



Методика и критерии за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за пренос на електрическа енергия и природен газ (член 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009)

Глава първа

ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. (1) Европейската комисия, след консултации с държавите-членки на Европейския съюз (ЕС), е определила приоритетни инфраструктурни коридори за електрическа енергия, газ и петрол в Европа, които са необходими за да се постигнат основните цели на енергийната политика на ЕС за конкурентоспособност, устойчивост и сигурност на доставките.

(2) За да се улесни навременното изпълнение на проекти, допринасящи за целите по ал. 1, Европейската общност е приела Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009 (Регламент (ЕС) № 347/2013).

(3) Регламент (ЕС) № 347/2013 определя проекти от общ интерес (ПОИ), необходими за реализацията на приоритетни коридори и тематични области, попадащи в категориите на енергийната инфраструктура в областта на електроенергетиката, газовия сектор, нефтения сектор и преноса на въглероден диоксид.

(4) По силата на Регламент (ЕС) № 347/2013 за ПОИ могат да се прилагат ускорени процедури за издаване на разрешителни документи, ако е приложимо трансгранично разпределение на капацитет, ако е необходимо допълнителни стимули, както и при определени условия, финансиране чрез Механизма за свързване на Европа.

Чл. 2. (1) Агенцията за сътрудничество на регулаторите на енергия (АСРЕ) е публикувала Препоръка № 03 от 27 юни 2014 г. на АСРЕ относно стимули за проекти от общ интерес и за обща методология за оценка на риска (Препоръка № 03/2014).

(2) Препоръка № 03/2014 обобщава националните регулаторни практики за оценка на риска и предоставя препоръки за обща методология за идентифициране и оценка на риска.

Чл. 3. В изпълнение на чл. 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 всеки национален регулаторен орган следва да публикува своята методика и критериите, използвани за оценка на инвестициите в инфраструктурни проекти за електрическа енергия и природен газ, както и на поеманите във връзка с тях увеличени рискове.

Глава втора

ОЦЕНКА НА ИНВЕСТИЦИИТЕ В МРЕЖИТЕ ЗА ПРЕНΟΣ НА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ И ПРИРОДЕН ГАЗ

Чл. 4. (1) Законът за енергетиката (ЗЕ), който транспонира Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия и за отмяна на Директива 2003/54/ЕО (ОВ L 211), както и Директива 2009/73/ЕО Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г. относно общите правила за вътрешния пазар на природен газ и за отмяна на Директива 2003/55/ЕО (ОВ L 211), урежда правилата за развитие на електропреносната и газопреносната мрежи в Р България.

(2) ЗЕ регламентира правомощия на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР) да одобрява инвестициите в електропреносната и газопреносната мрежи, като част от 10-годишните планове за развитие на преносните мрежи (ПРМ), да ги наблюдава и да контролира изпълнението им.

(3) Съгласно чл. 81г, ал. 1 от ЗЕ операторите на преносни мрежи разработват, консултират с всички заинтересовани страни и предоставят на КЕВР ежегодно до 30 април десетгодишен план, който показва на участниците на пазара основната инфраструктура за пренос, предвиждана за изграждане, разширяване, реконструкция и модернизация през следващите 10 години; съдържа всички инвестиции, за които вече е взето решение, и определя новите инвестиции, които трябва да бъдат направени през следващите три години; предвижда график за всички инвестиционни проекти.

(4) ПРМ се основават на съществуващото и прогнозираното търсене и предлагане и съдържа ефикасни мерки с оглед гарантиране на адекватността на мрежите и сигурността на доставките.

Чл. 5. (1) Операторите на преносни мрежи при изготвяне на ПРМ трябва да направят разумни прогнози за развитието на производството, доставките, потреблението и обмена с други държави, като се вземат предвид инвестиционните планове за регионалните мрежи, а в газовия сектор и инвестиционните планове за съоръженията за съхранение.

(2) ПРМ трябва да съдържа достатъчни мерки за гарантиране адекватността на системите и да гарантира висока степен на достъпност до капацитет с оглед сигурност на доставките на инфраструктурата.

(3) При изработването на ПРМ се отчитат техническата и икономическа целесъобразност, интересите на всички участници на пазара, както и съгласуваността с плана за развитие на мрежата в Европейската общност.

(4) Операторите на преносните мрежи консултират с всички заинтересовани страни ПРМ преди неговото подаване в КЕВР за одобряване.

(5) КЕВР се консултира с всички настоящи или потенциални ползватели на мрежата относно ПРМ по открит и прозрачен начин. От лицата или предприятията, които твърдят, че са потенциални ползватели на мрежата, може да бъде поискано да обосноват твърденията си. Резултатите от процеса на консултации, включително възможните нужди от инвестиции, се публикуват на страницата на КЕВР в интернет.

(6) КЕВР проучва дали ПРМ обхваща всички нужди от инвестиции, установени в процеса на консултации, и дали той е в съответствие с десетгодишните планове за развитие на мрежите в Европейския съюз.

Чл. 6. КЕВР одобрява с решение ПРМ, като критерии за одобряването са инвестициите: да са необходими по технически причини – повишаване на преносната способност на междусистемните връзки или сигурност на преносната система, да са адекватни и да са икономически ефективни.

Чл. 7. (1) КЕВР извършва непрекъснат контрол и оценка относно изпълнението от преносния оператор на ПРМ.

(2) Когато независим преносен оператор не извърши инвестиция, която съгласно ПРМ е следвало да бъде извършена в следващите три години, КЕВР изисква от оператора писмено обяснение за причините заедно с данни и документи, които го подкрепят.

(3) КЕВР с решение задължава оператора да осъществи нужните инвестиции, ако все още е необходимо те да бъдат извършени, както и да осигури възстановяване на разходите за тези инвестиции чрез цените за мрежовите услуги, освен ако неизпълнението по ал. 2 е по наложителни причини, които са извън контрола на оператора на мрежата.

Чл. 8. След одобрение на ПРМ, инвестиционните разходи се възстановяват чрез цените в съответствие със ЗЕ и подзаконовите актове по неговото прилагане.

Глава трета

МЕРКИ ЗА СМЕКЧАВАНЕ НА РИСКА В РЕГУЛАТОРНАТА РАМКА ЗА ЕЛЕКТРИЧЕСКАТА ЕНЕРГИЯ

Чл. 9. (1) Инвестициите, включени в одобрения ПРМ, могат да се възползват от мерки за смекчаване на риска, както следва:

1. Всички разходи, пряко свързани с реализацията на инвестициите, които са част от ПРМ, се включват в тарифите.

2. Цената на капитала за финансиране се определя на базата на модела за ценообразуване на капиталовия актив (capital asset pricing model (CAPM)).

3. Разходи, възникнали във връзка с реализирането на инвестициите, включени в ПРМ, се считат за разходи, които са извън контрола на оператора на мрежата и за тези разходи не се прилагат нито надценки, нито компенсации.

Чл. 10. (1) Цените на независимия електропреносен оператор се регулират по метода на ценово регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“ с регулаторен период от една година.

(2) Ежегодно, след проведен регулаторен преглед, КЕВР проверява дали отчетените разходи са пряко свързани с дейността, разумни и целесъобразни, след което утвърждава на независимия електропреносен оператор необходими приходи и цени в съответствие със ЗЕ и подзаконовите актове по неговото прилагане.

(3) Необходимите годишни приходи включват признатите от КЕВР икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала.

(4) Възвръщаемостта на капитала се определя като произведение на утвърдените регулаторна база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала.

(5) Утвърдената от КЕВР регулаторна база на активите е сумата от: 1) признатата стойност на активите, върху която независимият електропреносен оператор получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва елементите: призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им намалена с амортизацията, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод и 2) необходимия оборотен капитал.

(6) Нормата на възвръщаемост на капитала за регулаторния период е равна на прогнозната среднопретеглена цена на капитала. КЕВР определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието, на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

Чл. 11. Правилата на глава трета се прилагат и за всички ПОИ, които са одобрени като част от ПРМ.

Глава четвърта

МЕРКИ ЗА СМЕКЧАВАНЕ НА РИСКА В РЕГУЛАТОРНАТА РАМКА ЗА ПРИРОДЕН ГАЗ

Чл. 12. (1) Тарифите на независимия газопреносен оператор се определят по методика за определяне на цените за достъп и пренос през газопреносните мрежи и при приложим метод на регулиране „горна граница на приходи“.

(2) Първият регулаторен период е с продължителност 3 години, а следващите – с продължителност 5 години.

(3) Преди началото на всеки регулаторен период КЕВР с решение утвърждава: необходимите годишни приходи за дейността по пренос за първата година от регулаторния период поотделно за всяка газопреносна мрежа или общи необходими годишни приходи за преносната система за първата година от регулаторния период; базата за възвращаемост за първата година от регулаторния период; нормата на възвращаемост на капитала за регулаторния период; прогнозния размер на разходите, включени в базовите необходими годишни приходи, както и на директно прехвърляемите разходи за първата година от регулаторния период, след преценка на тяхната икономическа обосновааност; коефициент за подобряване на ефективността, който се прилага по отношение на прогнозните експлоатационни разходи; съотношението за разпределението на необходимите приходи по входни и изходни точки; съотношението за разпределението на необходимите приходи от цена за достъп и от цена за пренос на природен газ.

(4) Директно прехвърляемите разходи за съответната година от регулаторния период се определят всяка година и включват елементите: разходи, произтичащи от изпълнението на задължения към обществото, включително свързани със сигурността на доставките и изпълнение на задълженията на оператора съгласно „План за действие при извънредни ситуации съгласно Регламент № 994/2010 г.“, одобрен със заповед на министъра на енергетиката; дял от таксите за съответната преносна мрежа, дължими от оператора за участие в Европейската мрежа на операторите на преносни системи за газ, както и други дължими такси за съответната година; акциз върху горивния газ и технологичните разходи; лицензионни такси, дължими от оператора по ЗЕ.

(5) С решението по ал. 3 КЕВР определя начина на прилагане на входно-изходния модел за съответния регулаторен период или за ценови период в рамките на регулаторен период: за всяка от газопреносните мрежи или за преносната система.

(6) Базата на възвръщаемост е базата, върху която независимият газопреносен оператор получава възвръщаемост от вложения капитал. Базата на възвръщаемост включва активите, които са придобити възмездно от оператора, обслужват дейността по пренос на природен газ по съответната мрежа или преносната система. Елементите на базата на възвръщаемост са: стойност на активите, инвестиционна компонента, амортизационна компонента, стойност на активи от безвъзмездно финансиране, необходим оборотен капитал.

(7) Нормата на възвръщаемост на капитала е равна на среднопретеглената цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е нормата на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране.

(8) Нормата на възвръщаемост на собствения капитал се одобрява при отчитане на фактори, като: сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на дружеството, финансова история на дружеството.

(9) Методиката за определяне на цените за достъп и пренос през газопреносните мрежи е публикувана на интернет страницата на КЕВР.

Чл. 13. (1) При изграждане на голяма нова газова инфраструктура, както и при значително увеличаване капацитета на съществуваща газова инфраструктура и на

разширяване, реконструкция и модернизация на такава инфраструктура, които дават възможност за развитието на нови източници на газови доставки, КЕВР може да предостави временно освобождаване от задълженията за: независимостта на оператора по отношение на придобиването на пряк и непряк контрол, собствеността на активите, придобиването на пряк и непряк контрол от независимия системен оператор; регулирането на цените на предоставяните услуги.

(2) Временно освобождаване по ал. 1 се допуска, когато: инвестицията стимулира конкуренцията в доставките на природен газ и повишава сигурността на доставките; нивото на риска, свързан с инвестицията, е такова, че тя не би била направена, ако не се предостави освобождаване; инфраструктурата е собственост на лице, което е отделено поне по отношение на правната му форма от операторите, в чиито системи се изгражда тази инфраструктура; ползвателите на новата инфраструктура заплащат цена за ползването ѝ; освобождаването не трябва да е във вреда на конкуренцията или на ефективното функциониране на вътрешния пазар за природен газ, или на ефективното функциониране на инфраструктурата, към която се присъединява новата инфраструктура.

Чл. 14. Правилата на глава четвърта се прилагат и за всички ПОИ, които са одобрени като част от ПРМ.

ГЛАВА ПЕТА

ОЦЕНКА НА СПЕЦИФИЧНИТЕ ИНВЕСТИЦИОННИ РИСКОВЕ ЗА ПРОЕКТИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЙНИЯ СЕКТОР И НА ОБЩИЯ РИСК В ГАЗОВИ ПРОЕКТИ

Чл. 15. (1) В случаите, в които организатор на проект поема по-високи рискове за разработване, изграждане, експлоатация или поддръжка на ПОИ, в сравнение с обичайните рискове посрещани от сравними инфраструктурни проекти според чл. 13, параграф 1 от Регламент (ЕС) № 347/2013, следва да му бъдат предоставени подходящи стимули.

(2) Преценката за предоставяне на стимули се отнася до рискове, които могат значително да намалят рентабилността на проекта, в резултат на което е възможно забавянето или спирането на реализацията на ПОИ.

(3) Отчитането на предпоставките по ал. 2 се извършва въз основа на критерии и метод за оценката на специфичните за рискове даден ПОИ.

Чл. 16. (1) Критериите за оценка на риска на ПОИ с оглед предоставяне на стимули са:

1. Допустимост на проекта според чл. 13, параграф 1 от Регламент (ЕС) № 347/2013 – ПОИ, попадащи в категориите от приложение II, точка 1, букви „а“, „б“ и „г“ и точка 2 на Регламент (ЕС) № 347/2013 и за които не са приложими изключенията по чл. 13, параграф 1, изречение 2 от Регламент (ЕС) № 347/2013.

2. Наличие на информация относно рисковете за проекта – КЕВР може да оцени рисковете само ако и когато организаторът на проекта е представил цялата необходима информация по разбираем и количествен начин. Организаторът на проекта трябва да докаже до каква степен потенциалният риск може да увеличи разходите или да представлява риск за приходите, както и че не клиента, а организаторът на проекта носи този риск. Документите, които следва да бъдат подадени включват, но не се ограничават до:

- а) доказателство, че проектът е ПОИ;
- б) доказателство, че проектът е достигнал достатъчна степен на зрялост;
- в) анализ „разходи-ползи“ за ПОИ в съответствие с член 11 от Регламент (ЕС) № 347/2013;
- г) описание на риска, включващо вероятност за неговото случване и количествена оценка на финансовите последствия от него;

д) обосновка относно това, че рискът е по-висок от този за сравними проекти, не може да бъде покрит чрез оперативни мерки или не се покрива от регулаторни мерки, както и че се носи от организатора на проекта или от негов собственик.

Чл. 17. (1) Методът за оценка на риска включва:

1. Идентифициране на рисковете от регулаторна гледна точка – КЕВР въз основа на информацията, предоставена от организатора на проекта, извършва оценка на естеството на специфичния риск на ПОИ за организатора на проекта, както и дали този риск е по-голям в сравнение с други сходни инвестиционни проекти.

2. Мерки за намаляване на риска, предприети от организатора на проекта – КЕВР извършва оценка за наличие на съществуващи или приложими мерки за намаляване на риска, които организаторът на проекта може да използва, например дали има общи или икономически инструменти, които ограничават потенциалните отрицателни въздействия. Ако такива мерки съществуват или са приложими, проектите не отговарят на изискванията за допълнителни стимули.

3. Покриване на риска чрез компонентите за риска в нормата на възвръщаемост на инвестирания капитал – КЕВР оценява потенциалното въздействие на риска върху организатора на проекта като част от цялостната регулаторна рамка. За тази цел се проверява отчетен ли е или не специфичният риск за проекта при определяне на допустимата норма на възвръщаемост на инвестирания капитал.

4. Мерки за намаляване на риска, предоставени от регулаторната рамка - риск, който вече е отчетен от съответните регулаторни мерки за намаляване, не е допустим за получаване на допълнителни стимули.

5. Количествено изражение на риска – в случай, че рискът не е отчетен от оперативни или регулаторни мерки и че няма да бъде отнесен към бъдещите ползватели на съответното съоръжение, КЕВР оценява дали финансовото въздействие и вероятността от възникване на риска са такива, че да следва да бъдат предоставени допълнителни стимули. Такива се предоставят само в случаите на определяне на риска като неприемливо висок. В тези случаи, организаторът на проекта предоставя финансова оценка на риска, която следва да отчита съществуващата регулаторна рамка.

6. Сравними инфраструктурни проекти – КЕВР оценява дали рискът, на който е изложен организаторът на проекта е по-висок, отколкото при сравними проекти.

7. Обосновка на профила на риска – КЕВР анализира дали профилът на риска е оправдан, в сравнение с алтернативни проекти с по-нисък риск. Този анализ следва да отчита резултатите от анализа „разходи-ползи“ за ПОИ. Когато е необходимо, КЕВР прави преценка относно намаляване на остатъчния риск чрез адекватни мерки, специално насочени към естеството на риска.

ЗАКЛЮЧИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. Тази методика на основание чл. 13, параграф 6 от Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета от 17 април 2013 г. относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура и за отмяна на Решение № 1364/2006/ЕО, както и за изменение на регламенти (ЕО) № 713/2009, (ЕО) № 714/2009 и (ЕО) № 715/2009, е приета от Комисията за енергийно и водно регулиране с решение по Протокол № 47 от 15.03.2016 г., т. 2.