

РЕШЕНИЕ

№ ИС - 1

от 31.07.2013 г.

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

на закрито заседание, проведено на 31.07.2013 г., като разгледа доклад относно изискването на Директива 2009/72/ЕО за въвеждане на интелигентни измервателни системи за измерване на електрическа енергия, след проведено на 23.04.2013 г. обществено обсъждане и след обсъждане на постъпилите становища, установи следното:

С оглед правомощието, регламентирано в чл. 21, ал. 1, т. 20 от Закона за енергетиката, ДКЕВР следва да извърши оценка на икономическата целесъобразност по отношение на въвеждането на интелигентни системи за измерване по предложение на операторите на мрежите и в случай, че въвеждането е икономически обосновано, да изготви графици за въвеждането им, като гарантира оперативната съвместимост на интелигентните системи за измерване при отчитане на подходящи стандарти, най-добри практики и значението им за развитието на вътрешния пазар на електрическа енергия.

Съгласно параграф 191 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗИД на ЗЕ (Обн. ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г.), срокът за извършване на оценката по чл. 21, ал. 1, т. 20 от ЗЕ е до 3 септември 2012 г., графиците за въвеждането на интелигентните системи за измерване следва да бъдат със срок до 10 години, като при положителна оценка за инсталирането на интелигентни електромери, на най-малко 80 на сто от клиентите се осигуряват интелигентни измервателни системи до 2020 г.

Това изискване е обвързано и с нормите на Директивата 2012/27/ЕС на Европейския Парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 година относно енергийната ефективност, за изменение на директиви 2009/125/ЕО и 2010/30/ЕС и за отмяна на директиви 2004/8/ЕО и 2006/32/ЕО, съгласно която, държавите-членки гарантират, че сметките на потребителите се изготвят от електроразпределителните дружества, операторите на разпределителната мрежа и търговците с енергия на дребно, въз основа на реалното енергийно потребление. Сметките следват да се изготвят толкова често, че да позволяват на потребителите да контролират консумацията си на електрическа енергия. Потреблението на клиенти на електрическа енергия се измерва индивидуално, изготвят се месечни сметки за реално енергийно потребление и сметките съдържат подробна и ясно представена информация относно потреблението на електрическа енергия и действащите цени.

С въвеждането на интелигентните измервателни системи се очаква да постигнат следните цели:

1. Да се осигури директно взаимодействие и комуникация между потребителите и доставчиците на енергия.
2. Да се повиши ефективността при потребление на електроенергията от крайните потребители, като те да контролират и управляват пряко потреблението си.
3. Измерването на потреблението точно да отразява действителната консумация на енергия на крайния потребител и да осигурява информация за действителното време на потребление.
4. Електроенергийните мрежи да станат ключов фактор за бъдеща електроенергийна система с ниски въглеродни емисии и други парникови газове.

5. Да се повиши ефективността на мрежата, да се намалят разходите по покриване на върховите товари на електроенергийната система.

6. Да се постигне намаляване на първичното енергийно потребление.

На 24.09.2012г. на закрито заседание комисията е разгледала доклад от работната група, № Е-Дк-597/21.09.2012г., който е върнат за допълнително изясняване и допълнителна информация от дружествата.

С писмо с изх. № Е-13-62-59/09.10.2012 г. е поискано от дружествата следната допълнителна информация:

1. Анализ на ползите за дружеството и за потребителите от въвеждането на интелигентни системи за измерване, разработени при не по-малко от два прогнозни сценария - един от тях, разработен при запазване на обичайната практика, а вторият в съответствие с наложеното в Директивата задължение до 2020 г. 80% от потребителите да бъдат обхванати от интелигентни измервателни системи. Към гореописаните варианти могат да бъдат добавени и направени проучвания на допълнителни алтернативни сценарии.

2. Оценка на капиталовите и оперативни разходи за въвеждане на интелигентни измервателни системи, с анализ и оценка на променливите данни по отношение на изменението в консумацията на електроенергията, загубите на електроенергия на равнище пренос и съответно разпределение, предвижданото изменение на цената на електроенергията и други данни съгласно Препоръка 2012/148/ЕС на Комисията от 9 март 2012 година.

3. Справка за броя на въведените до момента интелигентни системи за измерване и пълните разходи (по елементи), които сте направили за тях, както и оценка на ползите от въвеждането им.

4. Инвестиционни проекти, ако има такива и кандидатствано ли е за финансиране по европейски програми.

След получаване на допълнителната информация от „Енерго-Про Мрежи” АД с писмо № Е-13-62-59/29.10.2012 г., „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД с писмо № Е-13-31-15/24.10.2012 г. и „ЧЕЗ България” ЕАД с писмо № Е-13-62-59/01.11.2012 г., електроразпределителните дружества са представили своите окончателни становища и изводи относно въвеждането на интелигентни измервателни системи за измерване на електрическа енергия съгласно изискванията на Приложение I.2 „Мерки за защита на потребителите” на Директива 2009/72/ЕО, определяща общите правила за вътрешния пазар на електроенергия за страните членки, както следва:

I. „Енерго-Про Мрежи” АД

1. Анализ на ползите за дружеството и клиентите:

Сценарият обхваща подмяната на електромери, в съответствие с изискванията на Директива 2009/72/ЕО за подмяна за въвеждане интелигентни системи за измерване на поне 80 % от потребителите на електрическа енергия.

Към този сценарий, в допълнение към описаните хипотези към тяхно писмо с изх. № К-ЕВGG-5100/29.08.2012 г. и с цел прецизиране на анализа са направили следните изменения и допълнения:

Прогнозното количество електрическа енергия е запазено постоянно за целия период на въвеждане от 6 години, с цел да се оцени ефекта единствено и само от влиянието на инвестицията върху регулаторната база на активите и респективно необходимите приходи.

За подмяната на 80 % от средствата на търговско измерване, оценени на **960 000 броя**, за целите на анализа, са използвани посочените по-долу в таблицата параметри.

Инвестиции	хил. лв.	-260 000
Процент на дисконтиране	%	10 %
Полезен живот	години	7
Норма на възвръщаемост на капитала	%	10 %
Период на въвеждане за 80 % от потребителите	години	6

– Определено е изменението на допълнителните нетни, годишни парични потоци. Това изменение е изчислено при равни други условия на база допълнителните разходи за инвестиции, амортизационни изчисления, възвръщаемост на капитала и финансови разходи.

Година	хил. лв.	1	2	3	4	5	6
Допълнителна възвръщаемост на капитала		4 024	7 429	10 214	12 381	13 929	14 857
Общо допълнителни приходи		4 024	7 429	10 214	12 381	13 929	14 857
Допълнителни амортизации		-3 095	-9 286	-15 476	-21 667	-27 857	-34 048
Данъци		-402	-743	-1 021	-1 238	-1 393	-1 486
Общ размер на инвестиционните разходи	-260 000	-43 333	-43 333	-43 333	-43 333	-43 333	-43 333
Общ размер на доп. изходящи парични потоци		-43 736	-44 076	-44 355	-44 571	-44 726	-44 819
Нетен паричен поток		-39 712	-36 648	-34 140	-32 190	-30 798	-29 962
Нетна настояща стойност	-150 061	-36 102	-30 287	-25 650	-21 987	-19 123	-16 913

– Прогнозното изменение на мрежовата компонента на цената на електрическата енергия е следното:

Прогнозно количество електрическа енергия	хил. MWh	400	400	400	400	400	400
Цената	лв/ MWh	42.45	44.14	46.97	50.65	54.92	59.58
Увеличение	%	1.31%	3.98%	6.43%	7.83%	8.43%	8.48%

На база на представените по-горе данни могат да се направят следните констатации и изводи:

– При разработения сценарий, за периода на въвеждане, възвръщаемостта на капитала не може да компенсира разходите за инвестиции, в резултат на което допълнителните нетни парични потоци и тяхната нетна настояща стойност остават отрицателни.

– Нарастването на мрежовата цена е в рамките от 1.31 % до 8.48 % в годишен аспект, което води до акумулирано нарастване в размер на 36.46 %, с което се потвърждава представеното през м. август 2012 г. нарастване от около 34 %. Разликата е резултат от приетия подход за запазване на количеството електрическа енергия на постоянно ниво за периода от 6 години с цел да се елиминира ефекта от увеличаване на количеството пренесена електрическа енергия.

– При представения анализ не е отчетен ефект от намаляване на технологичен разход поради натрупания вече опит и факти във връзка с външно вмешателство в SMART системите, описани в цитираното по-горе тяхно писмо.

На основание на гореизложеното, отново се потвърждава извода, че въвеждането на интелигентни системи за измерване за всички потребители или по-голяма част от тях, би

довело единствено до значимо нарастване на мрежовата цена и натоварване на потребителите.

2. Оценка на капиталовите и оперативни разходи

Представената инвестиция, в първия сценарий, в размер на 260 млн. лв. включва капиталови разходи за:

- Електромери – 189,4 млн. лв.
- Концентратори/модеми – 20,1 млн. лв.
- Филтри (5 %) – 9,5 млн. лв.
- Софтуер и Хардуер – 10,0 млн. лв.
- Подмяна на електромери – 14,4 млн. лв.
- Преработка на табла за монтаж на филтри – 16,7 млн. лв.

По отношение оценката за изменението на оперативните разходи, консумацията на електрическа енергия и загубите по разпределението, хипотезите и изводите са изложени в т. 1. Освен манипулации от външна страна, голям процент от въведените системи за интелигентно измерване на електрическата енергия аварират, което, на този етап, налага предвиждане на по-големи разходи за ремонт и поддръжка.

3. Справка за броя и разходите за въведените до момента интелигентни системи за измерване.

През последните три години компанията е инвестирала 31 млн. лв. за въвеждането на 58 606 интелигентни системи за измерване, разпределени както следва:

Монофазни електромери за битови и малки стопански клиенти	29 984 бр.
Трифазни електромери за битови и малки стопански клиенти	14 938 бр.
Трифазни индиректни електромери за големи бизнес клиенти, ниско напрежение и контролни/балансови измервания	15 785 бр.
Рутери/концентратори на данни	7 765 бр.

4. Инвестиционни проекти, финансирани по европейски програми.

Компанията не е кандидатствала за финансиране по европейски програми, във връзка с планирано въвеждане на интелигентни системи за измерване. В допълнение към това **за периода до 2020 г., компанията не предвижда въвеждане на интелигентни системи за измерване на електрическа енергия.**

II. „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД

1. „Анализ на ползите за дружеството и за потребителите от въвеждането на интелигентни системи за измерване, разработени при не по-малко от два прогнозни сценария – единия от тях, разработен при запазване на обичайната практика, а вторият в съответствие с наложеното в Директивата задължение до 2020г. 80 % потребителите да бъдат обхванати от интелигентни измервателни системи.”

Въвеждането на интелигентни системи за измерване на ел. енергия би довело до следните ползи:

Ползи за клиента:

- По-добра информираност на клиента за разхода;
- Промяна на енергийната култура на домакинствата;

- Възможност за гъвкави цени според сезона и частта от денонощието;
- Свобода на клиента да изиска отчет на измервателния уред по заявка;
- Възможност за динамични промени на ценовите схеми;
- По-голям избор при моделите за плащане;
- Възможност за избор на доставчик на свободния пазар.

Ползи за доставчика:

- Намаление на разходите за обслужване;
- Възможност за гъвкава ценова политика;
- Възможност за създаване на нови и иновационни продукти;
- Подсигуриране коректността на данните;
- Улесняване на фактурирането;
- Намаление на жалбите;
- Мониторинг на потребление и исторически данни;
- Актуална информация за потреблението в региона;
- Възможност за оптимален анализ на потреблението;
- По-добро планиране;
- По-точни заявки към пазара;
- Контрол на потребление;
- Широкоспектрна гама тарифни услуги.

Ползи за оператора на мрежата/собственик на измервателната система:

- Оптимизиране на разходите и процесите по отчитане и прекъсване;
- Увеличаване скоростта на обслужване (включване/изключване на захранването);
- Намаление на физическите грешки при отчета;
- Оптимизиране на отчета на сезонни обекти и вилни зони;
- Товаров график на общия товар на битовите консуматори за определен период, регион или комбинация от тях;
- Възможност за разработване на точни типови товарови профили на различни групи клиенти;
- Предлагане на допълнителни информационни услуги на клиентите (аларми за внезапни прекъсвания на захранването и др.) с цел повишаване на енергийната ефективност на крайната консумация;
- Повишаване сигурността на захранване;
- Контрол на приета и отдадена към мрежата енергия;
- Възможност за оптимална локализация на мрежови загуби.

В Приложение 2 е представен модел на капиталовите и оперативни разходи в двата сценария. От модела може да се види как се изменят разходите за отчет и разходите за обслужване на електромери (включване/изключване за неплащане) при преминаване от ръчно към дистанционно отчитане и управление.

Едно от основните изисквания на Директивата за достатъчно честа информираност на клиентите за тяхното потребление се изпълнява и при първия сценарий (запазване на сегашната практика) – месечно отчитане и фактуриране на консумираната електрическа енергия.

2. „Оценка на капиталовите и оперативните разходи за въвеждане на интелигентни измервателни системи, с анализ и оценка на променливите данни по отношение на изменението в консумацията на електроенергията, загубите на електроенергия на равнище пренос и разпределение, предвижданото изменение на цената на електроенергията.”

В Приложение 2 е представен модел на капиталовите и оперативни разходи в двата сценария. От модела може да се види:

– Основните предположения при двата сценария (променливи данни):

1) Дружеството предполага, че с въвеждането на интелигентни системи за измерване на ел. енергия и изпълнението на инвестиционната ни и ремонтна програма за развитие на разпределителната мрежа технологичните загуби биха намалели с 2 % (опита от пилотните проекти показва, че загубите след внедряване достигат до 10 %);

2) Дружеството предполага, че темпа на увеличение на консумацията на ел. енергия през годините (2 % на година) ще е съизмерим с темпа на постигане на енергийна ефективност от домакинствата (2% на година) и енергията за закупуване и разпределение няма да се променя (около 8 250 000 MWh годишна консумация).

– Капиталовите и оперативни разходи по пера в зависимост от плана за въвеждане на интелигентните измервателни уреди;

– Влиянието на капиталовите и оперативни разходи върху цената за достъп до мрежата.

Капиталовите и оперативни разходи за имплементиране, както и ползите от въвеждането на интелигентни системи за измерване на ел. енергия зависят от развитието на регулаторната рамка и демографската среда.

3. „Справка за броя на въведените до момента интелигентни измервателни системи за измерване и пълните разходи (по елементи), които са направени за тях, както и оценка на ползите от въвеждането им.”

За периода 2007-2012 година дружеството е инсталирало около 55 000 интелигентни измервателни електромери на клиенти в над 40 населени места (3,5 % от всички битови клиенти). Инвестиционните обекти са реализирани с цел подобряване обслужването на клиентите в тези райони. Направени са следните инвестиции:

– 8 Mio BGN за интелигентни измервателни уреди, концентратори за данни по ТП, SW приложения и обслужване

– 15,5 Mio BGN за реновиране мрежата НН и монтаж на интелигентните измервателни уреди – подмяна на 760 км кабел НН, сваляне на 5 800 ел. табла на нормална височина за визуален контрол на измервателните уреди от клиентите, реновиране на 167 ТП

Ползите от направените инвестиции са:

– Намаляване на технологичните загуби в мрежа НН до 10 %;

– Повишаване на събираемостта над 99 %;

– Повишаване качеството на доставената ел. енергия;

– Намаляване на разходите за включване/изключване за неплащане.

4. „Инвестиционни проекти, ако има такива и кандидатствали ли са за финансиране по европейски програми.”

ЕВН България до момента не е имала проекти финансирани по европейски програми и не е кандидатствало за такова финансиране.

III. „ЧЕЗ Разпределение България” АД

Правна рамка - задание и цели

Работата на дружеството по внедряването на интелигентни измервателни системи (ИИС) е изцяло в съответствие с изискванията на Третия енергиен пакет за либерализация на енергийния пазар на страните членки, развити в Директивата за електроенергията

(2009/72/ЕО) (Директивата). В Препоръка 148/2012 на ЕК към държавите членки е даден срок, до изтичането на който страните трябва да съобщят за постигнатите ползи и резултати при внедряването на ИИС. На база на направените анализи, оценки за разходите и ползите, страните трябва да изготвят сценарии за въвеждането на подобни системи в разпределителната дейност. В случай на положителна оценка, интелигентни системи за измерване следва да се въведат за най-малко 80 % от потребителите, в срок до 2020 г. С въвеждането на измервателни системи от посочения вид се цели да се постигне:

- Осигуряване на директно взаимодействие и комуникация между потребителите и доставчиците на енергия;
- Повишаване на ефективността при потребление на електроенергията от крайните потребители, като те контролират и управляват пряко потреблението си;
- Измерването на потреблението точно да отразява действителната консумация на енергия на крайния потребител и да осигурява информация за действителното време на потребление;
- Електроенергийните мрежи да станат ключов фактор за бъдеща електроенергийна система с ниски въглеродни емисии и други парникови газове;
- Повишаване ефективността на мрежата и намаляване на разходите по покриване на върховете товари на електроенергийната система;
- Намаляване на първичното енергийно потребление.

Постигнати резултати до момента

От няколко години, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е насочило с редица свои действия и политики от дейността си срещу неправомерно използване на електрическа енергия и недопукане на незаплатена енергия, използвана от клиенти.

Тези свои мероприятия дружеството реализира основно в райони или квартали, където са налице клиентски прояви, незначителни принципите на търговското право. В качеството си на мрежови оператор и собственик на средствата за измерване, разпределителната компания е обединила в единна интелигентна система за дистанционно мерене следните елементи:

Елемент от системата за дистанционно отчитане	Брой
Маршрутизатор	198
Електромер еднофазен	19 353
Електромер трифазен	1 436
Софтуер за системата за дист. отчитане, тестване, обучение	1

Общата стойност на реализираната до момента ИИС е 5,2 млн. лева. Необходимо е да се отбележи, че за реконструкция на мрежата от тази сума са отделени около 2,2 млн. лв.

Въвеждането на подобни системи за измерване допълнително увеличават капиталовите разходи на дружеството, но са налице и практически ползи. Основно получените ползи от внедряването на подобни електромери са: намаление на търговските загуби в съответния район или квартал и увеличаване на събираемостта на вземанията.

От друга страна, следва да се отбележи, че намаляват разходите за отчитане на електромери и прекъсване на неизрядните клиенти, като обаче за дружеството намаляват и приходите от включване на клиенти към мрежата.

Осъществяваният контрол върху потреблението на клиентите води до намаляване на пиковите товари и създаване на възможност за по-добро планиране на инвестициите за развитие на мрежата във времето.

От съществено значение е и практическият опит, които дружеството натрупа при експлоатацията на подобни „smart” електромери. В сътрудничество с фирмите доставчици,

бяха направени редица програмни подобрения на софтуера, работещ с тези електромери. Експлоатацията на новите системи показва някои слаби страни в работата на телефонните оператори – претоварване на връзката в някои райони или липса на постоянно покритие.

В обобщение на гореизложеното, отбелязваме, че за въвеждането на интелигентни измервателни системи е необходимо да се проведат и/или финализират следните дейности:

- Създаване на техническа спецификация към системата и нейните компоненти, включваща детайлни изисквания към устройствата;
- Формулиране на критерии за избор на изпълнител;
- Провеждане на процедура за избор на изпълнител съгласно Закона за обществените поръчки;
- Създаване на система за контрол на качеството на доставките и въвеждане на процедура за рекламации;
- Подбор и обучение на висококвалифициран монтажен и експлоатационен персонал;
- Въвеждане на процедури за проверка на работа на системата поради липсата на съществуващи нормативни образци;
- Преработка на компоненти от съществуващата мрежа за приспособяване към оборудването на ИИС;
- Постоянна съвместна работа с мобилните оператори по подобряване покритието за GPRS комуникация.

През изминалите три години на експлоатация на интелигентната система е оформен масив от данни, който представлява база за анализ и оценка на очакваните разходи и ползи от въвеждането на интелигентни измервателни системи, както и на неговата целесъобразност в съответствие с изискванията на Директивата, транспонирани и в Закона за енергетиката, обн. в ДВ бр. 54 от 2012 г.

Съгласно получената информация, са разгледали два варианта на внедряване на ИИС:

1. Запазване на съществуващата практика в дружеството за реализация на приетата инвестиционна политика.

В районите с проблемни показатели (ниска събираемост на вземанията; високи технологични разходи) след икономически анализ за целесъобразността на инвестицията се изгражда „smart“ система, базирана на ново поколение електромери и опция за дистанционно отчитане и управление на потреблението (В. 1.)

2. За 80 % от потребителите на ниско напрежение да бъде изградена ИИС, съобразно възможностите на дружеството (В. 2. - 80)

В разработването на споменатите варианти:

а) са използвани практически данни от въвеждането и експлоатацията на ИИС в дружеството, като:

- Постигнати цени на електромери на търговете за доставка;
- Постигнати цени на допълнително оборудване (концентратори/модеми/филтри) на търговете за доставка;
- Цени за закупуване на специализиран софтуер;
- Регистрирани годишни разходи за поддръжка на действащата към момента ИИС с отчет на разходите за труд, материали, поддръжка и т.н.;
- Разходи за управление на системата;
- Разходи за преработка и/или модернизация на електромерни табла.

б) е определен размера на необходимите инвестиции, обвързани с техническите изисквания към системите, така че да бъдат:

- изпълнени изискванията на Директивата и Препоръката към нея;

– отчетени реалните възможности на дружеството да изпълни съответния обем инвестиции.

Разработвайки тези два варианта е взето в предвид, че до края на 2020 г. дружеството не е в състояние да изпълни посочения в Директивата обем инвестиционни дейности за вариант В2-80. Поради това се налага времевият план да бъде удължен до 2025 г., до когато е възможна реализацията на проекта.

Във вариант В.1, на основание наличната информация в дружеството и поставените технико-икономически показатели е оценено, че с подмяната на около 3 750 електромера и дооборудването на мрежата със съответните допълнителни елементи, за 4 години ще се постигнат поставените цели за по-добра събираемост на вземанията и икономия на оперативни разходи за райони с доминиращи проблемни за дружеството клиенти.

Основни допускания към анализа

Допускане		В.1	В.2-80
Период за подмяна на електромерите	год.	4	10
Годишен план за подмяна	бр.	3 750	80 000
Полезен живот на измервателна техника	год.	8	8
Средна норма на възвращаемост на капитала	%	10	10
Прогноза за годишно енергийно потребление	MWh	Забележка 1	
Прогноза за развитие на цени за разпределение	%	Забележка 2	

Забележка 1:

Прогнозата за потреблението на електрическата енергия е направена на база отчетените данни за 2011 г. за потребена електрическа енергия от клиенти, присъединени към мрежата на ниско напрежение. Трендът на изменението на това потребление през периода е определен съгласно прогнозата отразена в Стратегия за развитие на българската енергетика до 2020 г., разработена от МИЕТ.

Забележка 2:

Детайлна прогноза за развитие на цените за разпределение (цената на мрежовата услуга) през разглеждания период не е извършен, поради сложността на многофакторния анализ, който се изисква. Дружеството намира за достатъчно да се анализира единствено влиянието на размера на капиталовите и оперативни разходи, както и очакваните ползи върху сега действащата цена.

Резултати и коментари

Вариант В.1: Основни параметри на варианта – Запазване на съществуващата практика в дружеството

За 4 години се прогнозира да се подменят 15 000 електромера от нов тип с реконструкция на прилежащата преносна мрежа, да се монтират 91 концентратора, 742 филтъра, да се ремонтират и инсталират 91 електромерни табла, да се извърши монтаж на 82 GPRS.

Обща стойност на инвестицията за периода	Хил.лв.	3 521,524
Сума на оперативния разход за периода (без амортизация)	Хил.лв	1 532,113
Сума на оценените ползи за периода	Хил.лв.	(201,719)
Нетна настояща стойност на резултата*	Хил.лв.	-3 860,75

*За нетна настояща стойност на резултата за дружеството е приета сумата от дисконтираните резултативни годишни величини, получени като разлика между

стойностите на входящите и изходящите парични потоци, по години, от подложените на оценка показатели в следващата таблица:

Година		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Прогноза за потребление	GWh	7 494,14	7 614,85	7 735,567	7 763,542	7 791,52	7 779,19
Подменени електромери	брой	3 800	3 750	3 800	3 750	0	0
Инвестиционни разходи	Хил.лв.	-886,21	-874,55	-886, 21	-874, 55	0	0
Оперативни разходи	Хил.лв.	-53,71	-91,75	-130,64	-168,68	-155,33	-155,33
Ползи	Хил.лв.	29,0	31,18	34,08	36,26	10,17	10,17
Изменение на цената	%	0.06%	0.10%	0.14%	0.18%	0.16%	0.16%
Година		2021	2022	2023	2024	2025	
Прогноза за потребление	GWh	7 766, 86	7 764,46	7 762,06	7 760,86	7 759,66	
Подменени електромери	брой	0	0	0	0	0	
Инвестиционни разходи	Хил.лв.	0	0	0	0	0	
Оперативни разходи	Хил.лв.	-155,33	-155,33	-155,33	-155,33	-155,33	
Ползи	Хил.лв.	10,17,	10,17	10,17	10,17	10,17	
Изменение на цената	%	0.16%	0.16%	0.13%	0.10%	0.07%	

От съображения за коректност на оценката дружеството не се ангажира с конкретно прогнозиране на цените по години. Подобна прогноза изисква значително повече информация, отколкото е налична към момента. Определено, този параметър е ангажиран с бъдещото развитие на икономиката и на сектора в частност. Допълнителна яснота по въпроса е необходима във връзка с липсата на конкретни параметри на третия регулаторен период.

Вариант В.2-80: Основни параметри на варианта – 80% от потребителите да бъдат обхванати с „интелигентни измервателни системи“

Предвижда се да бъдат подменени за 10 години по 1 648 678 електромера от нов тип (в т.ч. и 9 960 балансови електромери) с реконструкция на прилежащата преносна мрежа в района, да се монтират 9 000 концентратора, 81 936 филтъра, да се ремонтират и инсталират 9 000 електромерни табла, да се монтират 9 000 GPRS.

Обща стойност на инвестицията за периода	Хил.лв.	377 470,902
Сума на оперативния разход за периода (без амортизация)	Хил.лв.	103 343,991
Сума на оценените ползи за периода	Хил.лв.	(18 015,027)
Нетна настояща стойност на резултата*	Хил.лв.	-285 717,47

*За нетна настояща стойност на резултата за дружеството е приета сумата от дисконтираните резултативните годишни величини, получени като разлика между стойностите на входящите и изходящите парични потоци, по години, от подложените на оценка показатели в следващата таблица:

Година		2015	2016	2017	2018	2019	2020
Прогноза за потребление	TWh	7 494,14	7 614,85	7 735,567	7 763,542	7 791,52	7 779,19
Подменени електромери	брой	80 000	160 000	160 000	160 000	160 000	160 000
Инвестиционни разходи	Хил.лв.	18 238,62	36 477,25	36 477,25	36 477,25	36 477,25	36 477,25
Оперативни разходи	Хил.лв.	1 093,40	2 993,13	4 608,72	6 224,31	7 839, 89	9 455,49
Ползи	Хил.лв.	611,989	1 277,75	1 385,30	1 492,851	1 600,401	1 707,950
Изменение на цената	%	1.30%	3.40%	4.99%	6.61%	8.22%	9.87%
Година		2021	2022	2023	2024	2025	
Прогноза за потребление	TWh	7 766,86	7 764,46	7 762,06	7 760,86	7 759,66	
Подменени електромери	брой	160 000	160 000	160 000	160 000	128 678	
Инвестиционни разходи	Хил.лв.	36 477,25	36 477,25	36 477,25	36 477,25	30 937,06	
Оперативни разходи	Хил.лв.	11 071,07	12 686,66	14 302,25	15 917,84	17 151,22	

Ползи	Хил.лв.	1 815,500	1 923,050	2 030,599	2 138,149	2 031,484	
Изменение на цената	%	11.52%	13.16%	14.20%	14.63%	14.67%	

Поради изложените по-горе съображения дружеството не се ангажира в прогнозиране на цените по години. Намира, че по-важно е да се оцени въздействието на инвестицията върху ръста на крайната цена, която е от особена важност за клиента. Ценовият ефект е определен спрямо сега действащата цена на мрежовата тарифа, утвърдена с Решение Ц-017/2012.

Коментари на резултатите

При реализация на лицензионната си дейност, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД се стреми да постига баланс на интересите на клиентите и на дружеството. Резултат от спазването на този принцип е и балансираната политика, която дружеството провежда в областта на инвестициите. В областта на разходната политика, мениджмънтът се стреми да постигне максимален резултат в качеството на предоставяната на клиентите услуга, като същевременно отчита и интереса на акционерите.

По получените резултати за Вариант В.1 го определят като балансиран, не разкриващ рискове за лицензианта. Обемът на инвестицията е съобразен с физическата възможност на дружеството да подменя електромери, осъществявайки контрол за качеството на извършената дейност. Едновременно с това, във финансово отношение влиянието върху цената, което има инвестицията е под 0,2 % на година. Тази стойност е под очакваната годишна инфлация по прогнози на Министерство на финансите за разглеждания период.

Във връзка с отчитане на резултатите от реализиран вече проект „Хр. Ботев“ дружеството прави заключение, че подобни инвестиции са ефективни. Те пряко влияят върху подобряване на събираемостта на вземанията и уплътняване на товарите. По наши данни за района, събираемостта се е увеличила с 2 % - 3 %, а товарите са намалели 3 - 4 пъти.

Трябва да се отчете, че работата на разпределителната мрежа, като едно цяло, е преграда за получаване на коректни данни за ефекта от реализацията на подобни проекти или инвестиции, насочени към конкретни региони. Получените ползи за разглеждания 10 годишен период се оценяват на около 5 % - 6 % от реализацията на инвестиционния проект. В годишен разрез, съпоставяйки ползата с размера на годишната инвестиция, този показател е около 4 %. Естествено, тази оценка до известна степен е условна, т.к. резултатът много зависи кога ще бъде извършена реализацията.

Във финансово отношение подобни проекти не излагат дружеството на финансови рискове, т.к могат да бъдат реализирани със собствени средства. Като инвестиционна стойност, този вариант напълно се интегрира в цялостната инвестиционна програма на дружеството, без да ощетява никое от останалите направления в нея. Оперативните разходи (без амортизационния) по обслужване на инвестицията също не са съществени и не оказват съществено влияние върху крайните цени. Като процент те са по-малки от колебанията в потреблението на електрическа енергия на клиентите от този сегмент.

Качествено се променят нещата когато разглеждаме алтернативния вариант – В.2-80 (80% от потребителите да бъдат обхванати с „интелигентни измервателни системи“). По своя размер инвестицията е внушителна – изпълнение по 36,48 млн.лв. на година, в продължение на 10 години. Това представлява около 32,8 % от утвърдените годишни инвестиции на дружеството към момента. Този инвестиционен обем ще трябва да се изпълни с привлечени средства, което излага дружеството на финансов риск. Съпоставяйки годишните ползи с размера на разходите се вижда, че инвестицията не може да се самофинансира. Това обстоятелство ще наложи срокът за погасяване на главницата на кредита да бъде значително по-голям от срока за реализация на инвестицията.

При такъв дълъг финансов хоризонт рисковете значително нарастват, отчитайки желанието на България да влезе в еврозоната и курсът, по които ще стане превалутирането на националната платежна единица. Влиянието на лихвените плащания не е оценявано, т.к. при тази конфигурация на паричните потоци от съществено значение е дивидентната политика на дружеството, която ще определи размера и срока на заема.

Капиталови разходи в размер на 377,47 милиона лева са значителни и представляват 67,6 % спрямо стойността на ДМА на дружеството към 31.12.2011 г. Реализацията на подобен проект от такъв мащаб ще наложи използването на подизпълнители (външни фирми) за да се достигне годишна подмяна на 80 000 електромера с допълнителното оборудване към тях. Навлизането на външни фирми неминуемо ще предизвика допълнителни разходи, които в настоящия анализ не са взети в предвид, но ще се отрази и на качеството на работата, поне през първите 2 - 3 години. Тези допълнителни разходи също не участват в оценката.

Оперативните разходи, заложи в анализа, са отделени от амортизационните отчисления. Като размер те са около 25,76 % спрямо размера на годишната инвестиция (36 477,2 хил.лв.) В структурно отношение основни компоненти на тези разходи са разходите за поддръжка и разходите за лицензии. Всеки един от тях по-отделно участва в общия размер на сумарните оперативни разходи с 38 %. Високият процент се определя от мащаба, както на голямото количество софтуерни лицензии, които трябва да се поддържат, така и от подмяната на дефектирало оборудване.

Амортизацията, като непаричен разход съществено надхвърля размера на оперативните разходи. В оценката е използвана амортизационна норма от 12,5 % и линеен метод на амортизация на активите. Поради високия процент директно е оценен ефекта на амортизационния разход върху крайната цена. Осредненият за периода амортизационен разход представлява 63 % от увеличението на крайната цена.

Ползите от направената инвестиция през разглеждания период възлизат на 18 015 хил.лв., като 94,4 % са от намалението на разхода за отчитане на електромери. Направени са оценки и на други ползи, като намаляване на аварийността, подобряване на енергийната ефективност, намаляване на разходите за обслужване на клиенти и др. спомагателни дейности. Към момента липсват оценки и данни за ефекта на отложени инвестиции поради уплътнение на товара и намаляване на пиковия товар.

Сумарният ефект на инвестицията върху крайната цена е значителен. Очертава се увеличение на цената на мрежовата тарифа (достъп + пренос) с около от 4 % до 9 % ежегодно, в зависимост от етапността на изпълнение на проекта. Тези проценти показват, че при реализация на подобен проект крайната цена на услугата „разпределение и доставка на електрическа енергия“ е възможно да достигне или надмине нива от 72,57 BGN/MWh (45,36x10x6 %).

Изводи и препоръки

Направеният обзор на резултатите от двата варианта, дружеството прави следните заключения:

1. Изпълнението на вариант В2-80 е скъпа инвестиция, с извънредно силно влияние върху крайната цена. Потребителят ще бъде натоварен с допълнително увеличение на цената, което няма да бъде съпроводено със съответните ползи за него.

2. Вариантът В2-80 допълнително крие финансови рискове за дружеството, т.к. размерът на инвестицията е съизмерим със стойността на ДМА, притежавани от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД.

3. Вариант В1 се очертава като икономически балансиран, незастрашаващ дейността на дружество.

Към горните заключения електроразпределителното дружество дава своите препоръки, т.к. самата дейност изисква разрешаване на констатираните проблеми:

– Необходимо е създаването на стандарт за подобен вид системи, като в него се регламентират изискванията, на които те трябва да отговарят;

– Задължително тези системи трябва да позволяват комуникация между оператора на мрежата и електромера с цел управление на потреблението (товара), превключване на тарифността, регистрация на опити за неправомерно ползване на електрическа енергия и т.н.;

– Необходимо е нормативно да се подобрят изискванията към системите, осигуряващи защита на личните данни на потребителите;

– При решение за внедряване на подобни системи от операторите, е необходимо да се създаде реалистичен график за внедряването им, както и равнопоставеност на самите оператори.

Дефинирането на реалистичен график е необходимо поради необходимостта от реализация на две големи обществени поръчки:

– за доставката на материалите и електромерите;

– за определяне на банка кредитор за привлечените средства;

– реализацията на подобни поръчки сме предвидили да приключи до средата на 2015 г., когато е възможно да започне подмяната електромерите.

Дружеството иска достатъчно време за нормална реализация на инвестицията, така че да не се влияе върху качеството на изпълнената работа.

Що се отнася за равнопоставеността на мрежовите оператори, дружеството предлага въвеждането на подобни системи да не бъде пожелателно, по решение на оператора. Въвеждането на подобен вид системи засяга и клиентите, поради което се намира за уместно внедряването им да става след решение на ДКЕВР.

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД се стреми да бъде високо технологично дружество, внедряващо авангардни технологии, за да подобрява ефективността си. С дейността си дружеството смята, че изпреварва изискванията за въвеждане на Smart системата.

Дейността на дружеството е регулирана от ДКЕВР, с утвърдени икономически параметри, отчитащи възможностите и интереса на клиентите. „ЧЕЗ Разпределение България“ АД подкрепя политиката на Европейския съюз за постигане на целите за енергийна ефективност, както са и абсолютно „ЗА“ предвидените мерки за защита на потребителите.

За съжаление обаче, са принудени да заявят, че натрупания към момента опит и направените анализи показват, че масовото внедряване на интелигентни измервателни системи би довело до ненужно финансово натоварване на клиентите, чрез ценовия механизъм.

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД счита, че на този етап на развитие на технологичния продукт ефектът за клиентите ни би бил по-скоро негативен и би компрометирал това високотехнологично решение, поради недостатъчната надеждност на функциониране на Smart системите.

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД намира за уместно при разглеждане на настоящия проблем да се вземе предвид и обстоятелството, че дружеството извършва ежемесечен отчет на потребената електрическа енергия от клиентите си, в съответствие с изискванията на чл. 13 от Директива 2006/32/ЕО и утвърдените от ДКЕВР Общи условия на договорите за ползване на електроразпределителната мрежа.

Изготвените от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД фактури са подробни, показващи реално пренесената и разпределена за клиента енергия, заедно с всички добавки, които дружеството събира и трансферира към следващите оператори от електроенергийната системата.

Икономическа целесъобразност по отношение на въвеждането на интелигентни системи за измерване (ИСИ).

Интелигентната система за измерване означава електронна система, която обезпечава като цяло инфраструктурата на измерването на електрическата енергия и притежава следните възможности и спецификации:

- Измерване на електрическата енергия по данни на многотарифни електромери;
- Дистанционно отчитане на показанията на електромерите и тяхната обработка за участниците в пазара на електрическа енергия;
- Дистанционно управление на електромерите за намаляване на потребяваната мощност, включване/изключване на енергозахранването, управление на търсенето и др.;
- Дистанционно въвеждане на тарифни структури, договорена мощност и др.;
- Дистанционно предаване на съобщения от участниците в пазара на потребителите;
- Информационен дисплей на електромера и/или порт за връзка с външен дисплей за нуждите на потребителите;
- Измерване на качеството на електрическата енергия.

Важна стъпка в Европейското законодателство по отношение на масовото внедряването на ИСИ е третия енергиен пакет и по специално Директива 2009/72/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия. Новите положения изискват страните членки на ЕС *„да осигурят внедряването на система за „разумно“ измерване, която ще способства активното участие на потребителите в пазара за доставка на електроенергия“*, в съответствие с икономическата оценка, която да определи каква форма на „разумното“ измерване е икономически целесъобразна и за какъв период от време.

В официалния вестник на Европейския съюз брой 2012/148/ЕС е обявена Препоръка на Европейската комисия относно подготовката за въвеждане на интелигентни измервателни системи (Препоръката на Комисията 2012/148/ЕС). Съгласно нея за доказване на икономическата целесъобразност е необходимо да се извърши анализ на разходите и ползите при поне два прогнозни сценария, като един от тях е базов за запазване на обичайната практика за използването и поддържането на съществуващата измервателна инфраструктура, а вторият сценарий е за въвеждане на ИСИ в съответствие с наложеното в Директива 2009/72/ЕО задължение до 2020 г. 80% от потребителите да бъдат обхванати от интелигентни измервателни системи като предпоставка към внедряването на интелигентни електроенергийни мрежи.

В Препоръката на Комисията 2012/148/ЕС са дадени етапите и списъците с данни, изложени в т. 2, т. 4 и т. 5 на приложението, който са основа за изготвянето на оценка на икономическата целесъобразност по отношение на въвеждането на ИСИ. Списъкът с формулите за количествено определяне на ползите от внедряването на ИСИ включва 27 броя обособени показатели, като част от тях оценяват намалението на разходите в сравнение с базов сценарий за запазване на обичайната практика на измерването, а с другите се оценяват отложени/избегнати инвестиции в производствени мощности, в преносни и разпределителни мрежи в резултат от икономии на електрическа енергия.

Във връзка с изготвянето на достоверна икономическа оценка в дългосрочна перспектива, с писмо изх. № Е-13-62-59/10.01.2013 г. от електроразпределителните дружества е изискано да разработят най-малко два сценария (базов и за въвеждане на ИСИ) като попълнят изходни данни в приложената справка в електронен формат за анализ на разходите и ползите, разработена от ДКЕВР в съответствие с приложението на Препоръката на Комисията 2012/148/ЕС.

И.„Енерго-Про Мрежи“ АД е представило изисканата информация за оценка на разходите и ползите от внедряването на 960 000 броя ИСИ за отчитане на поне 80% от потребители до 2020 г. Съобразно нея, дружеството включва за периода 2015-2020 г. инвестиции в размер на 125,1 мил. евро, стойност на ползите около 67 млн. евро за 10 броя

обособени показатели и нетна настояща стойност на проекта за внедряване на ИСИ минус 46,4 млн. евро при дисконтов процент 10%. Понастоящем около 4,8% от клиентите на „Енерго-Про Мрежи” АД са обхванати с ИСИ, като критериите за внедряване са били технически и търговски загуби над средните за съответния регион и процент на събираемост на търговски плащания за електрическа енергия по-малък от средния, така че дружеството разполага с опит.

На базата на предоставените от дружеството данни, сравнителен анализ и експертна оценка е направен анализ на разходите и ползите на проекта за внедряването на ИСИ на „Енерго-Про Мрежи” АД при следните предпоставки:

- Период на внедряване 2015-2020 г.;
- Базов сценарий е запазване на обичайната практика на измерването;
- Сценарий за въвеждане е до 2020 г. 80% от потребителите да бъдат обхванати;
- Ползнен живот на активите 8 години;
- Дисконтов процент 7%;
- Норма на възвръщаемост на капитала 6%;
- Годишна инфлация 3%;
- Оценката на ползите е направена за периода 2015-2027 г. общо за проекта и отделно само за електроразпределителното дружество, съобразно отнасянето им към отделните бенефициенти;
- Критична променлива за анализ на чувствителността е броят на инсталираните ИСИ, като са разгледани три подварианта: 20% ИСИ, 40% ИСИ и 60% ИСИ.

Обобщените резултати са показани в следната таблица:

Параметър	мярка	20% ИСИ	40% ИСИ	60% ИСИ	80% ИСИ
Брой на ИСИ	брой	242 000	484 000	726 000	968 100
Инвестиционни разходи	млн.евро	35,2	70,3	105,5	140,7
Стойност на ползите общо за проекта	млн.евро	61,8	99,2	136,1	175,2
Стойност на ползите само за дружеството	млн.евро	27,5	55,4	82,9	112,7
Нетна настояща стойност общо за проекта	млн.евро	13,0	10,1	7,0	5,2
Нетна настояща стойност само за дружеството	млн.евро	-10,4	-20,7	-31,2	-40,4

При внедряването на ИСИ инвестиционните разходи са за сметка на електроразпределителното дружество, докато ползи получават почти всички заинтересовани страни в сектора. Нетната настояща стойност на проекта е положителна в случай, че наред с ползите за дружеството се отчетат енергоефективността и енергоспестяванията, които се явяват обикновено ползи за потребителите и обществото като цяло и отложените/избегнати инвестиции. Когато се отчетат само бъдещи ползи за дружеството, те са по-малки от инвестиционните разходи и на ниво на инвеститор проектът води до загуба и не може да се самофинансира.

Като допълнение е направена оценка на необходимите годишни приходи, които дружеството следва да генерира с оглед покриване само за ИСИ на оперативните разходи, непаричните разходи за амортизация и определена възвръщаемост на капитала, тъй като дружеството има активна роля в организационния модел за внедряването на ИСИ и без неговото съгласие този модел няма да бъде успешен.

Параметър	мярка	20% ИСИ	40% ИСИ	60% ИСИ	80% ИСИ
Брой на ИСИ	брой	242 000	484 000	726 000	968 100
Разходи за амортизация	млн.евро	31,3	62,5	93,8	125,1

Оперативни разходи	млн.евро	6,8	13,7	20,5	27,4
Намаление на оперативните разходи с ползите	млн.евро	-20,6	-41,7	-62,4	-85,3
Възвръщаемост на капитала	млн.евро	8,4	16,9	25,3	33,8
Необходими годишни приходи	млн.евро	19,1	37,7	56,7	73,6
Необходими годишни приходи за 1 кВтч					
2015 г.	ст./кВтч	0,72	1,88	3,04	4,22
2016 г.	ст./кВтч	2,09	4,53	6,89	9,16
2017 г.	ст./кВтч	3,56	7,50	11,37	15,17

Тази оценка следва да се съобразява и с това доколко разходите за ИСИ ще натоварят допълнително ниската популателната способност на потребителите. При подвариант 20% ИСИ се очертава в рамките на следващия петгодишен ценови период цените на регулираната мрежова услуга (достъп и пренос) да се увеличат с около 44%, без да се отчете влиянието на други разходи за мрежовата услуга.

П. „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД е представило изисканата информация за оценка на разходите и ползите от внедряването на 1 275 200 броя ИСИ за отчитане на поне 80% от потребители до 2020 г. Съобразно нея, дружеството предвижда за периода 2015-2020 г. инвестиции в размер на 131 мил. евро, стойност на ползите около 17,8 млн. евро и нетна настояща стойност на проекта за внедряване на ИСИ минус 84,9 млн. евро при дисконтов процент 12%. Дружеството оценява ползите само за 4 броя обособени показатели, като за останалите 23 броя се позовава, че за някои не очаква намаляване на разходите, а оценката на другите е извън компетентността на дружеството. Понастоящем около 3,5% от клиентите на „ЕВН България Електроразпределение” АД са обхванати с ИСИ, като критериите за внедряване са били технически и търговски загуби над средните за съответния регион и процент на събираемост на търговски плащания за електрическа енергия по-малък от средния, така че дружеството разполага с опит;

На базата на предоставените от дружеството данни и експертна оценка е направен анализ на разходите и ползите на проекта за внедряването на ИСИ на „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД при следните предпоставки:

- Период на внедряване 2015-2020 г.;
- Базов сценарий е запазване на обичайната практика на измерването;
- Сценарий за въвеждане е до 2020 г. 80% от потребителите да бъдат обхванати;
- Ползени живот на активите за информационни технологии 5 години;
- Ползени живот на активи извън информационни технологии 8 години;
- Дисконтов процент 7%;
- Норма на възвръщаемост на капитала 6%;
- Годишна инфлация 3%;
- Оценката на ползите е направена за периода 2015-2027 г. общо за проекта и отделно само за електроразпределителното дружество, съобразно отнасянето им към отделните бенефициенти;
- Критична променлива за анализ на чувствителността е броят на инсталираните ИСИ, като са разгледани три подварианта: 20% ИСИ, 40% ИСИ и 60% ИСИ.

Обобщените резултати са показани в следната таблица:

Параметър	мярка	20% ИСИ	40% ИСИ	60% ИСИ	80% ИСИ
Брой на ИСИ	брой	318 798	637 602	956 400	1 275 200
Инвестиционни разходи	млн.евро	32,5	65,0	97,9	131,1
Стойност на ползите общо за проекта	млн.евро	74,1	107,1	139,0	170,0

Стойност на ползите само за дружеството	млн.евро	27,0	50,9	72,5	92,7
Нетна настояща стойност общо за проекта	млн.евро	23,5	19,6	14,8	9,5
Нетна настояща стойност само за дружеството	млн.евро	-8,0	-19,1	-31,9	-45,8

При внедряването на ИСИ инвестиционните разходи са за сметка на електроразпределителното дружество, докато ползи получават почти всички заинтересовани страни в сектора. Нетната настояща стойност на проекта е положителна в случай, че наред с ползите за дружеството се отчетат енергоефективността и енергоспестяванията, които се явяват обикновено ползи за потребителите и обществото като цяло и отложените/избегнати инвестиции. Когато се отчетат само бъдещи ползи за дружеството, те са по-малки от инвестиционните разходи и на ниво на инвеститор проектът води до загуба и не може да се самофинансира.

Като допълнение е направена оценка на необходимите годишни приходи, които дружеството следва да генерира с оглед покриване само за ИСИ на оперативните разходи, непаричните разходи за амортизация и определена въвръщаемост на капитала, тъй като дружеството има активна роля в организационния модел за внедряването на ИСИ и без неговото съгласие този модел няма да бъде успешен.

Параметър	мярка	20% ИСИ	40% ИСИ	60% ИСИ	80% ИСИ
Брой на ИСИ	брой	318 798	637 602	956 400	1 275 200
Разходи за амортизация	млн.евро	31,9	63,9	96,4	129,2
Оперативни разходи	млн.евро	6,7	50,9	20,8	28,8
Намаление на оперативните разходи с ползите	млн.евро	-20,3	-37,5	-51,7	-63,8
Въвръщаемост на капитала	млн.евро	8,4	16,8	25,2	33,8
Необходими годишни приходи	млн.евро	20,0	43,2	69,9	99,2
Необходими годишни приходи за 1 кВтч					
2015 г.	ст./кВтч	0,91	2,19	2,69	2,69
2016 г.	ст./кВтч	1,74	3,86	6,28	8,89
2017 г.	ст./кВтч	2,15	5,61	9,58	13,90

Тази оценка следва да се съобразява и с това доколко разходите за ИСИ ще натоварят допълнително ниската покупателната способност на потребителите. При подвариант 20% ИСИ се очертава в рамките на следващия петгодишен ценови период цените на регулираната мрежова услуга (достъп и пренос) да се увеличат с около 35%, без да се отчете влиянието на други разходи за мрежовата услуга.

III. „ЧЕЗ Разпределение България” АД е представило изисканата информация за оценка на разходите и ползите от внедряването на 1 651 998 броя ИСИ за отчитане на около 81% от потребители до 2025 г. Съобразно нея, дружеството включва за периода 2015-2025 г. инвестиции в размер на 193 мил. евро, стойност на ползите около 5,5 млн. евро за 4 броя обособени показатели и нетна настояща стойност на проекта за внедряване на ИСИ минус 117,3 млн. евро при дисконтов процент 10%.

На базата на предоставените от дружеството данни и експертна оценка от сравнителен анализ с данни на останалите електроразпределителни дружества е направен анализ на разходите и ползите на проекта за внедряването на ИСИ на „ЧЕЗ Разпределение България” АД при следните предпоставки:

- Период на внедряване 2015-2020 г. ;
- Базов сценарий е запазване на обичайната практика на измерването;
- Сценарий за въвеждане е до 2020 г. 80% от потребителите да бъдат обхванати (1 632 250 броя ИСИ);
- Ползнен живот на активите 8 години;
- Дисконтов процент 7%;
- Норма на възвръщаемост на капитала 6%;
- Годишна инфлация 3%;
- Оценката на ползите е направена за периода 2015-2027 г. общо за проекта и отделно само за електроразпределителното дружество, съобразно отнасянето им към отделните бенефициенти;
- Критична променлива за анализ на чувствителността е броят на инсталираните ИСИ, като са разгледани три подварианта: 20% ИСИ, 40% ИСИ и 60% ИСИ.

Обобщените резултати са показани в следната таблица:

Параметър	мярка	20% ИСИ	40% ИСИ	60% ИСИ	80% ИСИ
Брой на ИСИ	брой	408 060	816 120	1 224 180	1 632 250
Инвестиционни разходи	млн.евро	47,6	95,1	142,7	190,3
Стойност на ползите общо за проекта	млн.евро	102,4	154,5	204,6	252,5
Стойност на ползите само за дружеството	млн.евро	56,5	96,8	135,0	170,7
Нетна настояща стойност общо за проекта	млн.евро	29,4	26,7	23,1	18,2
Нетна настояща стойност само за дружеството	млн.евро	-1,7	-13,4	-26,3	-40,6

При внедряването на ИСИ инвестиционните разходи са за сметка на електроразпределителното дружество, докато ползи получават почти всички заинтересовани страни в сектора. Нетната настояща стойност на проекта е положителна в случай, че наред с ползите за дружеството се отчетат енергоефективността и енергоспестяванията, които се явяват обикновено ползи за потребителите и обществото като цяло и отложените/избегнати инвестиции. Когато се отчетат само бъдещи ползи за дружеството, те са по-малки от инвестиционните разходи и на ниво инвеститор проектът води до загуба и не може да се самофинансира.

Като допълнение е направена оценка на необходимите годишни приходи, които дружеството следва да генерира с оглед покриване само за ИСИ на оперативните разходи, непаричните разходи за амортизация и определена възвръщаемост на капитала, тъй като дружеството има активна роля в организационния модел за внедряването на ИСИ и без неговото съгласие този модел няма да бъде успешен.

Параметър	мярка	20% ИСИ	40% ИСИ	60% ИСИ	80% ИСИ
Брой на ИСИ	брой	408 060	816 120	1 224 180	1 632 250
Разходи за амортизация	млн.евро	47,6	95,1	142,7	190,3
Оперативни разходи	млн.евро	11,1	22,1	33,2	44,2
Намаление на оперативните разходи с ползите	млн.евро	-45,4	-74,7	-101,8	-126,5
Възвръщаемост на капитала	млн.евро	12,8	25,7	38,5	51,4
Необходими годишни приходи	млн.евро	15,0	46,1	79,4	115,2
Необходими годишни приходи за 1 кВтч					

2015 г.	ст./кВтч	1,03	2,54	3,02	3,02
2016 г.	ст./кВтч	2,58	5,49	7,51	9,16
2017 г.	ст./кВтч	3,01	7,12	10,81	14,46

Тази оценка следва да се съобразява и с това доколко разходите за ИСИ ще натоварят допълнително ниската популателната способност на потребителите. При подвариант 20% ИСИ се очертава в рамките на следващия петгодишен ценови период цените на регулираната мрежова услуга (достъп и пренос) да се увеличат с около 49%, без да се отчете влиянието на други разходи за мрежовата услуга.

В случаят на регулиране на цените на мрежовата услуга за „Енерго-Про Мрежи” АД, „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД и „ЧЕЗ Разпределение България” АД, определянето на отговорностите свързани със заплащане на разходите от внедряването на ИСИ следва да се направи безпристрастно и прозрачно, като могат да се разграничат четири подхода:

- Инвестиционните проекти за внедряването на ИСИ да бъдат финансирани с публични средства по европейски програми;
- Разходите по въвеждане на ИСИ да са изцяло за сметка на дружеството и да не се включват в регулирането на цените на мрежовата услуга;
- Част от разходите по въвеждане на ИСИ да се заплатят само от крайните потребители с ИСИ, чрез регулирана цена за измерване, която да е съпоставима с потенциалните ползи за потребителите в дългосрочна перспектива.
- В съответствие с либерализацията на пазара на електрическа енергия търговците на дребно са заинтересовани от използване на възможностите на ИСИ, като въпросите за инициативата за внедряването на ИСИ и покриване на разходите следва да се решават при сключването на двустранни договори между търговеца и потребителя.

На проведеното обществено обсъждане на 23.04.2013 г. за разглеждане на доклада относно изискването на Директива 2009/72/ЕО за въвеждане на интелигентни измервателни системи за измерване на електрическа енергия, от страна на комисията бяха направени запитвания към електроразпределителните дружества при какво ниво на разходите за внедряване на системите, същите биха се изравнили с бъдещите ползи за дружествата и възможно ли месечната стойност на енергоспестяванията, които потребителите ще реализират след внедряването на системите да покрие евентуалното увеличение от тяхното въвеждане на цената на регулираната мрежова услуга (достъп и пренос).

В тази връзка с писмо с изх. № Е-13-00-12/22.05.2013 г. на ДКЕВР от електроразпределителните дружества беше поискана информация за критичните минимални разходите за внедряване на системите:

- при които ползите за електроразпределителното дружество надвишават разходите;
- при които евентуалното увеличение на цената на регулираната мрежова услуга няма да надвишава месечната стойност на енергоспестяванията, които потребителите ще реализират след внедряване на системите.

С писмо с вх. №Е-13-31-17/14.06.2013 г. „ЧЕЗ България” ЕАД потвърждава по-рано направените от дружеството изводи, че в настоящата среда е почти невъзможно да се предложи балансиран вариант между разходите (капиталови и оперативни) и ползите от внедряването на ИСИ, без това да се отрази върху цените. В съответствие с оценката на дружеството разликата между тези два параметъра, определени като средни величини за целия проект, е в пъти с което според тях се потвърждава правилността на провежданата от тях политика да разглеждат интелигентните системи за измерване като специфичен инструмент за подобряване на търговските отношения с проблемни клиенти.

С писмо с вх. №Е-13-45-68/31.05.2013 г. „Енерго-Про Мрежи” АД уведомява, че дружеството не предвижда ползи от внедряването на ИСИ, разходите за тези инвестиции не

могат да бъдат компенсирани и това ще увеличи драстично увеличението на разходите за електрическа енергия на клиентите, което не е цел на проекта за ИСИ. Според дружеството към настоящия момент, то извършва регулярен месен отчет и изготвя сметки въз основа на реално енергийно потребление, предоставя информация за действителното потребление на електрическа енергия и действащите цени, така че всеки потребител може сам да контролира разходите си.

С писмо с вх. №Е-13-48-82/05.07.2013 г. „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД дружеството не се ангажира да представи изискваната информация тъй като счита, че следва предварително да се определят минимално необходимите критерии, въз основа на които дружеството да посочи минимални разходи за внедряване на ИСИ. Дружеството обвързва оценката за месечно енергоспестяване с методика за предположения относно клиентско поведение за енергийно спестяване и счита, че трудно биха могли да предвидят и прогнозируют изменението на цените на електрическата енергия за крайните клиенти.

Предвид всичко гореизложено, може да бъде направен изводът, че въвеждането на интелигентни системи за измерване на електрическата енергия към настоящия момент е икономически необосновано. В тази връзка, липсата на положителна оценка не дава основание Комисията да изготви график за въвеждането на интелигентни системи за измерване на електрическата енергия тяхното въвеждане. Доколкото разходите, ползите и социалното въздействие от внедряването на интелигентни системи за измерване на електрическата енергия се явяват специфични за страната, Комисията счита, че инсталирането им следва да бъде в съответствие с политиката на електроразпределителните дружества, а финансирането да се осъществява с публични средства по европейски програми и да не води до увеличение на цените на мрежовите услуги достъп и пренос за клиентите.

С оглед гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 20 от Закона за енергетиката

ДЪРЖАВНАТА КОМИСИЯ ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

1. От извършения анализ, въз основа на представената информация от операторите на мрежи, не може да бъде направена категорична оценка по отношение на икономическата целесъобразност за въвеждането на интелигентни системи за измерване на електрическата енергия;

2. Препоръчва инсталиране на интелигентни системи за измерване на електрическата енергия до 20%, но не по-малко от 10% до 2020 година, като въвеждането да се финансира с публични средства по европейски програми, което да не води до увеличение на цените на крайните клиенти.

Решението подлежи на обжалване пред Върховния административен съд в 14 (четиринадесет) дневен срок.

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

(Анжела Тонева)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

(Емилия Савева)