 г. обектът „Ядрена централа на площадка „Белене“ е определен за обект с национално значение. С решение на МС №

260 от същата дата е одобрено предложението на министъра на енергетиката и енергийните ресурси за изграждане на ядрена централа на площадка „Белене” и се дава съгласие за изграждане на ядрена централа на площадка „Белене” с максимална инсталирана електрическа мощност 2000 MWe на базата на еволюционен проект с използване на апробирани технически решения с реактор с вода под налягане. Възложено е също на министъра на енергетиката и енергийните ресурси да подготви и представи за одобряване от Министерския съвет доклад относно правно-организационната форма за обособяване на дружество за развитие на проекта АЕЦ „Белене”.

С тези три решения Министерският съвет стартира проекта. Но на 29.03.2012 г. Министерският съвет на Р България приема решение, с което се отменят всички предишни решения, свързани с изграждането на ядрена централа АЕЦ „Белене”. Същото решение е подкрепено и с Решение от 29.03.2012 г. на 41-то Народно събрание, с което НС „подкрепя действията“ на МС за прекратяване на изграждането на ядрена централа на площадка „Белене”. Трябва да се отбележи, че такова решение не оказва влияние върху статуса на проекта, доколкото на НС не са предоставени такива компетенции по този въпрос от нормативната уредба.

На 11.04.2012 г. Министерският съвет приема решение, с което е дадено принципно съгласие за изграждане на нова ядрена мощност в региона на АЕЦ „Козлодуй”. Приемането на посочените решения на практика означава, че изпълнителната власт се е отказала от поемането на последващи ангажменти за изграждане на АЕЦ „Белене”, което при всички случаи засяга по-нататъшното развитие на лицензионната процедура за изграждане на АЕЦ „Белене”.

Изграждането на атомна централа чрез продължаване на проекта не би било възможно без нова санкция на Министерския съвет, доколкото към момента решенията, оторизиращи изграждане на АЕЦ „Белене”, са отменени и проектът е прекратен.

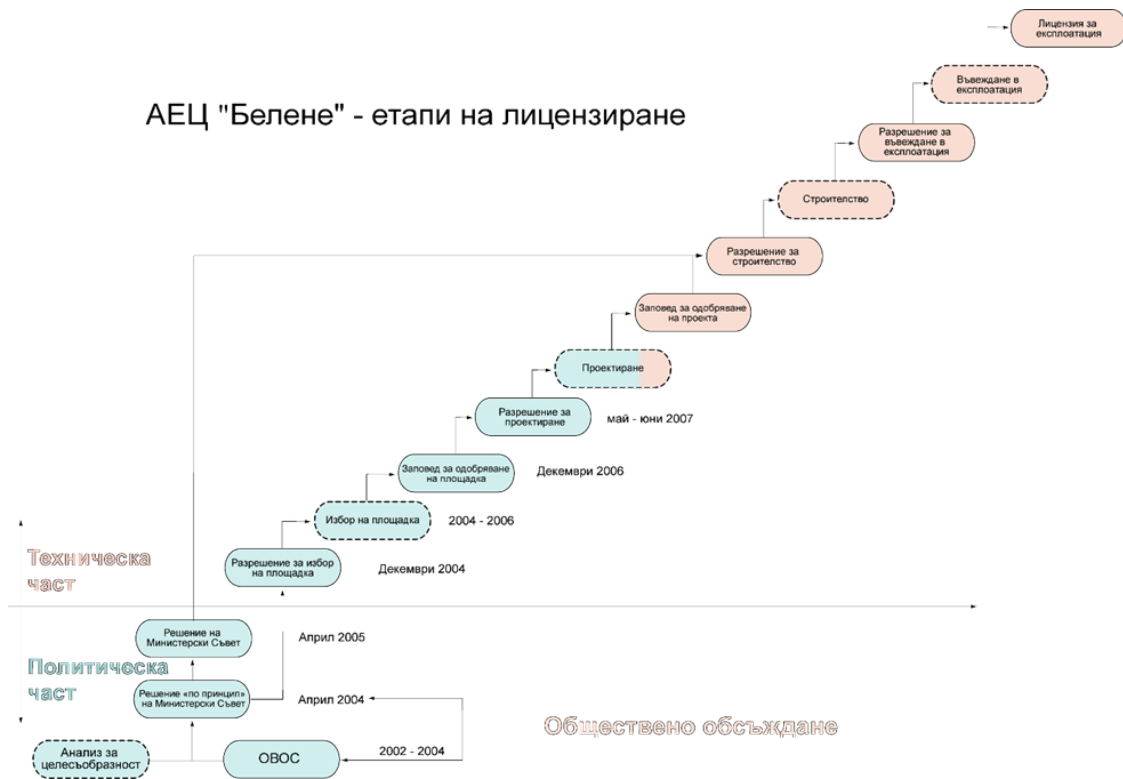
Издаване на лицензии и разрешителни

Общият режим за издаване на лицензия за производство на електрическа енергия е уреден в Закона за енергетиката. Ядрена мощност може да започне реално да функционира, само ако е издадена лицензия за производство на електрическа и/или топлинна енергия чрез използване на същото съоръжение по реда на Закона за енергетиката и тя е влязла в сила. Прекратяването на тази лицензия автоматично прекратява действието на лицензията за експлоатация на ядрената централа.

Лицензия се издава чрез заявление на лица, които са регистрирани по Търговския закон, притежават технически и финансови възможности, материални и човешки ресурси и организационна структура за изпълнение на нормативните изисквания за осъществяване на дейността по лицензията; имат вещни права върху енергийните обекти, чрез които ще се осъществява дейността, ако те са изградени (с определени изключения) и представят доказателства, че енергийните обекти, чрез които ще се осъществява дейността по лицензията, отговарят на нормативните изисквания за безопасна експлоатация и за опазване на околната среда. Лицензията се издава за срок до 35 години, който може да бъде удължен.

Цялостният режим на лицензиране на нова ядрена мощност е уреден в Закона за безопасно използване на ядрената енергия (Фигура V.2).

Фигура V.2. Етапи на лицензиране на изграждането на АЕЦ „Белене“



Източник: АЯР.

Ядрената енергия и източниците на йонизиращи лъчения могат да се използват от физически или юридически лица само след получаване на разрешение и/или лицензия за безопасното осъществяване на съответната дейност. Съгласно чл. 33-35 от ЗБИЯЕ, процедурата по лицензиране на нова ядрена мощност включва издаването от председателя на АЯР на следните индивидуални административни актове, чрез които се контролира спазването на изискванията за безопасност на ядреното съоръжение:

- разрешение за определяне на местоположението на ядрено съоръжение (избор на площадка);
- заповед за одобряване на избраната площадка;
- разрешение за проектиране;
- заповед за одобряване на техническия проект;
- разрешение за строителство;
- разрешение за въвеждане в експлоатация (след издаване на разрешение за ползване на обекта по Закона за устройство на територията);
- лицензия за експлоатация.

Административните актове, свързани с лицензирането на ядрена централа, се издават въз основа на преценка, че заявителят притежава финансови, технически, материални ресурси и кадрови потенциал за осъществяването на дейността, че е създадена подходяща организация за осъществяването на дейността, както и въз основа на преценка, че са изпълнени изискванията на предходно издадените в хода на лицензионната процедура актове. Лицензиите и разрешенията се издават, изменят,

подновяват, прекратяват и отнемат от председателя на АЯР. Лицензиите се издават за срок до 10 (десет) години. Разрешенията се издават за срок, определен съобразно вида на извършваната дейност. Процедурата, която се прилага при издаването на актовете на председателя на АЯР, се определя с Наредба за реда за издаване на лицензии и разрешения за безопасно използване на ядрената енергия (Наредба за лицензиране).

Лицензионната дейност по проекта е на етап одобрение на технически проект, като е получено становище на Агенцията за ядрено регулиране, което потвърждава валидността на издадените до момента разрешения и е отчетена евентуална необходимост от преразглеждане на техническия проект във връзка с нови изисквания по отношение на ядрената безопасност. При възобновяване на проекта, процедурата може да бъде продължена, като се приложи процедурата по чл. 21а от ЗБИЯЕ, чрез прехвърляне на издадените вече разрешителни.

ЗБИЯЕ дава възможност за прехвърляне на лицензия/разрешение. При преобразуване на юридическо лице – титуляр на лицензия или разрешение, чрез вливане, сливане, разделяне, отделяне, отделяне на еднолично търговско дружество, промяна на правната форма, при прехвърляне на търговско предприятие или при непарична вноски в капитала на друго дружество на имущество – обект на лицензии или разрешения по този закон, издадената лицензия или разрешение могат да бъдат изменени въз основа на предварително искане, подадено от лицето, приело решение за преобразуването или от страните по сделката по прехвърлянето на търговското предприятие или за извършване на непаричната вноски.

Търговското дружество – титуляр на разрешение или на лицензия по ЗБИЯЕ, което възнамерява да извърши преобразуване чрез вливане, сливане, разделяне, отделяне, отделяне на еднолично търговско дружество, промяна на правната форма, прехвърляне на търговското предприятие или непарична вноски в капитала на друго дружество на имущество – обект на лицензии или разрешения, както и намаляване или увеличаване на капитала, е длъжно предварително да уведоми за това председателя на АЯР и да представи оценка за значението на тези действия за ядрената безопасност и радиационната защита.

Процедурата за прехвърляне на разрешения/лицензии е уредена в чл. 14, 18 и 19 от Наредбата за лицензиране. Сроковете за произнасяне от страна на АЯР в случай на заявление за прехвърляне на разрешителните, издадени по Проекта за изграждане на АЕЦ „Белене“, са три месеца. Като в случай на положително становище, лицензионната дейност може да бъде продължена от приобретателя.

Сделки на разпореждане с ядрени съоръжения, които са в процес на въвеждане в експлоатация, въведени са в експлоатация или се експлоатират, могат да се извършват след получаване на разрешение от страна на председателя на АЯР. Същото е валидно и по отношение на разрешение за сделка на разпореждане относно незавършен обект – ядрено съоръжение, за което има издадено разрешение за строителство, ако приобретателят по сделката притежава лицензия за експлоатация на друго ядрено съоръжение (чл. 63 от Наредбата за лицензиране).

Издаването на разрешение за разпореждане с ядрено съоръжение не би било необходимо при разпореждане с активите по проекта за изграждане на АЕЦ „Белене“. Не е налице обект, който да е в процес на въвеждане в експлоатация, въведен в експлоатация или да се експлоатира, нито е налице ядрено съоръжение, за което има издадено разрешение за строителство. По отношение на проекта АЕЦ „Белене“ са изпълнени следните стъпки от лицензионната процедура:

- издадено разрешение за избор на площадка, декември 2004 г.;
- издадена заповед за одобряване на площадка „Белене“, декември 2006 г.;
- издадени разрешения за проектиране на 1-ви и 2-ри блок на АЕЦ „Белене“, май-юни 2007 г.;
- подадено заявление за одобряване на техническия проект, април 2008 г.

В съответствие с подаденото заявление от април 2008 г., АЯР е стартирала процедура за преглед и оценка по същество на техническия проект. Към началото на 2012 г. оценката на техническия проект е завършена (Писмо на АЯР до Министъра на енергетиката от 19.05.2017 г.).

С оглед на посоченото дотук, в случай на възобновяване на проекта по съответния ред, лицензионното производство пред АЯР може да продължи от последния етап, до който е стигнало – оценка на техническия проект, след привеждане в съответствие с относими промени в действащото законодателство. Процедурата може да бъде продължена в хипотеза на прехвърляне на съответните издадени разрешителни от страна на „НЕК“ по описания ред. Не би било необходимо специално разрешение за извършване на търговска сделка с ядрено съоръжение, доколкото не е налице обект, който се експлоатира, е въведен в експлоатация или е в процес на въвеждане в експлоатация.

1.3.3. Нотификации

Освен специфичните изисквания, свързани с изграждането и експлоатацията на ядрени съоръжения по реда на Договора Евратом, Република България е задължена да предоставя определен обем информация на органите на ЕК, в т.ч. по отношение на енергийни инвестиционни проекти, касаещи обозрими промени в производството, преноса и капацитетите за съхраняване на енергия и за проектите в различните сектори на енергетиката, във връзка с изграждането на функциониращ вътрешен енергиен пазар.

Процедурни изисквания съгласно чл. 41-44 от Договора за създаване на Европейската общност за атомна енергия

Съгласно чл. 41 и 42 от Договора Евратом, предприятията са длъжни да съобщават инвестиционните си проекти за енергийна инфраструктура. Необходимо е тази информация да бъде допълнена, по-специално с периодично докладване относно изпълнението на инвестиционните проекти. Лицата и предприятията са длъжни да съобщят на Комисията инвестиционните проекти, отнасящи се до нови съоръжения, както и замените или преобразуванията, не по-късно от три месеца преди сключването на първите договори с доставчиците, или, ако работата се осъществява от предприятието с негови собствени средства – три месеца преди началото на работата. Комисията обсъжда с лицата или предприятията всички аспекти на инвестиционните проекти и съобщава становището си на заинтересованата държава-членка (чл. 43 от Договора Евратом).

Съобщението на Комисията до Европейския парламент и Съвета относно използването на финансовите ресурси, определени за извеждане от експлоатация на ядрени инсталации, отработено гориво и радиоактивни отпадъци, съдържа препоръки във връзка с представянето, в рамките на процедурата по чл. 41 от Договора Евратом, на

подробно разработена схема за финансиране на извеждането от експлоатация, която да е включена в законодателството.

В Регламент (ЕО) № 1209/2000 на Комисията от 08.06.2000 г. относно определянето на процедурите за осъществяване на съобщенията, предвидени в чл. 41 от Договора за създаване на Европейската общност за атомна енергия, е определена информацията, която трябва да се съобщава за всеки вид инвестиционен проект, и е даден образец на формуляр за тази цел.

Следва да се отбележи, че освен разгледаните разпоредби, чл. 52-66, както и чл. 103 от Договора Евратом също въвеждат изисквания, които са приложими във връзка с този тип проекти.

Процедурни изисквания във връзка с инвестиционни проекти в енергийна инфраструктура

Регламент (ЕС) № 256/2014 на Европейския парламент и на Съвета от 26.02.2014 г. относно нотифицирането до Комисията на инвестиционните проекти в областта на енергийната инфраструктура в Европейския съюз, въвежда обща нормативна уредба за нотификация до Комисията на данни и информация за инвестиционни проекти за енергийна инфраструктура в секторите на течните горива, природния газ, въглищата, електроенергията, включително електроенергията от възобновяеми източници, електроенергията от въглища и лигнит, комбинираното производство на електроенергия и полезна топлоенергия, както и за инвестиционните проекти за производство на биогорива и за улавяне, пренос и съхранение на въглероден диоксид, генериран в тези сектори. Той се прилага за инвестиционните проекти, които са с вече започнали дейности по изграждане или извеждане от експлоатация, или за които е взето окончателно инвестиционно решение. Регламент за изпълнение (ЕС) № 1113/2014 на Комисията от 16.10.2014 г. за установяване на формата и техническите подробности за нотификация, посочена в чл. 3 и 5 от Регламент (ЕС) № 256/2014 на Европейския парламент и на Съвета, и за отмяна на Регламенти (ЕО) № 2386/96 и (ЕС, Евратом) № 833/2010 на Комисията, определя формата и техническите подробности за нотификацията до Комисията на данни и информация относно инвестиционните проекти в областта на енергийната инфраструктура. Приложение Е1 „Производство на електроенергия“ съдържа образец относно формата за подаване на информация по отношение на проекти за изграждане на атомни електроцентрали с мощност, равна или по-голяма от 100 MW.

Следователно, при възобновяване на проекта за изграждане на ядрена централа АЕЦ „Белене“, ЕК трябва да бъде уведомена по реда на изброените механизми, въпреки полученото одобрение, което вече е изразено в становище на ЕК С (2007) 5860 от 07.12.2007 г.

1.3.4. Осигуряване на безопасността на ядрените централи

Директива 2014/87/Евратом на Съвета от 08.07.2014 г. за изменение на Директива 2009/71/Евратом за установяване на общностна рамка за ядрената безопасност на ядрените инсталации налага на държавите-членки задължения за създаване и поддържане на национална рамка за ядрена безопасност. Тази директива отразява разпоредбите на основните международни инструменти в областта на ядрената безопасност, а именно Конвенцията за ядрена безопасност, както и Основите за

безопасност (Safety Fundamentals), установени от Международната агенция за атомна енергия (IAEA).

Тя въвежда обща за ЕС цел за ядрена безопасност, която подчертава предотвратяването на аварии и избягването на значителни радиоактивни изхвърляния. Създава Европейска система за периодични тематични партньорски проверки – механизъм за сътрудничество и координация между държавите-членки на ЕС с цел изграждане на доверие, развитие и обмяна на опит и осигуряване на общо прилагане на високи стандарти за ядрена безопасност. Въвежда повишени изисквания по отношение на прозрачността по въпросите на ядрената безопасност (задължения за информиране и сътрудничество и участие на обществеността), осигуряване на редовни преоценки на безопасността на ядрените инсталации и подобряване на готовността за управление на аварии, както и за насърчаване на културата на ядрена безопасност на работното място.

Документът предвижда повишаване на ролята на регулаторния орган. Установяването на система за партньорски проверки, периодичните самооценки и насърчаването на културата за безопасност са важни и съществени промени в Директивата за ядрена безопасност, но те нямат директно отношение към решението за изграждане на нова ядрена мощност.

Директива 2014/87/Евратом на Съвета е транспонирана в националното законодателство чрез Наредбата за осигуряване безопасността на ядрените централи, приета с Постановление № 245 от 21.09.2016 г. на Министерския съвет. С новата Наредба е осигурено съответствие с най-новите изисквания на IAEA, WENRA (Updated Reference Levels for existing NPP, WENRA, 2014 г; Safety of New NPP Designs, Study by Reactor Harmonization Working Group RHWG, March 2013) и документите на Европейския съюз (Директива 2014/87/ Евратом на Съвета от 08.07.2014 г.) в областта на безопасността на ядрените централи.

Без съмнение, ключов момент в новата Директива е поставената цел за безопасност и начинът, по който тази цел е постигната с проекта на нова АЕЦ. В съответствие с Чл. 8(а) тази цел трябва да се прилага за ядрени инсталации, чиято лицензия (разрешение) за строителство е издадена за първи път след 14.08.2014 г. В конкретния случай това означава, че новата ядрена мощност в България трябва да отговаря на целта по безопасност, поставена в Директива 2014/87.

Въпросът за новата цел по безопасност ще бъде основен в дискусиите с Европейската комисия в случай, че се наложи нова нотификация по чл. 41-44 от Евратом.

Предотвратяването на аварии и избягването на значителни радиоактивни изхвърляния, което е в основата на новата цел за безопасност, са били обект на оценка (видно от интернет страницата на АЯР) по време на извършения преглед на техническия проект. Тези въпроси са обсъдени и в Доклада за допълнителна оценка на безопасността „стрес тестове“ за АЕЦ „Белене“ и в доклада от експертната мисия на Международната агенция за атомна енергия (МААЕ) в края на 2011 г.

Независимо от извършените експертизи и оценки на техническия проект на АЕЦ „Белене“, извършени в периода 2008-2012 г., евентуално възобновяване на дейностите по този проект ще изисква допълнителна оценка за съответствие на проекта с Наредбата за осигуряване на безопасността на ядрените централи, приета с ПМС № 245 от 21.09.2016 г. Крайното решение по този въпрос е от компетенциите на Агенцията за ядрено регулиране.

1.3.5. Отговорност за ядрена вреда

Виенската конвенция за гражданска отговорност за ядрена вреда, ратифицирана със закон от Народното събрание, приет на 27.07.1994 г., е основният документ, който регламентира задълженията и отговорностите при възникване на подобно събитие по отношение на страните, които са я ратифицирали (в т.ч. Република България). Дванадесет от държавите-членки на Съюза, а именно Белгия, Германия, Гърция, Испания, Франция, Италия, Нидерландия, Португалия, Словения, Финландия, Швеция и Обединеното кралство, са договарящи се страни по Парижката конвенция от 29 юли 1960 г. за отговорността на трети страни в областта на ядрената енергетика, изменена с Допълнителния протокол от 28 януари 1964 г. и с Протокол от 16 ноември 1982 г.

Парижката конвенция въвежда режим за обезщетение на пострадалите от вреди, причинени от ядрени аварии, основан на принципи, сходни с тези на Виенската конвенция. Протоколът от 12 февруари 2004 г. за изменение на Парижката конвенция осигурява по-високо обезщетение за вреди, причинени от ядрени аварии.⁶

Съгласно разпоредбите на Виенската конвенция, експлоатиращият ядрената инсталация е отговорен за ядрена вреда, за която се докаже, че е била причинена от ядрена авария в неговата ядрена инсталация; или свързана с ядрен материал, идващ от или произведен в неговата ядрена инсталация. Отговорността на експлоатиращия е абсолютна. Тя може да бъде ограничена от държавата, в която се намира инсталацията, до сума, не по-малка от 5 млн. щатски дол. за всяка една ядрена авария. Експлоатиращият е задължен да поддържа застраховка или друга финансова гаранция, покриваща неговата отговорност за ядрена вреда. Държавата, в която се намира инсталацията, от своя страна осигурява изплащането на уважени искове за обезщетение за ядрена вреда срещу експлоатиращия, като осигурява необходимите средства в такъв размер, в какъвто размерът на застраховката или друга финансова гаранция е недостатъчен за обезщетяване на такива искове, но не повече от максималния размер на отговорността, ако такъв е определен. ЗБИЯЕ препраща към разпоредбите на Виенската конвенция за гражданска отговорност за ядрена вреда. Министерският съвет определя лицето, което по смисъла на Виенската конвенция е експлоатиращ ядрената инсталация, и вида и условията на финансовата гаранция, покриваща отговорността за ядрена вреда на експлоатиращия (чл. 129). Отговорността на експлоатиращия за вреда, причинена от всяка ядрена авария, е ограничена до 96 млн. лв., като експлоатиращият е длъжен да поддържа застраховка или друга финансова гаранция за периода на експлоатация на ядрената инсталация на тази стойност. Чл. 133 от ЗБИЯЕ въвежда и задължението за държавата да изплаща уважени искове срещу експлоатиращия за обезщетяване на ядрена вреда, когато застраховката е недостатъчна, до размера на границите на отговорността. Държавата е задължена и да обезщетява за вреда, която се дължи на ядрена авария, пряко причинена от тежко природно бедствие от изключителен характер, до границата на отговорността, посочена по-горе.

Предвидените в националния закон лимити са едни от най-ниските в Европа⁷, тъй като страната не е въвела актуалните документи, регламентиращи тази материя. През 1997 г.

⁶ <https://www.oecd-nea.org/law/paris-convention-protocol.html>.

⁷ В Обединеното Кралство от 2016 г. отговорността на оператора се увеличава от приблизително 140 млн. паунда (170 млн. евро) на 1200 млн. евро на инцидент. В Германия има неограничена отговорност на оператора и се изисква обезпечение от 2.5 млрд. евро, което трябва да бъде осигурено от оператора на всяка инсталация. Тази гаранция е частично покрита от застраховка до 256 млн. евро. Франция изисква финансова гаранция от 91.5 млн. евро, като тази сума ще бъде увеличена на 700 млн. евро. Белгия изисква електроцентралите да бъдат застраховани на 1.2 млрд. евро. Чешката република се стреми към ратифициране на изменението на Виенската конвенция и през 2009 г. увеличава задължителното

е прието изменение на Виенската конвенция, което Р България не е ратифицирала – Протокол от 12.09.1997 г. за изменение на Виенската конвенция от 21.05.1963 г. за гражданска отговорност за ядрена вреда. Изменението е договорено с оглед осигуряване на по-добро обезщетение на пострадалите от вреди, причинени от ядрени аварии, чрез разширяване на териториалното покритие, видовете вреда, както и финансовите граници на отговорността.

Основното изменение, въведено с Протокола от 1997 г., касае член V от Виенската конвенция от 1963 г., като променя лимита по отношение на размера на отговорността на експлоатиращия. Отговорността на експлоатиращия може да бъде ограничена от държавата, в която се намира инсталацията, за всяка една ядрена авария: до сума не по-малка от 300 млн. специални права на тираж (СПТ) (приблизително еквивалентни на 400 млн. щатски дол.); или до сума не по-малка от 150 млн. СПТ, при условие че тази държава предоставя в допълнение като обезщетение за ядрена вреда публични средства до най-малко 300 млн. СПТ; или за максимален срок от 15 години, считано от датата на влизане в сила на протокола, като преходният размер не може да бъде по-малък от 100 млн. СПТ по отношение на ядрена авария, възникнала в рамките на този срок. Възможно е да се предвиди сума, по-ниска от 100 млн. СПТ, при условие че тази държава предоставя публични средства като обезщетение за ядрена вреда, която покрива разликата между този по-нисък размер и сумата от 100 млн. СПТ.

Протоколът включва и възможност за държавата, в която се намира инсталацията, да определи по-нисък размер на отговорността на експлоатиращия предвид естеството на ядрената инсталация или на използваните ядрени вещества и предвидимите последици от настъпила в тази инсталация авария, при условие, че този определен размер в никакъв случай не е по-малък от 5 млн. СПТ, и при условие, че държавата, в която се намира инсталацията, гарантира да бъдат предоставени публични средства до размерите, посочени в преходното изречение.

Със свое Решение 2013/434/ЕС от 15 юли 2013 г.⁸ Съветът на ЕС упълномощава някои държави-членки (в т.ч. Р България) да ратифицират или да се присъединят в интерес на Европейския съюз към Протокола за изменение на Виенската конвенция за гражданска отговорност за ядрена вреда от 21 май 1963 г. и да приемат декларация относно прилагането на съответните вътрешни правила от правото на Съюза.

С оглед на гореизложеното възниква въпрос доколко действащата нормативна уредба позволява реализацията на проект за изграждане и експлоатация на АЕЦ, без какъвто и да било финансов ангажимент от страна на държавата. Освен това, ратифицирането на протокола към Виенската конвенция би увеличило значително размера на отговорността на експлоатиращия, респективно държавата, в предвидените в конвенцията случаи.

1.3.6. Управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци

Директива 2011/70/Евратом на Съвета от 19.07.2011 г. за създаване на рамка на Общността за отговорно и безопасно управление на отработено гориво и радиоактивни отпадъци дава задължителна правна сила на основните международно одобрени принципи и изисквания в тази област.

минимално застрахователно покритие за всеки реактор на 8 млрд. CZK (296 млн. евро). От януари 2016 г. Словакия увеличава минималното застрахователно покритие от 75 на 300 млн. евро (<http://www.world-nuclear.org/information-library/safety-and-security/safety-of-plants/liability-for-nuclear-damage.aspx>).

⁸ <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/BG/TXT/?uri=CELEX:32013D0434>; ОВ L 220, 17.8.2013 г.

Директивата има за цел да гарантира високо ниво на безопасност, да избягва неоправданото натоварване на бъдещите поколения и да повишава прозрачността. Тя допълва основните стандарти, посочени в Договора за Евратом по отношение на безопасността на отработеното ядрено гориво (ОЯГ) и радиоактивните отпадъци (РАО), без да се засяга Директивата за основните стандарти за безопасност.

Всяка държава-членка е свободна да определя своята политика за ядрения горивен цикъл. Отработеното ядрено гориво може да се разглежда като ценен ресурс, който може да бъде преработен или като радиоактивен отпадък, предназначен за директно погребване. Радиоактивните отпадъци, включително отработеното гориво, разглеждано като отпадък, изискват мерки за съхраняване и изолиране от хората и жизнената среда в дългосрочен план. Особеното им естество, а именно фактът, че съдържат радионуклиди, изисква мерки за защита на човешкото здраве и околната среда срещу опасностите, произтичащи от йонизиращи лъчения, включително погребване в подходящи съоръжения като крайна точка за разполагането им. Независимо от избрания вариант, погребването на високоактивните отпадъци (получени от преработката на ОЯГ), или на ОЯГ (обявено за радиоактивен отпадък), няма алтернатива.⁹ Съхраняването на радиоактивни отпадъци, включително дългосрочното съхранение, е временно решение, но не е алтернатива на погребването.

Приемането на Директива 2011/70/Евратом на Съвета две години след одобряването на Директивата за ядрената безопасност е важно събитие и спомага за засилване на ядрената безопасност в рамките на Европейския съюз, като същевременно гарантира, че държавите-членки поемат отговорност за управление на техните радиоактивни отпадъци и отработено гориво.

Директивата е в съответствие с Основните принципи на МААЕ за безопасност (IAEA Fundamental Safety Principles) и Единната конвенция за безопасност при управление на отработено гориво и за безопасност при управление на радиоактивни отпадъци.

Съществени различия на Директивата с Единната конвенция са:

- Директивата определя правно обвързващи изисквания за управление на ОЯГ/РАО (Единната конвенция има по-скоро стимулиращ, поощрителен характер).
- Директивата определя строги условия за износа на радиоактивни отпадъци извън ЕС.
- Директивата въвежда подробни изисквания за съдържанието на националните програми за управление на ОЯГ и радиоактивните отпадъци.
- Директивата насърчава прозрачността, предоставянето на информация на заинтересованите страни и участието им във вземането на решения.
- Директивата ясно посочва погребването като крайна стъпка при управлението на ОЯГ и радиоактивните отпадъци и изисква от държавите-членки да вземат под внимание погребването като единствения приемлив вариант.

България е страна по Единната конвенция и регулярно докладва по въпросите за безопасното управление на ОЯГ и РАО, както и за наличния инвентар от тези материали. България е въвела изискванията на Директивата в националното

⁹ Вж. Държавно предприятие „Радиоактивни отпадъци“, ПОГРЕБВАНЕ НА РАО - <http://dpraobg/%D0%B4%D0%B5%D0%B9%D0%BD%D0%BE%D1%81%D1%82%D0%B8/%D0%B4%D1%8A%D0%BB%D0%B3%D0%BE%D0%B2%D1%80%D0%B5%D0%BC%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D0%BE-%D1%81%D1%8A%D1%85%D1%80%D0%B0%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5-%D0%BD%D0%B0-%D1%80%D0%B0%D0%BE-2.html>.

законодателство в предвидените за това срокове чрез Наредба за безопасност при управление на радиоактивните отпадъци и Наредба за осигуряване безопасността при управление на отработено ядрено гориво.

България е разработила, в съответствие с изискванията на Директивата, съответната национална програма (Стратегия за управление на отработено ядрено гориво и радиоактивни отпадъци до 2030 г.). Стратегията е приета с решение на МС и е изпратена на ЕК в предвидените срокове.

България е разработила и прилага система за лицензиране, контрол, документиране, инспекции и система за правоприлагане на изискванията на нормативните документи в областта на безопасното управление на ОЯГ и РАО.

България е приела погребването като последен етап от безопасното управление на ОЯГ и РАО. В ход е изграждане на национално приповърхностно хранилище за погребване на ниско- и средноактивни отпадъци. Предприети са първи стъпки за проучване на конкретни площадки за дълбоко геоложко погребване на високоактивни РАО и ОЯГ.

Въведените в националното законодателство изисквания на Директивата се отнасят в еднаква степен за ОЯГ и РАО, генерирани както от работата на блоковете в АЕЦ „Козлодуй“, и за ОЯГ и РАО, генерирани от една нова ядрена мощност.

В страната е разработена и функционира схема за финансиране на управлението на отработеното ядрено гориво и радиоактивните отпадъци (регулярни вноски от притежателите на лицензии). Същата схема трябва да се приложи и към нова ядрена мощност.

1.3.7. Извеждане от експлоатация

През октомври 2004 г. Комисията представя на Европейския парламент първия си доклад относно използването на финансовите ресурси, определени за извеждане от експлоатация на атомни електроцентрали. През същата година Комисията създава и специална експертна Група по финансиране извеждането от експлоатация (Decommissioning Funding Group). Групата по финансирането на извеждането от експлоатация е единственият орган в ЕС, който обединява държавите-членки и Комисията за общ анализ и обсъждане на въпросите на финансирането на извеждането от експлоатация. През 2006 г. Комисията приема Препоръка за фондовете за извеждане от експлоатация. Съгласно Препоръката на Комисията от 2006 г., всяка ядрена инсталация трябва да попада в обхвата на стратегия за извеждане от експлоатация, приведена в съответствие с политиката за извеждане от експлоатация. ЕК смята, че само подробното планиране може да осигури набирането на адекватни финансови средства. През декември 2007 г. тя представя втория си доклад до Европейския парламент и Съвета за сравняване на практиката на финансиране на ядрените оператори в ЕС и тази на държавите-членки въз основа на критериите, изложени подробно в Препоръката на Комисията.

През 2012 г. ОИСР/АЯЕ публикува „Международната система за прогнозиране на разходите по извеждане от експлоатация“ (ISDC) (NEA № 7088).¹⁰ Все още няма еквивалентна методика за прогнозиране на разходите за ядрените отпадъци.

¹⁰ <http://www.oecd.org/publications/international-structure-for-decommissioning-costing-isdc-of-nuclear-installations-9789264991736-en.htm>.

През 2013 г. ЕК представя Съобщение до Европейския парламент и Съвета относно използването на финансовите ресурси, определени за извеждане от експлоатация на ядрени инсталации, отработено гориво и радиоактивни отпадъци, придружено от работен документ, представящ основни аспекти на проблема, препоръки, както и добри практики.

ЕК отчита, че държавите-членки са избрали доста различни пътища за постигане на целта след окончателно спиране, ядрените инсталации да бъдат изведени от експлоатация. В държавите-членки, в които се извършват търговски дейности в ядрената област, са създадени широкообхватни системи, задължаващи притежателя на лицензията да натрупа адекватни финансови средства преди края на експлоатационния срок на инсталациите, за да гарантира, че те са налице, когато са необходими за извеждането от експлоатация на неговите съоръжения. Като добри практики за спазване на принципа „замърсителят плаща“ са представени Холандия, Франция и Испания. Системите във всички държави-членки с търговски ядрени дейности се основават на модела за създаване на адекватни фондове за извеждане от експлоатация въз основа на приходите, получавани от дейностите по време на експлоатационния срок.

Интервалът от време за натрупване на средства по фондовете обикновено се разпростира върху целия очакван експлоатационен срок. По-кратки срокове не са изключени и представляват средство за защита срещу непредвидени случаи, например предсрочно затваряне. В случаите на предсрочно затваряне, дължащо се на политически решения, по принцип правителството е отговорно за покриване на последвалия недостиг на средства във фонда. По отношение вида на фондовете, ЕК идентифицира три основни модели за фонд – самостоятелен вътрешен фонд, поддържан от оператора на инсталацията, но като отделен бюджет, до който може да се прибегва само за целите на извеждането от експлоатация и управлението на отпадъците и под контрола на националния орган; самостоятелен външен фонд; и несамостоятелен вътрешен фонд.

В Република България финансирането на дейностите по извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения се осъществява чрез набиране на средства във фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения“ към Министъра на енергетиката, наричан по-нататък „фонда“. Приходите по фонда се събират, отчитат и централизират в системата на единната бюджетна сметка чрез използване на отделна транзитна сметка, открита на Министерството на енергетиката в Българската народна банка, от следните източници:

- вноски от лицата, които експлоатират ядрено съоръжение, в размер, определен с Наредбата за реда за установяване, събиране, разходване и контрол на средствата и за размера на дължимите вноски във фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения“;
- средства от държавния бюджет, определяни ежегодно със Закона за държавния бюджет за съответната година;
- лихви по управлението на набраните средства във фонда и по просрочени плащания на вноските от лицата, които експлоатират ядрено съоръжение;
- дарения;
- други приходи, получени в резултат от управлението на средствата на фонда.

Средствата по фонда се изразходват целево само за финансиране на дейностите по извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения. Когато реализацията на проекта за

извеждане от експлоатация се окаже по-скъпа от одобрените от Управителния съвет на фонда оценки на разходите, необходимите допълнителни разходи са за сметка на лицето, което последно е експлоатирано ядреното съоръжение, съгласно издадена лицензия за експлоатация.

При промяна на лицензианта и периодично, поне веднъж на 5 години, Управителният съвет прави преглед на оценките на разходите за извеждане от експлоатация, като при необходимост се изменя размерът на дължимите вноски.

Размерът на вноските се определя съобразно Методология за определяне на разходите по финансиране на извеждането от експлоатация и съответно за определяне на дължимите вноски на годишна база, която се приема от Управителния съвет на фонда по предложение на министъра на енергетиката.

Наредбата за реда за установяване, събиране, разходване и контрол на средствата и за размера на дължимите вноски във фонда предвижда, че методологията трябва да се основава на оценката на разходите за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения, отнесени към целия период на експлоатация. При определяне на разходите за извеждане от експлоатация се отчитат:

- избраната концепция и плана за извеждане от експлоатация на съответния енергиен блок, група блокове или ядрена централа;
- оценката на необходимите финансови ресурси съгласно плана за извеждане от експлоатация на съответния енергиен блок, група блокове или ядрена централа;
- графикът на изпълнение на дейностите по извеждане от експлоатация.

Важно е да се отбележи, че съгласно чл.22, ал.3 от ЗБИЯЕ при прекратяване на лицензия досегашният титуляр е длъжен да осигурява ядрената безопасност, радиационната защита и физическата защита на ядрените съоръжения, ядрените материали и другите източници на йонизиращи лъчения до издаването на нова лицензия на нов титуляр или до безопасното извеждане от експлоатация на съответните съоръжения или обекти. Но в случаите на прекратяване на лицензия за експлоатация на ядрено съоръжение и липса на средства за осигуряване на ядрената безопасност, радиационната защита и физическата защита при спиране на дейността, тези средства се осигуряват от фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения” (чл. 16 от Наредбата). Управителният съвет на фонда осигурява необходимите средства от фонда в рамките на предвидените със закона за държавния бюджет за съответната година, а допълнително необходимите средства се осигуряват по реда на Закона за публичните финанси.

Освен това, доколкото ЗБИЯЕ (чл. 49, ал.1, т. 2) и Наредбата предвиждат внасяне и последващо ангажиране на средства от фонда с произход от държавния бюджет, реализирането на подобна хипотеза категорично би довело до финансов ангажимент за държавата.

2. ПОДДЕЙНОСТ V.2. РАЗРАБОТВАНЕ НА ВАРИАНТ ЗА ОТДЕЛЯНЕ НА АКТИВИТЕ И ПАСИВИТЕ НА „НЕК“, СВЪРЗАНИ С ПРОЕКТА „АЕЦ БЕЛЕНЕ“, В ОТДЕЛНО ТЪРГОВСКО ДРУЖЕСТВО С ЦЕЛ ПРОВЕЖДАНЕ НА ПОСЛЕДВАЩА ПРОЦЕДУРА ПО РЕДА НА ЗАКОНА ЗА ПРИВАТИЗАЦИЯ И СЛЕДПРИВАТИЗАЦИОНЕН КОНТРОЛ

Вариантите, които са възможни за реализация на съществуващите активи на проекта АЕЦ „Белене“, са следните:

- отделяне на пасивите и активите на „НЕК“, свързани с проекта АЕЦ „Белене“, в самостоятелно юридическо лице и последваща приватизация на дружеството;
- продажба на обособена част по реда на Закона за приватизация и следприватизационен контрол;
- увеличаване на капитала на новосъздадено или съществуващо дружество на „НЕК“ със стойността на активите на централата и организиране на участие в него на потенциален инвеститор;
- създаване на гражданско дружество с участие на „НЕК“ със собствеността на съществуващите активи на проекта и друг инвеститор на основание и по реда на чл. 357-364 от Закона за задълженията и договорите (ЗЗД);
- разпоредителна сделка с дълготрайни материални активи (ДМА) от страна на „НЕК“ – продажба на дълготрайни материални активи, като част от капитала на „НЕК“.

Предвид поставеният в заданието фокус на задачата, само първите два варианта са представени в следващото изложение.

2.1. Отделяне на пасивите и активите на „НЕК“ ЕАД, свързани с проекта АЕЦ „Белене“, в самостоятелно юридическо лице и последващата му приватизация

Реализирането на този вариант преминава през следните стъпки:

1. Анализ на техническите параметри на оборудването, придобито въз основа на решението на арбитражно дело ICC Cas 18086/GZ/МНМ, както и на състоянието на сега съществуващите на площадката „Белене“ активи, с цел тяхното апортиране, като непарична вноска в капитала на новото/съществуващото Дружество. Начинът на образуване на ново дружество по реда на Търговския закон трябва да бъде определен след като правителството вземе решение за това дали ще се построи отново атомната централа и този процес трябва да бъде реализиран чрез отделяне на активите и пасивите на „НЕК“, свързани с проекта АЕЦ „Белене“, в отделно търговско дружество с цел провеждане на последваща процедура за раздържавяването им, или тези активи трябва да бъдат продадени на съответен инвеститор като дълготрайни материални активи, собственост на „НЕК“.
2. Възлагане на оценка на пазарната стойност на непаричната вноска от лицензирани за това лица, оценители със съответната квалификация и сертификати.
3. Съгласно компетентността им по реда на Търговския закон, Правилника за реда за упражняване правата на собственост на държавата в търговските дружества с държавно участие в капитала и актуалния устав на „НЕК“, както и получаване на съответните разрешения от Агенцията за приватизация и следприватизационен

контрол (АПСК), вземане на решение на съответните органи на управление на „НЕК“ за апорт на материалните и нематериални активи по т. 1.

4. Вписване на промените или новото Дружеството в Търговския регистър, воден от Агенцията по вписванията.
5. Последващо предложение за раздържавяване на новото търговско Дружество или съществуващото.

При прилагане на този вариант е възможно използването на съществуващо търговско дружество.

При раздържавяване на Дружеството са възможни няколко хипотези, в зависимост от решението на правителството на Р България за това дали в бъдеще ще се построи новата атомна централа и е необходимо да се намери инвеститор, или противоположната позиция – да се реализира изгодна сделка за продажба на съществуващите вече придобити дълготрайни материални активи (ДМА), собственост на „НЕК“, и предназначени за строителството на атомна централа.

При първата хипотеза, най-реалният способ е приватизация, с цел намиране на инвеститор за построяване на атомната централа. Условието и начините на реализиране на този процес са уредени в Закона за приватизация и следприватизационен контрол (ЗПСК).

При действащата нормативна уредба, по-специално в чл. 3, ал.1 на ЗПСК, е указано, че държавното участие в капитала на всички търговски дружества се счита за обявено за приватизация от момента на влизането в сила на ЗПСК, с изключение на дружествата, включени в списъка-приложение № 1 към чл. 3, ал. 1 от ЗПСК (по-долу само Забранителен списък). В този списък е включен „Български енергиен холдинг“ ЕАД. Съгласно ЗПСК от АПСК се взема решение за приватизация за дялове или акции – собственост на търговските дружества, включени в Забранителния списък (каквото е „БЕХ“), в други търговски дружества – техни дъщерни дружества (каквото е „НЕК“), както и за обособени части от имуществото на търговски дружества, чиито капитал е собственост на други търговски дружества с повече от 50% държавно участие в капитала (например обособена част от „НЕК“, чийто капитал е собственост на „БЕХ“). Следователно съгласно чл.3, ал.3, т. 3, б.„в“ от ЗПСК, АПСК приема решение за приватизация на акциите на „НЕК“, както и неговите обособени части.

Обаче, в ЗПСК липсва регламент за раздържавяване на дъщерни дружества на търговски дружества, чийто капитал е собственост на други търговски дружества с над 50% държавно участие в капитала. Новоучреденото дружество ще бъде дъщерно на „БЕХ“ ЕАД – „НЕК“ ЕАД, защото ще бъде учредено с капитал, който принадлежи на „НЕК“. Това означава, че неговата продажба, би трябвало да се извърши по реда на Търговския закон, в зависимост от решението на органите на управление на „НЕК“ и съответно това на неговия принципал – „БЕХ“ ЕАД.

От анализа на съществуващата нормативна уредба е видно, че с цел защита на интересите на държавата, най-удачно е да се пристъпи към създаване на ново търговско дружество чрез отделяне по реда на чл. 261 и ост. от Търговския закон на вече цитираните по-горе активи от „НЕК“ в ново търговско дружество, собственост на „БЕХ“, или **търговско дружество извън опеката на „БЕХ“, в което правата на собственост на държавата върху капитала ще се упражняват от министъра на енергетиката.** По този начин бъдещата приватизация ще се осъществи по реда на ЗПСК, като АПСК приеме съответното решение по реда на чл.3, ал.3, т.3, б.„в“ и пристъпи към реализация на приватизационния процес, включващ:

- Възлагане изработването на правен анализ, приватизационна оценка и информационен меморандум. Същият може да се възложи за цялото Дружество, включително и за неговите отделни обособени части.
- Определяне съответния метод (най-удачният в случая би бил публично оповестен конкурс) за приватизация. Целесъобразно е в решението на АПСК да се поставят квалификационни критерии, на които да отговарят потенциалните инвеститори, с оглед изграждане на бъдеща атомна електроцентрала. Предвид необходимостта от гарантирана възможност за контрол на държавата в процеса на приватизация, трябва да се направи предложение и за заделяне на съответен брой акции/дялове от капитала на приватизиращото се дружество, които да останат нейна собственост (например „златна акция“).
- Провеждане на всички дейности за продажба, подробно регламентирани в ЗПСК.

2.2. Приватизация чрез продажба на обособена част

Другият способ за приватизация на активите, находящи се на площадката на АЕЦ „Белене“, е продажба на обособена част. Тъй като това е приватизационна сделка, нейният режим е регламентиран в ЗПСК.

Съгласно действащия ЗПСК, неговите Допълнителни разпоредби, „Обособена част“ е структура в търговско дружество, която може самостоятелно да осъществява стопанска дейност (магазин, ателие, кораб, цех, ресторант, хотел и други подобни), както и незавършен обект на строителството – собственост на търговско дружество. Ако приемем, че непостроената АЕЦ „Белене“ представлява незавършен обект на строителство и тя е *де факто* и *де юре* структура в „НЕК“, то тя носи характеристиката на обособена част по смисъла на ЗПСК.

На основание чл. 8, ал. 2 от ЗПСК паричните постъпления или част от паричните постъпления от приватизацията на обособената част могат да бъдат преведени по сметка на „НЕК“ по решение на АПСК, след съгласуване с „БЕХ“, и остават собственост на „НЕК“. В този акт е и мястото за регламентиране на реда и начина, по който получените финансови средства от сделката да бъдат разпоредени.

Видно от разпоредбата на предложението за обществено обсъждане Законопроект, приватизацията на акции и дялове от капитала на търговски дружества, собственост на държавата, както и на търговски дружества с повече от 50% (каквото е „НЕК“) държавно участие в капитала се забранява. С оглед на това, дори и да се учреди ново търговско дружество (независимо дали еднолично акционерно дружество или еднолично дружество с ограничена отговорност, чиито акции или дялове са собственост на държавата, или на друго търговско дружество с над 50% държавно участие в капитала), то ще попадне и в двете хипотези на пар. 1 (1) на Законопроекта. Още повече, в пар. 2 от Законопроекта е предвидено по изключение, изрично действие на закона *ex tunc*, с обратна сила, и всички започнати приватизационни процедури за сключване на сделки ще бъдат прекратени по закон.

Следователно, процедура за приватизация на търговско дружество, в чийто капитал са апортирани активите от площадката на АЕЦ „Белене“, и негов едноличен собственик на капитала е държавата или търговско дружество с над 50% държавно участие в капитала си, съобразно с изложеното по-горе, ще бъде забранена, според този проект.

Ако се учреди дъщерно дружество на „НЕК“, то няма да попада в нито една от хипотезите на пар. 1(1) от Законопроекта за изменение на ЗПСК, тъй като „НЕК“ е

дъщерно дружество на „БЕХ“, следователно неговите (на „НЕК“) акции са собственост на друго търговско дружество. В този случай, „НЕК“ ще трябва да продаде капитала на дъщерното си дружество, а е възможно „НЕК“ да упълномощи Агенцията за приватизация да извърши продажбата.

Съгласно горесцитирания Законопроект, обособени части от имуществото на търговски дружества с пряко или опосредено държавно участие в капитала, могат да бъдат продавани само след решение на Народното събрание, по предложение на Министерския съвет. С приемането на предложените изменения ще може да се осъществи приватизационна сделка за продажба на АЕЦ „Белене“ като обособена част от „НЕК“ само с разрешение на Народното събрание, по предложение на Министерския съвет.

В заключение на тази част може да се обобщи, че се очертават два основни подхода за реализация на активите на АЕЦ „Белене“ – единият е продажба на активите, а другият е реализация на проекта чрез участие на стратегически инвеститор. Досегашният опит и допълнително направените проучвания за използване на първи вариант дават основание да се твърди, че пазар за такова оборудване не съществува или е с един купувач (т.н. моносонен пазар). Следователно, този вариант може да се осъществи с голяма загуба, поради това, че:

- Реакторите са произведени по конкретно задание, която еднозначно отговаря на вече изградената площадка на АЕЦ „Белене“.
- Производителят на реакторите е и проектант и потенциален строител на централата, което го превръща в единствен потенциален купувач на произведеното оборудване.
- Досегашната практика показва, че продажбата на предишно оборудване на АЕЦ „Белене“ е реализирано на много по-ниска стойност, а опитите за продажба на настоящото оборудване не са успешни.
- Продажбата на активите за скрап е възможна, но цената, която би се получила от тази сделка ще е нищожна.

Поради изброените аргументи, 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 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.

3. ПОДДЕЙНОСТ V.3. РАЗРАБОТВАНЕ НА ФИНАНСОВ МОДЕЛ ЗА ПРОГНОЗИРАНЕ НА ПАРИЧНИТЕ ПОТОЦИ ОТ ПОТЕНЦИАЛНОТО ИЗГРАЖДАНЕ НА АЕЦ „БЕЛЕНЕ“

Въведение

Тази част представя резултатите от финансовите анализи на проекта за изграждане и функциониране на АЕЦ „Белене“. За нуждите на тези финансови анализи е разработен специален финансов модел (приложен във файлов формат).

Целта на финансовите анализи е да оцени жизнеспособността на проекта за изграждане и експлоатация на АЕЦ „Белене“. По-конкретно, благодарение на финансовите анализи, са изведени критични стойности и допускания, при които проектът става жизнеспособен.

За постигане на целта са изпълнени следните основни задачи:

- Проучен е наличният опит за финансово моделиране на проекта, както и водещи практики в сектора на енергийните проекти.
- Събрана и актуализирана е информация за състоянието на проекта, в т.ч. изготвен е актуален бюджет на проекта.
- Подготвен е напълно нов модел за нуждите на финансовите анализи.
- Събрана е актуална информация и са изведени основни допускания за захранване на финансовия модел. Извършени са изчисления и са получени изходни резултати за оценка на жизнеспособността на проекта.
- Събрана и анализирана е информация за основните числови параметри на подобни проекти. На тази основа са изведени еталонни стойности за сравнение с основните параметри на проекта АЕЦ „Белене“.
- Извършена е верификация на получените резултати и е подготвен настоящия доклад.

В настоящия доклад е използвана информация и прогнози от други предходни дейности на проекта. Тези входни данни са посочени като източници и не са дискутирани в доклада.

Подходът, който е използван при разработката, е:

- **клиентски ориентиран**, защото е изцяло насочен към нуждите на Възложителя и позволява итеративно използване на модела, както за вземане на решение за използване на наличните активи по проекта, така и по време на преговори с потенциални инвеститори за изграждане на централата, а след това и при преговори с банки и финансови институции за осигуряване на кредит за строителство. Моделът и базата данни след актуализация с данни на вече направените разходи при строителството могат да се използват и за нуждите на бизнес планирането и отчитането по време на експлоатация на централата;
- **научно аргументиран и обоснован**, защото за създаването на допусканията и базата данни на модела са използвани както минал опит и информация от предишни подобни упражнения, така и консултации със специалисти от сектора. Допълнително е извършена верификация на входни и изходни данни чрез сравняване с референтни стойности на други подобни проекти и препоръки от авторитетни международни организации и консултантски фирми;

- **холистичен**, защото изпълнението на тази дейност е логически свързана и представлява естествено продължение и завършек на другите предходни дейности на проекта, които се отнасят до бъдещо развитие на икономиката, битовия сектор, навлизането на новите технологии, установяване на нуждите от електропотребление в страната и региона в дългосрочен хоризонт, перспективите за износ на електроенергия, навлизането и излизането на енергийни мощности в страната, в т.ч. изграждането на нови ВЕИ, изследване на либерализацията на пазара на електроенергия, прогнозиране на динамиката на цените на основните енергоносители и на електроенергията в страната и на регионалния пазар, изследване на съществуващата правна рамка за изграждане на нова ядрена мощност.

Структурата на материала на Поддейност V.3. се състои от 3 части. В първа част се представя историята на проекта, предвидената за използване технология и текущото му състояние.

Втората част е посветена на финансовия модел. Той е представен като логика, функционалност, информационно осигуряване и методологически подход.

В третата част са представени основните резултати и изводи от финансовите анализи. Изложени са основните допускания и входни данни на модела. В тази част активно са използвани еталонни сравнения по отделни показатели или групи показатели за тестване на надеждността на използваните данни.

В настоящата версия на материала са взети предвид всички коментари на Възложителя, направени в хода на предварителните и последващите обсъждания. Те са надлежно отразени и във финансовия модел, който е представен в отделен файл.

3.1. Проектът АЕЦ „Белене“

3.1.1. Състояние на проекта – идея, технология, развитие на проекта, текущо състояние

Проучванията на подходяща площадка за строителство на втора АЕЦ в страната започват в началото на 70-те години на XX век. До 1979 г. са изследвани около 25 потенциални площадки, като за три от тях – Белене, Вардим и Батим, това е направено подробно.

Първото правителствено решение за строителство на АЕЦ „Белене“ с 4 блока е взето на 20.03.1981 г. След това до 1987 г. е подготвен технически проект за изграждане на централата. Предвидено е да се използват съветски реактори от типа ВВЕР-1000/V-320. Междувременно през 1985 г. започва изпълнение на подготвителните работи, като площите се изравняват и повдигат, изгражда се строителна, монтажна и складова база и административно битов комплекс. През 1987 г. започва изпълнението на строителните работи. До края на 1989 г. реакторният корпус на 1-ви блок е изграден до кота 13,2 м, доставено е оборудването на първи контур и е достигната степен на завършеност СМР на около 40%.

През май 1990 г., поради липса на средства, правителството взема решение за изграждане на два блока. През 1991 г. следващото правителство на страната взема решение за замразяване на проекта. Основното оборудване е консервирано и всяка година се прави технически преглед.

През декември 2002 г. правителството отменя решението от 1991 г. за замразяване на проекта. През ноември 2004 г. е одобрен от МОСВ доклад за ОВОС на проекта. През декември 2004 г. „НЕК“ избира „Парсънс Европа“ и „Риск Инженеринг“ да изготвят

технически проект и да надзирават строежа на АЕЦ „Белене“. През февруари 2005 г. „НЕК“ се спира на „Делойт“ Централна Европа и „Нортън Роуз“ за финансови консултанти на проекта.

С Решение № 260 от 08.04.2005 г. на Министерски съвет на Република България се възобновява работата по изграждането на АЕЦ „Белене“ с мощност 2000 MW. Тогава започва подготовката на процедура за търсене на доставчик за двата реактора (Руски тип ВВЕР 1000).

През 2005 г. „НЕК“ обявява процедура за възлагане на обществена поръчка за изпълнение на договор за завършване на проектирането и за изграждане, въвеждане в експлоатация на двата блока на АЕЦ „Белене“. През октомври 2006 г. „НЕК“ обявява руската ЗАО „Атомстройекспорт“ (АСЕ) заедно с AREVA NP (Франция) и Siemens (Германия) като основни подизпълнители за победител в процедурата.

Обхватът на проекта съдържа проектиране, изграждане, въвеждане в експлоатация на сградите, съоръженията и инсталациите, разположени на площадката, които имат основно, спомагателно и обслужващо предназначение, и които са пряко необходими за въвеждането в експлоатация и експлоатацията на блок № 1 и № 2 на АЕЦ „Белене“ (изграждане „до ключ“). ЗАО „Атомстройекспорт“ изпълнява задълженията си по споразумението.

Проектът на АЕЦ „Белене“ включва два еднотипни блока с мощност 1000 MW и спомагателни сгради и съоръжения. Реакторната инсталация е ВВЕР-1000 (В-466Б). Това е еволюционен проект, който използва резултатите от натрупания многогодишен опит в проектирането и експлоатацията на реактори с топлоносител – вода под налягане и го съчетава със съвременни технически решения и нововъведения.

Проектът (А-92) е разработен от руската компания ЗАО „Атомстройекспорт“ (АСЕ), която е част от държавна корпорация „Росатом“, в рамките на сключеното през ноември 2006 г. с българската компания „НЕК“ ЕАД договорно споразумение за изграждане на АЕЦ „Белене“. Споразумението включва задължение за осъществяване на дейности по инженеринг, доставка и строителство на блокове 1 и 2 на бъдещата ядрена централа „Белене“

През 2007 г. „НЕК“ информира Европейската комисия (ЕК) за намерението си да строи АЕЦ „Белене“ според чл. 41 от договора „Евроатом“. ЕК оповестява позитивната си оценка за строежа на АЕЦ „Белене“.

През април 2008 г. „НЕК“ избира BNP Paribas за структурираща банка за финансирането на проекта. През декември 2008 г. се подписва акционерно споразумение с RWE Power за обща компания за развитие на проекта.

В края на 2009 г. RWE Power и BNP Paribas излизат от проекта.

През януари 2010 г. стартира процедура по избор на нов консултант. Английската банка HSBC е избрана за финансов консултант на проекта. Подписан е меморандум за създаване на проектна компания: „НЕК“ – 51%, Русия – 47%, френската „Altran“ и финландската „Fortum“ – по 1%.

Междувременно, от страна на АЯР са издадени следните разрешения за проекта „Белене“:

- разрешение за избор на площадка;
- одобрение на избраната площадка;

- разрешение за проектиране на 1 и 2 блок на АЕЦ „Белене“.

Освен това е иницирана процедура по одобрение на техническия проект, след заявление от 2008 г., която обаче не е приключила.

Многогодишната история на проекта АЕЦ „Белене“ показва, че напредъкът на проекта е осъществяван на принципа „спри и тръгни“ (“stop and go”). Въпреки това през над 36 годишната му история е изпълнен съществен дял от подготвителните дейности, който по експертни оценки би коствало между 5 и 8 г., ако проектът започне да се изпълнява отначало. Това налично предимство е отчетено при програмиране на срока за строителство на централата, който се използва при финансовото моделиране.

3.1.2. Финансиране на проекта

Финансирането на проекти като изграждане и експлоатация на АЕЦ „Белене“ е сложна икономическа и политическа задача. Ядрените проекти се характеризират с огромни инвестиционни разходи, които често налагат поемането на сериозни рискове (D’haeseleer, 2013). По тази причина разпределението на рисковете е задача от първи порядък при избистряне на концепцията за финансиране на ядрени проекти.

В основата на всеки проект стои неговият собственик, който самостоятелно или чрез възлагане на специална проектна компания започва да развива проекта. Важна част от развитието на проектната идея е начина на структуриране на финансирането на проекта и изследване на възможностите за привличане на външни за собственика инвеститори, както и за намиране на привлечен капитал.

В продължителната история на проекта за изграждане на АЕЦ „Белене“ са правени опити за използване на различни концепции за структуриране на финансирането на проекта. Всички тези концепции са вече минало, което налага разработването на нова. Тя е необходима не само от гледна точка на проектния цикъл и неговото управление, но и като основно допускане при разработване на финансовия модел и при извършване на финансовите анализи.

За целта е възприет подход, който изхожда от бюджета на проекта, реалистичните варианти за структуриране на дружество, което едновременно е собственик и проектна компания за развитие на проекта и възможностите за осигуряване на привлечен капитал на ядрени проекти. От гледна точка на дружеството – собственик и проектна компания, са съставени 8 варианта. При първите 3 варианта е разгледана възможността проектът да се продаде изцяло на частен инвеститор, който да го реализира с помощта на собствено и външно финансиране. Останалите 5 варианта се отнасят до създаване на смесено дружество с различно миксиране на собствеността между частния инвеститор и държавата. Разгледаните съотношения между собствен и привлечен капитал са съответно 50/50, 40/60, 30/70 и 20/80. На примера на унгарския проект за изграждане на АЕЦ „Пакш 2“ при единствено участие на държавата в капитала на дружеството и при съотношение между собствен и привлечен капитал 20/80 е разработен и този вариант. Така проектираните 8 варианта за разпределение на собствеността и финансиране на проекта са разгледани подробно в следващото изложение.

Поради различна цена на собствения и привлечения капитал, се получават варианти на норма на дисконтиране на паричните потоци, което води до различна доходност на капитала. Така, при равни други условия, се стига до подреждане на вариантите според тяхната финансова привлекателност.

3.2. Финансов модел

Логика, функционалност и информационно осигуряване

Финансовият модел е разработен и функционира в среда на MS Excel. Структуриран е в отделни електронни таблици (sheets) с връзки помежду си, което позволява промените в различни променливи да бъдат автоматично отразявани в съответните свързани таблици. Моделът е интерактивен, така че промените във входните данни се непосредствено се отразяват на крайните резултати. Така той има неограничени възможности за проиграване на различни стойности и комбинации от стойности на входните параметри, стига да не се излиза от логиката на конструирания модел.

Структурата на модела е представена на фиг. V.3., като отделните таблици са групирани на тематичен принцип.

Фигура V.3. Структура на финансовия модел



Моделът дава възможност за:

- проследяване на изготвянето на прогнозите и изчисляването на показателите;
- сравняване на резултатите на разглежданите варианти при промяна на динамичните допускания;
- избор на предпочитан вариант.

Моделът е разработен на базата на данни от следните източници:

- Резултати от други дейности, изпълнени в рамките на Проект „Изготвяне на Национална стратегия в областта на енергетиката (с фокус върху електроенергетиката)”, част от който представлява изготвянето на настоящия доклад. Такива са резултатите от Дейност II, които изследват нуждите от строителство на нова ядрена мощност в страната, и тези от Дейност III, които се занимават с развитие на пазарите, регионалното търсене и прогнозиране на цените на електрическа енергия.

- Технически проект и първоначален бюджет на проекта А-92 за АЕЦ „Белене“.
- Данни, информация и справки, предоставени от Възложителя (Български енергиен холдинг – „БЕХ“ ЕАД).
- Данни и прогнози от национални институции – НСИ, НОИ, „НЕК“ ЕАД, министерства, агенции и др.
- Информация, свързана с функционирането на АЕЦ „Козлодуй“ – годишни финансови отчети за периода 2010-2015 г., бизнес програма на дружеството за 2017-2012 г. („АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, 2016) и др.
- Данни от международни и национални референтни източници и изследвания, свързани с ядрената енергетика (вж. списъка на литературата).
- Данни от международни статистически институции, бази данни, агенции, осигуряващи финансова и статистическа информация (Bloomberg, ЕИБ и др.).

Методологически подход на финансовия модел

Генерираните от модела финансови потоци дават възможност за оценка на финансовата жизнеспособност на проекта по две направления:

- оценка на „изгладените“ разходи за производството на електрическа енергия (Levelised cost of electricity – LCOE);
- оценка на нетната настояща стойност (NPV) и вътрешната норма на възвръщаемост (IRR).

И двете направления са еднакво подходящи за оценка на финансовата жизнеспособност на инвестиционни проекти в областта на енергетиката.

Оценка на „изгладените“ разходи за производство на електрическа енергия (Levelised cost of electricity – LCOE)

„Изгладените“ разходи за производството на електрическа енергия представляват съотношение между дисконтираните:

- разходи за проекта, в т.ч. капиталови разходи, разходи за експлоатация и управление, разходи за ядрено гориво, разходи за управление на радиоактивни отпадъци и разходи за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения;
- количество произведена електроенергия за целия референтен период на проекта.

Показателят е единен за целия проект, т.е. при него не се разглеждат варианти. Той се изчислява по следната формула:

$$LCOE = \frac{\sum (Capital_t + O \& M_t + Fuel_t + D_t) * (1 + r)^t}{\sum MWh_t * (1 + r)^{-t}},$$

където:

$Capital_t$ е общо капиталови разходи по проекта за година t ;

$O \& M_t$ – общо разходи за експлоатация и поддръжка по проекта за година t ;

$Fuel_t$ – общо разходи за ядрено гориво по проекта за година t ;

D_t – общо разходи за управление на радиоактивни отпадъци и разходи за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения по проекта за година t ;

MWh_t – общо произведено количество електроенергия за година t ;

$(1+r)^{-t}$ – дисконтов фактор за година t .

Стойността на показателя LCOE показва цената, при която проектът става печеливш (*break-even*), т.е. ще генерира достатъчно парични потоци не само да покрива всички разходи (в т.ч. капиталови и оперативни), но и да осигури възвръщаемост на инвестирания капитал, която е съпоставима с възвръщаемостта от алтернативни капиталовложения, но не по-висока.

Този подход елиминира необходимостта от прогнозиране на бъдещите нива на цените на електроенергията, при която съществува голяма доза несигурност и много често зависи от политически решения, непазарни елементи, субсидии и др. в различните страни. LCOE е прозрачен и широко използван показател от Международната агенция по енергетика (International Energy Agency – IEA) и Агенцията за ядрена енергетика (Nuclear Energy Agency – NEA) към Организацията за икономическо сътрудничество и развитие (Organization of Economic Co-operation and Development – OECD) при анализи на енергийни проекти. В последния доклад относно прогнозните разходи за производство на електроенергия от 2015 г.¹¹ на IEA/OECD/NEA е оценен LCOE на проекти в различните енергийни сектори, в т.ч. ядрена енергетика, като са приложени „три различни реални норми на дисконтиране: 3% дисконтова норма (съответстваща приблизително на социалните разходи за капитала), 7% дисконтова норма (съответстваща приблизително на нормата на възвръщаемост на дерегулирани или преструктурирани пазари), и 10% дисконтова норма (съответстваща приблизително на нормата на възвръщаемост при високорискови пазари)“.

Оценка на нетната настояща стойност и вътрешната норма на възвръщаемост

Второто методологическо направление включва изчисляване на нетната настояща стойност (NPV) и вътрешната норма на възвръщаемост (IRR).

NPV на проекта се изчислява чрез дисконтиране на номиналните нетни парични потоци чрез прилагане на подходяща дисконтова норма. Стойността на NPV се влияе силно от стойността на прилаганата дисконтова норма, продължителността на времевия период, както и от нивото на цените. В тази връзка се приема, че ако NPV е положителна величина, то проектът е рентабилен.

IRR представлява дисконтовата норма, при която NPV на проекта става равна на 0. Проектът е рентабилен, ако IRR е равна или по-висока от дисконтовата норма, приложена за изчисляване на NPV.

Посочените два показателя се изчисляват, както следва:

- **NPV и IRR общо за проекта, преди финансиране.** За целта се използва нетен паричен поток, формиран от следните елементи:

$$\text{Нетен паричен поток} = EBITDA - \text{Capex} - CWC - T,$$

където:

¹¹ Projected Costs of Generating Electricity 2015, International Energy Agency (IEA/OECD/NEA).

EBITDA (Earnings before interest, taxation, depreciation and amortization) е разликата между приходите и разходите на проекта преди изплащане на лихви и начисляване на амортизации);

Capex – общо капиталови разходи по проекта;

CWC (Change in working capital) – промяната в оборотния капитал;

T – величината на корпоративния данък.

• **IRR за инвеститора.** За целта се използва нетен паричен поток, формиран от следните елементи:

➤ *през годините, обхващащи фазата на строителството* – паричният поток се формира от средствата, които частният инвеститор и съответно държавата са авансирани в проекта като свое участие. Размерът на тези средства зависи от съотношението дълг/собствен капитал при разглеждания вариант и от това дали държавата участва с апортна вноска в този вариант или говорим за 100% участие на частен инвеститор;

➤ *през годините, обхващащи фазата на експлоатация на новоизградената инфраструктура* – паричният поток се формира от дивидента, който частният инвеститор и държавата получават в резултат от участието си в проекта. Дивидентът се калкулира след получаване на нетна печалба за разпределение, т.е. след погасяване на лихви и главници по кредита и заплащане на данък печалба, и се разпределя за инвеститора и държавата само при наличие на достатъчни по размер положителни парични потоци.

Ключов момент при калкулирането на NPV и при оценката на IRR е прилаганата дисконтова норма. Определянето на адекватна дисконтова норма изисква анализ на претеглените средни разходи за капитала (*Weighted Average Cost of Capital – WACC*). Разходите за капитала зависят от съотношението на източниците на финансирането му (дълг/собствен капитал) и възвръщаемостта, която те получават като компенсация за предоставяне на това финансиране. Финансиращите институции търсят по-ниска възвръщаемост на своите средства предвид факта, че те изпреварват инвеститорите на „опашката“ за получаване на средства (плащанията по лихвите и главниците се извършват преди калкулирането на печалбата и изплащането на дивидента). Лицата, авансиращи собствен капитал, получават възвръщаемост под формата на дивиденди (в случай на достатъчни по размер положителни парични потоци) и под формата на евентуален ръст на цената на техните акции, което зависи от пазарната конюнктура.

Претеглените средни разходи за капитала се определят прилагайки подхода, че разходите за капитала на една компания са средно претеглената величина от разходите за собствен капитал и разходите за дългово финансиране. Това е илюстрирано чрез следната формула:

$$WACC = \frac{E}{(D + E)} * Re + \frac{D}{(D + E)} * Rd * (1 - Tc)$$

където:

WACC са претеглени средни разходи на капитала;

D – размер на дълговото финансиране;

E – размер на финансирането от собствен капитал;

Re – търсената доходност от лицата, авансирани собствен капитал;

Rd – цената на дълга;

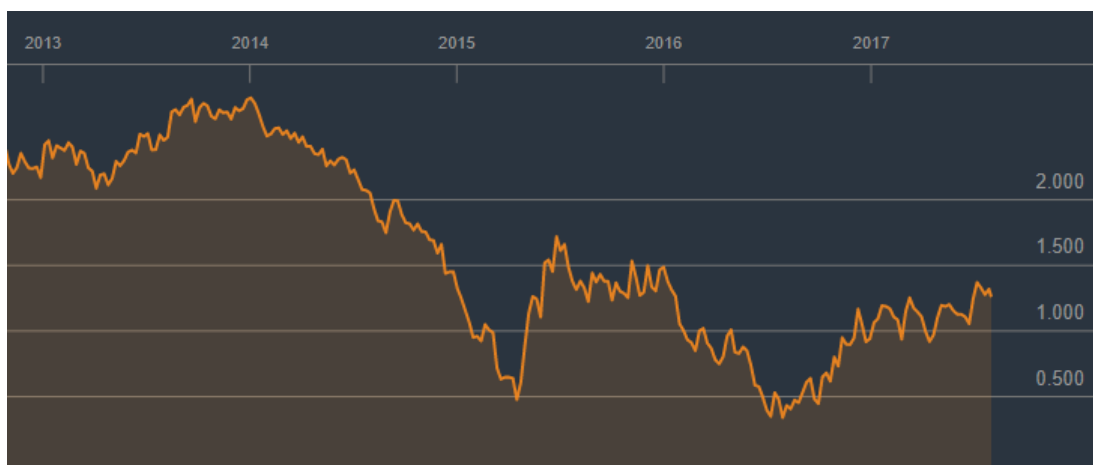
Tc – ставката на корпоративния данък.

Цената на дълга (Rd) се определя чрез изчисляване на IRR на финансовия поток на дълга. Този поток включва всички параметри на дълга: първоначална такса, усвоени средства за всяка година, лихви по време на строителството, такса ангажимент върху неусвоената сума, погасителните плащания по главницата и лихвите. Тези суми се разпределят в зависимост от годината, в която възникват и въз основа на тях се изчислява IRR на финансовия поток на дълга. Посочените параметри, участващи в изчисляването на цената на дълга зависят от общия размер на инвестицията, съотношението дълг/собствен капитал и кредитните условия. В тази връзка при тестваните от модела сценарии от комбинации на динамични допускания, цената на дълга е различна.

Търсената доходност от лицата, авансирани собствен капитал R_e , се определя чрез прилагането на *Модела за оценяване на капиталовите активи (Capital Asset Pricing Model – CAPM)*. CAPM е стандартна теоретична рамка за оценка на търсената доходност от собствен капитал. Моделът приема, че търсената доходност от собствения капитал може да се определи като сума от: (1) нивото на възвръщаемост от безрискови инструменти; (2) рискова надбавка за държавата (т.нар. асиметричен риск, свързан с държавата); (3) надбавка за бизнес риск; (4) надбавка за асиметричен проектен риск.

Ниво на възвръщаемост от безрискови инструменти. Регулаторните власти и органите за защита на конкуренцията обичайно считат държавните облигации за най-подходящия еквивалент на безрискови инструменти. За европейски проекти доходността по 30-годишни германски облигации, деноминирани в евро, е най-подходящото допускане за ниво на възвръщаемост от безрискови инструменти. Фактът, че референтният период на проекта е 60-годишен, е още един аргумент в подкрепа на избора на този финансов инструмент. Динамиката на доходността от тези облигации е представена на следващата фиг. V.4.

Фигура V.4. Доходност от 30-годишни германски облигации за периода 2013-2017 г.

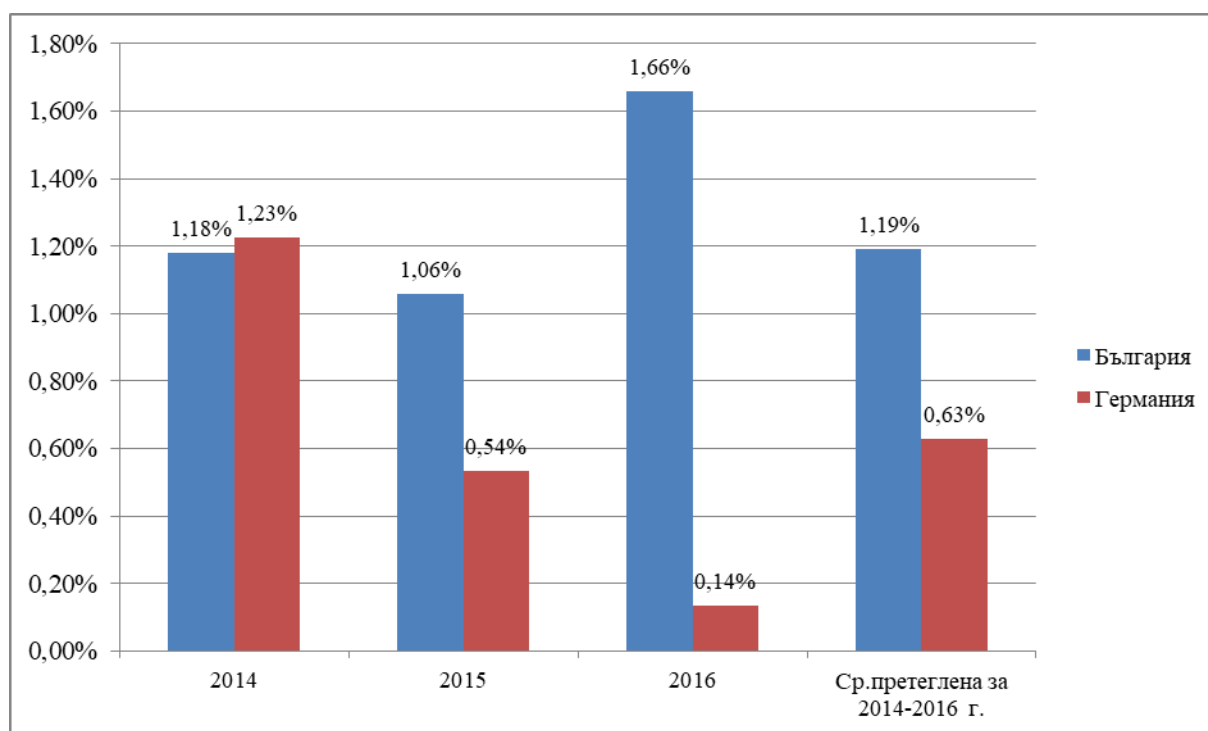


Източник: Bloomberg.

Динамиката на доходността от 30-годишни германски облигации бележи тенденция към спад в периода 2014-2016 г. Средната доходност за периода е 1.331%, като пиковите са през януари 2014 г. (2.77%) и януари 2016 г. (1.49%), а най-големите спадове са през април 2015 г. (0.48%) и юли 2016 г. (0.34%). От началото на 2017 г. се наблюдава тенденция към растеж на доходността, като средно за периода тя е 1.141%. Тъй като това е много кратък период от гл.т. на прогнозирането, за целите на настоящата задача се приема, че нивото на възвръщаемост от безрискови инструменти ще бъде равно на средното за тригодишния период 2014-2016 г. (1.331%).

Рискова надбавка за държавата. В практиката инвеститорите винаги изискват допълнителна доходност, свързана с риска, че изпълняват проект в дадена държава. Обичайният измерител на този риск е разликата в доходността между инструменти с еднаква доходност на държавата, в която ще се изпълнява проекта, и държава с нисък риск. В случая с настоящия проект, това може да се изпълни като се сравни доходността на държавни ценни книжа с еднаква продължителност на България и Германия. Поради дългия референтен период на проекта е необходимо да се работи с държавни ценни книжа с най-дългия възможен падеж. В България това е 10 години, поради това съпоставката на доходността ще бъде направена с 10-годишни германски ценни книжа (вж. следващата фиг. V.5).

Фигура V.5. Доходност от 10-годишни германски и български облигации за периода 2014-2016 г.



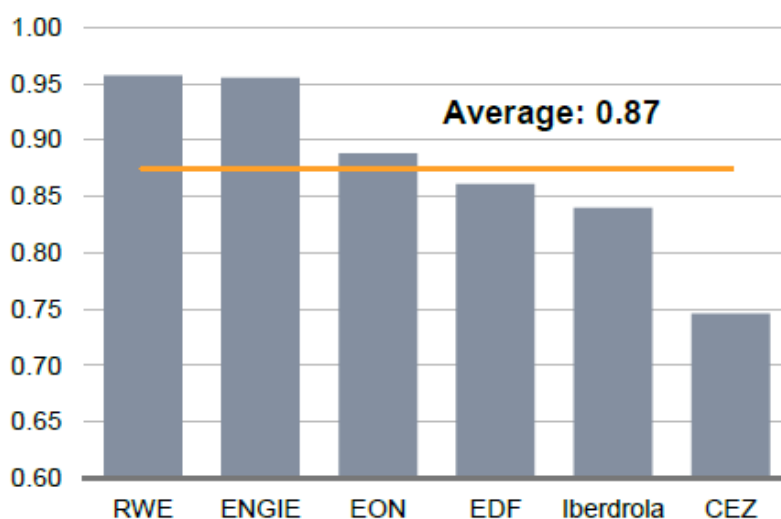
Източник: Bloomberg, Министерство на финансите на Република България.

Данните показват колебания в доходността от 10-годишни облигации както в Германия, така и в България, но като цяло за периода 2014-2016 г. доходността от българските ценни книжа е по-висока поради по-високия риск на страната. За целите на оценката на настоящия проект се приема, че рисковата надбавка за държавата ще бъде разликата между среднопретеглената доходност между двете държави за периода 2014-2016 г. (0.56%).

Надбавка за бизнес риск. Тази надбавка представлява допълнителната възвръщаемост над доходността от безрискови инструменти, която инвеститорите търсят, за да инвестират в даден сектор. Тя се изчислява по формулата $ERP \cdot \beta$, където ERP (equity risk premium) е доходността, която инвеститорите търсят над доходността от безрискови инструменти, а β измерва колебанията (volatility) на съответния сектор спрямо икономиката на страната. В България не се публикува официална статистика относно доходността от корпоративни ценни книжа както общо, така и по отделни сектори. Съгласно изследване на Норвежката банка за инвестиционен мениджмънт, ERP средно за Европа е 5.8%.¹² Според изследването на проф. А. Дамодаран, публикувано в „Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2017 Edition“¹³, ERP за България е 6.65%. За целите на настоящето изследване ще бъде приложена тази стойност. И в двете изследвания стойностите на ERP са определени въз основа на исторически данни. Това е единият от двата подхода за изчисляване на ERP. Другият подход е въз основа на социологическо проучване на очакванията на инвеститорите. Резултати от подобно проучване са публикувани в "Electricity Generation Costs and Hurdle Rates"¹⁴ като очакваната от инвеститорите доходност на ядрени проекти варира в диапазона 9.7-13.6%, като за средна се приема стойността от 11.7%. Тези стойности са по-високи от реално постиганите, затова за целите на настоящето изследване ще бъде приложена стойността от 6.65%.

Коефициентът β се приема за 0.87 в съответствие със средния коефициент, получен от изследване на европейски енергийни дружества (вж. следващата фиг.V.6).

Фигура V.6. β коефициенти за доходността на капитала на европейските енергийни дружества



Източник: Economic analysis for the Paks II nuclear power project, September 2015, Rothschild.

В резултат от направените допускания, надбавката за бизнес риск за оценявания проект се изчислява като $0.87 \cdot 6.65\%$ и е равна на 5.79%.

¹² Norges Bank Investment Management. (2016). The Equity Risk Premium, Discussion Note.

¹³ Damodaran, A. (2017). Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2017 Edition, Stern School of Business.

¹⁴ Electricity Generation Costs and Hurdle Rates, NERA Economic Consulting, July 2015.

Надбавка за асиметричен проектен риск. Този вид риск е свързан с изпълнението на големи инвестиционни проекти, при които се изпълняват строителни дейности. Проявленията му обикновено са удължаване на периода на строителство над първоначално предвидения, допълнително нарастване на разходите за строителство, проблеми с качеството и др. Вкарването на инвестиционния компонент от проекта в рамките на т.нар. ЕРС договор (Engineering, procurement and construction – проектиране, доставка и строителство) с фиксирана цена и клаузи за изграждане до ключ значително намалява вероятността от настъпване на посочените рискове. Обичайната надбавка за асиметричен риск за проекти в ядрената енергетика е около 0,5-1%, която се използва при оценката на настоящия проект.

На базата на направените допускания за четирите параметъра на R_e , коефициентът се изчислява на $(1,33\% + 0,56\% + 5,79\% + 1\%) = 8,68\%$, като той не се променя при отделните тествани от модела сценарии от комбинации на динамични допускания.

Независимо, че коефициентът R_e е постоянна величина, тъй като стойностите на коефициента R_d са различни при отделните тествани от модела сценарии, то и стойностите на WACC, които ще бъдат прилагани като дисконтова норма, ще бъдат различни.

3.3. Финансови анализи

Основни допускания

Финансовият модел е изграден при две основни групи допускания – статични и динамични.

Статичните допускания се приемат за постоянни при всички разработени сценарии на проекта. Тези допускания произтичат от техническите и експлоатационните характеристики на оборудването, техническите проекти и документация, съществуващата практика, стратегически документи, счетоводни стандарти, данъчно законодателство и др.

Динамичните допускания са разработени в различни интервали, като стойностите им могат да варират в рамките на тези интервали и са направени различни комбинация между тях. Динамичните допускания са най-чувствителни. Те се влияят от промени в политиката, преговори с изпълнители и финансови институции, пазарна конюнктура, търговски и междудържавни споразумения и др.

При комбиниране на статичните и динамичните допускания в различни интервали са тествани различни сценарии за изграждане и експлоатация на проекта.

А. Статични допускания

Статичните допускания, включени във финансовия модел са следните:

Допускания за времево изпълнение на проекта – изграждане и експлоатация

Основните допускания за изграждане и експлоатация на АЕЦ „Белене“ въз основа на предвиденото в техническия проект са следните:

Блок 1

- Изграждане: 01.01.2019 – 31.12.2026 г.

- Експлоатация: 01.01.2027 – 31.12.2086 г. (60 години)
- Извеждане от експлоатация: 01.01.2087 – 31.12.2096 г. (10 години)

Блок 2

- Изграждане: 01.01.2020 – 31.12.2027 г.
- Експлоатация: 01.01.2028 – 31.12.2087 г. (60 години)
- Извеждане от експлоатация: 01.01.2088 – 31.12.2097 г. (10 години)

Допускания за експлоатация и натоварване на мощностите

Допусканията в модела за експлоатацията и натоварването на мощностите са изведени от техническите проекти и разработки на конкретното оборудване и технологии (вж. табл. V.1). Те отразяват проектните намерения на изпълнителя преди реалната експлоатация на централата. Тези допускания се приети и се използват при финансовите изчисления за целия жизнен цикъл на проекта. Тръбва да се подчертае, че моделът разглежда идеален сценарий, при който цялата произведена от електроцентралата енергия се продава, при работа на централата на максимално възможно натоварване.

Таблица V.1. Допускания за експлоатация и натоварване на мощностите на АЕЦ „Белене“

Параметър	Допускане
Продължителност на цикъла на работа на Блок 1 с едно зареждане на гориво	4 години
Продължителност на цикъла на работа на Блок 2 с едно зареждане на гориво	4 години
Продължителност на краткосрочни прекъсвания на работа на Блок 1 (с цел частична подмяна на гориво и краткотрайни ремонти)	20 дни
Години, в които се извършват краткосрочни прекъсвания на работата на Блок 1	1, 2, 3, 5, 6, 7, 9, 11, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 25, 26, 27, 29, 31, 33, 34, 35, 37, 38, 39, 41, 42, 43, 45, 46, 47, 49, 51, 53, 54, 55, 57, 58, 59 и 60 година от 60-годишния период на експлоатация
Продължителност на средносрочни прекъсвания на работа на Блок 1 (с цел частична подмяна на гориво и средносрочни ремонти)	40 дни
Години, в които се извършват средносрочни прекъсвания на работата на Блок 1	4, 8, 12, 16, 24, 28, 32, 36, 44, 48, 52 и 56 година от 60-годишния период на експлоатация
Продължителност на дългосрочни прекъсвания на работа на Блок 1 (с цел пълна подмяна на горивото и капиталов ремонт)	60 дни
Години, в които се извършват дългосрочни прекъсвания на работата на Блок 1	10, 20, 30, 40, 50 година от 60-годишния период на експлоатация
Продължителност на краткосрочни прекъсвания на работа на Блок 2 (с цел частична подмяна на гориво и краткотрайни ремонти)	20 дни
Години, в които се извършват краткосрочни	2, 3, 4, 6, 7, 8, 10, 12, 14, 15, 16, 18, 19, 20, 22, 23, 24, 26, 27, 28, 30, 32, 34, 35, 36, 38, 39, 40, 42, 43, 44, 46, 47, 48,

Параметър	Допускане
прекъсвания на работата на Блок 2	50, 52, 54, 55, 56, 58, 59, 60 и 61 година от 60-годишния период на експлоатация
Продължителност на средносрочни прекъсвания на работа на Блок 2 за частична подмяна на гориво и средносрочни ремонти	40 дни
Години, в които се извършват средносрочни прекъсвания на работата на Блок 2	5, 9, 13, 17, 25, 29, 33, 37, 45, 49, 53 и 57 година от 60-годишния период на експлоатация
Продължителност на дългосрочни прекъсвания на работа на Блок 2 за пълна подмяна на горивото и капиталов ремонт	60 дни
Години, в които се извършват дългосрочни прекъсвания на работата на Блок 2	11, 21, 31, 41 и 51 година от 60-годишния период на експлоатация
Времево натоварване на мощностите без отчитане на непланирани аварии (forced outage)	92.3%
Времево натоварване на мощностите с отчитане на непланирани аварии (forced outage)	89.6%
Ниво на натоварване (dispatching rate)	100%
Дял на електроенергията за собствени нужди	7% до 2047 г. 8% от 2048 г.

Източник: Съставена от авторите на основа на предоставената проектна документация.

Стойностите на повечето от посочените параметри са свързани с изчисляване на нивото на натоварване на мощностите без отчитане на непланираните аварии. Съпоставката на получената стойност с представените еталонни стойности показва, че АЕЦ „Белене“ е предвидена да работи съгласно международните стандарти за сходен тип ядрена електроцентрала (вж. табл. V.2.).

Таблица V.2. Еталонни сравнения за планираното натоварване на мощностите

Сравнение	Коефициент на натоварване, %	Източник
Hinkley Point C	92	Hinkley Point C Presentation
Hinkley Point C	91	European Commission – Energy prices and costs report: Commission Staff Working Document, 2014
Hinkley Point C	90+	EDF Presentation
VVER-1200 technical parameters	90	International Atomic Energy Agency, 2013
St. Petersburg AEP figures	90+	Rosatom presentation
Moscow AEP figures	90+	Rosatom presentation
Angra PWR	91	International Atomic Energy Agency, 2015
Average PWR technology	91	Fortum presentation
Максимално	92	
Минимално	90	
Средно	91	

Източник: Rothschild. (2015). Economic analysis for the Paks II nuclear power project. A rational investment case for Hungarian State Resources. p. 28.

Допускания за производство

За изчисляване на годишното производство на АЕЦ „Белене” са направени допускания за натоварването и работата на мощностите – ниво на натоварване (dispatching rate) и дял на използваната електроенергия за собствени нужди. По отношение на първия параметър, моделът е разработен при 100% натоварване.

В техническия проект е посочено, че дялът на електроенергията за собствени нужди е 7-8% от производството. На тази основа е прието, че до 2047 г. този дял е 7%, а след това до края на експлоатационния период – 8%.

Допускания за разходи за реинвестиции и капиталови ремонти

Съгласно Закона за безопасно използване на ядрената енергия, издаваната лицензия за експлоатация на ядрени съоръжения от Агенцията за ядрено регулиране (АЯР) е със срок на валидност от 10 години. Поради това е предвидено преиздаване на лицензията на всеки 10 години, като всяка девета години са планирани разходи за капиталови ремонти, с които да се отговори на изискванията за издаване на лицензията.

Предвидени са и разходи за реинвестиция в 2 турбини в съответствие с 40-годишния им срок на експлоатация.

Допускания за разходи за амортизации

Всички капитализирани разходи, т.е. инвестиционни разходи, лихви и такси по време на строителството и капиталови разходи, се амортизират по метода на линейната амортизация.

Съгласно техническия проект, проектният срок на експлоатация на оборудването на АЕЦ „Белене” е 60 години, като само срокът на експлоатация на двете турбини е 40 години. По тази причина в модела цялото оборудване се амортизира за срок от 60 години, а само двете турбини – за 40 години, като са предвидени разходи за съответна реинвестиция.

Допускания за разходи за данъци

Разходите за данъци се изчисляват на базата на прогнозираните финансови потоци и съответната прогнозна облагаема печалба. Тази печалба се облага със съществуващите данъчни ставки за корпоративно облагане и изискванията на счетоводната нормативна уредба в България.

Допускания за нетния оборотен капитал

Нетният оборотен капитал е изчислен като салдо между прогнозните краткосрочни вземания и прогнозните краткосрочни задължения. Краткосрочните вземания се прогнозираят като произведение на средния брой на дните за реализация на вземанията (30 дни) и прогнозните продажби, а краткосрочните задължения се прогнозираят като произведение на средния брой на дните за плащане на задълженията (30 дни) и прогнозните оперативни разходи. В модела се включва изменението на нетния оборотен капитал между отделните години.

Б. Динамични допускания

Основни допускания за инвестиционните разходи на проекта

Подходът при съставяне на инвестиционните разходи на проекта се основава на бюджета на проекта А-92 за АЕЦ „Белене“. По-късно, при последвалите преговори за формиране на общия бюджет са направени търговски отстъпки, които не са съотносими към настоящия анализ, и са подписвани споразумения за проектиране и разрушителни дейности, които се отчитат като допълнителни дейности.

Направени са оценки за изпълнени дейности, спрямо първоначалното планиране на база на данни от „НЕК“ ЕАД и експертни оценки.

През 2010 г. по искане на българското правителство е направена оценка на проекта „под ключ“ с включена ескалация на началните разходи. Тя е използвана за база за формиране на очаквана стойност на проекта към днешна дата. Оценката е направена на база на инфлация, съответно 5% за Руската федерация и 2% за ЕС. При нея не са отчетени възможните промени на пазара на ядрени технологии и актуалната търговска политика на Росатом, което ще се прилага при евентуални бъдещи преговори с българската страна.

На тази основа са разработени три варианта на инвестициите, както следва:

Вариант на инвестиции 1: Максимални разходи

Прави се допускането, че направената оценка на проекта „под ключ“ формира т.нар. overnight costs. Стойностите на тези разходи са към настоящия момент и предвид факта, че изграждането на проекта ще стартира през 2019 г. и ще приключи през 2027 г., те са допълнително ескалирани, за да бъде отчетено изменението в ценовите равнища. За целта са изчислени съответните индекси, като отделните компоненти на инвестиционните разходи са ескалирани при допускането, че доставките на оборудване от Русия и управлението в Русия ще се изменят в зависимост от изменението на ценовите нива в Русия, а всички останали компоненти ще се изменят в зависимост от прогнозните ценови нива в ЕС. **Допусканията за ескалираните стойности на капиталовите разходи за периода 2019-2027 г. са представени в четвърта колона на табл. V.3, като те са заложили при изчисленията на финансовите показатели в модела. *Размерът на усвоените средства до 2016 г. е разликата между първа и втора колона и не се променя между вариантите. В тези средства не са включени осчетоводените разходи за площадката на АЕЦ „Белене“, без оборудването, в размер на 1308297573.76 лв.***

Допълнителните разходи, които са извън цената „до ключ“ (присъединяване на централата, външна физическа охрана на обекта, други допълнения и разходи за инженерна поддръжка) също са ескалирани за периода на строителството.

Таблица V.3. Допускания за максимални инвестиционни разходи по проекта, млн. евро

Групи разходи	Бюджет 2006 за всички дейности, по групи разходи	Бюджет 2016 без ескалация, за оставащи, недовършени дейности, по групи разходи	Бюджет 2016 с ескалация, за оставащи, недовършени дейности, по групи разходи	Бюджет за изпълнение на проекта 2019-2027 с ескалация, по групи разходи
Работен проект	128.9	116.0	272.8	281.2
Строителни работи	555.5	544.4	987.8	1100.1
Оборудване и материали, в т.ч.	2 232.7	1923.5	4357.1	5109.7
Русия, трети страни	1 144.9	835.8	2422.7	2939.2
Доставки от ЕС	1 087.8	1087.8	1934.4	2170.5
Монтажни работи	273.2	273.2	485.8	552.7
Пусково-наладъчни работи	86.2	86.2	153.3	179.9
Обучение на персонала	13.1	13.1	23.3	27.4
Други разходи, включително:	328.0	318.2	607.7	693.8
Транспорт и застраховка	38.1	34.3	80.7	89.9
Застраховка	47.4	47.4	84.3	95.1
Гаранционни разходи	60.1	60.1	106.8	120.1
Контрол на качеството	35.5	35.5	63.1	71.0
Управление в Русия	33.9	32.2	71.7	92.3
Управление на обекта	35.2	33.4	62.6	70.2
Надзор	26.4	26.4	46.9	52.7
Данъци	51.5	48.9	91.5	102.6
Непредвидени и извънредни разходи	180.9	163.7	321.7	381.1
Общо за строителство	3 798.5	3438.4	7209.5	8325.8
Премия за риск и печалби (5%)	189.9	171.9	360.5	427.1
Сума за договор „под ключ“ (ИДС)	3 988.4	3610.3	7570.0	8752.9
Разходи на собственика на проекта, в т.ч.:	1402.6	1100.4	1630.5	1774.7
<i>Мобилизация на строителя</i>	0.0	0.0		
Идеен и технически проект	193.2	0.0	217.6	217.6
Подготовка на площадка за ново строителство	109.0	0.0	122.8	122.8
Ядрено гориво (първа зарядка)	185.8	185.8	248.9	289.7
Присъединяване на централата	375.0	375.0	422.3	472.0
Външна физическа защита на обекта	100.0	99.7	112.5	130.7
Други допълнения	40.0	39.9	44.9	52.3
Разходи за инженерна поддръжка	400.0	400.0	450.1	489.8
ВСИЧКО	5 391.0	4710.7	9189.2	10527.6

Източник: Съставена от авторите на основа на предоставена проектна документация.

Вариант на инвестиции 2: Оптимизирани разходи

При този вариант се допуска, че при направената оценка на проекта „под ключ“ разходите са ескалирани. Ескалирани са само разходите за присъединяване на централата, външна физическа охрана на обекта, други допълнения и разходи за инженерна поддръжка.

Допълнително са оптимизирани следните разходи по изграждане на ядрената електроцентрала: гаранционни разходи, непредвидени и извънредни разходи, премия за риск и печалби; присъединяване на централата, външна физическа защита на обекта, други допълнения и разходи за инженерна поддръжка. Всички разходи по оптимизирания вариант на инвестициите са представени в табл. V.4.

Таблица V.4. Допускане за оптимизирани инвестиционни разходи по проекта, млн. евро

Групи разходи	Обща стойност
Работен проект	272.77
Строителни работи	987.84
Оборудване и материали, в т.ч.:	5019.55
Русия, трети страни	2422.73
Доставки от ЕС	1934.37
Монтажни работи	485.83
Пусково-наладъчни работи	153.29
Обучение на персонала	23.33
Други разходи, включително:	586.84
Транспорт и застраховка	80.71
Застраховка	84.29
Гаранционни разходи	86.00
Контрол на качеството	63.13
Управление в Русия	71.71
Управление на обекта	62.58
Надзор	46.89
Данъци	91.53
Непредвидени и извънредни разходи	200.0
Общо за строителство	7067.00
Сума за договор „под ключ“ (ИДС)	7067.00
Разходи на собственика на проекта, в т.ч.:	1290.74
<i>Мобилизация на строителя:</i>	
Идеен и технически проект	217.57
Подготовка на площадка за ново строителство	122.75
Ядрено гориво (първа зарядка)	289.71
Присъединяване на централата	360.19
Външна физическа защита на обекта	60.86
Други допълнения	29.00
Разходи за инженерна поддръжка	210.64
ВСИЧКО	8357.74

Източник: Съставена от авторите на основа на предоставена проектна документация.

Вариант на инвестиции 3: Средни разходи

Разработен е и среден вариант на инвестиции, който стъпва върху максималния вариант, като са оптимизирани само непредвидените и извънредните разходи, и разходите за премия за риск и печалби. Получените резултати са представени в табл. V.5.

Таблица V.5. Допускания за средни инвестиционни разходи по проекта, млн. евро

Групи разходи	Обща стойност
Работен проект	281.18
Строителни работи	1100.09
Оборудване и материали, в т.ч.	5109.70
Русия, трети страни	2939.19
Доставки от ЕС	2170.51
Монтажни работи	552.72
Пусково-наладъчни работи	179.89
Обучение на персонала	27.38
Други разходи, включително:	693.79
Транспорт и застраховка	89.94
Застраховка	95.06
Гаранционни разходи	120.05
Контрол на качеството	70.95
Управление в Русия	92.32
Управление на обекта	70.16
Надзор	52.70
Данъци	102.61
Непредвидени и извънредни разходи	150.00
Общо за строителство	8325.84
Премия за риск и печалби (5%)	130.50
Сума за договор „под ключ“ (ИДС)	8752.90
Разходи на собственика на проекта, в т.ч.:	1774.74
<i>Мобилизация на строителя:</i>	
Идеен и технически проект	217.57
Подготовка на площадка за ново строителство	122.75
Ядрено гориво (първа зарядка)	289.71
Присъединяване на централата	471.95
Външна физическа защита на обекта	130.70
Други допълнения	52.28
Разходи за инженерна поддръжка	489.77
ВСИЧКО	10000.00

При така представените три варианта на инвестиционни разходи при проектен капацитет на всеки реактор от 1060 MW, за един реактор на АЕЦ „Белене“ възлизат на:

- При **Вариант на инвестиции 1: Максимални разходи** – на 4970 евро/kW

- При **Вариант на инвестиции 2: Оптимизирани разходи** – на 3940 евро/kW
- При **Вариант на инвестиции 3: Средни разходи** – на 4720 евро/kW

Сравнението с еталонни стойности за капиталови разходи за сходни нови блокове от Поколение III/III+ показва, че планираните стойности за АЕЦ „Белене“ са съизмерими с посочените в табл. V.6.

Таблица V.6. Сравнителни стойности за инвестиционни разходи за нови руски ядрени блокове+

Проект	Технология	Държава	Начало на стронт.	Капацитет (MW)	Начало на планова експл.	Капиталови разходи (хил. евро/kW към 2013 г.)
Paks II	VVER-1200	Унгария	2015	2400	2025-2026	4.6* 5-5.8***
Belarus NPP	VVER-1200	Беларус	2014	2400	2018	3.1*
Hanhikivi	VVER-1200	Финландия	2014	1200	2024	4.6 5-5.8***
Akkuyu	VVER-1200	Турция	2012	4800	2023	4.16-5.21**

Забележка:

+ неескалирани стойности за данните, посочени в ЕС (2017).

* Според Rothschild. (2015).

** Според Lucet F. (2015).

*** Според ЕС (2017).

**** Неескалирана стойност.

Източници: Rothschild. (2015). *Economic analysis for the Paks II nuclear power project. A rational investment case for Hungarian State Resources.* p. 21; Lucet F. (2015). *Financing Nuclear Power Plant Projects A New Paradigm?*, Note de l'Ifri, p. 35; ЕС (2017). *Commission Staff Working Document, Nuclear Illustrative Programme Presented under Article 40 of the Euratom Treaty.*

Ако се сравнят инвестиционните разходи за един реактор на АЕЦ „Белене“ с други неруски ядрени блокове от Поколение III/III+ спрямо европейските страни, той е също най-евтин. Спрямо американските блокове, българската централа е на средно равнище, а по отношение на най-евтините азиатски мощности, тя е на равнище на най-скъпите блокове (вж. табл. V.7.).

Таблица V.7. Стойности за капиталови разходи за сходни нови блокове за реактор от поколение III/III+

Проект	Технология	Държава	Начало на стронт.	Капацитет (MW)	Начало на планова експл.	Капиталови разходи (хил. евро/kW към 2013 г.)
Европа						
Olkiluoto	EPR	Финландия	2012	1600	2018	4.9
Hinkley Point C	EPR	Великобритания	2014	3200	2023-2025	8.6
Flamanville	EPR	Франция	2015	1630	н.д.	5.7
САЩ						
VC Summer	AP 1000	САЩ	2014	2400	2017	3.5
Vogtle-3	AP 1000	САЩ	2014	2400	2019	4.6
Watts Bar	AP 1000	САЩ	2014	1150	2016	3.0
Азия						
Taishan	EPR	Китай	2013	1660	2016	3.3
Lungmen	ABWR	Тайван	2012	2700	2017	2.4
Sanmen	AP 1000	Китай	2009	2200	2016	2.1
Shin Hanul	APR-1400	Южна Корея	2012	2800	2018	1.6
UAE – Керсо	APR-1400	ОАЕ	2015	2600	2017	3.5
Shin Kori	APR-1400	Южна Корея	2014	2800	2016	1.7

Източник: Rothschild. (2015). *Economic analysis for the Paks II nuclear power project. A rational investment case for Hungarian State Resources.* p. 21.

Основни допускания за оперативните разходи и разходите за поддръжка

Оперативните разходи на проекта са разделени в две групи – постоянни и променливи. Според това групиране е приложен различен подход за тяхното остойностяване и прогнозиране. Разделението на оперативните разходи е направено по следния начин:

- Постоянните разходи включват: разходи за персонал (в т.ч. възнаграждения и осигурителни плащания), разходи за ядрено гориво и реагенти, разходи за текущи ремонти, разходи за външни услуги (без водоползване и ремонти), и разходи за застраховка на имуществото и ядрена вреда.
- Променливите разходи включват: разходи за водоползване и разходи за материали (без ядреното гориво).

В допълнение към тези разходи са прогнозирани и още една група разходи, които са характерни за експлоатацията на ядрени електроцентрали – разходи за управление на радиоактивни отпадъци (РАО) и разходи за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения (ИЕЯС).

Постоянни разходи

Разходи за персонала

Разходите за персонала са моделирани въз основа на три съставни елемента за всяка категория труд (първа, втора и трета) – среден брой на наетите лица, среден размер на възнагражденията, и размер на осигурителните вноски.

По отношение на първия елемент, в техническия проект на АЕЦ „Белене“ е посочена численост на промишлено-производствения персонал от 678 човека за всеки от двата блока. Към тях са добавени 10% административен персонал, с цел да се гарантира безпроблемната експлоатация и управление на работата на електроцентралата.

По отношение на втория елемент, средният размер на осигурителния доход е изчислен по данни от Националния осигурителен институт (НОИ) за АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, ескалиран с темпа на средногодишната инфлация.¹⁵

Третият елемент е моделиран съгласно допусканията за размера на осигурителните вноски по фондове и дял на работодателя, представени в табл. V.8.

¹⁵ Данни за средногодишната инфлация до 2020 г. са ползвани от Конвергентната програма на Република България. От 2021 г. данните са от становището на ЕС – Nuclear Illustrative Programme Presented under Article 40 of the Euratom Treaty – Final (after opinion of EESC).

Таблица V.8. Допускания за размер на осигурителните вноски

Осигурителни вноски	Процент
Фонд "Пенсии"	14.80
Фонд "Общо заболяване и майчинство"	3.50
Фонд "Безработица"	1.00
Здравно осигуряване	8.00
Задължително социално осигуряване	27.30
Дял за работодателя - трета категория труд	16.38
Дял за работодателя - първа и втора категория труд	19.38
Дял за осигурения	10.92
ДЗПО-универсален фонд	5.00
Дял за работодателя	2.80
Дял за осигурения	2.20
ДЗПО-професионален фонд 1-ва категория	12.00
ДЗПО-професионален фонд 2-ра категория	7.00
Фонд "Трудова злополука и професионална болест"	0.90
Осигурителни вноски за сметка на работодателя- 1-ва категория труд	32.28
Осигурителни вноски за сметка на работодателя- 2-ра категория труд	27.28
Осигурителни вноски за сметка на работодателя- 3-та категория труд	20.08

Източник: Съставена от авторите по данни на НОИ и социално-осигурителното законодателство.

Разходи за ядрено гориво

Обичайно ядрените електроцентрали с цел сигурност доставят ядрено гориво на базата на дългосрочни договори с конфиденциален характер, като предвид дългосрочния им характер се получава разминаване между пазарната и договорната цена.

Разходите за ядрено гориво в модела стъпват върху разходите на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД за 2021 г. от Бизнес програмата за 2017-2021 г., като са ескалирани за периода на експлоатация на АЕЦ „Белене“. Причината за избора на тази година е, че до 2021 г. АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД поетапно ще премине към нов тип гориво с цел оптимизиране на ядрено-горивния цикъл, като това гориво е сходно с горивото, предвидено да се използва от АЕЦ "Белене".

Разходи за текущи ремонти, външни услуги, застраховки на имущество и ядрена вреда

Тези разходи са моделирани въз основа на разходите на АЕЦ „Козлодуй“ ЕАД, тъй като двете ядрени мощности имат почти идентичен капацитет, реакторна инсталация, технически и експлоатационни характеристики и параметри, и функционират в еднаква социално-икономическа среда.

Разходите за текущи ремонти са предвидени след третата година от влизане в експлоатация на всеки блок на АЕЦ „Белене“, съответно четвъртата година за Блок 1, и петата година за Блок 2. Разходите за текущи ремонти са прогнозирани на база заложените стойности за 2017 г. в Бизнес програмата на АЕЦ „Козлодуй“ за 2017-2021 г. Тъй като в този документ разходите за текущи ремонти съдържат 2 компонента – разходи за материали и разходи за услуги, то в перо „текущи ремонти“ на модела са заложили само частта от разходите за услугите, а частта за материалите е включена към перо „материали“.

Променливи разходи

Разходи за водоползване

Разходите за водоползване са моделирани по следния алгоритъм – в съответствие с посоченото сходство на техническите и експлоатационните характеристики на АЕЦ „Козлодуй“ и АЕЦ „Белене“ е изчислен прогнозен разход за водоползване на 1 MWh произведена електроенергия към 2017 г., въз основа на данни от бизнес плана на АЕЦ „Козлодуй“. Тази стойност е ескалирана до края на референтния период на проекта. Разходите за водоползване за всяка година са изчислени като произведение на прогнозния разход за единица произведена електроенергия и произведеното количество за съответната година.

Разходи за материали

Разходите за материали са изчислени по представения алгоритъм за моделиране на разходите за водоползване. При изчисляването на стойността на разходите на 1 MWh е заложена сумата на разходите от перо „материали“ и разходите по компонент „материали“ от перо „текущи ремонти“ за 2017 г. в Бизнес програмата на АЕЦ „Козлодуй“ за 2017-2021 г.

Разходи за управление на радиоактивни отпадъци, за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения и за фонд „СЕС“

Разходи за управление на радиоактивни отпадъци

Държавите, които експлоатират ядрени мощности, предстои да намерят дългосрочно и постоянно решение на управление на радиоактивните отпадъци от отработеното гориво. „Общоприета възможност е изграждането на дълбоко геоложко хранилище. The Waste Isolation Pilot Plant в Карлсбад, Ню Мексико, САЩ е единственото в света геоложко съоръжение за радиоактивни отпадъци (в експлоатация от 1999 г. за депониране на отпадъци от Програмата на САЩ за ядрена отбрана). Все още никъде няма изградено гражданско хранилище.“¹⁶

В модела се предвиждат разходи за дълбоко геоложко съоръжение за погребване на високо активни отпадъци и средно активни дългоживущи отпадъци, които не се приемат в повърхностното Национално хранилище „Радана“.

В рамките на срока на експлоатация на блоковете ОЯГ се съхраняват на площадката от оператора, но след това отговорността се прехвърля на държавата, т.е. ако до тогава няма геоложко хранилище, то ще следва да се съхранява в междинно, каквито са плановите за ОЯГ и РАО от АЕЦ „Козлодуй“. Практически, АЕЦ „Козлодуй“ няма и не се предвижда да има такива съоръжения, а те се планират да бъдат изградени като собственост на ДП „РАО“, т.е. на държавата.

Разходите за управление на радиоактивните отпадъци са изчислени при допускането, че в България ще се изгради дълбоко геоложко хранилище, чиято стойност към 2017 г. е 3 млрд. евро¹⁷, като с това допускане се спазват най-високите изисквания по отношение на РАО. Тъй като в това хранилище ще се депонира отработено ядрено гориво от АЕЦ „Козлодуй“ и АЕЦ „Белене“, които имат сходен капацитет, е направено допускането, че

¹⁶ European Commission. Commission Staff working Document accompanying the document Communication from the Commission Nuclear Illustrative Programme Presented under Article 40 of the Euratom Treaty – Final (after opinion of EESC) {COM(2017) 237 final}, Brussels, 2017.

¹⁷ Пак там.

всяка от централите трябва да осигури половината от необходимите средства (по 1.5 млрд. евро). Тази сума е завишена с 10%, за да се покрият разходите по погребването на ниско и средно активните радиоактивни отпадъци. Тези разходи са ескалирани до 2087 г. и е изчислен размерът на средствата, които ще трябва да бъдат натрупани към тази година. Общият размер на тези средства ще се формира от два компонента – натрупаните отчисления за управление на РАО и натрупаните лихви по тях. Работи се с допускането, че отчисленията за РАО ще се набират годишно на база на произведеното количество електроенергия и ще се натрупват в специален фонд РАО, като върху натрупаните средства ще се начислява годишна лихва в размер на 3% на годишна база. Допускането за размера на лихвата е направено с оглед на прилаганата средногодишна инфлация за ЕС в размер на 1.8% за целия период на проекта.

Разходи за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения

Разходите за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения (ИЕЯС) са изчислени съгласно разработка на Европейската комисия, в която се съдържат оценки за разходите за извеждане от експлоатация на всички страни-членки, които имат ядрени мощности (European Commission, 2017).

Работният документ е разработен, за да подпомогне анализите за Nuclear Illustrative Programme of the Commission (PINС) и данните са събирани от множество източници, вкл. от страните-членки и операторите на ядрени съоръжения чрез въпросници.

За България оценката възлиза на 0.6 млрд. евро на 1000 MW към 2017 г. Въз основа на ескалация на разходите до 2087 г. е изчислен размерът на средствата, които ще трябва да бъдат натрупани към тази година. Общият размер на тези средства ще се формира от два компонента – натрупаните отчисления за ИЕЯС и натрупаните лихви по тях. Работи се с допускането, че отчисленията за ИЕЯС ще се набират годишно на база на произведеното количество електроенергия и те ще се натрупват в специален фонд ИЕЯС, като върху натрупаните средства ще се начислява годишна лихва в размер на 3% на годишна база. Допускането за размера на лихвата е направено с оглед на прилаганата средногодишна инфлация за ЕС в размер на 1.8% за целия период на проекта.

Отчисления за Фонд СЕС

Прогнозирани са отчисления за Фонд СЕС в размер на 5% от ежегодните приходи от продажба на електроенергия до 2047 г.

Заклучение

При така направените допускания, са изчислени два варианта на оперативни разходи, както следва:

- **Вариант на оперативни разходи 1: Максимални оперативни разходи.** Общо за периода 2027-2087 г. оперативните разходи възлизат на около 26 млрд. евро.
- **Вариант на оперативни разходи 2: Оптимизирани оперативни разходи.** Общо за периода 2027-2087 г. оперативните разходи възлизат на около 20 млрд. евро.

Оптимизацията на оперативните разходи е направена по линия на: намаляване на разходите за труд; намаляване на разходи за водоползване; намаляване на разходите за

външни услуги; намаляване на отчисленията за управление на радиоактивни отпадъци (фонд „РАО“); изключване на отчисленията за фонд „СЕС“. Във варианта на максимални оперативни разходи оперативните разходи се проектират в съответствие със съществуващата практика в АЕЦ „Козлодуй“. Направената оптимизация изхожда от хипотезата, че има вътрешни възможности за по-добро управление на централата, прилагане на нови технически решения и усъвършенстване на политиката на регулиране на сектора.

В теорията и практиката на финансовите анализи в областта на ядрената енергетика съществуват няколко основни *еталонни сравнения* по отношение на оперативните разходи.

Оперативни разходи и разходи за поддръжка, отнесени към нетно произведената електроенергия

Оперативните разходи и разходите за поддръжка включват разходите, необходими за ежедневната експлоатация на централата, като разходи за персонал, материали (без ядрено гориво), текущи ремонти, външни услуги и т.н. Еталонните им стойности, отнесени към единица нетно произведената електроенергия, са представени в табл. V.9.

С цел сравнение с еталонните стойности и елиминиране на влиянието на целия период на модела, оперативните разходи и разходите за поддръжка на АЕЦ „Белене“ са изчислени за първите 10 години, през които работят и двата блока и се извършват всички оперативни разходи (2030-2039 г.). Получените стойности са следните:

- при Вариант на оперативни разходи 1: Максимални оперативни разходи – 10.49 евро/MWh;
- при Вариант на оперативни разходи 2: Оптимизирани оперативни разходи – 9.26 евро/MWh.

Това е в рамките на представените еталонни стойности и може да се интерпретира като доказателство за надеждността на получените резултати (табл. V.9.).

Таблица V.9. Еталонни стойности на оперативните разходи и разходите за поддръжка на единица продукция

Източник на информацията	Средна стойност (евро/MWh)
International Energy Agency, Protected Costs of Generating Electricity, 2010 (IEA-2010) APR-1000	6.7
IEA-2010 AP-1000	7.0
IEA-2010 САЩ – Advanced Gen III+	9.7
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2013. Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 Ristö, T. & Kivistö, A., 2008. Comparison of Electricity Generation Costs, Lappeenranta: Lappeenranta University of Technology Faculty of Technology Department of Energy and Environmental Technology	10.0
NEI, 2010. U.S. Electricity Production Costs and Components, Nuclear Energy Institute	10.7
International Energy Agency, 2010. Protected Costs of Generating Electricity France – EPR	12.1
DIW-2013 CdC, 2012. Les coûts de la filière électronucléaire, Paris: Cour des Comptes	13.8
DIW-2013 MacDonald, M., 2010. UK Electricity Generation Costs Update, Brighton - O&M Total	16.1
DIW-2013 EIA, 2011. Annual Energy Outlook, Washington DC: U.S. Energy Information Administration	16.4

Източник: Съставена от авторите по данни от посочените източници.

Разходи за ядрено гориво

Еталонните стойности на разходите за ядрено гориво са събрани след проучване на различни практики и източници (табл. V.10).

Таблица V.10. Еталонни стойности за разходите за ядрено гориво

Източник на информацията	Средна стойност (евро/MWh)
NEI, 2010. U.S. Electricity Production Costs and Components, Nuclear Energy Institute	4.7
DIW-2013, IEA Fuel	7.0
DIW-2013, MacDonald, M., 2010. UK Electricity Generation Costs Update, Brighton	6.0
DIW-2013, Ristö, T. & Kivistö, A., 2008. Comparison of Electricity Generation Costs, Lappeenranta: Lappeenranta University of Technology Faculty of Technology Department of Energy and Environmental Technology	5.0
DIW-2013, CdC, 2012. Les coûts de la filière électronucléaire, Paris: Cour des Comptes	5.2
DIW-2013, Parsons Brinckerhoff, 2012. Solar PV Cost Update	5.8

Източник: Съставена от авторите по данни от посочените източници.

Разходите за гориво в модела за АЕЦ „Белене“ за 2030-2039 г. са 4.72 евро/MWh при Вариант 1 и 4.66 евро/MWh при Вариант 2, което е на долната граница на еталонните стойности. По този начин се доказва, че приетите разходи за гориво в модела са обосновани от международната практика.

Разходи за управление на радиоактивни отпадъци и за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения

Разходите за управление на радиоактивни отпадъци и за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения за целия период до 2087 г. са представени в табл. V.11.

Няма достатъчно информация относно налични еталонни стойности за разходи за РАО и ИЕЯС. Предвид факта, че във финансовия модел за АЕЦ „Белене“ тези разходи са разработени съобразно изисквания на работния документ на Европейската комисия – „Commission Staff Working Document accompanying the document Communication from the Commission Nuclear Illustrative Programme Presented under Article 40 of the Euratom Treaty – Final (after opinion of EESC){COM(2017) 237 final}, Brussels, 2017, и е заложено спазването на най-високите изисквания, то получените резултати могат да се разглеждат като достатъчно аргументирани (European Commission, 2017).

Таблица V.11. Разходи за управление на радиоактивни отпадъци, за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения на АЕЦ „Белене“ и фонд „СЕС“

Вид разход	Мерна единица	Вариант 1	Вариант 2
Разходи за управление на радиоактивни отпадъци	хил.евро	3 026 928	2 412 764
Средногодишни разходи за управление на РАО	евро/MWh	3.45	2.75
Разходи за извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения	хил.евро	2 202 200	2 202 201
Средногодишни разходи за управление на ИЕЯС	евро/MWh	2.51	2.51
Разходи за фонд „СЕС“	хил.евро	варира в зависимост от приходите, респ. цените	няма
Средногодишни разходи за фонд „СЕС“	%	5% от приходите	няма

Източник: Съставена от авторите на основа на получени резултати от модела.

Допускания по основните параметри на кредита

Тъй като проектът ще се изпълнява с дългово финансиране, са изготвени три варианта на пакет от основни параметри по кредита. Тези варианти са както следва:

Консервативен вариант на дългово финансиране с фиксирана лихва

Този вариант се характеризира със следните параметри:

- срок на погасяване на дълга: 20 години = 240 месеца;
- гратисен период: срок на строителство + 6 месеца;
- първоначални такси: 2.5%;
- такса ангажимент (върху неусвоената сума): 1.31%;
- SWAP rate 1.01%¹⁸ + надбавка за структуриране 0.2% = 1.21% фиксирана лихва;
- рискова надбавка на лихвата: 3.75%.

В резултат от това, общият размер на лихвения процент достига 4.96%, като той се прилага както при изчисляване на лихвите по време на строителството, така и към лихвите по време на експлоатацията.

¹⁸ Според данни от интернет страницата на Erste Group - <https://produkte.erstegroup.com>.

Тези параметри на кредита са определени на база международната практика при финансиране на подобни проекти. Практиката на OECD показва, че обичайно срокът за изграждане, съответно срокът на теглене на кредита за ядрени проекти е около 6-7 години. За настоящия проект е приет срок от 8 години предвид техническите особености на проекта. Срокът за погасяване обичайно е 18 години, което е близко до възприетия за настоящия проект срок от 20 години (*The Role of Export Credits in NPP Financing, NEXI: Nippon Export and Investment Insurance, September 2013.*). Размерът на фиксираната лихва за настоящия кредит – 1.21% е близък до препоръчителния от OECD размер за кредити за финансиране на ядрени проекти с 18-годишен период на погасяване. Тя се получава като сума от доходността на 10-годишните германски държавни ценни книжа плюс 120 bps (*OECD, 2017, Sector Understanding On Export Credits For Nuclear Power Plants, Trade And Agriculture Directorate, Participants To The Arrangement On Officially Supported Export Credits, TAD/PG (2017)*); при 0.3% доходност на 10-годишните германски държавни ценни книжа и 1.2% еквивалент на 120 bps, което прави 1.55% общ размер на лихвата).

Вариант на дългово финансиране с променлива лихва

Този вариант се характеризира със следните параметри:

- срок на погасяване на дълга: 21 години = 252 месеца;
- гратисен период: срок на строителство + 6 месеца;
- първоначални такси: 2.5%;
- такса ангажимент (върху неусвоената сума): 1.31%;
- **фиксирана лихва: 3, 3.5, 4, 4.5 и 5%**. Тестват се всички посочени лихвени проценти при непроменящи се останали параметри. Този процент се прилага както при изчисляване на лихвите по време на строителството, така и към лихвите по време на експлоатацията.

Вариант на дългово финансиране на примера на кредитните параметри на АЕЦ „Пакш“ – Унгария

Това е вариант на междудържавен заем т.е. не се предоставя от търговски банки и като такъв може да се определи като най-изгоден от гл.т. на кредитираното лице (в случая държавата).

- срок на погасяване на дълга: 21 години = 252 месеца. Този 21-годишен период е разделен на три (3) 7-годишни периоди, за всеки от които се прилага различен лихвен процент;
- гратисен период: срок на строителство + 6 месеца;
- лихва по време на строителството: 3.95%;
- лихва за 1-ви седемгодишен период: 4.5%;
- лихва за 2-ри седемгодишен период: 4.85%;
- лихва за 3-ти седемгодишен период: 4.95%.

Тъй като заемът е междудържавен, не се предвижда първоначална такса и такса ангажимент (върху неусвоената сума).

Необходимо е да се отбележи, че и при трите варианта на пакет от основни параметри по кредита, през инвестиционната фаза възникват допълнителни разходи за инвеститора под формата на:

- лихви по време на строителството, първоначална такса и такса ангажимент (върху неусвоената сума) – при консервативния вариант на дългово финансиране с фиксирана лихва и при варианта на дългово финансиране с променлива лихва;
- само лихви по време на строителството – при варианта на дългово финансиране на примера на кредитните параметри на АЕЦ „Пакш“ – Унгария.

Тези суми са извън сумата на собствения капитал, който инвеститорът авансира в проекта. В тази връзка при стартиране на погасяването на основния дълг тези суми се оформят като нов кредит, който се погасява при същите условия, както и основния кредит за съответния вариант на кредитиране.

Допускания за цените

Прогнозите на цените са разработени в рамките на Дейност III на проекта: „Изследване на тенденциите на развитие на енергийните пазари в Европа и възможностите на България да продължи да бъде износител на електроенергия”. В доклада за изпълнение на тази дейност подробно е представена методологията за прогнозиране на използваните във финансовия модел цени. В тази част на доклада са представени само най-важните условия, които са отчетени при разработване на вариантите на прогнозни цени.

Прогнозите за цените са разработени с времеви хоризонт до 2040 г., което чувствително предхожда времевия хоризонт на модела, който се разпростира до 2087 г. За да се достигне до този хоризонт, от 2041 до 2087 г. всички цени са ескалирани с по 1% на годишна основа.

Вариант 1 на цените, който е представен на табл. V.12, се получава при следните условия:

- Базовата борсова цена се изчислява от входни годишни данни за крайно електропотребление до 2015 г.
- Допуска се постоянна структура на суровините за производство на ЕЕ за целия прогнозен период до 2040 г.
- Използват се целите на ЕС за дела на ВЕИ в общото енергийно потребление при допускане, че този дял ще се постигне и при електроенергийното потребление.
- Прогнозата е изготвена при комбиниране на различни варианти на въглеродна интензивност на производството и конвергенция на борсовите цени между страните от ЕС в региона, както и с включване на Сърбия и Турция. При определяне на дела на борсовата търговия на всяка от разглежданите страни се използват данни към 2016 г.

Таблица V.12. Вариант 1 на цени, евро/MWh

	2027 г.	2028 г.	2035 г.	2040 г.
Цени на вътрешен пазар				
Висока цена	67.33	67.33	77.14	81.17
Ниска цена	56.41	56.41	59.22	61.41
Средна цена	61.87	61.87	68.18	71.29
Цени на регионален пазар				
Ниска цена	65.31	65.51	71.39	75.12
Висока цена	69.10	69.24	76.74	80.77

Източник: Резултати от Дейност III на проекта.

Вариант 2 на цените е представен на табл. V.13. При него е изходено от следните обстоятелства:

- Използвани са актуализирани входни данни за 2016 и 2017 г.
- Базовата борсова цена се получава от месечни данни за 2015 и 2016 г. Данните за България са предоставени от БЕХ, а данните за останалите страни са получени чрез екстраполация на сезонния им профил за 2016 г., тъй като те все още не са публикувани за всички страни.
- Структурата на суровините за производство на ЕЕ се взема в динамика от Референтния сценарий на ЕК за 2016 г.
- За разлика от цените по Вариант 1, моделът се тества, като се използват целите от Референтния сценарий на ЕК за 2016 г. за дела на ВЕИ в производството на ЕЕ във всяка страна.
- При определяне на дела на борсовата търговия на всяка от разглежданите страни се използват актуални данни към 2017 г.
- За разлика от предходния вариант, растежът на цените на емисиите въглероден диоксид, изменението на дела на ВЕИ в производството на ЕЕ, както и отразяването на ефекта от развитието на междусистемни връзки, се взимат на годишна база, а не на 5-годишни интервали.

Таблица V.13. Вариант 2 на цени, евро/MWh

	2027 г.	2028 г.	2035 г.	2040 г.
Цени на вътрешен пазар				
Висока цена	63.10	64.14	74.45	79.47
Ниска цена	49.44	49.90	55.85	58.95
Средна цена	57.10	57.85	66.16	70.34
Цени на регионален пазар				
Ниска цена	58.92	59.52	67.58	72.80
Висока цена	62.19	62.87	71.89	77.85

Източник: Резултати от Дейност III на проекта.

Вариант 3 на цените, представен на табл. V.14 е разработен при отчитане на следните условия:

- Базовата борсова цена се изчислява с годишни данни до 2015 г. Въпреки стремежът да се използват актуални данни, е взето предвид, че липсата на отчетни статистически данни за 2016 г. за потреблението на ЕЕ във всички страни и необходимостта да се прави екстраполация на сезонния профил, може да водят до противоречиви изводи, което налага използването отново само на годишни данни от Евростат към 2015 г.
- Тъй като все още не е приет Четвъртият енергиен пакет се смята, че е преждевременно и прекалено оптимистично използването на целите от Референтния сценарий на ЕК за 2016 г. относно структурата на суровините в производствения микс и дела на ВЕИ, поради което са направени същите допускания за техния ефект върху прогнозните цени, както и в прогнозата при Вариант 1.

Прогнозата е изготвена като се използват данни за борсовата търговия към 2017 г. при плавен растеж на цените на емисиите въглероден диоксид и изменение на дела на ВЕИ в производството на ЕЕ на годишна база, а не на 5-годишни интервали.

Таблица V.14. Вариант 3 на цени, евро/MWh

Цени на регионален пазар	2027 г.	2028 г.	2035 г.	2040 г.
Ниска цена	72.25	72.41	73.89	76.91
Висока цена	73.80	73.91	75.57	78.37

Източник: Резултати от Дейност III на проекта.

Вариант 4 на цените, който е представен на табл. V.15, е разработен на основа на следното:

- Базовата борсова цена се получава при използване на годишни данни към 2015 г., а за България – с корекция за 2016 г.
- Структурата на суровините за производство до 2040 г. се взема от Референтния сценарий на ЕК за 2016 г.
- След направена преценка на текущото състояние на ВЕИ се коригират целите от Референтния сценарий на ЕК за дела на ВЕИ в производството на ЕЕ. Допуска се плавен годишен растеж на цените на емисиите въглероден диоксид и изменението на дела на ВЕИ в производството на ЕЕ.
- Ефектът от развитието на междусистемните връзки се очаква да бъде по-силен около 2025 г. поради прогнозите за изграждане на обединени енергийни борси в региона.

Таблица V.15. Вариант 4 на цени, евро/MWh

	2027 г.	2028 г.	2035 г.	2040 г.
Цени на вътрешен пазар				
Ниска цена	57.12	58.69	68.26	72.02
Средна цена	66.07	67.56	76.65	80.23
Висока цена	69.31	70.86	80.31	84.03
Цени на регионален пазар				
Ниска цена	66.61	67.82	76.54	80.97
Висока цена	70.10	71.32	79.93	84.42

Източник: Резултати от Дейност III на проекта.

Допускания за съотношението дълг/собствен капитал

Моделът тества осем варианта на съотношение дълг/собствен капитал и разпределение на участието между частен инвеститор и държава в собствеността на дружеството, което ще реализира проекта. Те са представени в табличен вид (табл. V.16) и имат следните параметри:

Пакет варианти „Съотношения дълг/собствен капитал 50/50, 60/40 и 70/30 при 100% частен инвеститор в собствеността и при различно съотношение на частен инвеститор и държава в собствеността“

Пакетът включва следните варианти:

- Вариант 1 – собственик на проекта е дружество, чийто капитал се притежава 100% от частен инвеститор, а съотношението дълг/собствен капитал е 50/50.
- Вариант 2 – собственик на проекта е дружество, чийто капитал се притежава 100% от частен инвеститор, а съотношението дълг/собствен капитал е 60/40.
- Вариант 3 – собственик на проекта е дружество, чийто капитал се притежава 100% от частен инвеститор, а съотношението дълг/собствен капитал е 70/30.
- Вариант 4 – собственик на проекта е дружество, чийто капитал се притежава от частен инвеститор и българската държава в съотношение 77.7/22.3 (делът на държавата представлява апортна* вноска в размер на балансовата стойност на средствата, изразходени за проекта до 2016 г. – 1.17 млрд. евро), а съотношението дълг/собствен капитал е 50/50.
- Вариант 5 – собственик на проекта е дружество, чийто капитал се притежава от частен инвеститор и българската държава в съотношение 72.1/27.9 (делът на държавата представлява апортна* вноска в размер на балансовата стойност на средствата, изразходени за проекта до 2016 г. – 1.17 млрд. евро), а съотношението дълг/собствен капитал е 60/40.
- Вариант 6 – собственик на проекта е дружество, чийто капитал се притежава от частен инвеститор и българската държава в съотношение 62.8/37.2 (делът на държавата представлява апортна* вноска в размер на балансовата стойност на средствата, изразходени за проекта до 2016 г. – 1.17 млрд. евро), а съотношението дълг/собствен капитал е 70/30.

**Забележка: В апортната вноска не е включена стойността на площадката на АЕЦ „Белене“, което е въпрос на договаряне с потенциалния инвеститор.*

Вариант „Съотношение дълг/собствен капитал 80/20 и участие на частен инвеститор и държава в собствеността“

Вариантът има следните параметри:

- Вариант 7 – собственик на проекта е дружество, чийто капитал се притежава от частен инвеститор и българската държава в съотношение 41.33/58.67 (делът на държавата представлява апортна* вноска в размер на балансовата стойност на средствата, изразходени за проекта до 2016 г. – 1.17 млрд. евро), а съотношението дълг/собствен капитал е 80/20.

Този вариант се разглежда отделно предвид факта, че съотношение на дълг/собствен капитал 80/20 с участие на частен инвеститор при подобни проекти е по-трудно достижимо.

Вариант „Съотношение дълг/собствен капитал 80/20 и 100% участие на държавата в собствеността“

Вариантът има следните параметри:

- Вариант 8 – собственик на проекта е дружество, чийто капитал се притежава 100% от държавата. В този случай освен вече изразходени за проекта до 2016 г. – 1.17 млрд. евро държавата ще трябва да осигури и допълнителни средства до достигане на 20% таван от собствения капитал, който зависи от общия размер на инвестицията.

За всеки от посочените варианти са изчислени финансови потоци и показатели за оценка съгласно възприетия методологически подход на модела.

Таблица V.16. Варианти между съотношението дълг/собствен капитал и участие в собствеността на дружеството

		Съотношение дълг/собствен капитал (%)							
		50/50		60/40		70/30		80/20	
Варианти		B1	B4	B2	B5	B3	B6	B7	B8
Участие в собствеността (%)	Частен инвеститор	100.00	77.70	100.00	72.10	100.00	62.80	41.33	0.00
	Държава	0.00	22.30	0.00	27.90	0.00	37.20	58.67	100.00
	Общо	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Забележка: В таблицата „B“ е съкращение на вариант, а числото до него показва номера на съответния вариант.

Разглеждани сценарии

Моделът разглежда 5 сценария при различни комбинации от представените динамични допускания. Всички разглеждани сценарии включват еднакви статични допускания.

При разработването на сценариите е приложен подход на конструиране на широк диапазон от вероятностни сценарии за изграждане и експлоатация на АЕЦ „Белене“, при които имаме два екстремални сценария – максимално консервативен и максимално оптимистичен, както и сценарии, които се намират в рамките на този интервал. По този начин са конструирани следните сценарии:

- **Сценарий 1.** Това е единият от двата екстремални сценария, **който може да се определи като максималистичен.** Той комбинира максимални инвестиционни и оперативни разходи, консервативен вариант на дългово финансиране и варианти на съотношение дълг/собствен капитал – 50/50, 60/40 и 70/30. Сценарият е проигран при два варианта на цени – Варианти 1 и 2.
- **Сценарий 2.** Това е вторият от двата екстремални сценария, **който може да се определи като минималистичен.** Той комбинира оптимизирани инвестиционни и оперативни разходи при прилагане на консервативен вариант на дългово финансиране и варианти на съотношение дълг/собствен капитал както при Сценарий 1 и цени по-високи от тези, приложени при Сценарий 1. Комбинирането на тези допускания цели да тества Сценарий 1, но при значителна редукция на разходите и по-високи цени.

- **Сценарий 3.** Този сценарий се намира между двата екстремални Сценария 1 и 2, като при него проектът се оценява при междинен вариант на инвестициите, оптимизирани оперативни разходи, вариации в лихвата по кредита от 3, 3.5, 4, 4.5 и 5%. Сценарият комбинира два пакета на съотношение дълг/собствен капитал и участие на частен инвеститор и държава, като в този сценарий вече се прави по-оптимистично допускане за възможно съотношение 80/20 дълг/собствен капитал. Приложен е Вариант 4 на цени, който е по-висок от Варианти 1 и 2, приложени при консервативния Сценарий 1 и съответно по-нисък Вариант 3, проигран при оптимистичния Сценарий 2.
- **Сценарии 4 и 5.** Специфичното при тези сценарии е, че тук се разглежда само държавата като инвеститор в проекта при съотношение дълг/собствен капитал 80/20. Приема се, че дългът ще бъде поет под формата на междудържавен заем и в тази връзка са приложени кредитните параметри на унгарския проект АЕЦ „Пакш“. Ценовите нива и при двата сценария също са еднакви. Различията са по линия на инвестиционните и оперативните разходи, като при Сценарий 4 са комбинирани средни инвестиционни разходи и оптимизирани оперативни разходи, а при Сценарий 5 – максимални инвестиционни разходи и максимални оперативни разходи. Сценариите са проиграни при цени от Вариант 4, който е по-висок от Варианти 1 и 2, приложени при консервативния Сценарий 1 и съответно по-нисък Вариант 3, проигран при оптимистичния Сценарий 2.

Ключовите характеристики на описаните сценарии са обобщени в табличен вид в табл. V.17.

Таблица V.17. Ключови характеристики на разработените сценарии

	Сценарий 1	Сценарий 2	Сценарий 3	Сценарий 4	Сценарий 5
Динамични допускания					
Инвестиционни разходи	Вариант 1: Максимални разходи	Вариант 2: Оптимизирани разходи	Вариант 3: Средни разходи	Вариант 3: Средни разходи	Вариант 1: Максимални разходи
Оперативни разходи	Вариант 1: Максимални разходи	Вариант 2: Оптимизирани разходи	Вариант 2: Оптимизирани разходи	Вариант 2: Оптимизирани разходи	Вариант 1: Максимални разходи
Параметри на кредита	Консервативен вариант на дългово финансиране с фиксирана лихва	Консервативен вариант на дългово финансиране с фиксирана лихва	Вариант на дългово финансиране с променлива лихва	Кредитни параметри на АЕЦ „Пакш“	Кредитни параметри на АЕЦ „Пакш“
Цени на електроенергията	Варианти 1 и 2	Вариант 3	Вариант 4	Вариант 4	Вариант 4
Съотношение дълг/собствен капитал	Пакет варианти „100% частен инвеститор и частен инвеститор и държава при съотношения дълг/собствен капитал 50/50, 60/40 и 70/30“	Пакет варианти „100% частен инвеститор и частен инвеститор и държава при съотношения дълг/собствен капитал 50/50, 60/40 и 70/30“	Пакет варианти „100% частен инвеститор и частен инвеститор и държава при съотношения дълг/собствен капитал 50/50, 60/40 и 70/30“ Пакет варианти „Съотношение дълг/собствен капитал 80/20 и участие на частен инвеститор и държава“	Пакет варианти „Съотношение дълг/собствен капитал 80/20 и 100% участие на държавата“	Пакет варианти „Съотношение дълг/собствен капитал 80/20 и 100% участие на държавата“
Статични допускания	Постоянни	Постоянни	Постоянни	Постоянни	Постоянни

Резултати от финансовия анализ

Крайните резултатите от направената симулация с използване на разработените пет сценария са представени чрез стандартните показатели за:

- „Изгладени“ разходи за производството на електрическа енергия (Levelised cost of electricity – LCOE)
- Нетна настояща стойност (NPV) и вътрешна норма на възвръщаемост (IRR).

„Изгладени“ разходи на произведената електрическа енергия

При дисконтова норма от 7% са получени следните стойности на показателя LCOE за АЕЦ „Белене“:

- Сценарий 1 – 90,90 евро/MWh и 90,20 евро/MWh. При този сценарий са изчислени две стойности на показателя, тъй като са тествани два ценови варианта – Вариант 1 и Вариант 2. Разликите идват от различните разходи за фонд „СЕС“, които се изчисляват като процент от приходите от продажба на електроенергия
- Сценарий 2 – 73,22 евро/MWh
- Сценарии 3 и 4 - 82,42 евро/MWh (двата сценария имат еднакви стойности на LCOE, тъй като работят с еднакви разходи)
- Сценарий 5 – 90,64 евро/MWh.

При дисконтова норма от 7%, това е цената, при която проектът става печеливш (*break-even*) при отделните сценарии т.е. генерират се достатъчно парични потоци не само за покриване на всички разходи, но и за осигуряване на възвръщаемост на инвестирания капитал, която е съпоставима с възвръщаемостта от алтернативни капиталовложения, но не по-висока.

Нетна настояща стойност (NPV) и вътрешна норма на възвръщаемост (IRR)

Резултатите от оценката по това методологическо направление са представени за всеки сценарий. Изчислени са:

- финансови показатели, общо за проекта преди финансиране – нетна настояща стойност (NPV) и вътрешна норма на възвръщаемост (IRR);
- финансови показатели след финансиране – вътрешната норма на възвръщаемост на частния инвеститор (IRR), а в случаите, когато имаме участие и на държавата е изчислена и вътрешната норма на възвръщаемост за държавата.

Тествана е чувствителността на тези показатели при всички цени от ценовия вариант, участващ в комбинацията.

Резултатите от петте проиграни сценария по отношения на изчислените NPV и IRR са представени таблично както следва:

За Сценарий 1 са тествани два ценови варианта 1 и 2 и резултатите са представени в по две таблици за показателите NPV и IRR (табл. V.18, V.19, V.20 и V.21).

Таблица V.18. Финансови показатели – общо на проекта при ценови Вариант 1

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)
Дисконтова норма	7.14%	6.85%	6.56%	7.14%	6.85%	6.56%
Висока цена на вътрешен пазар						
NPV-общо проект (евро)	-2 603 028 123.4	-2 473 638 299.1	-2 312 684 721.7	-2 603 028 123.4	-2 473 638 299.1	-2 312 684 721.7
IRR – общо проект (%)	5.25%	5.17%	5.09%	5.25%	5.17%	5.09%
Ниска цена на вътрешен пазар						
NPV-общо проект (евро)	-4 363 962 368.8	-4 372 402 723.6	-4 371 016 574.8	-4 363 962 368.8	-4 372 402 723.6	-4 371 016 574.8
IRR – общо проект (%)	3.60%	3.53%	3.45%	3.60%	3.53%	3.45%
Средна цена на вътрешен пазар						
NPV-общо проект (евро)	-3 482 192 953.7	-3 416 822 112.0	-3 332 119 936.0	-3 482 192 953.7	-3 416 822 112.0	-3 332 119 936.0
IRR – общо проект (%)	4.48%	4.41%	4.33%	4.48%	4.41%	4.33%
Ниска цена на регионален пазар						
NPV-общо проект (евро)	-3 119 556 785.2	-3 028 820 656.9	-2 910 579 288.5	-3 119 556 785.2	-3 028 820 656.9	-2 910 579 288.5
IRR – общо проект (%)	4.80%	4.73%	4.65%	4.80%	4.73%	4.65%
Висока цена на регионален пазар						
NPV-общо проект (евро)	-2 596 497 621.1	-2 468 491 784.5	-2 309 137 202.7	-2 596 497 621.1	-2 468 491 784.5	-2 309 137 202.7
IRR – общо проект (%)	5.25%	5.17%	5.09%	5.25%	5.17%	5.09%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Таблица V.19. Финансови показатели– общо на проекта при ценови Вариант 2

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)
Дисконтова норма	7.14%	6.85%	6.56%	7.14%	6.85%	6.56%
Висока цена на вътрешен пазар						
NPV-общо проект (евро)	-2 839 382 983.3	-2 723 960 321.3	-2 578 425 249.3	-2 839 382 983.3	-2 723 960 321.3	-2 578 425 249.3
IRR-общо проект	5.07%	4.99%	4.92%	5.07%	4.99%	4.92%
Ниска цена на вътрешен пазар						
NPV-общо проект (евро)	-4 764 011 160.2	-4 803 548 926.5	-4 830 362 008.7	-4 764 011 160.2	-4 803 548 926.5	-4 830 362 008.7
IRR-общо проект	3.25%	3.17%	3.10%	3.25%	3.17%	3.10%
Средна цена на вътрешен пазар						
NPV-общо проект (евро)	-3 736 043 033.6	-3 689 614 843.6	-3 628 984 316.4	-3 736 043 033.6	-3 689 614 843.6	-3 628 984 316.4
IRR-общо проект	4.27%	4.19%	4.12%	4.27%	4.19%	4.12%
Ниска цена на регионален пазар						
NPV-общо проект (евро)	-3 488 368 227.4	-3 419 147 404.3	-3 334 901 062.2	-3 488 368 227.4	-3 419 147 404.3	-3 334 901 062.2
IRR-общо проект	4.52%	4.44%	4.37%	4.52%	4.44%	4.37%
Висока цена на регионален пазар						
NPV-общо проект (евро)	-3 026 005 115.7	-2 922 831 377.0	-2 792 692 853.3	-3 026 005 115.7	-2 922 831 377.0	-2 792 692 853.3
IRR-общо проект	4.92%	4.85%	4.77%	4.92%	4.85%	4.77%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

**Таблица V.20. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата,
при ценови Вариант 1**

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)
Дисконтова норма	7.14%	6.85%	6.56%	7.14%	6.85%	6.56%
Очаквана доходност на капитала на инвеститора (Re)	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	6.26%	8.68%
Висока цена на вътрешен пазар						
IRR – частен инвеститор	5.05%	5.20%	5.64%	5.27%	5.45%	5.98%
IRR – държава	-	-	-	4.51%	4.72%	5.20%
Ниска цена на вътрешен пазар						
IRR – частен инвеститор	2.68%	3.04%	3.62%	2.76%	3.16%	3.81%
IRR – държава	-	-	-	2.44%	2.79%	3.37%
Средна цена на вътрешен пазар						
IRR – частен инвеститор	3.91%	4.16%	4.67%	4.05%	4.34%	4.92%
IRR – държава	-	-	-	3.53%	3.81%	4.33%
Ниска цена на регионален пазар						
IRR – частен инвеститор	4.37%	4.58%	5.04%	4.54%	4.79%	5.33%
IRR – държава	-	-	-	3.93%	4.18%	4.67%
Висока цена на регионален пазар						
IRR – частен инвеститор	5.04%	5.18%	5.59%	5.25%	5.43%	5.93%
IRR – държава	-	-	-	4.49%	4.70%	5.17%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

**Таблица V.21. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата,
при ценови Вариант 2**

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)
Дисконтова норма	7.14%	6.85%	6.56%	7.14%	6.85%	6.56%
Очаквана доходност на капитала на инвеститора (Re)	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	6.26%	8.68%
Висока цена на вътрешен пазар						
IRR-частен инвеститор	4.80%	5.00%	5.46%	4.99%	5.23%	5.79%
IRR-държава	-	-	-	4.30%	4.55%	5.05%
Ниска цена на вътрешен пазар						
IRR-частен инвеститор	2.34%	2.73%	3.33%	2.41%	2.83%	3.50%
IRR-държава	-	-	-	2.14%	2.52%	3.10%
Средна цена на вътрешен пазар						
IRR-частен инвеститор	3.66%	3.95%	4.45%	3.78%	4.11%	4.70%
IRR-държава	-	-	-	3.31%	3.62%	4.14%
Ниска цена на регионален пазар						
IRR-частен инвеститор	4.04%	4.32%	4.82%	4.18%	4.50%	5.09%
IRR-държава	-	-	-	3.64%	3.94%	4.47%
Висока цена на регионален пазар						
IRR-частен инвеститор	4.59%	4.83%	5.30%	4.77%	5.04%	5.61%
IRR-държава	-	-	-	4.13%	4.40%	4.91%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Въз основа на резултатите от оценката на NPV и IRR, могат да се направят следните заключения относно Сценарий 1:

- Най-важните финансови показатели на проекта са индиферентни по отношение на тестваните промени в цените. При нито една от общо 90 тествани комбинации от цени, натовареност и съответен вариант на финансиране не се получават едновременно положителни нетна настояща стойност и вътрешна норма на възвръщаемост над дисконтовата норма. Основната причина за това е, че прогнозираните равнища на цените за много дълъг период от време са под изчислената линия на „изгладените“ разходи за произведената електрическа енергия.
- Вътрешната норма на възвръщаемост на частния инвеститор нараства с намаляване размера на собствения капитал, който инвеститорът авансира в съответния вариант – съответно тя е най-висока при Варианти 3 и 6 (при съотношение дълг/собствен капитал 70/30). Проектът не е рентабилен за инвеститора в нито един вариант и при нито една комбинация на цени. При всички комбинации нормата на възвръщаемост на собствения капитал на инвеститора е по-ниска от прилаганата норма на дисконтиране за съответния вариант. При сравнение с очакваната доходност на капитала на инвеститора (R_e), използвана при изчисляването на дисконтовия фактор, проектът става още по-неизгоден.
- Вътрешната норма на възвръщаемост на държавата нараства с увеличаване дела на кредитния ресурс (от Вариант 4 към Вариант 6), тъй като размерът на нейния апорт в абсолютна стойност е еднакъв за трите варианта, но делът му в общия размер на собствения капитал на дружеството расте в рамките на това движение. Нормата на възвръщаемост на собствения капитал на държавата обаче е по-ниска от прилаганата норма на дисконтиране за всеки от разглежданите варианти, което прави проекта финансово неизгоден от гл.г. на държавата. При сравнение с очаквана доходност на капитала на инвеститора (R_e), използвана при изчисляването на дисконтовия фактор, проектът става още по-неизгоден. Нормата на възвръщаемост на капитала на държавата е по-ниска от тази на частния инвеститор при Варианти 4, 5 и 6, тъй като нейният апорт включва сумите, изразходени по проекта до 2016 г.

За Сценарий 2 – тестван с вариант 3 на цените, резултатите за показателите NPV и IRR са представени в табл. V.22, V.23.

Таблица V.22. Финансови показатели – общо на проекта

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)
Дисконтова норма	7.10%	6.81%	6.51%	7.10%	6.81%	6.51%
Ниска цена на регионален пазар						
NPV-общо проект (евро)	-630 928 031.8	-419 672 638.9	-172 697 015.3	-630 928 031.8	-419 672 638.9	-172 697 015.3
IRR-общо проект	6.57%	6.48%	6.38%	6.57%	6.48%	6.38%
Висока цена на регионален пазар						
NPV-общо проект (евро)	-461 670 360.2	-239 125 600.9	20 169 894.8	-461 670 360.2	-239 125 600.9	20 169 894.8
IRR-общо проект	6.72%	6.62%	6.53%	6.72%	6.62%	6.53%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Таблица V.23. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)
Дисконтова норма	7.10%	6.81%	6.51%	7.10%	6.81%	6.51%
Очаквана доходност на капитала на инвеститора (Re)	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%
Ниска цена на регионален пазар						
IRR-частен инвеститор	7.01%	7.22%	7.49%	7.50%	7.82%	8.24%
IRR-държава	-	-	-	6.17%	6.48%	6.91%
Висока цена на регионален пазар						
IRR-частен инвеститор	7.22%	7.46%	7.74%	7.75%	8.10%	8.56%
IRR-държава	-	-	-	6.34%	6.68%	7.13%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Въз основа на резултатите от оценката за NPV и IRR, могат да се направят следните заключения относно Сценарий 2:

- При висока цена на регионален пазар Варианти 3 и 6 демонстрират положителна нетна настояща стойност и вътрешна норма на възвръщаемост на проекта малко над дисконтовата норма, което е индикация за минимална финансова жизнеспособност на проекта. Варианти 1, 2, 4 и 5 са финансово нежизнеспособни при тази цена. При ниска цена на регионален пазар нито един от разглежданите варианти е финансово жизнеспособен.
- При висока цена на регионален пазар вътрешната норма на възвръщаемост на частния инвеститор превишава дисконтовия фактор при всички варианти на съотношение дълг/собствен капитал. При ниска цена единствено Вариант 1 не е финансово изгоден за частния инвеститор, тъй като вътрешната норма на възвръщаемост на капитала е под стойността на прилагания дисконтов фактор. Независимо, че при дадени комбинации на цени и съотношения дълг/собствен капитал нормата на възвръщаемост на инвеститора е по-висока от дисконтовия фактор, тя е по-ниска от прилаганата при изчисляването на дисконтовия фактор очаквана доходност на капитала (R_e), което намалява атрактивността на проекта от гл.т. на потенциален частен инвеститор.
- При висока и ниска цена на регионален пазар вътрешната норма на възвръщаемост на държавата превишава дисконтовия фактор само при един вариант на съотношение дълг/собствен капитал – Вариант 6.

За Сценарий 3 – тестван с вариант 4 на цените, резултатите за показателите NPV и IRR са представени в табл. от V.24 до V.33.

Този сценарий включва дългово финансиране с променлива лихва. Тестват се лихвени нива от 3, 3.5, 4, 4.5 и 5%. Резултатите от проиграванията са представени в таблици, като финансовите показатели общо за проекта и показателите за възвръщаемост на частния инвеститор и държавата са представени по отделните тествани лихвени нива.

Лихвен процент = 3%

Таблица V.24. Финансови показатели – общо на проекта, лихвен процент 3%

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)	Вариант 7 (ЧИ+Д, 80/20)
Дисконтова норма	6.13%	5.64%	5.14%	6.13%	5.64%	5.14%	4.65%
Ниска цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-1 400 051 916.2	-819 457 264.5	-84 926 507.0	-1 400 051 916.2	-819 457 264.5	-84 926 507.0	841 828 017.0
IRR-общо проект	5.23%	5.16%	5.10%	5.23%	5.16%	5.10%	5.03%
Средна цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-267 978 739.4	456 600 179.0	1 360 985 435.5	-267 978 739.4	456 600 179.0	1 360 985 435.5	2 489 483 741.4
IRR-общо проект	5.96%	5.89%	5.82%	5.96%	5.89%	5.82%	5.75%
Висока цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	225 283 392.9	1 014 602 533.6	1 995 557 697.6	225 283 392.9	1 014 602 533.6	1 995 557 697.6	3 215 226 094.6
IRR-общо проект	6.27%	6.19%	6.12%	6.27%	6.19%	6.12%	6.04%
Ниска цена на регионален пазар							
NPV-общо проект (евро)	-233 789 272.8	499 185 290.9	1 413 954 987.4	-233 789 272.8	499 185 290.9	1 413 954 987.4	2 555 339 290.4
IRR-общо проект	5.99%	5.91%	5.84%	5.99%	5.91%	5.84%	5.77%
Висока цена на регионален пазар							
NPV-общо проект (евро)	242 340 671.6	1 035 879 642.5	2 022 084 839.7	242 340 671.6	1 035 879 642.5	2 022 084 839.7	3 248 303 603.7
IRR-общо проект	6.28%	6.20%	6.13%	6.28%	6.20%	6.13%	6.05%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Таблица V.25. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата, лихвен процент 3%

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)	Вариант 7 (ЧИ+Д, 80/20)
Дисконтова норма	6.13%	5.64%	5.14%	6.13%	5.64%	5.14%	4.65%
Очаквана доходност на капитала на инвеститора (Re)	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%
Ниска цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	5.53%	5.74%	6.04%	5.81%	6.09%	6.47%	7.28%
IRR-държава	-	-	-	4.88%	5.16%	5.55%	6.28%
Средна цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	6.63%	6.95%	7.36%	7.03%	7.45%	8.03%	8.90%
IRR-държава	-	-	-	5.76%	6.15%	6.66%	7.44%
Висока цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	7.08%	7.45%	7.91%	7.53%	8.03%	8.70%	9.73%
IRR-държава	-	-	-	6.12%	6.55%	7.12%	7.99%
Ниска цена на регионален пазар							
IRR-частен инвеститор	6.66%	6.98%	7.39%	7.05%	7.48%	8.06%	8.93%
IRR-държава	-	-	-	5.79%	6.17%	6.69%	7.47%
Висока цена на регионален пазар							
IRR-частен инвеститор	7.09%	7.46%	7.92%	7.54%	8.04%	8.71%	9.73%
IRR-държава	-	-	-	6.13%	6.56%	7.13%	8.00%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Лихвен процент = 3.5%

Таблица V.26. Финансови показатели – общо на проекта , лихвен процент 3.5%

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)	Вариант 7 (ЧИ+Д, 80/20)
Дисконтова норма	6.38%	5.94%	5.49%	6.38%	5.94%	5.49%	5.05%
Ниска цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-1 748 775 397.1	-1 313 429 121.6	-770 167 963.0	-1 748 775 397.1	-1 313 429 121.6	-770 167 963.0	-95 401 247.8
IRR-общо проект	5.21%	5.14%	5.07%	5.21%	5.14%	5.07%	5.00%
Средна цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-680 919 089.8	-127 454 878.9	552 282 364.4	-680 919 089.8	-127 454 878.9	552 282 364.4	1 385 594 823.7
IRR-общо проект	5.94%	5.86%	5.79%	5.94%	5.86%	5.79%	5.71%
Висока цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-216 472 369.1	390 022 869.0	1 131 178 998.9	-216 472 369.1	390 022 869.0	1 131 178 998.9	2 036 005 847.4
IRR-общо проект	6.24%	6.16%	6.08%	6.24%	6.16%	6.08%	6.01%
Ниска цена на регионален пазар							
NPV-общо проект (евро)	-650 332 731.2	-90 171 138.4	597 656 190.5	-650 332 731.2	-90 171 138.4	597 656 190.5	1 440 765 536.2
IRR-общо проект	5.96%	5.88%	5.81%	5.96%	5.88%	5.81%	5.73%
Висока цена на регионален пазар							
NPV-общо проект (евро)	-201 217 551.3	408 632 398.7	1 153 863 019.9	-201 217 551.3	408 632 398.7	1 153 863 019.9	2 063 649 395.0
IRR-общо проект	6.25%	6.17%	6.09%	6.25%	6.17%	6.09%	6.02%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Таблица V.27. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата, лихвен процент 3.5%

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)	Вариант 7 (ЧИ+Д, 80/20)
Дисконтова норма	6.38%	5.94%	5.49%	6.38%	5.94%	5.49%	5.05%
Очаквана доходност на капитала на инвеститора (Re)	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%
Ниска цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	5.38%	5.54%	5.85%	5.64%	5.85%	6.25%	7.05%
IRR-държава	-	-	-	4.76%	5.00%	5.39%	6.12%
Средна цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	6.47%	6.74%	7.08%	6.85%	7.20%	7.68%	8.45%
IRR-държава	-	-	-	5.65%	5.99%	6.44%	7.16%
Висока цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	6.92%	7.24%	7.63%	7.35%	7.77%	8.34%	9.19%
IRR-държава	-	-	-	6.01%	6.39%	6.90%	7.67%
Ниска цена на регионален пазар							
IRR-частен инвеститор	6.50%	6.77%	7.11%	6.88%	7.23%	7.71%	8.52%
IRR-държава	-	-	-	5.68%	6.02%	6.47%	7.21%
Висока цена на регионален пазар							
IRR-частен инвеститор	6.93%	7.25%	7.64%	7.36%	7.78%	8.35%	9.20%
IRR-държава	-	-	-	6.02%	6.40%	6.91%	7.69%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Лихвен процент = 4%

Таблица V.28. Финансови показатели – общо на проекта, лихвен процент 4%

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)	Вариант 7 (ЧИ+Д, 80/20)
Дисконтова норма	6.38%	5.94%	5.49%	6.38%	5.94%	5.49%	5.05%
Ниска цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-2 068 384 387.7	-1 756 692 686.1	-1 371 573 058.6	-2 068 384 387.7	-1 756 692 686.1	-1 371 573 058.6	-899 043 373.0
IRR-общо проект	5.18%	5.11%	5.04%	5.18%	5.11%	5.04%	4.97%
Средна цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-1 060 092 491.9	-652 675 889.2	-159 145 657.4	-1 060 092 491.9	-652 675 889.2	-159 145 657.4	436 682 708.2
IRR-общо проект	5.91%	5.83%	5.75%	5.91%	5.83%	5.75%	5.68%
Висока цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-622 336 728.4	-172 008 048.7	370 225 519.3	-622 336 728.4	-172 008 048.7	370 225 519.3	1 021 561 256.2
IRR-общо проект	6.22%	6.13%	6.05%	6.22%	6.13%	6.05%	5.97%
Ниска цена на регионален пазар							
NPV-общо проект (евро)	-1 032 760 228.6	-620 072 191.2	-120 321 441.9	-1 032 760 228.6	-620 072 191.2	-120 321 441.9	482 861 427.0
IRR-общо проект	5.94%	5.85%	5.78%	5.94%	5.85%	5.78%	5.70%
Висока цена на регионален пазар							
NPV-общо проект (евро)	-608 704 493.4	-155 744 760.6	389 609 189.3	-608 704 493.4	-155 744 760.6	389 609 189.3	1 044 651 777.9
IRR-общо проект	6.23%	6.14%	6.06%	6.23%	6.14%	6.06%	5.98%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Таблица V.29. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата, лихвен процент 4%

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)	Вариант 7 (ЧИ+Д, 80/20)
Дисконтова норма	6.38%	5.94%	5.49%	6.38%	5.94%	5.49%	5.05%
Очаквана доходност на капитала на инвеститора (Re)	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%
Ниска цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	5.22%	5.35%	5.68%	5.47%	5.64%	6.05%	6.90%
IRR-държава	-	-	-	4.64%	4.85%	5.25%	6.01%
Средна цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	6.31%	6.53%	6.81%	6.66%	6.96%	7.34%	8.13%
IRR-държава	-	-	-	5.53%	5.83%	6.22%	6.95%
Висока цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	6.77%	7.03%	7.35%	7.17%	7.52%	7.99%	8.76%
IRR-държава	-	-	-	5.89%	6.23%	6.68%	7.41%
Ниска цена на регионален пазар							
IRR-частен инвеститор	6.35%	6.56%	6.84%	6.70%	6.99%	7.38%	8.20%
IRR-държава	-	-	-	5.56%	5.86%	6.26%	7.01%
Висока цена на регионален пазар							
IRR-частен инвеститор	6.78%	7.04%	7.36%	7.18%	7.53%	8.00%	8.79%
IRR-държава	-	-	-	5.91%	6.24%	6.69%	7.43%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Лихвен процент = 4.5%

Таблица V.30. Финансови показатели – общо на проекта , лихвен процент 4.5%

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)	Вариант 7 (ЧИ+Д, 80/20)
Дисконтова норма	6.38%	5.94%	5.49%	6.38%	5.94%	5.49%	5.05%
Ниска цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-2 361 477 682.4	-2 154 844 690.9	-1 900 210 577.7	-2 361 477 682.4	-2 154 844 690.9	-1 900 210 577.7	-1 589 689 629.7
IRR-общо проект	5.16%	5.09%	5.01%	5.16%	5.09%	5.01%	4.94%
Средна цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-1 408 507 744.5	-1 125 544 098.0	-786 116 685.3	-1 408 507 744.5	-1 125 544 098.0	-786 116 685.3	-381 094 915.6
IRR-общо проект	5.89%	5.80%	5.72%	5.89%	5.80%	5.72%	5.64%
Висока цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-995 507 109.4	-678 378 542.9	-300 926 156.9	-995 507 109.4	-678 378 542.9	-300 926 156.9	146 552 715.1
IRR-общо проект	6.19%	6.10%	6.02%	6.19%	6.10%	6.02%	5.94%
Ниска цена на регионален пазар							
NPV-общо проект (евро)	-1 384 115 172.9	-1 097 074 239.1	-752 945 444.3	-1 384 115 172.9	-1 097 074 239.1	-752 945 444.3	-342 494 756.3
IRR-общо проект	5.91%	5.83%	5.75%	5.91%	5.83%	5.75%	5.67%
Висока цена на регионален пазар							
NPV-общо проект (евро)	-983 335 761.3	-664 179 685.1	-284 378 825.1	-983 335 761.3	-664 179 685.1	-284 378 825.1	165 823 736.1
IRR-общо проект	6.20%	6.11%	6.03%	6.20%	6.11%	6.03%	5.95%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Таблица V.31. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата, лихвен процент 4.5%

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)	Вариант 7 (ЧИ+Д, 80/20)
Дисконтова норма	6.38%	5.94%	5.49%	6.38%	5.94%	5.49%	5.05%
Очаквана доходност на капитала на инвеститора (Re)	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%
Ниска цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	5.07%	5.20%	5.54%	5.29%	5.46%	5.89%	6.80%
IRR-държава	-	-	-	4.52%	4.72%	5.13%	5.94%
Средна цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	6.16%	6.32%	6.57%	6.48%	6.71%	7.06%	7.86%
IRR-държава	-	-	-	5.41%	5.67%	6.03%	6.77%
Висока цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	6.61%	6.81%	7.07%	6.98%	7.27%	7.64%	8.43%
IRR-държава	-	-	-	5.78%	6.07%	6.46%	7.20%
Ниска цена на регионален пазар							
IRR-частен инвеститор	6.19%	6.36%	6.62%	6.52%	6.75%	7.11%	7.94%
IRR-държава	-	-	-	5.44%	5.70%	6.08%	6.83%
Висока цена на регионален пазар							
IRR-частен инвеститор	6.62%	6.83%	7.09%	7.00%	7.28%	7.65%	8.47%
IRR-държава	-	-	-	5.79%	6.08%	6.48%	7.22%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Лихвен процент = 5%

Таблица V.32. Финансови показатели – общо на проекта, лихвен процент 5%

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)	Вариант 7 (ЧИ+Д, 80/20)
Дисконтова норма	6.38%	5.94%	5.49%	6.38%	5.94%	5.49%	5.05%
Ниска цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-2 630 391 456.4	-2 512 788 145.6	-2 365 520 824.1	-2 630 391 456.4	-2 512 788 145.6	-2 365 520 824.1	-2 190 674 982.0
IRR-общо проект	5.14%	5.06%	4.98%	5.14%	5.06%	4.98%	4.91%
Средна цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-1 728 869 763.8	-1 551 738 011.0	-1 339 564 562.4	-1 728 869 763.8	-1 551 738 011.0	-1 339 564 562.4	-1 087 519 162.6
IRR-общо проект	5.86%	5.78%	5.69%	5.86%	5.78%	5.69%	5.61%
Висока цена на вътрешен пазар							
NPV-общо проект (евро)	-1 338 858 022.3	-1 135 123 908.3	-893 897 249.8	-1 338 858 022.3	-1 135 123 908.3	-893 897 249.8	-610 044 121.5
IRR-общо проект	6.16%	6.08%	5.99%	6.16%	6.08%	5.99%	5.90%
Ниска цена на регионален пазар							
NPV-общо проект (евро)	-1 707 133 459.7	-1 526 921 303.9	-1 311 276 549.7	-1 707 133 459.7	-1 526 921 303.9	-1 311 276 549.7	-1 055 314 807.6
IRR-общо проект	5.89%	5.80%	5.72%	5.89%	5.80%	5.72%	5.64%
Висока цена на регионален пазар							
NPV-общо проект (евро)	-1 328 002 123.0	-1 122 742 098.6	-879 789 013.2	-1 328 002 123.0	-1 122 742 098.6	-879 789 013.2	-593 980 611.9
IRR-общо проект	6.17%	6.09%	6.00%	6.17%	6.09%	6.00%	5.91%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Таблица V.33. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на частния инвеститор/държавата, лихвен процент 5%

	Вариант 1 (ЧИ, 50/50)	Вариант 2 (ЧИ, 60/40)	Вариант 3 (ЧИ, 70/30)	Вариант 4 (ЧИ+Д, 50/50)	Вариант 5 (ЧИ+Д, 60/40)	Вариант 6 (ЧИ+Д, 70/30)	Вариант 7 (ЧИ+Д, 80/20)
Дисконтова норма	6.38%	5.94%	5.49%	6.38%	5.94%	5.49%	5.05%
Очаквана доходност на капитала на инвеститора (Re)	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%	8.68%
Ниска цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	4.91%	5.06%	5.45%	5.12%	5.31%	5.79%	6.71%
IRR-държава	-	-	-	4.40%	4.61%	5.06%	5.87%
Средна цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	6.00%	6.12%	6.39%	6.31%	6.47%	6.84%	7.66%
IRR-държава	-	-	-	5.30%	5.51%	5.89%	6.63%
Висока цена на вътрешен пазар							
IRR-частен инвеститор	6.45%	6.60%	6.84%	6.80%	7.02%	7.35%	8.16%
IRR-държава	-	-	-	5.66%	5.91%	6.27%	7.02%
Ниска цена на регионален пазар							
IRR-частен инвеститор	6.03%	6.15%	6.45%	6.34%	6.51%	6.90%	7.74%
IRR-държава	-	-	-	5.33%	5.54%	5.94%	6.70%
Висока цена на регионален пазар							
IRR-частен инвеститор	6.46%	6.62%	6.86%	6.81%	7.03%	7.38%	8.20%
IRR-държава	-	-	-	5.67%	5.92%	6.30%	7.05%

Бележка: ЧИ – частен инвеститор; Д – държава

Въз основа на резултатите от оценката на NPV и IRR, могат да се направят следните заключения относно Сценарий 3:

Варианти 1 и 4, при които има съотношение дълг/собствен капитал 50/50, са финансово жизнеспособни (имат положителна нетна настояща стойност и вътрешна норма на възвръщаемост по-висока от дисконтовия фактор) единствено при комбинация на високи цени и най-ниска лихва по кредита (3%). Резултатите от тестваните комбинации са представени на следващата таблица.

Таблица V.34. Финансова жизнеспособност на проекта при Варианти 1 и 4

	3%	3.50%	4%	4.50%	5%
Цени на вътрешен пазар					
Ниска цена	-	-	-	-	-
Средна цена	-	-	-	-	-
Висока цена	+	-	-	-	-
Цени на регионален пазар					
Ниска цена	-	-	-	-	-
Висока цена	+	-	-	-	-

Варианти 2 и 5, при които има съотношение дълг/собствен капитал 60/40 са финансово жизнеспособни при комбинация от 3% лихва, средни и високи цени на вътрешен пазар и ниски и високи цени на регионалния пазар и при комбинация от 3,5% лихва, ниски и високи цени на регионалния пазар и високи цени на вътрешен пазар. Резултатите от тестваните комбинации са представени на следващата таблица.

Таблица V.35. Финансова жизнеспособност на проекта при Варианти 2 и 5

	3%	3.50%	4%	4.50%	5%
Цени на вътрешен пазар					
Ниска цена	-	-	-	-	-
Средна цена	+	-	-	-	-
Висока цена	+	+	-	-	-
Цени на регионален пазар					
Ниска цена	+	+	-	-	-
Висока цена	+	+	-	-	-

Варианти 3 и 6, при които има съотношение на дълг/собствен капитал 70/30, са финансово жизнеспособни при комбинация от:

- лихва 3% и средни и високи цени на вътрешен пазар и ниски и високи цени на регионалния пазар;
- лихва 3.5% и средни и високи цени на вътрешен пазар и ниски и високи цени на регионалния пазар;
- лихва 4% и високи цени на вътрешен и регионален пазар.

Резултатите от тестваните комбинации са представени на следващата таблица.

Таблица V.36. Финансова жизнеспособност на проекта при Варианти 3 и 6

	3%	3.50%	4%	4.50%	5%
Цени на вътрешен пазар					
Ниска цена	-	-	-	-	-
Средна цена	+	+	-	-	-
Висока цена	+	+	+	-	-
Цени на регионален пазар					
Ниска цена	+	+	-	-	-
Висока цена	+	+	+	-	-

Вариант 7, при който има съотношение на дълг/собствен капитал 80/20, са финансово жизнеспособни при комбинация от:

- лихва 3% и всички тествани цени на вътрешен и регионален пазар;
- лихва 3.5% и средни и високи цени на вътрешен пазар и ниски и високи цени на регионалния пазар;
- лихва 4% и средни и високи цени на вътрешен пазар и ниски и високи цени на регионалния пазар;
- лихва 4.5% и високи цени на вътрешен и регионален пазар.

Резултатите от тестваните комбинации са представени на следващата таблица.

Таблица V.37. Финансова жизнеспособност на проекта при Вариант 7

	3%	3.50%	4%	4.50%	5%
Цени на вътрешен пазар					
Ниска цена	+	-	-	-	-
Средна цена	+	+	+	-	-
Висока цена	+	+	+	+	-
Цени на регионален пазар					
Ниска цена	+	+	+	-	-
Висока цена	+	+	+	+	-

По отношение резултатите общо за Сценарий 3 може да се направи заключението, че с нарастването на тествания лихвен процент намалява и броя на финансово жизнеспособните комбинации като при лихва 5% няма нито една финансово жизнеспособна комбинация, а при лихва 4.5% има само една такава комбинация (Вариант на дълг/собствен капитал – 7 и високи цени на регионален пазар).

За Сценарий 4 – тестван с вариант 4 на цените и вариант 8 на дълг/собствен капитал, резултатите за показателите NPV и IRR са представени в табл. V.38 и V.39.

Сценарий 4 е конструиран е при допускане за кредитни условия на междудържавен заем и за това се разглежда само един вариант – съотношение дълг/собствен капитал 80/20 и 100% участие на държавата.

Таблица V.38. Финансови показатели — общо на проекта

	Вариант 8 (Д, 80/20)
Дисконтова норма	4.92%
Ниска цена на вътрешен пазар	
NPV-общо проект (евро)	796 557 805.0
IRR-общо проект	5.33%
Средна цена на вътрешен пазар	
NPV-общо проект (евро)	2 327 165 916.6
IRR-общо проект	6.07%
Висока цена на вътрешен пазар	
NPV-общо проект (евро)	2 999 986 435.6
IRR-общо проект	6.38%
Ниска цена на регионален пазар	
NPV-общо проект (евро)	2 385 479 051.4
IRR-общо проект	6.10%
Висока цена на регионален пазар	
NPV-общо проект (евро)	3 029 225 683.9
IRR-общо проект	6.39%

Бележка: Д – държава

Таблица V.39. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на държавата

	Вариант 8 (Д, 80/20)
Дисконтова норма	4.92%
Очаквана доходност на капитала на инвеститора (Re)	8.68%
Ниска цена на вътрешен пазар	
IRR-държава	5.47%
Средна цена на вътрешен пазар	
IRR-държава	6.44%
Висока цена на вътрешен пазар	
IRR-държава	6.89%
Ниска цена на регионален пазар	
IRR-държава	6.49%
Висока цена на регионален пазар	
IRR-държава	6.92%

Бележка: Д – държава

Въз основа на резултатите от оценката за NPV и IRR, могат да се направят следните заключения относно Сценарий 4:

- При така възприетия размер на инвестицията (10 млрд. евро с ескалация), оптимизирани оперативни разходи, съотношение дълг/собствен капитал и параметри на кредита, проектът е финансово жизнеспособен при всички прогнозни сценарии на цените.
- Най-висока възвръщаемост както общо за проекта, така и за инвеститора в лицето на държавата, се постига при по-високите ценови нива на вътрешен и регионален пазар.

За Сценарий 5 – тестван с вариант 4 на цените и вариант 8 на дълг/собствен капитал, резултатите за показателите NPV и IRR са представени в табл. V.40 и V.41.

Сценарий 5 е конструиран при допускане за кредитни условия на междудържавен заем и за това се разглежда само един вариант – съотношение дълг/собствен капитал 80/20 и

100% участие на държавата. Той се различава от Сценарий 4 само по размера на инвестиционните и оперативните разходи, които в случая са максимално високите инвестиционни и оперативни разходи.

Таблица V.40. Финансови показатели – общо на проекта

	Вариант 8 (Д, 80/20)
Дисконтова норма	4.92%
Ниска цена на вътрешен пазар	
NPV-общо проект (евро)	-147 919 730.5
IRR-общо проект	4.85%
Средна цена на вътрешен пазар	
NPV-общо проект (евро)	1 382 425 869.0
IRR-общо проект	5.61%
Висока цена на вътрешен пазар	
NPV-общо проект (евро)	2 054 731 457.2
IRR-общо проект	5.93%
Ниска цена на регионален пазар	
NPV-общо проект (евро)	1 440 666 438.4
IRR-общо проект	5.64%
Висока цена на регионален пазар	
NPV-общо проект (евро)	2 083 933 833.1
IRR-общо проект	5.94%

Бележка: Д – държава

Таблица V.41. Финансови показатели за възвръщаемост на капитала на държавата

	Вариант 8 (Д, 80/20)
Дисконтова норма	4.92%
Очаквана доходност на капитала на инвеститора (Re)	8.68%
Ниска цена на вътрешен пазар	
IRR-държава	5.78%
Средна цена на вътрешен пазар	
IRR-държава	6.75%
Висока цена на вътрешен пазар	
IRR-държава	7.26%
Ниска цена на регионален пазар	
IRR-държава	6.82%
Висока цена на регионален пазар	
IRR-държава	7.29%

Бележка: Д – държава

Въз основа на резултатите от оценката на показателите NPV и IRR, могат да се направят следните заключения относно Сценарий 5:

- При така възприетия размер на инвестицията (10.5 млрд. евро с ескалация), максимални оперативни разходи, съотношение дълг/собствен капитал и параметри

на кредита, проектът е финансово жизнеспособен при средни и високи цени на вътрешен пазар и при ниски и високи цени на регионален пазар.

- Най-висока възвръщаемост както общо за проекта, така и за инвеститора в лицето на държавата, се постига при по-високите ценови нива на вътрешен и регионален пазар.

Заключение от финансовия анализ

Осъществените финансови анализи се основават на пет комплексни сценария (табл. V.17) за финансиране и експлоатация на проекта АЕЦ „Белене“. Тези сценарии комбинират най-вероятностните стойности за целия експлоатационен период на централата от 60 години на над 60 ключови параметъра, обединени в две групи допускания: стационарни и динамични. Тези допускания представляват входни данни за захранване на специално разработения финансов модел. В резултат от направените симулации се получават крайни резултати, от които могат да се правят изводи за финансовата жизнеспособност на проекта.

Сценариите, при които проектът е финансово жизнеспособен са Сценарии 4 и 5, както и Сценарий 3 при най-високи и средни равнища на прогнозните цени и ниски лихвени равнища в диапазона 3-4%. Сценарий 2 е финансово жизнеспособен при ограничени условия, поради рестриктивните си кредитни условия. При тези сценарии нетната настояща стойност на проекта е положителна, а вътрешната му норма на възвръщаемост е над дисконтовата норма.

При другите анализирани сценарии, а именно Сценарий 1 и част от Сценарии 2 и 3 проектът е финансово нежизнеспособен. При тях нетната настояща стойност на проекта е отрицателна, а вътрешната му норма на възвръщаемост е под дисконтовата норма.

Основният извод, който може да се направи от финансовите анализи е, че при сбъждане на направените допускания в Сценарии 4 и 5, както и в част от Сценарии 2 и 3, проектът за изграждане и експлоатация на АЕЦ „Белене“ е финансово жизнеспособен. Обратно, ако тези допускания не се сбъднат или се случат допусканията, заложиени в Сценарий 1 и част от Сценарии 2 и 3, проектът не е финансово жизнеспособен. По този начин се очертава интервал на стойности на ключовите параметри, които дават идея за разделителната линия на финансовата жизнеспособност на проекта.

Направените анализи позволяват да бъдат изведени най-важните финансови и икономически параметри, които влияят върху жизнеспособността на проекта. Това са прогнозните цени на електроенергията, инвестиционните и оперативните разходи и условията за кредитиране.

От вариантните оценки се вижда, че основни фактори които зависят от държавата и евентуален инвеститор за достигане до финансово жизнеспособен проект са договорените инвестиционни разходи и разходите за финансиране на дълга на проекта. Изведените финансови резултати позволяват да се подготви стратегия за водене на преговори, както с потенциалните инвеститори, така и с основния изпълнител на проекта.

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 достоверност. Това означава, че пазарния риск остава значим фактор при взимането на крайното решение. Съществуването на този риск оправдава търсенето на стратегически инвеститор, с когото държавата да го сподели.

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 MW 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 MW и на базови в размер от 420 до 1670 MW.

Общо за България и региона се очертава необходимост от около 2000 MW 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 нискоемисионни 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, следва 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 евентуалната 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, заложиени във вариантите с финансова жизнеспособност.

ЛИТЕРАТУРА

- Atiyas İ. (2012). The Turkish Model for Transition to Nuclear Power Risks, Incentives and Financing Models of Nuclear Power Plants: International Experiences and the Akkuyu Model.
- Barkatullah N. (2012). Financing Structures for a Nuclear Power Plant Project.
- CdC. (2012). Les coûts de la filière électronucléaire, Paris: Cour des Comptes.
- Damodaran, A. (2016). Country Risk: Determinants, Measures and Implications – The 2016 Edition.
- Damodaran, A. (2017). Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications – The 2017 Edition, Stern School of Business.
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. (2013). Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050.
- D'haeseleer W. D. (2013). Synthesis on the Economics of Nuclear Energy, Study for the European Commission, DG Energy.
- EIA. (2011). Annual Energy Outlook, Washington DC: U.S. Energy Information Administration.
- European Commission. (2017). Commission Staff Working Document accompanying the document Communication from the Commission Nuclear Illustrative Programme Presented under Article 40 of the Euratom Treaty – Final (after opinion of EESC) {COM(2017) 237 final}, Brussels.
- European Commission. (2016). EU Reference Scenario. Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050.
- European Commission. (2013). Synthesis of the Economics of Nuclear Energy, Study of the European Commission, DG Energy.
- ICEPT Working Paper. (2012) Cost estimates for nuclear power in the UK.
- IEA/OECD/NEA. (2015). Projected Costs of Generating Electricity.
- IEA/OECD/NEA (2009). The financing of Nuclear Power Plants.
- Lucet F. P. (2015). Financing Nuclear Power Plant Projects A New Paradigm?, Centre Énergie.
- MacDonald, M. (2010). UK Electricity Generation Costs Update, Brighton – O&M Total.
- Matsuo Y. (2012). Summary and Evaluation of Cost Calculation for Nuclear Power Generation by the “Cost Estimation and Review Committee”.
- NEA/OECD. (2012). International structure for decommissioning costing (ISDC) of nuclear installations.
- NEA. Uranium 2016: Resources, Production and Demand.
- NEI. (2010). U.S. Electricity Production Costs and Components.
- NERA. (2015). Electricity Generation Costs and Hurdle Rates Lot 1: Hurdle Rates update for Generation Technologies Prepared for the Department of Energy and Climate Change (DECC).
- Nippon Export and Investment Insurance. (2013). The Role of Export Credits in NPP Financing.
- Norges Bank Investment Management. The Equity Risk Premium, Discussion Note, 2016.
- Nuclear Illustrative Programme Presented under Article 40 of the Euratom Treaty – Final (after opinion of EESC).
- OECD/NEA. Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management, Nuclear Development 2015.
- OECD. (2016). OECD Financing rules for nuclear power projects.
- OECD. 2009 Sector understanding on export credits for nuclear power plants, Trade and Agriculture Directorate, Participants to the arrangement on officially supported export credits.
- OECD. (2017). The arrangement for officially supported export credits, Nuclear power plants, Changes in Minimum Commercial Interest Reference Rates (CIRRs).
- OECD. (2017). The arrangement for officially supported export credits, Nuclear power plants, Commercial Interest Reference Rates (CIRRs).
- Parsons Brinckerhoff. (2012). Solar PV Cost Update.
- Ristö, T. & Kivistö, A. (2008). Comparison of Electricity Generation Costs, Lappeenranta: Lappeenranta University of Technology Faculty of Technology Department of Energy and Environmental Technology.
- Rothschild. (2015). Economic analysis for the Paks II nuclear power project. A rational investment case for Hungarian State Resources.
- The Nuclear Communication Network. (2014). The Cost Of A Nuclear Power Plant.
- World Nuclear Association. (2017). Nuclear Power Economics and Project Structuring.
- „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД. (2016). Бизнес програма за периода 2017-2021 година.
- Министерството на финансите. Конвергентната програма на Република България 2017-2020 г.