

OCENA SKUTKÓW REGULACJI (OSR)

1) Podmioty, na które oddziałuje akt normatywny:

Przepisy projektowanej ustawy wpłyną na podmioty z następujących sektorów gospodarki:

- przemysł wytwarzający energię elektryczną, ciepło i chłód,
- przemysł wytwarzający urządzenia na potrzeby energetyki odnawialnej,
- budownictwo związane z budową lub przebudową jednostek wytwórczych,
- rolnictwo związane z wytwarzaniem biomasy na cele energetyczne,
- górnictwo,
- szeroko rozumiany przemysł drzewny konkurujący z sektorem energetycznym o surowiec drzewny, który może być wykorzystywany do wytwarzania energii,
- sektor bankowy biorący udział w finansowaniu inwestycji w energetykę odnawialną,
- sektor ubezpieczeń,
- sektor transportu
- sektor związany z instalowaniem mikro i małych instalacji odnawialnych źródeł energii,
- odbiorcy końcowi energii elektrycznej.

2) Konsultacje społeczne:

Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii został zwolniony z obowiązku przygotowania założeń do projektu ustawy. Przygotowany projekt regulacji został poddany konsultacjom społecznym w ramach procedury legislacyjnej. Projekt regulacji został przekazany w ramach konsultacji społecznych w szczególności do podmiotów związanych z sektorem energetyki, stowarzyszeń zrzeszających przedsiębiorców oraz związków zawodowych wskazanych poniżej:

- 1) KK NSZZ „Solidarność”,
- 2) Ogólnopolskie Porozumienie Związków Zawodowych,
- 3) Forum Związków Zawodowych,
- 4) Komisja Wspólna Rządu i Samorządu Terytorialnego,
- 5) Konfederacja Pracodawców Prywatnych Lewiatan,
- 6) Związek Rzemiosła Polskiego,
- 7) Business Center Club,
- 8) Pracodawcy Rzeczypospolitej Polskiej,

- 9) Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A.,
- 10) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej,
- 11) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- 12) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
- 13) Towarzystwo Obrotu Energią,
- 14) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
- 15) Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu,
- 16) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- 17) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych,
- 18) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska,
- 19) Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej,
- 20) Przemysłowy Instytut Motoryzacji,
- 21) EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej,
- 22) Stowarzyszenie Energii Odnawialnej,
- 23) Towarowa Giełda Energii S.A.,
- 24) Agencja Rynku Energii S.A.,
- 25) Towarzystwo Obrotu Energią,
- 26) Krajowa Izba Gospodarcza,
- 27) Polska Izba Gospodarcza „EKO-ROZWÓJ”,
- 28) Instytut na Rzecz Ekorozwoju,
- 29) Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii,
- 30) Fundacja na rzecz Energetyki Zrównoważonej,
- 31) Stowarzyszenie Forum Rozwoju Efektywnej Energii,
- 32) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
- 33) Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii,
- 34) Krajowy Związek Rolników, Kółek i Organizacji Rolniczych,
- 35) Krajowa Rada Izb Rolniczych,
- 36) Polska Izba Biomasy,
- 37) Polskie Towarzystwo Biomasy Polbiom,
- 38) Stowarzyszenie Papierników Polskich,
- 39) Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego,
- 40) Krajowe Stowarzyszenie Sołtysów,
- 41) Ogólnopolska Izba Gospodarcza Recyklingu,
- 42) Polskie Stowarzyszenie Biogazu,

- 43) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej,
- 44) Polskie Towarzystwo Energetyki Wiatrowej,
- 45) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych,
- 46) Towarzystwo Elektrowni Wodnych,
- 47) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła,
- 48) Polska Geotermalna Asocjacja,
- 49) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne,
- 50) Polskie Stowarzyszenie Pomp Ciepła (PSPC),
- 51) Panel Słoneczny 20x2020 - Sekretariat Panelu Słonecznego 20x2020 - Instytut Energetyki Odnawialnej,
- 52) Polskie Towarzystwo Energetyki Słonecznej PTES-ISES,
- 53) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki.

Uwagi do projektu, w ramach konsultacji społecznych, zgłosiły następujące podmioty:

- 1) Weil Gotshal Menges - Paweł Rymarz - Sp. k.
- 2) Nowa Energia S.A.
- 3) Regionalna Izba Gospodarcza w Bełchatowie;
- 4) Styria Sp. z o.o.;
- 5) Altus Sp. z o.o.;
- 6) Asaf Sp. z o.o.;
- 7) Cyrkon Sp. z o.o.;
- 8) Digna Sp. z o.o.;
- 9) Nadbor Sp. z o.o.;
- 10) ARE S.A.;
- 11) BGŻ S.A.;
- 12) DONG Energy Renewables Polska Sp. z o.o.;
- 13) GPW S.A.;
- 14) Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie;
- 15) IBERDROLA RENEWABLES PL Sp. z o.o.;
- 16) Izba Gospodarcza Energetyki i Ochrony Środowiska;
- 17) Izba Gospodarcza Gazownictwa;
- 18) KDPW S.A.;
- 19) Mondi Świecie S.A.;
- 20) PGE Energia Jądrowa S.A.;
- 21) PGE S.A.;

- 22) PGNIG S.A.;
- 23) PIGEO;
- 24) Polish Energy Partners S.A.;
- 25) Polska Izba Biomasy;
- 26) Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego;
- 27) PS.A. S.A.;
- 28) PTPiRE;
- 29) RWE Polska S.A.;
- 30) Stowarzyszenie Elektryków Polskich;
- 31) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
- 32) TGE S.A.;
- 33) Towarzystwo Obrotu Energią;
- 34) ZP Forum Energetyki Odnawialnej;
- 35) A. Abing;
- 36) Bazyl Sp. z o.o.;
- 37) CES Sp. z o.o.;
- 38) EKO ENERGIA Sp. z o.o.;
- 39) Energia dla Ciebie Sp. z o.o.;
- 40) Energy for You Sp. z o.o.;
- 41) FABUD Sp. z o.o.;
- 42) Instytut Sobieskiego;
- 43) J. M. Matysiak;
- 44) J. Magiera;
- 45) J. Tuschik;
- 46) Ł. Bialecki;
- 47) Mach 1 Sp. z o.o. i Sp. - Sp. k;
- 48) Megawat Polska S.C. A. Ordon K. Ordon;
- 49) NTW Sp. z o.o.;
- 50) OWNPOWER S.A.;
- 51) P. Cwir;
- 52) Ploch Koik Sp. z o.o. Sp. k P. Ploch;
- 53) PPHU EKOWAR S.C.;
- 54) PPHU EKOWAR S.C.;
- 55) RUTEN Gospodarka Odpadami Przemysłowymi - A. Goła;

- 56) Stowarzyszenie Polska Grupa Agencji Energetycznych;
- 57) STRATEGOR Wielkopolskie Centrum Ekspertyz Finansowych - P. Grabarkiewicz;
- 58) T. Romaniuk;
- 59) TERMAX - Z.Pabjan;
- 60) Towarzystwo Górskie Roża Kłodzka;
- 61) Urząd Miejski Województwa Pomorskiego;
- 62) Wielkopolska Agencja Zarządzania Energią Sp. z o.o.;
- 63) WINDPROJEKT Sp. z o.o.;
- 64) Z. Kamola;
- 65) Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji;
- 66) Warmińsko - Mazurska Agencja Energetyczna Sp. z o.o.;
- 67) B. Ordon;
- 68) Clean Energy Polska Sp. z o.o.;
- 69) E. Miso;
- 70) EAB Energia Wiatrowa Sp. z o.o.;
- 71) Polskie Towarzystwo Energetyki Wiatrowej;
- 72) Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych;
- 73) Zakłady Azotowe Puławy S.A.;
- 74) EKO - Piotr Julian;
- 75) Elektrownia Wodna - J. Sawicki;
- 76) Elektrownie Wodne Sp. z o.o.;
- 77) Mała Elektrownia Wodna Karpacz S.C.;
- 78) C. Papa;
- 79) Czysta Energia Sp. z o.o.;
- 80) ELBAMA S.C.;
- 81) Gołdap 2007 Management GmbH;
- 82) H. Jeske;
- 83) MEW Jaszczurówka;
- 84) MEW Ustup S.C.;
- 85) MEWA Energia Odnawialna - A. Wolska;
- 86) SEO;
- 87) T. Jeske;
- 88) Universal Trading Import-Export - J.S. Suchocki;
- 89) Virtex Anlangenbau GmbH;

- 90) Vortex Polska Management Sp. z o.o.;
- 91) Vortex windcom Sp. z o.o. Sp. k;
- 92) Windpark Dobrzyn 2008 Management GmbH;
- 93) Gołdap 2007 Management GmbH EW Goldap s. k.;
- 94) Vortex Windcom Sp. z o.o.;
- 95) Windpark Dobrzyn 2008 GmbH & Co KG;
- 96) Windpark Dobrzyn 2008 Managemnt GmbH EW Dobrzyn sp. k.;
- 97) Windpark Goldap GmbH & Co KG;
- 98) Windpark INO 1 Management GmbH & Co KG;
- 99) Windpark INO 1 Management GmbH INO 1 Sp. k;
- 100) Windpark INO 1 Management GmbH;
- 101) Windpark Śniatowo GmbH & Co. KG;
- 102) Windpark Śniatowo Management GmbH EW Śniatowo sp. k.;
- 103) Windpark Śniatowo management GmbH;
- 104) Agrowind Kończewo Sp. z o.o.;
- 105) D. Schmidt;
- 106) EKOWAT SP. J - J.A. Baranski G. Kaminska;
- 107) Elektrownia Wodna Biedaszki 2 - G. Otkinski P. Otkinski S.C.;
- 108) Elektrownia Wodna - K. Słomka;
- 109) Elektrownia Wodna WĘGORZEWO - J.Mazureczyk;
- 110) Elektrownia Wodna ŻARKI S.C.;
- 111) Elektrownie Wodne Bracia Majewscy S.C.;
- 112) ELSETT Electronics Sp. z o.o.;
- 113) FP WEL - Kazimierz Katowski;
- 114) J. Paluch Mała Elektrownia Wodna PRĘGOWO;
- 115) JOKER - J. Domanski;
- 116) Kamiński Barański S.C. - Elektrownia Wodna;
- 117) Linklaters - Wiśniewski i Wspólnicy sp.k.;
- 118) Megawatt Sp. z o.o.;
- 119) MEJPOL Sp. z o.o.;
- 120) OPEC Grudziądz Sp. z o.o.;
- 121) PRIM Sp. z o.o.;
- 122) PW Martrans Sp. J. - J.Lada P. Kado;
- 123) S. Wojciechowicz - ELEKTROWNIA;

- 124) SALARIAN Sp. z o.o.;
- 125) SALWIN Sp. z o.o.;
- 126) Stowarzyszenie Aktywności Społecznej im Tadeusza Reytana;
- 127) Stowarzyszenie Naukowo Techniczne Chłodnictwa i Klimatyzacji;
- 128) Stowarzyszenie Producentów Płyt Drewnopochodnych;
- 129) Symbios Sp. z o.o.;
- 130) TULIA Sp. z o.o.;
- 131) 3 WINGS Sp. z o.o.;
- 132) A. Bachleda Księdzularz;
- 133) Arcelor Mittal Poland S.A.;
- 134) AWK Sp. z o.o.;
- 135) CERAC Sp. z o.o.;
- 136) CERAC WIND Sp. z o.o.;
- 137) ECOENERIA S.C. - A. Kamiński A. Barański M. Wójcik;
- 138) Ekomoc S.C. - R. i L. Twardziszewscy;
- 139) Ekowat - L. Twardziszewski;
- 140) Elektrownie Wodne Grześ Sp. j;
- 141) ELEKTROWNIE WODNE - R. Włodarczyk;
- 142) Fabryka Prądu - B. Dams;
- 143) FH Roża - R. R. Michalewicz S.C.;
- 144) Forum Dialogu i Współpracy Energia i Samorządność;
- 145) FPH - A. Grześ;
- 146) Fundacja GREENPEACE Polska;
- 147) Hutnicza Izba Przemysłowo - Handlowa;
- 148) Instytut Technologii Energetycznych Sp. z o.o.;
- 149) J. Frey - MEW MARIA;
- 150) J. Mrowicki;
- 151) Mała Elektrownia Wodna - J.H.Solinski;
- 152) Megawatt Baltica Sp. z o.o.;
- 153) Megawatt NW Sp. z o.o.;
- 154) Megawatt Palowo Sp. z o.o.;
- 155) Megawatt Services Sp. z o.o.;
- 156) Megawind Polska Sp. z o.o.;
- 157) MEW PROMO - P. Letki;

- 158) MEW RESKO;
- 159) MEW S.C. - M.M.Bachleđa Księdzularz i M.M. Rządkosz;
- 160) MEW - W. Malicki;
- 161) Ogrodnictwo MAG - M. Grzybek;
- 162) PKP Energetyka S.A.;
- 163) Pol Natura - T. Twardziszewski;
- 164) Polska Organizacja Gazu Płynnego;
- 165) Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki;
- 166) Polskie Elektrownie Wiatrowe Sp. z o.o.;
- 167) Polskie Towarzystwo Certyfikacji Energii;
- 168) Pomorskie Konsorcjum 3x20 Optima Invest S.A.;
- 169) Regionalna Izba Gospodarcza Pomorza;
- 170) RP Global Poland Sp. z o.o.;
- 171) Stowarzyszenie Niezależnych Wytwórców Energii Skojarzonej;
- 172) T. Błaszczak;
- 173) TOPIK;
- 174) Wiatrowa Baltica Sp. z o.o.;
- 175) BOGAS - B. Guzewicz MEW Skafka;
- 176) Elektrownia wodna INA;
- 177) J POWER Electric Development Co LTD;
- 178) K. Gajda;
- 179) Krajowa Rada Izb Rolniczych;
- 180) MEWAT Sp. z o.o.;
- 181) Stowarzyszenie Doradców Prawnych;
- 182) Windpol Sp. z o.o.;
- 183) Zajęczkowo Windfarm Sp. z o.o.;
- 184) EKO ENERGIA 97 - T. Michno;
- 185) Mała Elektrownia Wodna - M i R Tatol;
- 186) AES Poland Wind Sp. z o.o.;
- 187) AMP Sp. z o.o.;
- 188) Becker Polska Sp. z o.o.;
- 189) Biovolt - R. Bialek;
- 190) Business Centre Club;
- 191) Client Earth Poland;

- 192) CLIPPER WINDPOWER DEVELOPMENT COMPANY LLC;
- 193) D. Szidlewski;
- 194) DECO Sp. z o.o.;
- 195) Eko Energia Małopolska Sp. z o.o.;
- 196) EKOENERGIA - S. Wyrwas;
- 197) Elektrownia Wodna INA;
- 198) Elektrownie Wodne - J. Pomochaczi;
- 199) Elektrownia Wodna Bolszewo - J. Kotłowska;
- 200) ENDICO Sp. z o.o.;
- 201) ENEA S.A.;
- 202) Energa Hydro Sp. z o.o.;
- 203) Energa S.A.;
- 204) Energetyka Odnawialna S.A.;
- 205) ENERGETYKA WODNA - E. i W Marcinkowski M. Tokarska;
- 206) Federacja Związków Pracodawców Energetyki Polskiej;
- 207) Freelight Polska Sp. z o.o.;
- 208) FW Południe Sp. z o.o.;
- 209) Gamesa Energia Polska Sp. z o.o.;
- 210) Górnicza Izba Przemysłowo - Handlowa;
- 211) Hydro Wat Kossowski i Wspólnicy Sp. j.;
- 212) I. Czapiewski;
- 213) International Paper Kwidzyn Sp. z o.o.;
- 214) M. Kras;
- 215) Mała Elektrownia Wodna - R. Pastuszek;
- 216) Mała Elektrownia Wodna - Z. Bebel;
- 217) Merol Power Polska Sp. z o.o.;
- 218) MEW Bukówka S.C.;
- 219) MEW - D. Szidlewski;
- 220) MEW - J. M. P Kujawscy;
- 221) MEW Pełcznica - P. Bombelka;
- 222) MEW USTRYCH S.C. - W. Żukowski J. Dzioba;
- 223) MEW Wozniak Tomczyk Juszcak Sp. j.;
- 224) Młyn Tartak Elektrownia Wodna - Z. Wielewski;
- 225) Ogólnopolska Izba Gospodarcza Producentów Mebli;

- 226) P. Molenda Zakład Projektowo - Wykonawczy ELWO;
- 227) PIMOT;
- 228) Polska Akademia Nauk - Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi;
- 229) Polska Izba Gospodarcza Importerów Eksporterów i Kooperacji - koordynator Wielkopolskiego Klastra Energii Odnawialnej;
- 230) Polska Organizacja Rozwoju Technologii Pomp Ciepła;
- 231) Polska Rada Koordynacyjna Odnawialnych Źródeł Energii (PRK OZE);
- 232) Polskie Towarzystwo Fotowoltaiki;
- 233) PPHU Elektrobud - J. Sielski;
- 234) Pracodawcy RP;
- 235) Przedsiębiorstwo Budowy i Eksploatacji Wodnych WODEL Sp. z o.o.;
- 236) Przedsiębiorstwo Optymalizacji Procesów Energetycznych ENERGOOPT;
- 237) Stowarzyszenie Nasz Region - Gmina Krotoszyce;
- 238) Stowarzyszenie Papierników Polskich;
- 239) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie;
- 240) Turbojazz - J. Łebek;
- 241) Turbojazz S.C.;
- 242) Związek Banków Polskich;
- 243) A. Desol;
- 244) Acciona Energy Poland Sp. z o.o.;
- 245) Burmistrz Miasta i Gminy Witnica;
- 246) EKO-S - S. Jaworski i O. Jaworska Sp. j.;
- 247) FREE;
- 248) Gamesa Energia Polska Sp. z o.o.;
- 249) Gawlikowski PHU;
- 250) Geotermia Piryce Sp. z o.o.;
- 251) KGHM Polska Miedz S.A.;
- 252) KIG;
- 253) Konfederacja Budownictwa i Nieruchomości;
- 254) Krajowa Izba Elektroniki i Telekomunikacji;
- 255) Kujawsko Pomorskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
- 256) MEW - M. Czajkowski;
- 257) MEW w Strachocinie - M i A Dutkiewicz;
- 258) PKN Orlen S.A.;

- 259) Podkarpacki Klaster Energii Odnawialnej oraz KPZM i Uniwersytet Rzeszowski;
- 260) Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej;
- 261) Polskie Stowarzyszenie Geotermiczne;
- 262) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych;
- 263) Stowarzyszenie Polskich Energetyków;
- 264) Stowarzyszenie Zieloni RP;
- 265) Taiga Mistral;
- 266) Towarzystwo Elektrowni Wodnych;
- 267) Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych;
- 268) Urząd Marszałkowski woj. podkarpackiego;
- 269) VESTAS;
- 270) W. Głowski;
- 271) Wojewódzki NFOSiGW w Warszawie;
- 272) Zakład Produkcyjny MEW - A. Krasocki;
- 273) Związek Pracodawców Przemysłu Tekstylnego;
- 274) Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii;
- 275) PKPP Lewiatan;
- 276) Krajowej Izby Gospodarki Odpadami;
- 277) Norton Rose Piotr Strawa i Wspólnicy Sp. k.;
- 278) PSE OPERATOR S.A.;

Pozostałe podmioty nie zgłosiły uwag. W szczególności podkreślenia wymaga, że uwag do projektu nie zgłosiła Komisja Wspólna Rządu i Samorządu Terytorialnego.

Zgłoszone uwagi dotyczyły głównie następujących zagadnień.

- I Zgodności proponowanych rozwiązań z transponowaną dyrektywą 2008/28/WE. Podnoszono m.in., że założenia w niewystarczający sposób odzwierciedlają idee, jakie legły o podstaw dyrektywy 2008/28/WE, jak również niewystarczająco, zdaniem podmiotów zgłaszających uwagi, wdrażają poszczególne przepisy dyrektywy. Uwzględniono wszelkie uwagi, które przyczyniają się do pełnej i precyzyjnej transpozycji dyrektywy. Nie uwzględniono natomiast uwag nieprecyzyjnych lub zbyt ogólnych, które nie przedstawiały konkretnych propozycji rozwiązań.
- II Różnic terminologicznych pomiędzy definicjami określonymi w dyrektywie 2008/28/WE a definicjami zawartymi w projekcie regulacji. Wątpliwości w tym zakresie wynikły z niewielkich różnic pomiędzy terminologią stosowaną w obowiązujących aktach prawnych oraz w praktyce a tłumaczeniem dyrektywy 2008/28/WE. Uwagi o charakterze

merytorycznym dotyczyły z kolei zmiany niektórych dotychczasowych definicji lub wprowadzenia nowych definicji. Przy analizie uwag dotyczących definicji, Ministerstwo Gospodarki kierowało się zarówno potrzebą jak najwierniejszej transpozycji przepisów dyrektywy, jak i koniecznością przestrzegania zasad techniki prawodawczej. W szczególności pojęcia będące zapożyczeniami z języka angielskiego, a umieszczone w polskim tłumaczeniu dyrektywy 2008/28/WE, zostały przetłumaczone w sposób możliwie najbardziej precyzyjny. W sposób najbardziej precyzyjny starano się oddać tłumaczenie ww. dyrektywy i zgodnie z treścią § 8 ust. 2 pkt 2 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 20 czerwca 2002 r. w sprawie zasad techniki prawodawczej (Dz. U. Nr 100, poz. 908), który stanowi, iż „w ustawie należy unikać posługiwania się (...) określeniami lub zapożyczeniami obcojęzycznymi, chyba że nie mają dokładnego odpowiednika w języku polskim” w projekcie regulacji unikano tego typu zapożyczeń.

- III Kar i opłat przewidzianych w założeniach. Kontrowersje w tym zakresie budziły zarówno kwestie odpowiedzialności i ponoszenia opłat sanacyjnych przez przedsiębiorców. W zakresie podziału środków, o których mowa powyżej, uwzględniono uwagi zainteresowanych podmiotów.
- IV Obowiązków organów administracji oraz funkcjonujących przedsiębiorstw energetycznych, w tym w szczególności w zakresie finansowania nowych zadań, prowadzenia rejestrów itp. Wątpliwości podmiotów zgłaszających uwagi dotyczyły nowych kompetencji poszczególnych organów administracji, a w szczególności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.
- V Domniemanego zwiększenia obciążeń biurokratycznych po wejściu w życie nowych przepisów. W związku z uwagami ze strony podmiotów gospodarczych, dołożono wszelkich starań, aby transponowane przepisy, nie naruszając obowiązków przewidzianych przez prawo Unii Europejskiej, zachowały równowagę pomiędzy potrzebami wspólnego rynku a nowymi regulacjami. Projektowane rozstrzygnięcia zmierzają do zmniejszenia obciążeń biurokratycznych tam, gdzie jest to możliwe (rezygnacja z niektórych obowiązków sprawozdawczych, oraz zmniejszenie wymogów dla prowadzenia działalności gospodarczej).
- VI Relacji mających znaczenie w procesie stosowania prawa pomiędzy projektowanymi przepisami a innymi przepisami m.in. prawa energetycznego i prawa gazowego oraz ustaw szczególnych i innych obowiązujących przepisów. Wątpliwości budziły projektowane przesunięcia niektórych przepisów pomiędzy ustawami, mające na celu kompleksowe

uregulowanie kwestii związanych z funkcjonowaniem przedsiębiorstw w sektorze odnawialnych źródeł energii.

VII Najważniejsze i najczęściej podnoszone kwestie dotyczyły:

- 1) doprecyzowania przepisów regulacji;
- 2) instytucji sprzedawcy z urzędu oraz zmiany charakteru tego sprzedawcy, w tym także nazwy tego podmiotu oraz sposobu jego wylaniania;
- 3) wprowadzenie nowych definicji m.in. rozruchu technologicznego;
- 4) odformalizowania regulacji dotyczących mikroinstalacji;
- 5) gwarancji przyłączeń przedsiębiorstw energetycznych działających w sektorze OZE;
- 6) obowiązku zakupu ciepła wytworzonego w instalacji OZE;
- 7) obowiązku zakupu energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, przez zdefiniowany w przepisach ustawy podmiot (sprzedawcę zobowiązanego);
- 8) gwarancji utrzymania opłaty zastępczej na stałym poziomie;
- 9) braku gwarancji zakupu energii elektrycznej oraz mechanizmów dotyczących ustalania cen dla tego obowiązku;
- 10) braku systemu wsparcia opartego na bazie modelu feed-in-tariff;
- 11) rozszerzenia możliwości wsparcia wytwarzania energii elektrycznej w mikroinstalacji o wspieranie mikrobiogazowni;
- 12) określenie prosumentów – wytwórców (wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacji) na własne potrzeby i wytwórców prowadzących działalność gospodarczą w mikroinstalacji;
- 13) sposobu rejestracji działalności gospodarczej i zgodności z przepisami innych ustaw;
- 14) niezrozumiałego i skomplikowanego systemu kolorowych certyfikatów bazującego na systemie współczynników korekcyjnych;
- 15) konieczności przedstawienia pierwszych współczynników korekcyjnych w ustawie;
- 16) niezrozumiałego sposobu prezentacji współczynników korekcyjnych w akcie wykonawczym do ustawy;
- 17) nadmiernego skomplikowania zasad udzielania wsparcia, co uniemożliwia racjonalne szacowanie przyszłych przychodów, a tym samym planowanie inwestycji;
- 18) nadmiernego skomplikowania i zbiurokratyzowania zasad dla funkcjonowania mikroźródeł, co eliminuje jakikolwiek efekt zachęty w tym zakresie;
- 19) zastosowania zmienionych zasad udzielania wsparcia, bez żadnych okresów przejściowych;

- 20) pominięcia szeregu kwestii stanowiących treści Dyrektywy (2009/28/WE) tak kluczowych, jak rola i udział samorządów lokalnych w rozwoju OZE, jak i szczegółowych, jak np. zagadnienie samochodów elektrycznych nierozzerwalnie związane z ideą *SMART GRID*;
- 21) sprzeczności zapisów uzasadnienia i OSR z rzeczywistymi danymi dotyczącymi funkcjonowania poszczególnych sektorów energetyki korzystających ze źródeł odnawialnych;
- 22) wydłużenia okresu wsparcia, a także zmiany sposobu ustalania daty po przekroczeniu której wsparcie inwestycyjne w postaci kolorowych certyfikatów byłoby nienależne;
- 23) zmiany propozycji w zakresie ustalania opłaty zastępczej;
- 24) propozycji zmian przepisów szczególnych w innych aktach prawnych;
- 25) uwag o charakterze redakcyjnym.

Uwzględniono liczne uwagi o charakterze redakcyjnym i stylistycznym, a także uwzględniono kluczowe kwestie, będące w opinii partnerów społecznych gwarantem rozwoju sektora OZE, w projekcie przedmiotowej regulacji. Te kluczowe elementy projektu dotyczyły, w szczególności obowiązku zakupu, okresu wsparcia, zasad wsparcia, a także stworzenia mechanizmów ochrony inwestorów przed spadkiem wartości kolorowych certyfikatów oraz gwarancji utrzymania wsparcia dla już funkcjonujących przedsiębiorstw energetycznych.

Bez wątplenia powrót do idei i rozwiązań prawnych dotyczących obowiązku zakupu energii elektrycznej, wytworzonej z odnawialnych źródeł energii, przez sprzedawcę z urzędu (sprzedawcę zobowiązanego) został uwzględniony oraz pozytywnie przyjęte przez funkcjonujące podmioty gospodarcze oraz potencjalnych inwestorów.

Sprzedawcę z urzędu, zdefiniowano odmiennie niż w dotychczasowych przepisach ustawy - Prawo energetyczne z 1997 r. Rolę sprzedawcy z urzędu funkcjonującego na gruncie przepisów ustawy – Prawo energetyczne z 1997 r. na gruncie nowej regulacji pełnił będzie sprzedawca zobowiązany. Sprzedawcę zobowiązanego. wyznaczać będzie Prezes URE w drodze decyzji, dla poszczególnych systemów dystrybucyjnych na wniosek właściwych operatorów systemów dystrybucyjnych. Doprecyzowano przepisy dotyczące sposobu wyłaniania sprzedawcy zobowiązanego, w tym także kryteria pozwalające na jego określenie.

Wychodząc z założenia, iż system wsparcia dla producentów zielonej energii ma stanowić zachętę inwestycyjną do budowy nowych mocy wytwórczych w projekcie ustawy wprowadzono system wsparcia dla generacji rozproszonej, który stymulować będzie systematyczny rozwój mikroźródeł, które w oparciu o lokalnie dostępne zasoby będą wytwarzać energię elektryczną. System wsparcia tych źródeł oparto na modelu feed-in-tariff.

Niezależnie od tego systemu wsparcie dla większych inwestycji będzie oparte na systemie kolorowych certyfikatów.

Dodatkowo wsparcie energetyki rozproszonej wpisuje się w trend deregulacji gospodarki i odformalizowania form prowadzenia działalności gospodarczej. Nowe regulacje ustanawiają także elastyczne i czytelne zasady wspierania produkcji zielonej energii oraz możliwości uzyskania gwarancji jej pochodzenia.

W projekcie uwzględniono uwagi partnerów społecznych dotyczące ustalenia współczynników korekcyjnych, które odpowiadać będą realnym nakładom inwestycyjnym ponoszonym przez przedsiębiorców. W wyniku analizy uwag dostrzeżono mankamenty ustalania tych współczynników, czego efektem jest takie doprecyzowanie przepisów dotyczących wysokości współczynników korekcyjnych, by maksymalnie gwarantowały one stałą i niezmienną wysokość wsparcia w oparciu o stałą wysokość współczynnika korekcyjnego dla danej technologii wytwarzania zielonej energii, ustaloną w momencie oddania takiego źródła do użytkowania.

W tym miejscu należy zaznaczyć, iż uwzględniono uwagi dotyczące okresu wsparcia oraz powiązania tego okresu z oddaniem danej inwestycji do użytkowania, dodatkowo uwzględniono objęcie systemem wsparcia okresu tzw. rozruchu technologicznego. W przypadku spalania wielopaliwowego przewidziano krótszy okres otrzymywania świadectw pochodzenia – 5 lat liczony od dnia wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej za którą przysługiwało świadectwo pochodzenia, jednak nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2020 roku.

Znamiennym jest, iż wsparcie dla energetyki odnawialnej w oparciu o kolorowe świadectwa do polskiego systemu prawnego wprowadzono ustawą z dnia 2 kwietnia 2004 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz ustawy - Prawo ochrony środowiska (Dz. U. Nr 91, poz. 875). Przepisy te weszły w życie w dniu 1 maja 2004 r. Oznacza to, iż objęcie systemem wsparcia okresu 15 lat wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych jest w pełni uzasadnione.

Nieuwzględnione zostały uwagi wykluczające się wzajemnie, które dotyczyły długości okresu wsparcia oraz dotyczące wsparcia dla instalacji spalania wielopaliwowego. Przychyłono się do zgłaszanych w tym zakresie uwag partnerów społecznych dotyczących m.in. ograniczenia wsparcia dla współspalania i dużej energetyki wodnej, czy większej promocji mikroinstalacji.

Dodatkowo należy podkreślić, iż liczne uwagi, dotyczące zasad wsparcia m.in. wydłużenia wsparcia dla spalania wielopaliwowego, czy dużej energetyki wodnej, nie mogły zostać uwzględnione ze względu na fakt, że inwestycje te w chwili obecnej są w pełni zamortyzowane, co uzasadnia krótszy okres wsparcia dla tych inwestycji. Nie zmienia to faktu, iż inwestycje te nie zostały pozbawione wsparcia, a jedynie w przypadku instalacji spalania wielopaliwowego ograniczono, okres wsparcia dla tych inwestycji do 5 lat, i jednocześnie uwzględniono dla

wszystkich działających już przedsiębiorstwach energetycznych, których instalacje OZE zostały oddane do użytkowania przed dniem wejścia w życie, postulaty dotyczące gwarancji wsparcia w oparciu o jednolity i stały współczynnik korekcyjny dla tych źródeł. Znamiennym jest, iż obecnie funkcjonujący system wsparcia OZE funkcjonuje do 2017 r., a zatem powyższy 5-letni okres wsparcia dla instalacji spalania wielopaliwowego jest w pełni uzasadniony i nie powinien być podstawą roszczeń z tytułu pozbawienia w drodze ustawy praw nabytych.

Dodatkowo nie uwzględniono uwag, które nie dotyczyły problematyki odnawialnych źródeł energii, a dotyczyły przepisów uchwalanych przez jednostki samorządu terytorialnego (plany zagospodarowania przestrzennego).

W kwestii przyłączania instalacji odnawialnych źródeł energii projekt za wyjątkiem nowych regulacji, które dotyczą mikroźródeł, odsyła do przepisów ustawy – Prawo energetyczne i ustawy – Prawo gazowe. Ustawy te także zawierać będą nowe rozwiązania dla OZE i należy je czytać łącznie z projektem ustawy o odnawianych źródłach energii. Wątpliwości rozstrzygane będą w myśl powszechnie przyjętej zasady prawnej: *Lex specialis derogat legi generali* (łac.).

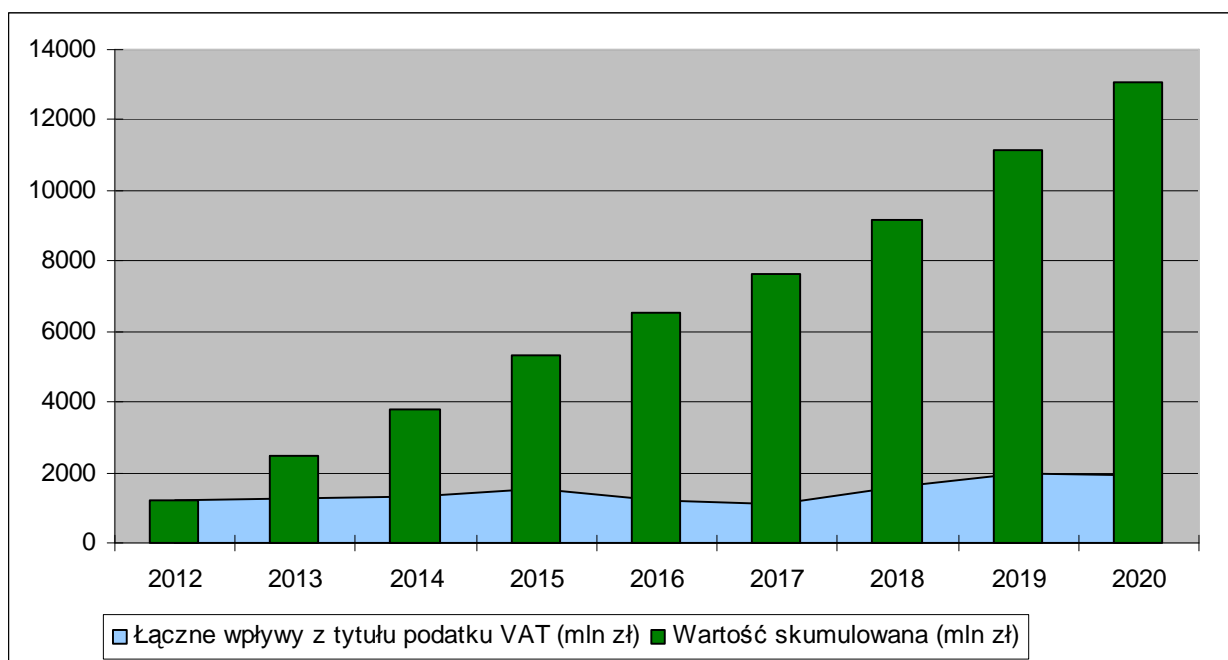
3) Wpływ regulacji na:

a) sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego:

Pośrednio na wydatki i wpływy budżetowe może mieć znaczenie wzrost wpływów wynikający ze zwiększonej liczby inwestycji związanych z rozwojem mocy wytwórczych energetyki odnawialnej.

Poniższa tabela oraz wykres prezentują możliwe maksymalne zwiększenie wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT wynikające z inwestycji w instalacje wytwarzające energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii. Przedmiotowe dane uwzględniają wzrost mocy zainstalowanej, który został określony w *Krajowym planie działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*.

	Rok								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Łączne wpływy z tytułu podatku VAT (mln zł)	1231,62	1241,955	1296,497	1550,662	1207,559	1086,534	1568,819	1957,267	1941,339
Wartość skumulowana (mln zł)	1231,62	2473,575	3770,072	5320,734	6528,293	7614,827	9183,646	11140,91	13082,25



Wskazane w powyższej tabeli i wykresie zwiększenie wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT zostało wyliczone w oparciu o następujące założenia:

- **Energetyka wiatrowa**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z *Krajowym planem działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*, zwanym dalej „KPD”, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania

(z wyjątkiem energetyki wiatrowej na morzu).

Dodatkowo sektor energetyki wiatrowej podzielono na energetykę wiatrową na lądzie, na morzu oraz na małe instalacje wiatrowe (zgodnie z tabelą 10a i 10b znajdującymi się w KPD).

- Wiatr na lądzie – przyjęto, że koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 6,2 mln zł oraz, że corocznie będzie następował 1% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).
- Wiatr na morzu - przyjęto, że koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 13,5 mln zł¹⁾ oraz, że corocznie będzie następował 3% spadek przedmiotowych kosztów (większy spadek kosztów wynika z faktu, iż na dzień dzisiejszy lądowa energetyka wiatrowa jest

¹⁾ Na podstawie „Analizy wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku” przygotowanej przez Fundację na Rzecz Energetyki Zrównoważonej oraz Grupy Doradczej SMDI, Warszawa 2012 r.

technologią bardziej dojrzałą). Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.). Ponadto, ze względu na fakt, iż okres inwestycyjny trwać będzie około 5 lat, założono, iż wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT następował będzie w dwóch kolejnych latach przed oddaniem jednostki do użytkowania oraz w roku oddania jednostki do użytkowania (w równej części).

- Małe instalacje wiatrowe - przyjęto, że koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 8 mln zł oraz, że corocznie będzie następował 3% spadek przedmiotowych kosztów (podobnie jak w przypadku energetyki wiatrowej na morzu). Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

- **Energia elektryczna wytworzona z biogazu**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 16 mln zł (mając na uwadze, iż w zależności od lokalnych warunków mogą występować znaczące różnice w przedmiotowym koszcie) oraz, że corocznie będzie następował 1% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

- **Energia elektryczna wytworzona z biomasy**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 14 mln zł (mając na uwadze, iż w zależności od lokalnych warunków oraz wielkości jednostki mogą występować znaczące różnice w przedmiotowym koszcie) oraz, że corocznie będzie następował 1% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

- **Energetyka wodna**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD. Dodatkowo sektor energetyki wodnej podzielono na instalacje do 10 MW oraz instalacje powyżej 10 MW (zgodnie z tabelą 10a i 10b znajdującymi się w KPD).

- Instalacje do 10 MW - przyjęto, że koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 16 mln zł oraz, że corocznie będzie następował 1% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 15% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.). Ponadto, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania.
- Instalacje powyżej 10 MW - przyjęto, że koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 35 mln zł oraz, że corocznie będzie następował 1% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 15% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.). Ponadto, ze względu na fakt, iż przewiduje się powstanie jednej instalacji tego typu (o mocy około 100 MW), gdzie okres inwestycyjny trwać będzie około 5 lat, założono, iż wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT następował będzie w dwóch kolejnych latach przed oddaniem jednostki do użytkowania oraz w roku oddania jednostki do użytkowania (w równej części).

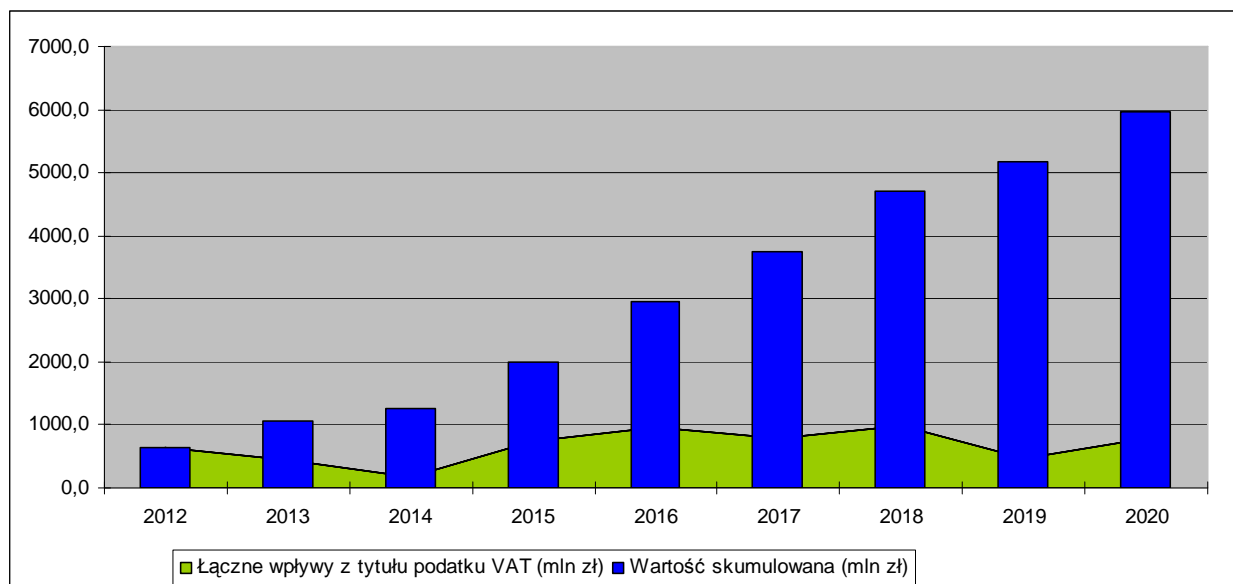
- **Fotowoltaika**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD – scenariusz B, przy czym uwzględniając dodatkowe ułatwienia dla inwestorów przyjęto, iż moc zainstalowana osiągnie poziom nieznacznie wyższy niż wskazany w przedmiotowym scenariuszu, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 9 mln zł (dla instalacji mniejszych niż 75 kW) oraz około 7,5 mln zł (dla instalacji powyżej 75 kW), a także, że corocznie będzie następował 5% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 20% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

Poniższa tabela oraz wykres prezentują możliwe zwiększenie wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT wynikające z inwestycji w instalacje wytwarzające ciepło lub chłód z odnawialnych źródeł energii (z wyłączeniem inwestycji w ciepło sieciowe). Przedmiotowe dane uwzględniają wzrost mocy zainstalowanej, który został określony w KPD.

Rok								
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020

Łączne wpływy z tytułu podatku VAT (mln zł)	635,6	434,2	181,2	738,9	958,3	787,7	978,5	458,2	790,1
Wartość skumulowana (mln zł)	635,6	1069,8	1251,0	1989,9	2948,3	3735,9	4714,4	5172,7	5962,7



Wskazane w powyższej tabeli i wykresie zwiększenie wpływów do budżetu z tytułu podatku VAT zostało wyliczone w oparciu o następujące założenia:

- **Kolektory słoneczne**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, koszty montażu i zakupu kompletnej instalacji będą się obniżały (rachunek w cenach nominalnych 2010 r.) z 2600 zł/m² w okresie 2011-2014 do 1800 zł/m² w latach 2015 - 2020. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 20% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

- **Pompy ciepła**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż koszt zainstalowania 1 MW wynosi obecnie około 4,0 mln zł (mając na uwadze, iż w zależności od rodzaju pompy oraz producenta mogą występować znaczne różnice w koszcie instalacji oraz jej montażu) oraz, że corocznie będzie następował 2% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od

całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

- **Geotermia**

Wzrost zużycia określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż cały wpływ do budżetu z tytułu podatku VAT nastąpi w roku oddania jednostki do użytkowania. Ponadto, założono, iż koszt instalacji w przeliczeniu na 1 MW_{th} wynosi obecnie około 6,8 mln zł (mając na uwadze, iż w zależności od lokalnych warunków mogą występować znaczne różnice w koszcie instalacji) oraz, że corocznie będzie następował 2% spadek przedmiotowych kosztów. Dodatkowo przyjęto, iż podatek VAT od całości inwestycji wyniesie około 18% (ze względu na odmienne stawki podatku w odniesieniu do urządzeń technicznych, prac budowlanych itd.).

Dodatkowo wzrost wpływów do budżetu może być związany z rozwojem przedsiębiorstw i wzrostem zatrudnienia w sektorach zajmujących się wytwarzaniem nowych urządzeń na potrzeby energetyki odnawialnej, bieżącą konserwacją oraz utrzymaniem tych urządzeń, finansowaniem inwestycji, jak również wytwarzaniem dużych ilości biomasy niezbędnej do zaspakajania rosnących potrzeb energetyki odnawialnej.

Poza dodatkowymi wpływami, przewiduje się również zmniejszenie wpływów do budżetu państwa wynikające z mniejszych wpływów z tytułu podatku akcyzowego spowodowanego wzrostem produkcji energii ze źródeł odnawialnych, jak również z faktu zmniejszonej ilości wykorzystywanych paliw kopalnych.

Poniższa tabela prezentuje wpływ zwiększonej produkcji energii elektrycznej z OZE (zgodnie z KPD) na zmniejszenie się dochodów z podatku akcyzowego.

Wyszczególnienie	Jedn.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Przewidywane wykorzystanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych	GWh	16 478	18 338	19 875	21 605	23 374	25 416	27 828	32 400
Zmniejszenie wpływów z podatku akcyzowego w związku ze zwiększeniem udziału energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych (przy założeniu, że stawka akcyzy na energię elektryczną wynosi 20 zł za megawatogodzinę).	mln zł	330	367	398	432	467	508	557	648
Zmniejszenie wpływów	mln zł	330	697	1 095	1 527	1 994	2 502	3 059	3 707

z podatku akcyzowego w związku ze zwiększeniem udziału energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych – wartość skumulowana									
---	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Źródłem dodatkowych wydatków z budżetu krajowego będzie również wprowadzenie rejestru gwarancji pochodzenia oraz rejestru wytwórców energii w małej instalacji. Na utworzenie i prowadzenie ww. rejestrów konieczne będzie przeznaczenie w pierwszym roku około 200 tys. zł oraz w kolejnych latach około 100 tys. zł/rok. Ponadto, wprowadzenie przedmiotowych rejestrów oraz nałożenie dodatkowych obowiązków na Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki będzie się wiązało z utworzeniem dodatkowych etatów. Poniżej przedstawiono oszacowanie rocznych kosztów dodatkowych etatów w Urzędzie Regulacji Energetyki, zwanego dalej „URE”.

Rodzaj wydatków	Wyliczenie	Ilość etatów	Razem
Wydatki bieżące na wynagrodzenia	2 998,14 zł (1873,84 zł x 1,6) x 12 miesięcy	6	215 866,37 zł
	5059,37 zł (1873,84 zł x 2,7) x 12 miesięcy	3	182 137,25 zł
Pochodne od wynagrodzeń:		6	69 849,63 zł
- Składki na ubezpieczenia społeczne	215 866,37 zł x 15,10%	6	32 595,82 zł
- Składki na fundusz pracy	215 866,37 zł x 2,45%		5 288,73 zł
- Składki na ubezpieczenia społeczne	182 137,25 zł x 15,10%	3	2 7502,72 zł
- Składki na fundusz pracy	182 137,25 zł x 2,45%		4 462,36 zł
Pozostałe wydatki bieżące (z przeznaczeniem na techniczne uzbrojenie 1 stanowiska pracy w skali roku tj. zabezpieczenie stanowiska pracy w meble, sprzęty i materiały biurowe (np. tonery , papier), opłacenie dodatkowej powierzchni biurowej wraz z opłatami eksploatacyjnymi i usługami utrzymania czystości, usługami pocztowymi i informatycznymi, rozmowami telefonicznymi, delegacjami służbowymi krajowymi i zagranicznymi, szkoleniami, a także z badaniami z zakresu medycyny pracy oraz odpisami na ZFŚS)	20 000 zł	9	180 000 zł
Razem		9	647 853,25 zł
Wydatki na zakupy inwestycyjne w 2013 r.:	40 500 zł	9	364 500 zł
<i>W tym:</i>			
- Zakup sprzętu komputerowego	2 500 zł	9	22 500 zł
- Rozbudowa sieci informatycznej	2 000 zł		18 000 zł
Razem w 2013 r.:			1 012 353,25 zł

Ponadto, źródłem dodatkowych wydatków budżetowych będzie konieczność realizacji przepisów zmienianej ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane (Dz. U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623, z późn. zm.), gdzie wprowadza się zalecenie stosowania urządzeń wykorzystujących energię ze źródeł odnawialnych, a także technologii budynków pasywnych w nowych budynkach oraz istniejących budynkach poddawanych przebudowie lub przedsięwzięciu służącemu poprawie efektywności energetycznej w rozumieniu przepisów o efektywności energetycznej, które są użytkowane przez jednostki sektora finansów publicznych, w rozumieniu przepisów o finansach

publicznych. Niemniej jednak z uwagi na brak odpowiednich danych dotyczących planowanych inwestycji w przedmiotowym obszarze, brak jest możliwości oszacowania wydatków budżetowych z tego tytułu.

Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. nakłady inwestycyjne pozytywnie wpłyną na zmniejszenie się kosztów funkcjonowania budynków użytkowanych przez jednostki sektora finansów publicznych, co w dłuższej perspektywie wpłynie na obniżenie się wydatków sektora finansów publicznych.

Odnosząc się do rozwiązań zaproponowanych w rozdziale 8 projektowanej ustawy *o odnawialnych źródłach energii* należy zauważyć, iż nie przewiduje się wydatków ze środków pochodzących z budżetu państwa związanych z realizacją tych zadań wobec faktu, że Urząd Dozoru Technicznego, zwany dalej „UDT” jako państwowa osoba prawna, podlega ministrowi właściwemu do spraw gospodarki (w myśl art. 9 ust. 4 ustawy z dnia 4 września 1997 r. o działach administracji rządowej (Dz. U. z 2007 r. Nr. 65, poz. 437, z późn. zm.), prowadzi samodzielną gospodarkę finansową (art. 35 ust. 3 oraz art. 55 ust. 1 ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorcze technicznym (Dz. U. Nr 122, poz. 1321, z późn. zm.).

W celu zapewnienia bezstronnego i niezależnego przebiegu postępowań należących do zadań Prezesa UDT będzie pobierana opłata za:

- 1) udzielanie akredytacji, wynosząca w roku wydania ustawy 150%,
 - 2) postępowania w sprawie wydania certyfikatu, wynosząca w roku wydania ustawy 25%,
 - 3) wznawianie certyfikatu, wynosząca w roku wydania ustawy 10%
- kwoty przeciętnego wynagrodzenia w gospodarce narodowej, ogłaszanego przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego na podstawie przepisów ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych. Ponadto będzie pobierana opłata za wydawanie wtórnika certyfikatu instalatora w wysokości 50 zł za dokument oraz za wpis do rejestru oraz wydanie certyfikatu, która wyniesie 50 zł, od osób.

Opłaty będą stanowić przychód UDT przeznaczony na pokrycie kosztów związanych z oceną dokumentacji i weryfikacją akredytowanych organizatorów szkoleń, utrzymywaniem ich rejestru, z utrzymywaniem katalogu pytań egzaminacyjnych, w tym wynagrodzeniami członków komisji egzaminacyjnej i utrzymywaniem ich rejestru, oceną dokumentacji w postępowaniu w sprawie wydania certyfikatu i utrzymywaniem rejestru certyfikowanych instalatorów, a także na pokrycie kosztów związanych z wydawaniem tymczasowego certyfikatu, wznawianiem certyfikatu i wydawaniem wtórników oraz udziałem w europejskich systemach certyfikacji lub równoważnej kwalifikacji.

W celu odpowiedniego przygotowania do realizacji zadań określonych w rozdziale 8 konieczny będzie wzrost zatrudnienia o nie mniej niż 26 etatów, począwszy od chwili wejścia w życie niniejszej ustawy. Należy dodać, że wybrane lub podobne co do trybu i sposobu zadania Prezesa UDT określone w projektowanej ustawie realizowane będą także w projektowanych ustawach prawo energetyczne oraz prawo gazowe. Dotyczy to powoływania komisji egzaminacyjnych oraz członków takich komisji, wydawania zaświadczeń kwalifikacyjnych oraz utrzymywania odpowiednich rejestrów: komisji kwalifikacyjnych, członków komisji oraz wydanych zaświadczeń kwalifikacyjnych i ich wtórników.

Wymieniona wyżej działalność w zakresie postępowania egzaminacyjnego instalatorów OZE to zwiększenie zakresu zadań nałożonych na UDT.

Łącznie realizacja zadań w szczególności prowadzenia wymienionych wyżej rejestrów dla projektowanej ustawy szacowana jest docelowo na ok. 50000 - 100000 wpisów dotyczących osób fizycznych i do 500 wpisów dotyczących osób prawnych.

Zwiększenie liczby etatów pozwoli na niezakłócone wykonywanie zadań wynikających z ustawy o dozorcze technicznym oraz innych ustaw jak m.in. ustawy prawo atomowe oraz ustawy o uznawaniu kwalifikacji, a także projektowanej ustawy w zakresie udziału ok. 20 pracowników UDT w pracach komisji egzaminacyjnej przy Prezesie UDT, w szczególności w pierwszych latach działania systemu certyfikacji instalatorów OZE.

Średnioroczne wydatki UDT począwszy od dnia 1 stycznia 2013 r. związane będą, w szczególności z:

- 1) wzrostem zatrudnienia o 26 etatów: 26 etatów x 109 tys. zł = 2 834 tys. zł;
- 2) ze stworzeniem i prowadzeniem dwóch projektowanych rejestrów:
 - w pierwszym roku: nie mniej 150 – 200 tys. zł;
 - w latach kolejnych (obsługiwanie, utrzymanie i odnawianie zasobów informatycznych w sieci zamkniętej): nie mniej niż 50 tys. zł.

Wyliczenie skutków finansowych wzrostu zatrudnienia w UDT w skali roku na 1 etat

Tytuł wydatku	Wydatki	Kwota wydatku w zaokrągleniu do tysięcy
Wydatki na wynagrodzenia bieżące	5.548,00 zł x 12 miesięcy	67 000 zł
Pochodne od wynagrodzeń:		12 000 zł
- składki na ubezpieczenia społeczne	67 000 x 15,10% = 10 117,00 zł	10.000 zł
- składki na fundusz pracy	67 000 x 2,45% = 1 641,50 zł	2.000 zł
Pozostałe wydatki bieżące (z przeznaczeniem na techniczne uzbrojenie 1 stanowiska pracy w skali roku tj. zabezpieczenie w meble, sprzęty i materiały biurowe, opłacenie dodatkowej powierzchni biurowej wraz z opłatami eksploatacyjnymi, usługami utrzymania czystości, usługami teleinformatycznymi, delegacjami służbowymi krajowymi zagranicznymi,	20 000 zł	20 000 zł

szkoleniami a także badaniami z zakresu medycyny pracy i odpisami na ZFSS)		
Wydatki na zakupy inwestycyjne oraz eksploatacyjne związane z :		10 000 zł
- zakupem sprzętu komputerowego	5 000 zł	5 000 zł
- obsługiwaniem, utrzymaniem i odnawianiem zasobów informatycznych w sieci zamkniętej;	5 000 zł	5 000 zł
Razem		109 000 zł

Przedstawione w tablicy wydatki wynikają z przeprowadzonych z należytą starannością oraz dostępną wiedzą, analiz i porównań stanu kadr (liczebności) instytucji działających w podobnym zakresie - krajowych i zagranicznych.

Opłaty związane z certyfikacją instalatorów OZE pokrywane będą przez osoby zainteresowane wydaniem lub przedłużeniem certyfikatu i będą stanowić przychód UDT przeznaczony na pokrycie kosztów związanych z oceną dokumentacji i weryfikacją akredytowanych organizatorów szkoleń, utrzymywaniem ich rejestru, z utrzymywaniem katalogu pytań egzaminacyjnych, przeprowadzaniem egzaminów, w tym wynagrodzeniami członków komisji egzaminacyjnej i utrzymywaniem ich rejestru, oceną dokumentacji w postępowaniu w sprawie wydania certyfikatu i utrzymywaniem rejestru certyfikowanych instalatorów, a także na pokrycie kosztów związanych z wydawaniem tymczasowego certyfikatu, wznawianiem certyfikatu i wydawaniem wtórników oraz udziałem w europejskich systemach certyfikacji lub równoważnej kwalifikacji. Corocznie zweryfikowany zysk UDT (zgodnie z art. 60 ust. 1 pkt 2 ustawy o dozorcze technicznym) będzie pomniejszony o 30% wpłatę do budżetu państwa.

W chwili obecnej nie jest znana dokładna liczba osób, które wystąpią z wnioskiem o wydanie certyfikatu instalatora dla danego rodzaju OZE. Dostępne opracowanie Instytutu Energetyki Odnawialnej wykonane na zlecenie Ministerstwa Gospodarki z listopada 2010 r. pt. „*Analiza możliwości rozwoju produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej w Polsce dla potrzeb krajowych i eksportu*” w tabeli 8.1 „*Proponowane nowe instrumenty wsparcia sektora energetyki słonecznej lub propozycje zwiększenia efektywności dotychczas stosowanych instrumentów wsparcia*”. Źródło: *Wizja rozwoju energetyki słonecznej termicznej w Polsce wraz z planem działań do 2020 r.* w 4 wierszu „Szkolenia instalatorów i ich certyfikacja w ramach 50% dofinansowania udzielanego przez fundusze ekologiczne” przewiduje przeszkolenie w latach 2013-2020, 30 tysięcy instalatorów systemów słonecznych.

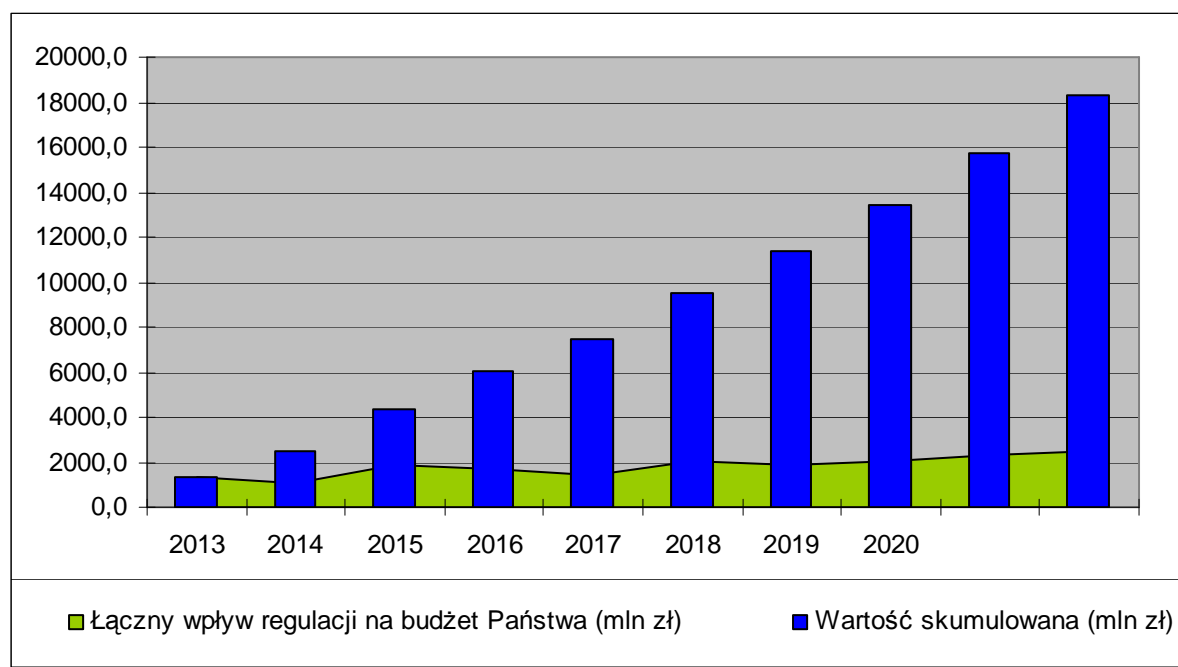
Oznacza to docelowo certyfikację takiej liczby osób. Dla innych rodzajów instalacji brak jest takich danych tym nie mniej na podstawie raportu końcowego pt. „*Preparatory study for a review of Regulation (EC) 842/2006 on certain fluorinated greenhouse gases*” w przypadku pomp ciepła – jako jednego z rodzajów instalacji OZE można szacować dla tego rodzaju instalacji potrzebę certyfikacji ok. 14 000 osób biorąc jako wskaźnik odniesienia liczbę ludności oraz przewidywane instrumenty wsparcia w różnych państwach członkowskich UE

a w szczególności takich jak Wielka Brytania, Niemcy oraz Francja. Dla innych rodzajów mikroinstalacji i małych instalacji OZE, dla których wymagane będzie posiadanie certyfikatu liczba osób szacowana jest na ok. 5 000 osób w perspektywie do 2020 r.

Ponadto, założono, iż przedmiotowy projekt ustawy nie wpłynie na dodatkowe zwiększenie obciążenia Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów, do którego kierowane są odwołania i zażalenia na postanowienia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki.

Poniższa tabela oraz wykres przedstawiają łączny wpływ regulacji na sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego.

	Rok									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Łączny wpływ regulacji na budżet Państwa (mln zł)	1345,2	1109,9	1890,8	1733,1	1406,4	2038,6	1857,8	2082,7	2307,6	2532,5
Wartość skumulowana (mln zł)	1345,2	2455,1	4345,9	6079,0	7485,5	9524,1	11381,8	13464,5	15772,0	18304,5



b) rynek pracy:

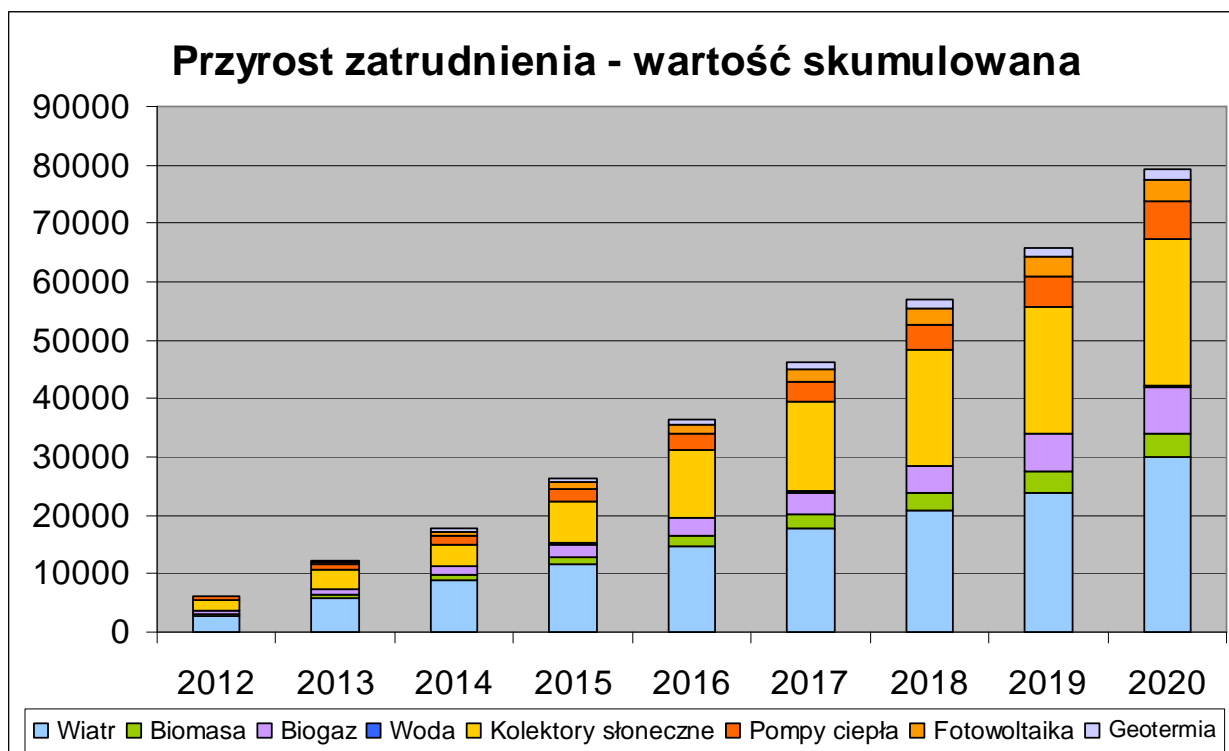
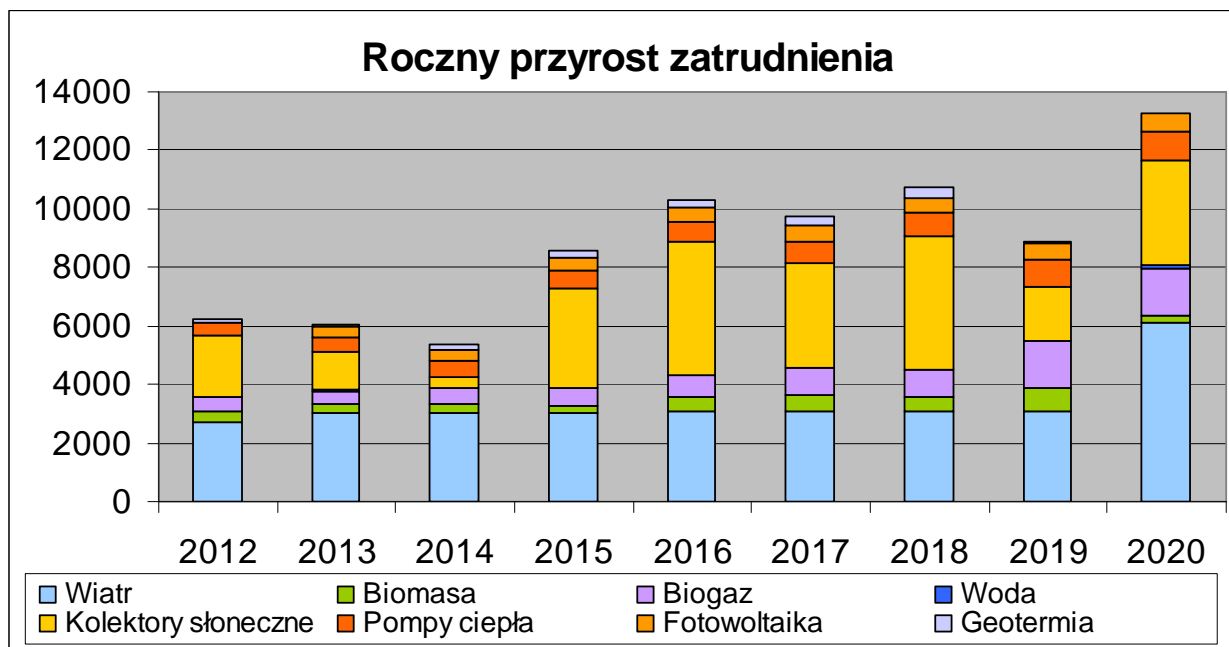
Przepisy projektowanej ustawy mogą wpłynąć pozytywnie na rynek pracy, szczególnie w sektorze wytwarzania urządzeń na potrzeby energetyki odnawialnej, w sektorze budowlanym

związanym z budową lub przebudową jednostek wytwórczych, w sektorze bankowym dostarczającym usługi związane z finansowaniem inwestycji, w sektorze usług związanych z certyfikowaniem instalatorów OZE oraz instalowaniem mikroinstalacji, a także w sektorze wytwarzania oraz handlu biomasą na potrzeby energetyki.

Poniższa tabela oraz wykresy prezentują możliwe zwiększenie zatrudnienia wynikające z inwestycji w instalacje odnawialnych źródeł energii. Przedmiotowe dane uwzględniają wzrost mocy zainstalowanej, który został określony w KPD. Przedmiotowe dane wynikają z szacunków przygotowanych na podstawie dokumentu: „The state of renewables energie in Europe. 11th EurObserv'ER Report”, Observ'ER, 2012 r.

		ROK								
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energetyka wiatrowa	Roczny przyrost zatrudnienia	2714	3009	3009	3009	3068	3068	3068	3068	6077
	Wartość skumulowana	2714	5723	8732	11741	14809	17877	20945	24013	30090
Energetyka biomasowa	Roczny przyrost zatrudnienia	386	297	308	274	524	557	493	837	302
	Wartość skumulowana	386	683	991	1266	1789	2346	2839	3676	3979
Energetyka biogazowa	Roczny przyrost zatrudnienia	472	484	555	602	732	944	932	1558	1581
	Wartość skumulowana	472	956	1510	2112	2844	3788	4720	6278	7859
Energetyka wodna	Roczny przyrost zatrudnienia	11	11	11	11	11	11	11	11	121
	Wartość skumulowana	11	22	33	44	55	66	77	88	209
Kolektory słoneczne	Roczny przyrost zatrudnienia	2078	1323	378	3401	4535	3590	4535	1889	3590
	Wartość skumulowana	2078	3401	3779	7180	11714	15304	19839	21728	25318
Fotowoltaika	Roczny przyrost zatrudnienia	13	325	390	390	520	520	520	585	585
	Wartość skumulowana	13	338	728	1118	1638	2158	2678	3263	3848
Pompy ciepła	Roczny przyrost zatrudnienia	452	505	551	609	667	731	812	887	980
	Wartość skumulowana	452	957	1508	2117	2784	3515	4327	5214	6194
Geotermia	Roczny przyrost zatrudnienia	100	120	160	280	260	320	380	40	40
	Wartość skumulowana	100	220	380	660	920	1240	1620	1660	1700

SUMA	Roczny przyrost zatrudnienia	6227	6073	5361	8576	10316	9741	10751	8876	13277
	Wartość skumulowana	6227	12300	17661	26238	36553	46294	57045	65921	79197



Wskazane w powyższej tabeli oraz wykresach zwiększenie zatrudnienia zostało wyliczone w oparciu o ww. dokument („The state of renewables energie in Europe. 11th EurObserv'ER Report”), przyjmując następujące założenia:

- **Energetyka wiatrowa**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na 1 MW mocy zainstalowanej będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 5,9 osoby/MW (pomimo, iż z doświadczeń innych państw wynika, iż wraz z rozwojem rynku przedmiotowy stosunek spada). Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.). Ponadto, założono, iż ilość miejsc pracy przypadających na 1 MW mocy zainstalowanej jest równa w przypadku instalacji lądowych i morskich.

- **Energia wytworzona z biomasy**

Wzrost wykorzystania biomasy określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na ilość wytworzonej energii (ktoe) będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 2,8 osoby/ktoe. Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.).

- **Energia wytworzona z biogazu**

Wzrost wykorzystania biogazu określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na ilość wytworzonej energii (ktoe) będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 11,8 osoby/ktoe (pomimo, iż z doświadczeń innych państw wynika, iż wraz z rozwojem rynku przedmiotowy stosunek spada). Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.).

- **Energetyka wodna**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na 1 MW mocy zainstalowanej będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 1,1 osoby/MW. Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.). Ponadto, założono, iż ilość miejsc pracy przypadających na 1 MW mocy zainstalowanej jest równa w przypadku małych, jak i dużych instalacji.

- **Kolektory słoneczne**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na 1 MW mocy zainstalowanej będzie określony na stałym poziomie

z 2010 r. – 2,7 osoby/MW (pomimo, iż z doświadczeń innych państw wynika, iż wraz z rozwojem rynku przedmiotowy stosunek spada). Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.).

- **Fotowoltaika**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD – scenariusz B, przy czym uwzględniając dodatkowe ułatwienia dla inwestorów przyjęto, iż moc zainstalowana osiągnie poziom nieznacznie wyższy niż wskazany w przedmiotowym scenariuszu, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na 1 MW mocy zainstalowanej będzie określony na stałym poziomie – 6,5 osoby/MW (z uwagi na fakt, iż rynek fotowoltaiki nie jest wystarczająco rozwinięty w Polsce oparto się na doświadczeniach niemieckich). Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.).

- **Pompy ciepła**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na 1 MW mocy zainstalowanej (1 MW – 1429 m²) będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 5,8 osoby/MW (pomimo, iż z doświadczeń innych państw wynika, iż wraz z rozwojem rynku przedmiotowy stosunek spada). Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.).

- **Geotermia**

Wzrost mocy zainstalowanej określono zgodnie z KPD, dla uproszczenia analizy założono, iż ilość miejsc pracy na ilość wytworzonej energii (ktoe) będzie określony na stałym poziomie z 2010 r. – 20 osób/ktoe (pomimo, iż z doświadczeń innych państw wynika, iż wraz z rozwojem rynku przedmiotowy stosunek spada). Dodatkowo należy podkreślić, iż ww. wartość dotyczy zarówno miejsc pracy bezpośrednio związanych z rozwojem instalacji OZE (wytwarzanie urządzeń, montaż, obsługa, itp.), jak również pośrednio (transport, itp.).

Ponadto, przepisy projektowanej ustawy mogą mieć negatywny wpływ na zatrudnienie w sektorze górnictwa, w związku ze zwiększającą się produkcją energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Niemniej jednak, należy zauważyć, iż wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, przy jednoczesnym rosnącym zapotrzebowaniu na energię, nie

musi oznaczać redukcji zatrudnienia w sektorach związanych z wytwarzaniem energii w oparciu o paliwa kopalne.

Poniższa tabela, przedstawia możliwy spadek zatrudnienia w sektorze górnictwa węgla kamiennego i brunatnego w 2020 r. (w odniesieniu do stanu zatrudnienia w 2010 r.), przy założeniu, iż cała energia elektryczna ze źródeł odnawialnych zastąpi energię wytworzoną z węgla kamiennego i brunatnego (co w praktyce nie powinno mieć jednak miejsca z uwagi na planowane zwiększenie zapotrzebowania na energię elektryczną). Dodatkowo należy zauważyć, iż dla uproszczenia analizy, założono jednakowy, jednostkowy, nakład pracy niezbędny do wydobycia tony węgla kamiennego i brunatnego.

Zatrudnienie w górnictwie w 2010 r.	121 883
Wydobycie węgla kamiennego w 2010 r. (tys. t)	76 728
Wydobycie węgla brunatnego w 2010 r. (tys. t)	56 510
Zużycie węgla kamiennego w energetyce w 2010 r. (tys. t)	35 803
Zużycie węgla brunatnego w energetyce w 2010 r. (tys. t)	54 873
Produkcja energii z węgla kamiennego w 2010 r. (GWh)	87 941
Produkcja energii z węgla brunatnego w 2010 r. (GWh)	48 651
Produkcja energii z OZE w 2020 r. (GWh)	32 400
Zmniejszenie zatrudnienia w górnictwie węgla kamiennego w 2020 r.	6 949
Zmniejszenie zatrudnienia w górnictwie węgla brunatnego w 2020 r.	13 319

Dodatkowo przepisy projektowanej ustawy mogą mieć negatywny wpływ na zatrudnienie w sektorze skupiającym podmioty konkurujące z sektorem energetycznym o surowiec drzewny. Niemniej jednak, w związku z faktem, iż przepisy przedmiotowego projektu uniemożliwiają wykorzystanie pełnowartościowego drewna (według wskazanych norm) na cele energetyczne, przewiduje się, iż negatywny wpływ nie będzie miał istotnego znaczenia dla rynku pracy.

Ponadto, należy zauważyć, iż rozwój odnawialnych źródeł energii powinien przyczynić się do przesunięcia miejsc pracy z sektorów tradycyjnych, np. górnictwo, do sektorów o wysokim

stopniu innowacyjności np. produkcja urządzeń na potrzeby energetyki odnawialnej. W dłuższej perspektywie czasowej, będzie to miało istotne znaczenie dla rozwoju gospodarki opartej na wiedzy.

Dodatkowo, ww. zmiana struktury zatrudnienia (przesunięcie zasobów z dużych przedsiębiorstw z jednej gałęzi gospodarki – górnictwo, do mniejszych działających w różnych sektorach gospodarki np. finansowym, wytwórczym, rolnym, usługowym) pozwoli na zwiększenie elastyczności rynku pracy. Brak przedmiotowej zmiany oznaczałoby, iż w sytuacji ewentualnego kryzysu w górnictwie zdecydowanie większa część zatrudnionych byłaby zagrożona utratą pracy.

c) konkurencyjność gospodarki i przedsiębiorczość, w tym na funkcjonowanie przedsiębiorstw:

Dynamiczny rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii przyczyni się do rozwoju rodzimych przedsiębiorstw dostarczających urządzenia na potrzeby energetyki odnawialnej. Powyższe może mieć istotny wpływ na zwiększenie konkurencyjności polskiej gospodarki, biorąc pod uwagę fakt, iż przedmiotowy sektor gospodarki opiera się na dostarczaniu innowacyjnych produktów (np.: urządzenia OZE).

Ponadto, z uwagi na duży rynek wewnętrzny, Polska może zwiększyć swoją atrakcyjność jako miejsce lokowania inwestycji zagranicznych (zarówno związanych z wytwarzaniem urządzeń OZE, jak również badaniami i rozwojem).

Przeniesienie części bazy wytwórczej do Polski powinno również pozytywnie wpłynąć na zwiększenie eksportu przedmiotowych urządzeń, co przyczyni się do poprawy bilansu płatniczego Polski.

Ponadto, rozwój instalacji wykorzystujących biomasę spowoduje znaczące zwiększenie zapotrzebowania na przedmiotowe paliwo, w tym na tzw. biomasę leśną, co może skutkować wzrostem cen drewna. Powyższe przyczyni się do zwiększenia konkurencji między podmiotami z różnych sektorów gospodarki o przedmiotowy surowiec. Wyższa cena surowca może być czynnikiem sprzyjającym wprowadzaniu nowych, bardziej efektywnych technologii pozwalających na zwiększenie wydajności surowcowej zarówno poszczególnych przedsiębiorstw, jak i całego sektora drzewnego. Wymaga również zaznaczenia, iż wzrost cen drewna nie będzie dotyczył krajowego drewna pełnowartościowego, które zgodnie z przepisami przedmiotowego projektu nie będzie przeznaczane na cele energetyczne.

Zwiększone zapotrzebowanie na biomasę będzie miało również pozytywny wpływ na bardziej efektywne wykorzystanie biomasy stanowiącej pozostałości lub odpady z produkcji rolnej (np.

słoma, odchody zwierzęce, itp.) oraz przemysłu przetwarzającego produkty rolne (np. tłuszcze odpadowe, wysłodki, itp.) jak również odpadów biodegradowalnych (np. biodegradowalne odpady komunalne, itp.). Powyższe skutkować również będzie podniesieniem rentowności przedsiębiorstw wytwarzających przedmiotową biomasę dzięki możliwości jej sprzedaży przedsiębiorstwom energetycznym. Obniżenie kosztów funkcjonowania ww. wytwórców biomasy powinno pozytywnie wpłynąć na wzrost konkurencyjności polskich przedsiębiorstw na rynku międzynarodowym.

Zgodnie z KPD przewiduje się wykorzystanie następujących grup biomasy stanowiącej pozostałości lub odpady z produkcji rolnej oraz przemysłu przetwarzającego produkty rolne, jak również odpadów biodegradowalnych.

- **Produkty uboczne z rybołówstwa (odpady)**

Wg Morskiego Instytutu Rybackiego produkty uboczne rybołówstwa stanowią ok. 4% wagi ryb. Dotychczas produkty uboczne z rybołówstwa nie miały zastosowania do produkcji energii odnawialnej. Próby zastosowania oleju z ryb do produkcji biopaliw zostały podjęte stosunkowo niedawno (2008–2009) i prawdopodobnie będą kontynuowane. Nie przewiduje się jednak, aby do 2020 r. produkty uboczne z rybołówstwa odegrały większą rolę jako surowce bioenergetyczne ze względu na ich inne, tradycyjne zastosowania (przemysł farmaceutyczny, paszowy i inne), tym bardziej, że ich podaż będzie się zmniejszała do 2020 r.

Szczegółowe dane do prognozy dotyczące produktów ubocznych z rybołówstwa zawiera załącznik nr 1 do KPD.

- **Produkty uboczne i przetworzone pozostałości z rolnictwa (odpady)**

Produkty uboczne i przetworzone pozostałości pochodzące z rolnictwa dzielą się na: pochodzące z produkcji roślinnej i zwierzęcej.

Produkty uboczne i przetworzone pozostałości w postaci obornika i gnojowicy zostały opisane w KPD. Liście buraczane, jako surowiec energetyczny opisano w części poświęconej pozostałościom przemysłu cukrowniczego.

Biomasa pochodząca z trwałych użytków zielonych (TUZ) została opisana w załączniku 1 do KPD.

Podstawowym produktem ubocznym z produkcji roślinnej jest słoma zbożowa. Polskie rolnictwo produkuje corocznie około 25-28 mln Mg słomy²⁾. Nadwyżki słomy mogą być wykorzystane na cele energetyczne.

²⁾ W zależności od plonu zbóż w danym roku.

Założenia do prognozy potencjału wykorzystania słomy na cele energetyczne na lata 2015 i 2020 są następujące:

- średnie plony zbóż z ha użytków rolnych wzięto do prognozy z lat 2000–2008,
- przyjęto wskaźnik masy słomy do masy ziarna 1:1,
- przyjęto możliwość energetycznego wykorzystania słomy w wysokości 10% zbiorów słomy (rozdrobiona struktura upraw),
- przyjęto wartość opałową słomy - 14GJ/Mg.

Szczegółowe informacje znajdują się w załączniku nr 1 do KPD.

- **Pozostałości powstałe z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego (odpady)**

Wykorzystanie zwierząt rzeźnych wskazuje, że 27% ich masy stanowią pozostałości do utylizacji. W zbieranych w Polsce pozostałościach z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego dominują pozostałości wieprzowe (62%), drobiowe (13%), pierze (13%) oraz krew (10%). Pozostałości te nie mogą być wykorzystane od 1997 r. jako mączka mięsno-kostna w żywieniu zwierząt rzeźnych. Dlatego wykorzystanie energetyczne jest jak najbardziej wskazane i możliwe (np. w biogazowni). Jednym z najcenniejszych pozostałości przetwórstwa mięsa jest tłuszcz zwierzęcy.

Ogólnie na polskim rynku występuje deficyt tłuszczu zwierzęcego w produkcji spożywczej i nie należy liczyć na tę pełnowartościową grupę produktów jako komponentów biomasy energetycznej. Przyszłościowe znaczenie energetyczne mogłyby mieć zatem tylko tłuszcze odpadowe (nie mające zastosowania spożywczego), związane z utylizacją odpadów zwierzęcych w wysokiej temperaturze. Ilość tłuszczu odpadowego powstałego w ten sposób w Polsce szacuje się na ok. 80-100 mln l. Szczegółowe dane zawiera załącznik nr 1 do KPD.

- **Produkty uboczne i pozostałości pochodzenia roślinnego, w tym odpady z owoców, warzyw czy olejów jadalnych**

W tej grupie największy udział mają produkty uboczne i pozostałości z przetwórstwa owocowego. Większość produktów ubocznych i pozostałości z produkcji warzyw zostaje na polu (np. po kalafiorach, kapuście), lub jest sprzedawana wraz z warzywami. Obecnie znaczenie energetyczne w tej grupie produktów ubocznych i pozostałości mają m.in. wyłoki owoców (zastosowanie - pelety), pestki (do spalania bezpośredniego) lub wyłoki używane jako substrat do biogazowni, ewentualnie gorzelni. Zastosowanie do produkcji biogazu i etanolu mogłyby mieć także produkty niepełnowartościowe, przeterminowane.

Wraz ze wzrostem wykorzystania rzepaku na cele energetyczne, istnieje potencjał w zakresie wykorzystania śruty do spalania bezpośredniego i w biogazowniach, o ile wystąpi podaż taniej śruty i pokryte będzie zapotrzebowanie na pasze. W Polsce zbiór olejów posmażalniczych był dotychczas słabo zorganizowany. Jego potencjał szacuje się na ok. 100 mln l/rok. Planowana w tym zakresie zmiana uwarunkowań prawnych powinna udostępnić tego typu pozostałości np. do produkcji estrów metylowych. Szczegółowe dane zawiera załącznik nr 1 do KPD.

- **Produkty uboczne i pozostałości z przemysłu cukrowniczego**

W przypadku przemysłu cukrowniczego mamy dwa rodzaje biomasy, które można rozpatrywać w kontekście zastosowania energetycznego: melasę i liście buraczane (te nie były dotychczas rozpatrywane jako uboczny produkt rolniczy o znaczeniu energetycznym, więc wzięto je pod uwagę przy przemyśle cukrowniczym).

Melasa posiadała znaczenie rynkowe, głównie jako surowiec do produkcji alkoholu etylowego (w zależności od relacji cenowej do zbóż, wytwarzane jest z niej 10–20% krajowego alkoholu etylowego ogółem). Melasa miała też zastosowanie w produkcji zwierzęcej jako uzupełnienie paszy. W późniejszym okresie, mając zastosowanie w przemyśle drożdżowym, produkcji kwasu cytrynowego i bioetanolu, jej znaczenie wzrosło, a obecnie jest nawet notowana na giełdzie towarowej. Przejściowo występował niedobór melasy na polskim rynku, związany m.in. z korzystną jej sprzedażą na rynkach zagranicznych. Ze względu na wejście w życie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w *sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE* (Dz. Urz. UE L 140 z 5.06.2009 r., str. 16), zwanej dalej „dyrektywą 2009/28/WE” należy przewidywać wzrost zainteresowania melasą. Szczegółowe dane zawiera załącznik nr 1 do KPD.

- **Produkty uboczne i pozostałości z przemysłu mleczarskiego**

Mleczarstwo może być dostawcą wielu surowców energetycznych w szczególności: serwatki, popłuczyn i innych surowców nieprzydatnych do dalszego przetwórstwa w mleczarni lub produktów niezgodnych z wymaganiami jakościowymi (np. przeterminowanych). Szczególnie serwatka dobrze się wpisuje w zdolności do produkcji biogazu (czy etanolu), o ile występuje jej duży nadmiar. Ocenia się, że w Polsce objętość powstałej serwatki wynosi ok. 2 mld l/rok. Ilość energii, jaką można uzyskać z serwatki w naszym kraju, wykorzystując proces fermentacji metanowej mieści się w przedziale 198-560 GWh/rok. Planowane biogazownie, fermentujące pozostałości przemysłu mleczarskiego, ze względów

ekonomicznych powinny być budowane w miejscu powstania ww. produktów ubocznych i pozostałości z przemysłu mleczarskiego.

- **Odpady z przemysłu piekarniczego i cukierniczego**

Odpady z przemysłu piekarniczego i cukrowniczego mogą być wykorzystywane lokalnie do celów energetycznych. Dobrym przykładem może być wykorzystanie surowców piekarniczych pochodzących ze zwrotów sklepowych jako produkt przeterminowany do produkcji peletów jako materiału opałowego.

- **Produkty uboczne i pozostałości z produkcji napojów alkoholowych i bezalkoholowych**

Produkty uboczne i pozostałości z produkcji napojów bezalkoholowych omówiono przy opisie przetwórstwa owocowego. W przypadku napojów alkoholowych dotychczas najczęściej miały zastosowanie energetyczne pozostałości z przemysłu spirytusowego (z gorzelnii). W przypadku wyrobów spirytusowych produktem ubocznym jest wywar, powstający w gorzelniach, w których produkuje się destylat (stosunek objętości wywaru do destylatu wynosi jak 10:1).

Biorąc pod uwagę w miarę stałe spożycie alkoholu etylowego w Polsce, wynoszące ok. 120 mln l/rok³⁾ w procesie produkcji otrzymamy ok. 1,2 mld l wywaru na rok. Podobne relacje wywaru do destylatu powstają w przypadku produkcji bioetanolu. Szczegółowe dane dotyczące prognozy odpadów z wyrobów spirytusowych przedstawia załącznik nr 1 do KPD .

- **Biomasa z odpadów komunalnych**

Prognozując ilości wytwarzanych odpadów komunalnych ulegających biodegradacji, założono niewielkie ich zmniejszenie w latach 2015–2020. Wynika to z prognozy demograficznej, która zakłada spadek liczby mieszkańców kraju w latach 2010–2020. Założono, że największą pozycję w całkowitej masie drewna poużytkowego, możliwej do odzysku z odpadów komunalnych, może stanowić drewno, pochodzące od bezpośrednich konsumentów wyrobów drzewnych⁴⁾. Z odpadów, które będą przeznaczone do spalania można odzyskiwać energię w kogeneracji lub tylko elektryczną. Zakłada się, że ok. 42% energii elektrycznej wytwarzanej ze zmieszanych odpadów komunalnych będzie klasyfikowane jako „zielona” . Szacuje się, że do 2020 r. wskaźnik ten będzie wzrastał ok. 1% rocznie.

- **Ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych**

³⁾ W przeliczeniu na 100% alkohol, średnio łącznie z pojawiającym się od czasu do czasu eksportem oraz z etanolem przeznaczonym na produkty winopodobne.

⁴⁾ Drewno pochodzące głównie ze zużytych mebli (z wyłączeniem elementów drewnopochodnych).

Założono, że największą pozycję w całkowitej masie drewna użytkowego, możliwej do odzysku z odpadów przemysłowych, będzie stanowił drewno pochodzące z budownictwa⁵⁾ (prawie 60%). Prognozuje się, że drewno użytkowe pochodzące z zużytych palet będzie w większym stopniu wykorzystywane na cele energetyczne niż obecnie. Zakłada się, że na cele energetyczne można będzie przeznaczyć w latach 2015–2020 od 250 do 300 tys. Mg makulatury zadrukowanej.

- **Osady ściekowe**

W przypadku komunalnych osadów ściekowych prognozuje się ich wzrost w latach 2010-2020, w miarę realizacji inwestycji z zakresu budowy i rozbudowy sieci kanalizacyjnych oraz oczyszczania ścieków. Szacuje się, że w 2015 r. masa wytwarzanych osadów będzie wynosiła ok. 640 tys. Mg, a w 2020 r. przekroczy 700 tys. Mg w przeliczeniu na suchą masę (s. m.). Prognozuje się, że docelowo w 2020 r. będzie się termicznie przekształcać ponad 400 tys. Mg s.m. osadów. Potencjał techniczny dla wykorzystania biogazu z oczyszczalni ścieków do celów energetycznych jest bardzo wysoki. Standardowo z 1 m³ osadu (4-5% suchej masy) można uzyskać 10-20 m³ biogazu o zawartości metanu ok. 60%. Ze względów ekonomicznych pozyskanie biogazu do celów energetycznych jest obecnie uzasadnione tylko w większych oczyszczalniach ścieków, przyjmujących średnio ponad 8 -10 tys. m³/dobę.

W tabeli poniżej przedstawiono prognozę krajowych dostaw biomasy w latach 2015–2020.

Sektor pochodzenia		2015		2020	
		Przewidywana ilość zasobów krajowych tys. Mg	Produkcja energii pierwotnej (ktoe)	Przewidywana ilość zasobów krajowych tys. Mg	Produkcja energii pierwotnej (ktoe)
A) Biomasa z leśnictwa:	1. bezpośrednie dostawy biomasy drzewnej z lasów i innych zalesionych gruntów na potrzeby wytwarzania energii	6411	1071	6081	1016
	2. pośrednie dostawy biomasy drzewnej na potrzeby wytwarzania energii	5572	931	6375	1065
B) Biomasa z rolnictwa i rybołówstwa:	1. płody rolne i produkty rybołówstwa dostarczane bezpośrednio na potrzeby wytwarzania energii	1414	405	4056	1162
	2. produkty uboczne i przetworzone pozostałości rolnictwa oraz produkty uboczne rybołówstwa na potrzeby	5690	1358	7428	1773

⁵⁾ Drewno z wyeksploatowanych okien i drzwi.

	wytwarzania energii				
C) Biomasa z odpadów:	1. ulegająca biodegradacji część stałych odpadów miejskich, w tym bioodpady (ulegające biodegradacji odpady ogrodowe i parkowe, odpady spożywcze i kuchenne z gospodarstw domowych, restauracji, placówek zbiorowego żywienia i handlu detalicznego, i porównywalne odpady z zakładów przetwórstwa spożywczego) oraz gaz z odpadów	4339	932	6373	1369
	2. ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych (w tym papier, karton, palety)	645	154	1127	269
	3. osady ze ścieków kanalizacyjnych	340	65	628	120

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych: PGL Lasy Państwowe, GUS, Instytutu Technologii Drewna, Polska Izba Gospodarcza Przemysłu Drzewnego, Związek Papierników Polskich, IUNG, Popyt na żywność (2008), Rynek ryb (2008), Rynek mleka (2009), Rynek ziemniaka (2009), Rynek drobiu i jaj (2009), Rynek mięsa (2009), Rynek zbóż (2009), Rynek owoców i warzyw (2009), IERiGZ, ARR, ARiMR, MRiRW, Ministerstwo Środowiska. Układ oraz oznaczenie tabeli zgodne z Decyzją 2009/548/WE

Zaproponowane w projekcie ustawy rozwiązania mogą również spowodować znaczący rozwój przedsiębiorstw zajmujących się budową lub przebudową instalacji odnawialnych źródeł energii, przedsiębiorstw zajmujących się finansowaniem inwestycji w odnawialne źródła energii, przedsiębiorstw zajmujących się transportem (przede wszystkim związanych z transportem biomasy), jak również przedsiębiorstw z sektora ubezpieczeń dostarczających usług właścicielom instalacji OZE.

Zmiana obowiązującego mechanizmu wsparcia – stan obecny

Od dnia 1 października 2005 r. funkcjonuje w Polsce system wsparcia produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii. Zgodnie z obowiązującą ustawą - *Prawo energetyczne* przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym, odbiorca końcowy będący członkiem giełdy towarowej w rozumieniu art. 2 pkt 5 ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2010 r. Nr 48, poz. 284, z późn. zm.), w odniesieniu do transakcji zawieranych we własnym imieniu na giełdzie towarowej, towarowy dom maklerski lub dom maklerski, o których mowa w art. 2 pkt 8 i 9 ustawy o giełdach towarowych, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych na giełdzie towarowej mają obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE

świadczeń pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii bądź uiszczenia opłaty zastępczej. Wprowadzony w Polsce system wsparcia, będący formułą tzw. zielonych certyfikatów, jest mechanizmem rynkowym sprzyjającym optymalnemu rozwojowi i konkurencji. Rozdzielając świadectwa pochodzenia energii elektrycznej wytworzonej w źródłach odnawialnych od energii fizycznej, umożliwiono obrót na giełdzie prawami majątkowymi wynikającymi z tych świadectw.

Uzupełnieniem tego mechanizmu, jako konsekwencja rozdziału fizycznego przepływu energii elektrycznej od świadectw pochodzenia, jest obowiązek zakupu przez przedsiębiorstwa energetyczne pełniące rolę sprzedawcy z urzędu całej energii elektrycznej wytworzonej w OZE, przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania danego sprzedawcy z urzędu, po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym, ustalonej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18, lit. b ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.).

Dodatkowymi zachętami dla rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii są:

- obniżenie o 50% rzeczywistych kosztów przyłączenia do sieci dla OZE do 5 MW,
- obowiązek zapewnienia przez operatora systemu elektroenergetycznego pierwszeństwa w świadczeniu usług przesyłania energii elektrycznej z OZE,
- zwolnienie przedsiębiorstw energetycznych wytwarzających energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii o mocy poniżej 5 MW z opłat za udzielenie koncesji oraz opłat związanych z uzyskaniem i rejestracją świadectw pochodzenia potwierdzających wytworzenie energii elektrycznej w OZE.

Bardzo istotnym elementem wsparcia energii odnawialnej jest także zwolnienie od podatku akcyzowego energii wytworzonej w OZE.

W celu zobrazowania kosztów wynikających z funkcjonującego systemu wsparcia poniższe tabele przedstawiają: średnioważone wolumenem ceny praw majątkowych (za 1 MWh) w latach 2005-2011 (ceny zostały wyliczone z transakcji sesyjnych na Rynku Praw Majątkowych Towarowej Giełdy Energii S.A, zwanej dalej „TGE S.A.”) oraz wielkość opłaty zastępczej, o której mowa w art. 9a ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r – *Prawo energetyczne*.

Średnioważone wolumenem ceny praw majątkowych w latach 2005-2011
(źródło – TGE S.A.)

Rok	Instrument PMOZE* PLN/MWh	Instrument PMOZE_A** PLN/MWh
2005	175,00	instrument nienotowany
2006	221,26	instrument nienotowany
2007	239,17	instrument nienotowany

2008	240,79	instrument nienotowany
2009	247,28	267,10
2010	255,51	274,49
2011	264,55	281,79

* Instrument PMOZE – dla praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w OZE w okresie do 28 lutego 2009

** Instrument PMOZE_A – dla praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia będących potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej w OZE w okresie od 1 marca 2009 r. Umorzenie praw majątkowych w instrumencie PMOZE_A umożliwia zwrot podatku akcyzowego w wysokości 20,00PLN/MWh.

Wielkość opłaty zastępczej w latach 2006-2011 (źródło – Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej)

Rok	Wielkość opłaty zastępczej
2006	1 958 654,79 zł
2007	88 990 383,17 zł
2008	286 267 290,94 zł
2009	470 333 755,16 zł
2010	441 063 448,23 zł
2011	593 670 637,49 zł

Dodatkowo, w związku z faktem, iż przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii o mocy poniżej 5 MW są zwolnione z opłat wynikających z wpisu świadectw pochodzenia do Rejestru Świadectw Pochodzenia prowadzonego przez TGE S.A., w poniższej tabeli wskazano kwoty zwolnienia z ww. opłat.

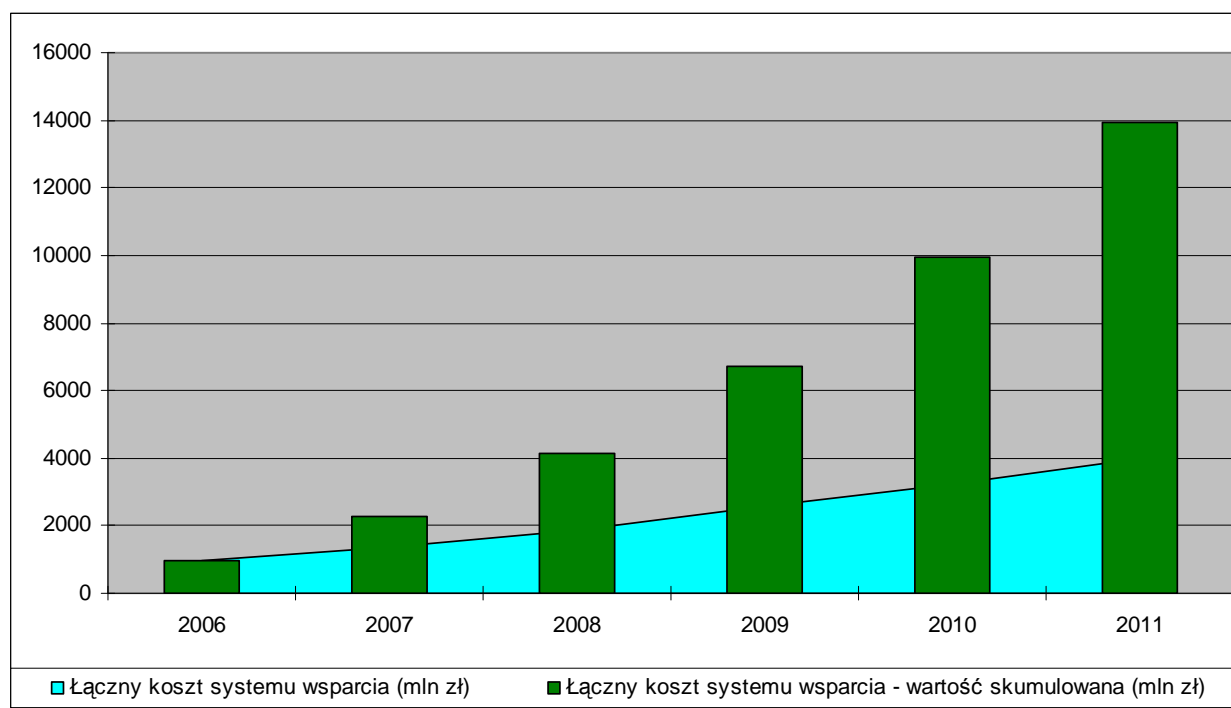
Kwoty zwolnienia z opłat wynikających z wpisu świadectw pochodzenia do Rejestru Świadectw Pochodzenia w latach 2006-2011 (źródło – TGE S.A.)

Rok	Kwota zwolnienia w PLN
2006	228 555,06
2007	332 586,73
2008	344 396,01
2009	393 688,36
2010	543 568,63
2011	533 857,72

Poniższa tabela oraz wykres przedstawiają koszty obecnego systemu wsparcia w latach 2006 – 2011 przy założeniu powyższych wartości dotyczących ceny praw majątkowych (dla lat 2009 – 2011 cenę praw majątkowych ustalono zgodnie z Instrument PMOZE_A pomniejszonym o 20 zł), wielkości opłaty zastępczej oraz rzeczywistej wielkości produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. W związku z niewielkim znaczeniem kwoty zwolnienia z opłat

wynikających z wpisu świadectw pochodzenia do Rejestru Świadectw Pochodzenia w całości kosztów systemu, została ona pominięta.

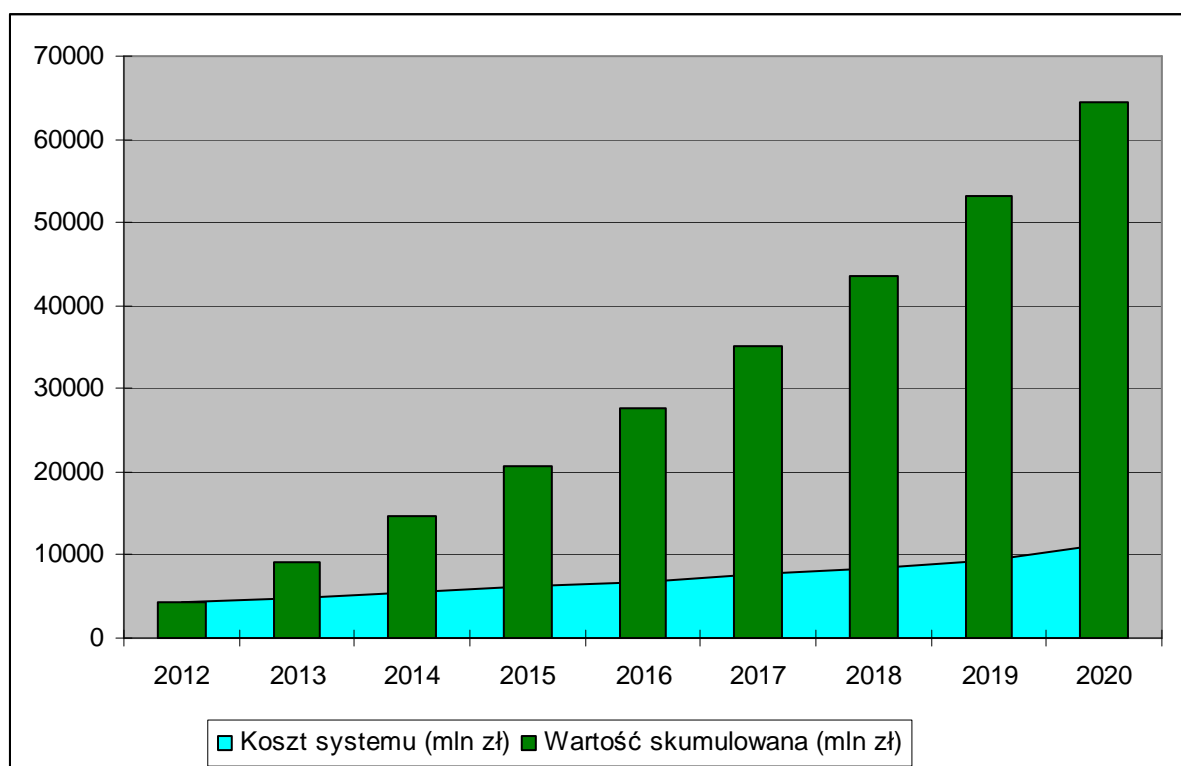
Rok	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Wielkość produkcji OZE (GWh)	4222	5230	6493	8604	10987	12919
Wysokość opłaty zastępczej (zł)	1 958 654,79	88 990 383,17	286 267 290,94	470 333 755,16	441 063 448,23	593 670 637,49
Wartość świadectwa pochodzenia (zł)*	221,26	239,17	240,79	247,1	254,49	261,79
Łączny koszt systemu wsparcia (mln zł)	936,118	1339,849	1849,717	2596,382	3237,145	3975,736
Łączny koszt systemu wsparcia - wartość skumulowana (mln zł)	936,118	2275,968	4125,685	6722,067	9959,212	13934,947



Brak wprowadzenia optymalizacji mechanizmu wsparcia oznaczać będzie, iż obecna struktura kosztów systemu zostanie utrzymana. Poniższa tabela oraz wykres przedstawiają koszty obecnego systemu wsparcia przy założeniu jego niezmienności w latach 2012 - 2020. Do wyliczenia założono produkcję energii elektrycznej z OZE zgodnie z KPD, natomiast koszt świadectw pochodzenia (tzw. zielonych certyfikatów) określono (dla uproszczenia analizy) na

poziomie opłaty zastępczej. Koszt świadectwa w 2012 r. ustalono na poziomie 286,74 zł waloryzowanego w kolejnych latach o przyjęty wskaźnik inflacji na poziomie 2,5 %.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Koszt systemu (mln zł)	4257	4843	5524	6137	6838	7583	8452	9485	11319
Wartość skumulowana (mln zł)	4257	9100	14624	20761	27599	35182	43634	53119	64438



Zmiana obowiązującego mechanizmu wsparcia – proponowane rozwiązania

Dynamiczny rozwój technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii spowodował, iż jednakowy poziom wsparcia dla wszystkich rodzajów źródeł traci swoje uzasadnienie. Pojawiło się także zagrożenie nadwsparcia, co ma negatywne skutki dla całego rynku OZE oraz stabilności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Taka sytuacja stymuluje rozwój jedynie niektórych źródeł, co w konsekwencji powoduje nieoptymalne wykorzystanie lokalnie dostępnych zasobów, blokuje moc przyłączeniową dla pozostałych technologii oraz ogranicza rozwój gospodarczy i tworzenie nowych miejsc pracy. Każda technologia wykorzystująca do wytwarzania energii elektrycznej odnawialne źródła energii ma różną specyfikę, czego konsekwencją jest inna cena za jednostkę wytworzonej energii. Niektóre źródła charakteryzują się wysokimi kosztami początkowymi – inwestycyjnymi, a koszty stałe ponoszone w trakcie eksploatacji są niewielkie.

Inne technologie wymagają dużego wsparcia inwestycyjnego, ale także dużego wsparcia na etapie ich eksploatacji, w zamian za co oferują dużą dyspozycyjność, a ich produktywność w skali roku jest bardzo wysoka.

Poniżej, zawarto informacje dotyczące kosztów wytwarzania energii elektrycznej w wybranych technologiach OZE. Przedmiotowe informacje pochodzą z przygotowanej przez Kancelarię Prawną Bird & Bird *Analizy skutków prawnych wprowadzenia zmian w mechanizmie wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w kontekście zachowania praw nabytych inwestorów korzystających ze wsparcia na dotychczasowych zasadach.*

- **Energetyka wiatrowa** - Dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej w naszym kraju wynika głównie z korzystnego mechanizmu wsparcia, zapewniającego w 2010 r. przychód rządu 450 zł (średnia cena sprzedaży na rynku konkurencyjnym w 2009 roku 197,21 zł/MWh i średnia cena sprzedaży prawa majątkowego do świadectwa pochodzenia na rynku giełdowym 255,50 zł/MWh). Kwota jednostkowego wsparcia odnawialnych źródeł energii elektrycznej powyżej poziomu 450 zł/MWh nie znajduje odzwierciedlenia w poziomie kosztów ponoszonych przez producentów, powodując obciążenie kosztami wsparcia odbiorców końcowych. Zgodnie z danymi Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej, zwanego dalej „EWEA”, koszt jednostkowy wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej wynosi w skrajnie niekorzystnych warunkach inwestycyjnych około 110 EUR/MWh – około 440 zł/MWh przy średnim kursie EUR/PLN z roku 2011 (przy maksymalnych nakładach inwestycyjnych oraz niskim poziomie wietrzności). W polskich warunkach jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych wyniosły 233,47 zł/MWh. Biorąc pod uwagę poziom kosztów i przychodów, teoretyczna rentowność sprzedaży energetyki wiatrowej w Polsce wyniosłaby blisko 48%. Porównując zatem całkowitą wysokość wsparcia dla technologii wiatrowych w Polsce z wysokością wsparcia dla tego rodzaju technologii w innych krajach Unii Europejskiej, można stwierdzić, że energetyka wiatrowa w naszym kraju należy do jednych z najwyżej dotowanych w Europie.

Współspalanie biomasy z węglem - W przypadku najpopularniejszej z technologii wytwarzania odnawialnej energii elektrycznej – współspalania biomasy z węglem, szacunkowy koszt wytworzenia 1 MWh odnawialnej energii elektrycznej oszacowany został na podstawie struktury jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych. Według prezentacji Agencji Rynku Energii S.A. „Sprzedaż i wyniki finansowe energetyki w 2010 roku”, jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej w jednostkach

energetyki zawodowej wyniosły 176 zł/MWh. W przypadku elektrowni i elektrociepłowni opalanych węglem kamienny i brunatnym, udział kosztów paliwa w koszcie ogółem wynosi około 60 %.⁶⁾ Oznacza to, że koszt paliwa na jednostkę wytworzonej energii elektrycznej wynosi około 100 zł/MWh. Według danych Ministerstwa Gospodarki, koszt biomasy na jednostkę energii elektrycznej wynosi 231,4 zł/MWh. Zatem sumaryczny koszt produkcji 1 MWh energii elektrycznej z biomasy we współspalaniu z węglem wynosi około 307,4 zł.

- **Energetyka wodna** - Źródłem najdłużej produkującym odnawialną energię elektryczną w Polsce są elektrownie wodne. Według danych Ministerstwa Gospodarki, koszt jednostkowy produkcji 1 MWh energii elektrycznej w elektrowniach wodnych wyniósł w 2010 r. od 280 zł/MWh [EiC] w przypadku elektrowni wodnych o mocy zainstalowanej poniżej 10 MW do 97,91 zł/MWh w przypadku dużych elektrowni wodnych. Nowe obiekty dużej energetyki wodnej charakteryzują się o wiele wyższymi kosztami jednostkowymi wynoszącymi nawet 360 zł/MWh.
- **Energetyka biogazowa** - Stosunkowo młoda technologia odnawialna jaką są biogazownie, charakteryzuje się dużym zróżnicowaniem nakładów inwestycyjnych oraz kosztów eksploatacyjnych. Zakładając 20 letni czas życia jednostki wytwórczej, jednostkowe koszty wytworzenia 1 MWh energii elektrycznej wynoszą od 446 zł/MWh do 545 zł/MWh w przypadku małych biogazowni (<1 MW) (obliczenia własne bazujące na danych Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, zwanego dalej „POIiŚ”).

W celu optymalizacji systemu wsparcia zawartego w ustawie z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn zm.) założono, iż konieczna jest modyfikacja mechanizmu świadectw pochodzenia w taki sposób, aby dla każdej z technologii ustalić inny minimalny gwarantowany poziom pomocy finansowej. Taka optymalizacja zapewni bardziej zrównoważony rozwój źródeł opartych o wszystkie technologie OZE, oraz pozwoli kierować wsparcie dla tych technologii, które najbardziej go potrzebują. Ponadto zasadna wydaje się, zmiana metody wyliczania opłaty zastępczej, która w obecnym systemie podlega corocznej waloryzacji i wpływa na nieuzasadnione zwiększanie kosztów całego systemu. Wprowadzenie stałej stawki opłaty zastępczej wprowadzi także większą stabilność na rynku kredytowym oraz ułatwi przedsiębiorcom wykonywanie projekcji finansowych. Drugim elementem nowego systemu będzie wprowadzenie stałych taryf gwarantowanych – tzw. Feed-in, co zapewni rozwój źródeł o niewielkich mocach, wykorzystujących lokalnie dostępne zasoby.

⁶⁾ Źródło: Krzysztof Musiał, „Porównanie technologii wytwarzania energii elektrycznej w Polsce”; Energoprojekt Katowice S.A.; publikacja udostępniona na stronie internetowej: <http://www.cyf.gov.pl/pdf/rej/rej6.pdf>

Poniżej opisano założenia projektodawcy w zakresie rozwoju poszczególnych technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii.

I. Energetyka wodna

Szczególne znaczenie o charakterze uniwersalnym mają elektrownie wodne, które wykorzystują energię spadku rzek. Do energetycznego wykorzystania wody niezbędny jest spadek, a więc także spiętrzenie wód płynących. Obiekty piętrzące oprócz wykorzystania energii spadku wody spełniają różne funkcje do których można zaliczyć zwiększanie retencji, poprawę bezpieczeństwa powodziowego a także przeciwdziałanie suszy. Elektrownie wodne powstają przy obiektach technicznych piętrzących wodę – jazach oraz zaporach. Energetyka wodna charakteryzuje się bardzo dużymi kosztami inwestycyjnymi związanymi z przekształceniami terenu, budową zabudowy regulacyjnej cieków oraz budową elementu energetycznego. Koszty eksploatacyjne wybudowanego obiektu są relatywnie niskie i są związane z bieżącymi naprawami i utrzymaniem majątku. Produktywność energetyki wodnej jest zależna od dopływu naturalnego i jest relatywnie wysoka. Z punktu widzenia krajowego systemu elektroenergetycznego energetyka wodna ma bardzo duże możliwości pracy w systemie regulacyjnym co poprawia jego niezawodność.

Potencjał hydroenergetyczny Polski ocenia się na 23 TWh/rok (teoretyczny), 12 TWh/rok (techniczny) oraz 8,5 TWh/rok (ekonomiczny). Dane dotyczące potencjału teoretycznego i technicznego pochodzą z „teoretycznego i technicznego katastru sił wodnych Polski” opracowanego przez działający w latach 1953-1961 zespół specjalistów pod kierunkiem prof. A.Hoffmanna. Opracowaniem objęto wszystkie rzeki lub ich odcinki o potencjale jednostkowym przekraczającym 100 kW/km. Ponieważ ocena potencjału technicznego odzwierciedla stan techniki z lat 50-tych, w środowisku hydroenergetyków coraz częściej mówi się dziś o potrzebie aktualizacji tych danych. Dane te zostały potwierdzone badaniami wykonanymi w 2005 r. przez firmę Energoprojekt Warszawa S.A. Dane dotyczące potencjału ekonomicznego (potencjału, którego zagospodarowanie jest ekonomicznie uzasadnione) są z natury niepewne i wrażliwe na prowadzoną przez państwo politykę energetyczną i ekologiczną, a także przyjęte kierunki działania administracji państwowej w zakresie gospodarki wodnej, infrastruktury drogowej i żeglugowej oraz pozostałych dziedzin życia społeczno-gospodarczego kraju. Roczna produkcja energii elektrycznej w energetyce wodnej w Polsce w 2011 r. wyniosła 2390 GWh co oznacza, że potencjał teoretyczny jest wykorzystywany w ok. 11%, a techniczny w ok. 20%. Porównanie wykorzystania potencjału hydroenergetycznego Polski z innymi Państwami UE stawia nasz kraj na ostatnim miejscu.

Założeniami projektodawcy jest aby doszło do pozytywnej decyzji w sprawie budowy stopnia wodnego Ciecchinek-Nieszawa wraz z turbozespołem o mocy 80-100 MW i rocznej produkcji

energii elektrycznej około 410 GWh. Ostateczne przekazanie elektrowni do eksploatacji powinno nastąpić do roku 2020. Oprócz budowy tego stopnia zakłada się dalszy rozwój energetyki wodnej w niższych przedziałach mocowych. Oczekuje się wzrostu mocy zainstalowanej w elektrowniach poniżej 1 MW o 4 MW/rok, a w elektrowniach o mocy zainstalowanej od 1MW do 10MW – o 6 MW/rok. Przy tych założeniach, moc zainstalowana w przepływowych elektrowniach wodnych osiąga w roku 2020 wartość około 1152 MW, zaś średnioroczna produkcja z dopływu ponad 2969 GWh.

II. Energetyka biomasowa

Energetyka biomasowa charakteryzuje się następującymi czynnikami: duży koszt inwestycyjny na jednostkę mocy, duże koszty stałe związane z eksploatacją obiektu (w tym koszty zakupu paliwa – biomasy), wysoka produktywność, średnia dyspozycyjność oraz niskie zdolności regulacyjne. Budowa nowych, stabilnych bloków dedykowanych do opalania wyłącznie paliwem biomasowym zwiększa pojemność mocową krajowego systemu energetycznego co zapewnia zwiększenie niezawodności jego pracy oraz ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Źródła biomasowe optymalizują gospodarkę odpadową w przemysłach drzewnym, leśnym, papierniczym, meblarskim, spożywczym, rolniczym, a także wszystkich innych, gdzie w trakcie procesu produkcyjnego mogą powstawać odpady o charakterze biomasy do termicznego odzyskania energii. Energetyka biomasowa tworzy rynek biomasy rolniczej dedykowanej do odzyskania zawartej w niej energii chemicznej, co pobudza tworzenie nowych miejsc pracy oraz cały sektor gospodarki rolnej. Należy stwierdzić, że sprawność wytwarzania energii w elektrociepłowniach pracujących w systemie wysokosprawnej kogeneracji jest wyższa niż w elektrowniach kondensacyjnych, niemniej jednak udział kosztów paliwa do wytworzenia tej samej ilości energii elektrycznej jest wyższy w elektrociepłowniach pracujących w systemie wysokosprawnej kogeneracji niż w przypadku elektrowni kondensacyjnych. Z tego względu koszty eksploatacyjne związane z zakupem paliwa na wytworzenie określonej ilości energii elektrycznej są relatywnie niższe w elektrowniach kondensacyjnych. Natomiast sumaryczna ilość energii wytworzonej w elektrowniach kondensacyjnych jest niższa niż w elektrociepłowniach pracujących w systemie wysokosprawnej kogeneracji. Z tego względu wsparcie dla technologii biomasowej CHP powinno być wyższe niż dla elektrowni wytwarzających wyłącznie energię elektryczną w jednostkach dedykowanych.

Założeniami projektodawcy jest aby stworzyć optymalne warunki do budowy nowych mocy aż do osiągnięcia 1550 MW w roku 2020. Zakłada się iż, największe przyrosty powinny nastąpić w latach po wejściu w życie ustawy tj. 2013 - 2015.

III. Energetyka wiatrowa na łądzie

Sektor energetyki wiatrowej rozpoczął swój intensywny rozwój w Polsce od momentu wprowadzenia systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii tj. od 2005 r. Energetyka wiatrowa charakteryzuje się niskimi nakładami inwestycyjnymi na moc zainstalowaną, niską produktywnością (ok. 20%), bardzo niską dyspozycyjnością oraz praktycznie brakiem jakichkolwiek zdolności regulacyjnych. Budowa nowych mocy wiatrowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest uwarunkowana znacznymi nakładami na infrastrukturę sieciową, w szczególności przesyłową oraz dalszym zwiększaniem całkowitej pojemności systemu. Energetyka wiatrowa jest technologią stymulującą rynek pracy w sektorze usług oraz budowlanym a także w przemysłach lekkim, metalurgicznym oraz stoczniowym. Budowanie nowych mocy wiatrowych może spowodować także rozwój polskich ośrodków badawczych oraz polskich przedsiębiorstw oferujących rozwiązania na rynek krajowy.

Założeniami projektodawcy jest aby moc zainstalowana w energetyce wiatrowej rosła w sposób stabilny i zrównoważony po ok. 450MW rocznie w przypadku dużych źródeł oraz po ok. 60-80 MW rocznie dla małych instalacji. W 2020 r. łączna moc zainstalowana w lądowej energetyce wiatrowej nie powinna przekroczyć 6100 MW, co zapewni stabilność i bezpieczeństwo pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

IV. Energetyka wiatrowa na morzu

Sektor morskiej energetyki wiatrowej (tzw. off-shore) rozwija się bardzo dynamicznie w różnych regionach świata. Technologia ta charakteryzuje się relatywnie wysokimi nakładami inwestycyjnymi na moc zainstalowaną, średnią produktywnością (3500-4500 kWh/kW/rok), bardzo niską dyspozycyjnością oraz brakiem zdolności regulacyjnych. Budowa nowych mocy wiatrowych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym jest uwarunkowana znacznymi nakładami na infrastrukturę sieciową, w szczególności przesyłową (wyprowadzenie mocy na polską wyłączną strefę ekonomiczną) oraz dalszym zwiększaniem całkowitej pojemności systemu. Energetyka wiatrowa na morzu jest technologią stymulującą rynek pracy w sektorze usług oraz budowlanym a także w przemysłach lekkim, metalurgicznym oraz stoczniowym. Budowanie nowych mocy wiatrowych może spowodować także rozwój polskich ośrodków badawczych oraz polskich przedsiębiorstw oferujących rozwiązania na rynek krajowy.

Projekt ma spowodować stworzenie warunków do uruchomienia pierwszej morskiej farmy wiatrowej do roku 2020, która miałaby ok. 500 MW mocy zainstalowanej.

V. Energetyka biogazowa

Biogazownie rolnicze charakteryzują się wysokimi kosztami inwestycyjnymi w przeliczeniu na jednostkę mocy oraz wysokimi kosztami eksploatacyjnymi, związanymi głównie z zakupem substratów do wytwarzania biogazu. Jednocześnie optymalne lokalizowanie biogazowni

pracujących na substratach rolniczych oraz substratach z przemysłu spożywczego i rolnego powodują znaczne obniżenie kosztów eksploatacyjnych. Zgodnie z założeniami biogazownie powinny pracować na lokalnie dostępnych surowcach i zasobach, co zwiększa zatrudnienie w regionie oraz tworzy nowy, lokalny rynek surowcowy. Biogazownie są źródłami o bardzo wysokiej sprawności, a w przypadku budowy zbiorników magazynowania paliwa charakteryzują się pewnymi zdolnościami regulacyjnymi. Biogazownie aktywizują obszary produkcji rolnej oraz wpływają na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla odbiorców końcowych. Założeniem projektodawcy jest aby doprowadzić do takiego rozwoju biogazowni aby moc zainstalowana przyrastała o 50 MW/rocznie do roku 2017, następnie o 100 MW/rok w latach 2017-2018 oraz o 250 MW/rok w latach 2019-2020. Sumaryczna moc zainstalowana w roku 2020 powinna osiągnąć poziom 980 MW.

VI. Energetyka słoneczna – fotowoltaiczna

Energetyka słoneczna fotowoltaiczna jest technologią bardzo słabo rozwiniętą w Polsce. Technologia ta charakteryzuje się bardzo niską sprawnością, na którą wpływ ma słabe nasłonecznienie obszaru Polski. Przemiana energii słonecznej na energię elektryczną występuje w modułach fotowoltaicznych, których koszt wytworzenia jest bardzo wysoki. Powoduje to, iż koszty pozyskania energii elektrycznej ze słońca są obecnie najwyższymi w porównaniu do wszystkich innych technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii. Zaletą energetyki słonecznej fotowoltaicznej jest relatywnie niski koszt eksploatacyjny, który sprowadza się do utrzymania majątku oraz drobnych działań konserwatorskich. Dyspozycyjność energetyki słonecznej jest znikoma, choć należy podkreślić, że najwyższa produktywność urządzeń występuje w czasie największego poboru energii tj. w ciągu dnia.

Zakłada się, iż wsparcie dla energetyki słonecznej powinno doprowadzić do zwiększenia dynamiki wzrostu mocy zainstalowanej. Projektodawca zakłada przyrosty roczne od 50 do 90 MW/rok a sumaryczną moc zainstalowaną w roku 2020 na ok. 600 MW.

VII. Energetyka geotermalna

Na możliwość wykorzystania energetyki geotermalnej do wytwarzania energii elektrycznej wpływa przede wszystkim występowanie odpowiednich warunków geologicznych. Ocena przydatności źródła przez wysokowykwalifikowanych geologów może zostać wykonana po przeprowadzeniu szczegółowych badań sejsmicznych oraz wykonaniu odwiertu próbnego. Poszukiwanie odpowiednich warunków umożliwiających lokalizację elektrowni geotermalnej przypomina proces poszukiwania złóż paliw konwencjonalnych. Na obszarze Polski występują głównie zasoby o charakterze wód nisko oraz średnotemperaturowych umożliwiających pozyskanie ciepła oraz w nielicznych przypadkach energii elektrycznej. Koszty inwestycyjne

związane z budową elektrowni geotermalnej wykorzystującej dolne źródło ciepła są bardzo wysokie w związku z koniecznością wykonania kosztownych odwiertów. Eksploatacja odwiertu geologicznego do pozyskiwania ciepła wymaga prowadzenia ciągłych badań składu chemicznego wody oraz prowadzenia działań naprawczych w związku z możliwością kolmatacji otworu. W ramach realizacji inwestycji istnieje wysokie ryzyko związane z poszukiwaniem odpowiedniego ujęcia geotermalnego, dlatego też dla inwestycji geotermalnych ustalono wyższą wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego. Zakłada się, iż poziom wsparcia umożliwi, w perspektywie do roku 2020, budowę pierwszych, pilotowych instalacji wytwarzających energię elektryczną w oparciu o energię geotermalną.

VIII. Biogazownie składowiskowe oraz biogazownie przy oczyszczalniach ścieków

Biogazownie składowiskowe oraz biogazownie zlokalizowane przy oczyszczalniach ścieków są zaprojektowane do pracy w ściśle określonych warunkach i na ściśle określonym substracie. Biogazownie składowiskowe wykorzystują biogaz o dużej zawartości metanu tworzącego się z materii organicznej deponowanej na składowiskach odpadów komunalnych. Do eksploatacji biogazowni składowiskowych niezbędne jest wcześniejsze przeprowadzenie prac ziemnych do optymalnego odgazowania składowiska i pozyskania możliwie najwyższej ilości wysokokalorycznego biogazu. Duże zanieczyszczenie biogazu składowiskowego substancjami niepożądanymi powoduje konieczność zakupu kosztownych instalacji do jego podczyszczania. Lokalizacja biogazowni składowiskowych w zasadzie wyklucza możliwość zagospodarowania ciepła, więc większość instalacji wytwarza wyłącznie energię elektryczną. Biogazownie przy oczyszczalniach ścieków pracują na osadzie ściekowym, który w trakcie fermentacji beztlenowej podlega stabilizacji. Wykorzystanie osadu ściekowego do wytwarzania biogazu a następnie energii elektrycznej jest rozwiązaniem pożądanym i przynosi większe zalety niż poddawanie osadów procesowi kompostowania. Biogazownie przy oczyszczalniach ścieków dysponują stałym dopływem substratu – osadu, który charakteryzuje się na tyle stabilnymi parametrami, iż nie występuje konieczność dalszego kosztownego oczyszczania wytwarzanego biogazu. Energia elektryczna wytwarzana ze spalania biogazu może być wprowadzana do sieci, ale także służyć do zasilania urządzeń oczyszczalni. W biogazowni przy oczyszczalni ścieków istnieją także lepsze możliwości dla zagospodarowania wytwarzanego ciepła co powoduje, iż wiele obiektów pracuje w systemie kogeneracyjnym.

Zakłada się bardzo niewielki wzrost energetycznego wykorzystania biogazu pochodzącego ze składowisk odpadów z uwagi na fakt, iż najlepsze lokalizacje są już zagospodarowane. Przepisy dotyczące ograniczenia w deponowaniu frakcji biodegradowalnej powodują, iż w przyszłości nie będzie nowych obiektów z potencjałem do wytwarzania biogazu.

IX. Współspalanie biomasy z paliwami kopalnymi

Obowiązujący w Polsce system wsparcia, który jest jednakowy dla wszystkich technologii spowodował dynamiczny rozwój technologii charakteryzujących się najniższym kosztem wytworzenia energii elektrycznej w jednostce czasu. System wsparcia objął także technologię współspalania biomasy z paliwami kopalnymi, gdzie część energii elektrycznej wytworzonej z biomasy zostaje uznana za energię pochodzącą z odnawialnych źródeł energii na którą przysługuje świadectwo pochodzenia. Koszty inwestycyjne związane z dostosowaniem istniejących bloków do współspalania biomasy są bardzo niewielkie i polegają głównie na budowie nowego podajnika biomasy, hali magazynowania biomasy oraz placów manewrowych. Współspalanie biomasy charakteryzuje się głównie kosztami stałymi związanymi z zakupem paliwa – biomasy oraz utrzymaniem majątku. Technologia współspalania powoduje mobilizację rynku biomasy, a co za tym idzie pozytywnie wpływa na sektory mające związek z tym paliwem. Założeniami projektodawcy jest wycofanie wsparcia dla technologii współspalania i wykorzystanie paliwa – biomasy do wykorzystania w nowych mocach dedykowanych do spalania wyłącznie paliwa biodegradowalnego, lub paliwa biodegradowalnego i odpadów (spalanie hybrydowe).

Na podstawie ogólnodostępnych analiz branżowych, międzynarodowych opracowań problemowych oraz analizy rynku przeprowadzonej w Ministerstwie Gospodarki (która polegała na weryfikacji danych wrażliwych przekazywanych przez przedsiębiorców), wypracowano przedział tzw. współczynników, które będą korygować poziom wsparcia udzielanego dla poszczególnych źródeł koncesjonowanych podłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Zaproponowany system, zapewni stabilność warunków inwestowania w źródła odnawialne, oraz zabezpieczy poziom wsparcia, przed ewentualnymi wzrostami cen energii, co spowodowałoby znaczne obciążenie odbiorcy końcowego i niekontrolowany rozrost źródeł OZE. Technologie, których wewnętrzna stopa zwrotu nie jest wystarczająco wysoka, będą mogły korzystać ze wsparcia bezpośredniego w formie dotacji krajowych lub międzynarodowych, co zapewni ich rentowność oraz powstawanie nowych mocy.

W ramach ustalania wysokości współczynników technologicznych dokonano pewnych założeń i uproszczeń ekonomicznych w celu zachowania porównywalności wszystkich technologii. Należy przy tym pamiętać, iż projektodawca założył podział większości technologii ze względu na wielkość, co ma szczególne znaczenie dla prawidłowego odzwierciedlenia realnych kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych.

Ponadto, iż poniższe założenia poczyniono na gruncie przepisów obowiązujących, stąd też siłą rzeczy fragment ten pokazuje aktualne dane, a także odnosi się do instytucji obecnie funkcjonujących (sprzedawca z urzędu).

1. Założenia dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, wytworzonej w instalacji o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 200 kW do 500 kW:

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 16000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 2800 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = $7000\text{kWh}_{\text{ee}}/\text{kW}_{\text{ee}}$.
- Ilość ciepła wytwarzanego w ciągu roku = $7000\text{kWh}_{\text{th}}$.
- Roczne wykorzystanie wytwarzanego ciepła na potrzeby własne gospodarstwa niezwiązane z wytwarzaniem energii = 30%.
- Roczna sprzedaż ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 20%.
- Cena sprzedaży ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 24zł/GJ ($86,4\text{zł}/\text{MWh}_{\text{th}}$).
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE, wartości majątkowej świadectw pochodzenia kogeneracji, gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu oraz ceny zakupu ciepła sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Świadectwa pochodzenia za wytwarzanie energii w skojarzeniu w jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1MW – przyjęto, że przychody będą wynosiły 121 zł/MWh wytworzonej energii

elektrycznej (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej obowiązującej w 2012 r. – Informacja Prezesa URE (nr 16/2011) w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2012 roku, opublikowana na stronie internetowej URE).

- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

2. Założenia dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, wytworzonej w instalacji o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 500 kW do 1 MW:

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 15500 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 2800 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 7000kWh_{ce}/kW_{ee}.
- Ilość ciepła wytwarzanego w ciągu roku = 7000kWh_{th}.
- Roczne wykorzystanie wytwarzanego ciepła na potrzeby własne gospodarstwa niezwiązane z wytwarzaniem energii = 20%.
- Roczna sprzedaż ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 20%.
- Cena sprzedaży ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 24zł/GJ (86,4zł/MWh_{th}).
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.

- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE, wartości majątkowej świadectw pochodzenia kogeneracji, gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu oraz ceny zakupu ciepła sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Świadectwa pochodzenia za wytwarzanie energii w skojarzeniu w jednostce kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1MW – przyjęto, że przychody będą wynosiły 121 zł/MWh wytworzonej energii elektrycznej (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej obowiązującej w 2012 r. – Informacja Prezesa URE (nr 16/2011) w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2012 roku, opublikowana na stronie internetowej URE).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

3. Założenia dla energii wytworzonej z biogazu rolniczego, wytworzonej w instalacji o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 1 MW:

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 13500 zł/kW.

- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 2300 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = $7000\text{kWh}_{\text{ee}}/\text{kW}_{\text{ee}}$.
- Ilość ciepła wytwarzanego w ciągu roku = $7000\text{kWh}_{\text{th}}$.
- Roczne wykorzystanie wytwarzanego ciepła na potrzeby własne gospodarstwa niezwiązane z wytwarzaniem energii = 40%.
- Roczna sprzedaż ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 5%.
- Cena sprzedaży ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 24zł/GJ ($86,4\text{zł}/\text{MWh}_{\text{th}}$).
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE, wartości majątkowej świadectw pochodzenia kogeneracji, gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu oraz ceny zakupu ciepła sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Przychodem będą świadectwa pochodzenia za wytwarzanie energii w skojarzeniu w jednostce kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła powyżej 1MW – przyjęto, że przychody będą wynosiły 28,2 zł/MWh wytworzonej energii elektrycznej (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej obowiązującej w 2012 r. – Informacja Prezesa URE (nr 16/2011) w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2012 roku, opublikowana na stronie internetowej URE).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.

- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
 - W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
 - W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.
4. Założenia dla energii wytworzonej z biogazu pozyskanego z surowców pochodzących ze składowisk odpadów, wytworzonej w instalacji o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 200 kW:
- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
 - Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 8700 zł/kW.
 - Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 1600 zł/kW.
 - Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 7000kWh_{ce}/kW_{ee}.
 - Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
 - Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
 - Spadek sprawności wytwarzania energii elektrycznej spowodowany wyczerpywaniem się paliwa – biogazu składowiskowego wynosi 3 % w skali roku.
 - Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
 - Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
 - Z uwagi na specyficzny charakter biogazowni przyskładowiskowych oraz przy oczyszczalniach ścieków nie zakładano wytwarzania ciepła w skojarzeniu, czego

wynikiem jest także brak dochodów z tytułu jego sprzedaży oraz brak dochodów z tytułu świadectw pochodzenia z kogeneracji.

- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

5. Założenia dla energii wytworzonej z biogazu pozyskanego z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków, wytworzonej w instalacji o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 200 kW:

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 6000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 1900 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 7000kWh_{ce}/kW_{ee}.
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na

stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).

- Z uwagi na specyficzny charakter biogazowni przykładowiskowych oraz przy oczyszczalniach ścieków nie zakładano wytwarzania ciepła w skojarzeniu, czego wynikiem jest także brak dochodów z tytułu jego sprzedaży oraz brak dochodów z tytułu świadectw pochodzenia z kogeneracji.
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

6. Założenia dla energii wytworzonej z biomasy spalanej w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 MW:

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 14000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 1900 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 7000kWh_{ee}/kW_{ce}.
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE, wartości majątkowej świadectw pochodzenia kogeneracji, gwarantowanej ceny zakupu

energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu oraz ceny zakupu ciepła sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym.

- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

7. Założenia dla energii wytworzonej z biomasy spalanej w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 MW:

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 15000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 2900 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 7000kWh_{ee}/kW_{ee}.
- Ilość ciepła wytwarzanego w ciągu roku = 7000kWh_{th}.
- Roczne wykorzystanie wytwarzanego ciepła na potrzeby własne zakładu niezwiązane z wytwarzaniem energii = 5%.
- Roczna sprzedaż ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 55%.
- Cena sprzedaży ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 24zł/GJ (86,4zł/MWh_{th}).

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE, wartości majątkowej świadectw pochodzenia kogeneracji, gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu oraz ceny zakupu ciepła sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Przychodem będą świadectwa pochodzenia za wytwarzanie energii w skojarzeniu w jednostce kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła powyżej 1MW – przyjęto, że przychody będą wynosiły 28,2 zł/MWh wytworzonej energii elektrycznej (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej obowiązującej w 2012 r. – Informacja Prezesa URE (nr 16/2011) w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2012 roku, opublikowana na stronie internetowej URE).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

8. Założenia dla energii wytworzonej z biomasy spalanej w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 MW do 50 MW:

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 13000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 1700 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = $7000 \text{ kWh}_{\text{ee}}/\text{kW}_{\text{ce}}$.
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE, wartości majątkowej świadectw pochodzenia kogeneracji, gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu oraz ceny zakupu ciepła sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.

- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

9. Założenia dla energii wytworzonej z biomasy spalanej w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 MW do 50 MW:

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 14000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 2600 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 7000kWh_{ee}/kW_{ee}.
- Ilość ciepła wytwarzanego w ciągu roku = 7000kWh_{th}.
- Roczne wykorzystanie wytwarzanego ciepła na potrzeby własne zakładu niezwiązane z wytwarzaniem energii = 5%.
- Roczna sprzedaż ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 55%.
- Cena sprzedaży ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 24zł/GJ (86,4zł/MWh_{th}).
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE, wartości majątkowej świadectw pochodzenia kogeneracji, gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu oraz ceny zakupu ciepła sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Przychodem będą świadectwa pochodzenia za wytwarzanie energii w skojarzeniu w jednostce kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła powyżej 1MW – przyjęto, że przychody będą wynosiły 28,2 zł/MWh wytworzonej energii elektrycznej (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej obowiązującej w 2012 r. – Informacja

Prezesa URE (nr 16/2011) w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2012 roku, opublikowana na stronie internetowej URE).

- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

10. Założenia dla energii wytworzonej z biomasy spalanej w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 50 MW:

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 12000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 1500 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 7000kWh_{ee}/kW_{ee}.
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE, wartości majątkowej świadectw pochodzenia kogeneracji, gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu oraz ceny zakupu ciepła sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym

mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).

- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

11. Założenia dla energii wytworzonej z biomasy spalanej w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 50 MW:

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 13000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 2200 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 7000kWh_{ee}/kW_{ce}.
- Ilość ciepła wytwarzanego w ciągu roku = 7000kWh_{th}.
- Roczne wykorzystanie wytwarzanego ciepła na potrzeby własne zakładu niezwiązane z wytwarzaniem energii = 5%.
- Roczna sprzedaż ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 50%.
- Cena sprzedaży ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 24zł/GJ (86,4zł/MWh_{th}).
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.

- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE, wartości majątkowej świadectw pochodzenia kogeneracji, gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu oraz ceny zakupu ciepła sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Przychodem będą świadectwa pochodzenia za wytwarzanie energii w skojarzeniu w jednostce kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła powyżej 1MW – przyjęto, że przychody będą wynosiły 28,2 zł/MWh wytworzonej energii elektrycznej (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej obowiązującej w 2012 r. – Informacja Prezesa URE (nr 16/2011) w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2012 roku, opublikowana na stronie internetowej URE).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

12. Założenia dla energii wytworzonej z biomasy spalanej w układach wielopaliwowych:

- W obliczeniach założono, że wsparcie dla tej mało efektywnej i archaicznej technologii powinno być docelowo całkowicie wygaszone.

- Założono, że współspalanie jest metodą wytwarzania energii elektrycznej polegającą na wykorzystaniu już istniejących mocy w związku z czym koszty inwestycyjne są na tyle niskie, że zostaną pominięte – CAPEX = 0.
- Założono, że spalanie wielopaliwowe jest mało efektywną metodą wytwarzania energii elektrycznej, która nie przyczynia się do budowy nowych mocy a tym samym zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju.
- Pomimo, iż współspalanie wielopaliwowe kreuje rynek biomasy oraz tworzy miejsca pracy w tym sektorze, właściwsze wydaje się skierowanie wsparcia dla nowych mocy, które ten rynek przejmą oraz rozwiną.
- Założono, że sprawność przemiany energii zawartej w biomasy na energię elektryczną wynosi 37%.
- Założono różne koszty pozyskania biomasy od 25 – 30 zł/GJ (90-108 zł/MWh).
- Koszty eksploatacyjne związane z utrzymaniem majątku założono na poziomie 14,3 zł/MWh (100zł/kW/rok).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Założono, że minimalny współczynnik korygujący świadectwa pochodzenia przyznawane dla procesu współspalania biomasy z paliwami kopalnymi powinien zapewniać co najmniej pokrycie kosztów eksploatacyjnych utrzymaniowych oraz kosztów eksploatacyjnych zakupu paliwa – biomasy.
- Opłacalność inwestycji jest determinowana wyłącznie oszczędnościami z tytułu unikniętej emisji CO₂.

warianty	jednostki	A1	A2	A3	A4	A5	A6
sprawność	MWh/rok	7000,00	7000,00	7000,00	7000,00	7000,00	7000,00
cena biomasy	PLN/GJ	25,00	26,00	27,00	28,00	29,00	30,00

cena biomasy	PLN/MWh	90,00	93,60	97,20	100,80	104,40	108,00
sprawność procesu	%	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00	37,00
zakładany współczynnik dla technologii		0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30
zakładana cena energii elektrycznej i świadectwa pochodzenia	PLN/MWh	281,00	281,00	281,00	281,00	281,00	281,00
koszty eksploatacyjne - utrzymaniowe	mln PLN	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
koszty eksploatacyjne - cena biomasy	mln PLN	<u>1,70</u>	<u>1,77</u>	<u>1,84</u>	<u>1,91</u>	<u>1,98</u>	<u>2,04</u>
razem koszty eksploatacyjne	mln PLN	<u>1,80</u>	<u>1,87</u>	<u>1,94</u>	<u>2,01</u>	<u>2,08</u>	<u>2,14</u>
przychód ze sprzedaży energii i świadectw pochodzenia	mln PLN	<u>1,97</u>	<u>1,97</u>	<u>1,97</u>	<u>1,97</u>	<u>1,97</u>	<u>1,97</u>
dochód brutto	mln PLN	<u>0,16</u>	<u>0,10</u>	<u>0,03</u>	<u>-0,04</u>	<u>-0,11</u>	<u>-0,18</u>
przewidywany uniknięty koszt zakupu uprawnień do emisji CO ₂ przy założeniu 0,7t/1MWh i 20PLN/t	mln PLN	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10

13. Założenia dla energii wytworzonej z biopłynów

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 13000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 2200 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 7000kWh_{ec}/kW_{ec}.
- Ilość ciepła wytwarzanego w ciągu roku = 7000kWh_{th}.
- Roczne wykorzystanie wytwarzanego ciepła na potrzeby własne zakładu niezwiązane z wytwarzaniem energii = 5%.
- Roczna sprzedaż ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 50%.
- Cena sprzedaży ciepła dla odbiorców zewnętrznych = 24zł/GJ (86,4zł/MWh_{th}).
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE, wartości majątkowej świadectw pochodzenia kogeneracji, gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu oraz ceny zakupu ciepła sprzedawanego odbiorcom zewnętrznym.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką

należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).

- Przychodem będą świadectwa pochodzenia za wytwarzanie energii w skojarzeniu w jednostce kogeneracji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła powyżej 1MW – przyjęto, że przychody będą wynosiły 28,2 zł/MWh wytworzonej energii elektrycznej (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej obowiązującej w 2012 r. – Informacja Prezesa URE (nr 16/2011) w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2012 roku, opublikowana na stronie internetowej URE).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

14. Założenia dla energii wytworzonej w instalacji wykorzystującej promieniowanie słoneczne o mocy zainstalowanej powyżej 100 kW do 1 MW, montowanej wyłącznie na budynkach:

- eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 6300 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 50,4 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = $950\text{kWh}_{\text{ce}}/\text{kW}_{\text{ee}}$.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża) z ratami równymi.
- Koszty Spadek sprawności wytwarzania energii elektrycznej wynosi 0,8% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę zaciągniętego kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

15. Założenia dla energii wytworzonej w instalacji wykorzystującej promieniowanie słoneczne o mocy zainstalowanej powyżej 100 kW do 1 MW, montowanej wyłącznie poza budynkami:

- eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 6100 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 50,4 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 950kWh_{ec}/kW_{ec}.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża) z ratami równymi.
- Koszty Spadek sprawności wytwarzania energii elektrycznej wynosi 0,8% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę zaciągniętego kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

16. Założenia dla energii wytworzonej w instalacji wykorzystującej promieniowanie słoneczne o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW do 10 MW:

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 6000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 36 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 1000kWh_{ce}/kW_{ee}.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża) z ratami równymi.
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Spadek sprawności wytwarzania energii elektrycznej wynosi 0,8% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę zaciągniętego kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

17. Założenia dla energii wytworzonej w instalacji wykorzystującej energię geotermalną

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 20000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 500 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 7500 kWh_{ee}/kW_{ce}.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża) z ratami równymi.
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 25% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

18. Założenia dla energii wytworzonej w instalacji wykorzystującej energię wiatru o mocy zainstalowanej powyżej 100 kW do 500 kW

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 6800 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 150 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 2000kWh_{ee}/kW_{ce}.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża) z ratami równymi.
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

19. Założenia dla energii wytworzonej w instalacji wykorzystującej energię wiatru o mocy zainstalowanej powyżej 500 kW

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 6200 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 175 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 2200kWh_{ee}/kW_{ce}.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża) z ratami równymi.
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

20. Założenia dla energii wytworzonej w instalacji wykorzystującej energię wiatru na morzu

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 13500 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 300 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 3900kWh_{ce}/kW_{ee}.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża) z ratami równymi.
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 25% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

21. Założenia dla energii wytworzonej w elektrowniach wodnych o mocy zainstalowanej powyżej 75 kW do 1MW

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 14000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 600 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 3900kWh_{ee}/kW_{ce}.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża) z ratami równymi.
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

22. Założenia dla energii wytworzonej w elektrowniach wodnych o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW do 5 MW

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 16000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 700 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 4300kWh_{ee}/kW_{ce}.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża) z ratami równymi.
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

23. Założenia dla energii wytworzonej w elektrowniach wodnych o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW do 20 MW

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 20000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 700 zł/kW.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 4600kWh_{ee}/kW_{ce}.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża) z ratami równymi.
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

24. Założenia dla energii wytworzonej w elektrowniach wodnych o mocy zainstalowanej powyżej 20 MW

- Wsparcie w postaci świadectw pochodzenia OZE oraz gwarancji zakupu energii elektrycznej będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 35000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 685 zł/kW/rok.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 5400kWh_{ee}/kW_{ce}.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża) z ratami równymi.
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Przychody są wynikiem sumy wartości majątkowej ze świadectw pochodzenia OZE oraz gwarantowanej ceny zakupu energii elektrycznej przez tzw. sprzedawcę z urzędu.
- Opłata zastępcza OZE będzie stała i niezmienna i wyniesie 286,74 zł/MWh (Informacja Prezesa URE (nr 2/2012) w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2012 r., opublikowana na stronie internetowej URE) – przyjęto średnią wartość świadectwa pochodzenia OZE na poziomie 270 zł/MWh (tj. ok. 94% wartości opłaty zastępczej).
- Cena zakupu energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu będzie równa hurtowej cenie energii elektrycznej z rynku konkurencyjnego za rok poprzedzający rozpoczęcie obowiązywania wsparcia – przyjęto cenę z Informacji Prezesa URE (nr 10/2012) w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2011, opublikowanej na stronie internetowej URE, tj. ok. 200 zł/MWh.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE; cena ta będzie waloryzowana co rok o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego oraz spłatę zaciągniętego kredytu.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

Uwzględniając ww. założenia obliczono pierwsze wartości współczynników dla każdej technologii na lata 2013-2014.

Wyliczenia współczynników

Lp.	Rodzaj instalacji	współczynnik
1	biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej powyżej 200 kW do 500kW	1,50
2	biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej powyżej 500 kW do 1 MW	1,45
3	biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW	1,40
4	biogazownie wykorzystujące biogaz ze składowisk odpadów o mocy zainstalowanej powyżej 200 kW	1,10

5	biogazownie wykorzystujące biogaz z oczyszczalni ścieków o mocy zainstalowanej powyżej 200 kW	0,75
6	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 MW	1,30
7	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 MW	1,70
8	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 MW do 50 MW	1,05
9	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 MW do 50 MW	1,40
10	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 50 MW	0,95
11	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 50 MW	1,15
12	instalację wykorzystujące biomasę do spalania wielopaliwowego	0,30
13	instalacje wykorzystujące biopłyny	1,15
14	instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej powyżej 100kW do 1MW montowane wyłącznie na budynkach	2,85
15	instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej powyżej 100kW do 1MW montowane wyłącznie poza budynkami	2,75
16	instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej powyżej 1MW do 10MW	2,45
17	instalacje wykorzystujące energię wiatru o mocy zainstalowanej powyżej 100kW do 500 kW	1,20
18	instalacje wykorzystujące energię wiatru o mocy zainstalowanej powyżej 500 kW	0,90
19	instalacje wykorzystujące energię wiatru na morzu	1,80
20	elektrownie wodne o mocy zainstalowanej powyżej 75 kW do 1MW	1,60
21	elektrownie wodne o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW do 5MW	1,70
22	elektrownie wodne o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW do 20MW	2,00
23	elektrownie wodne o mocy zainstalowanej powyżej 20 MW	2,30
24	instalacja wykorzystujące energię geotermalną	1,20

Należy podkreślić, iż wyliczone stawki współczynników korekcyjnych oraz wynikające z nich całkowity poziom wsparcia uwzględnia zmianę cen towarów i usług oraz wynikającą z tego zjawiska zmianę wartości pieniądza w czasie. Projektując optymalizację systemu wsparcia projektodawca nie uwzględniał możliwości lokowania potencjalnych zysków na inne inwestycje mogące polepszyć końcowy bilans korzyści (zwiększyć stopę zwrotu). Należy zaznaczyć, iż przyjęcie formuły braku waloryzacji opłaty zastępczej, podobnie jak waloryzacja gwarantowanej

ceny zakupu, ma swoje pełne odzwierciedlenie w wartości wyżej wyliczonych współczynników korekcyjnych.

Z uwagi na fakt, iż każda z technologii charakteryzuje się spadkiem jednostkowych kosztów inwestycyjnych, założono następujące stawki degressywne dla okresu 2015-2017:

Lp.	Rodzaj instalacji	degresja współczynnika
1	biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej powyżej 200 kW do 500kW	-2,0 %
2	biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej powyżej 500 kW do 1 MW	-2,0 %
3	biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW	-2,0 %
4	biogazownie wykorzystujące biogaz ze składowisk odpadów o mocy zainstalowanej powyżej 200 kW	-3,5 %
5	biogazownie wykorzystujące biogaz z oczyszczalni ścieków o mocy zainstalowanej powyżej 200 kW	-3,5 %
6	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 MW	-2,0 %
7	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 MW	-2,0 %
8	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 MW do 50 MW	-2,0 %
9	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 MW do 50 MW	-2,0 %
10	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 50 MW	-2,0 %
11	instalacje wykorzystujące biomasę spalaną w układach dedykowanych lub w układach hybrydowych w wysokosprawnej kogeneracji (CHP) o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 50 MW	-2,0 %
12	instalację wykorzystującą biomasę do spalania wielopaliwowego	-20,0 %
13	instalacje wykorzystujące biopłyny	-2,0 %
14	instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej powyżej 100kW do 1MW montowane wyłącznie na budynkach	-5,5 %
15	instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej powyżej 100kW do 1MW montowane wyłącznie poza budynkami	-5,5 %
16	instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej powyżej 1MW do 10MW	-5,5 %
17	instalacje wykorzystujące energie wiatru o mocy zainstalowanej powyżej 100kW do 500 kW	-2,0 %
18	instalacje wykorzystujące energie wiatru o mocy zainstalowanej powyżej 500 kW	-2,5 %
19	instalacje wykorzystujące energie wiatru na morzu	0,0 %
20	elektrownie wodne o mocy zainstalowanej powyżej 75 kW do	-1,5 %

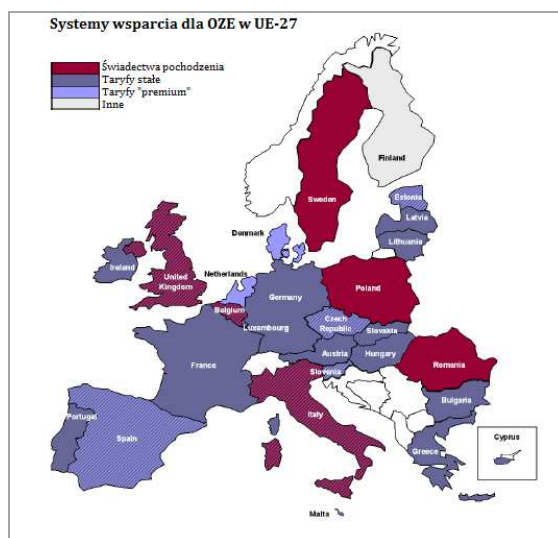
	1MW	
21	elektrownie wodne o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW do 5MW	-1,5 %
22	elektrownie wodne o mocy zainstalowanej powyżej 5 MW do 20MW	-1,5 %
23	elektrownie wodne o mocy zainstalowanej powyżej 20 MW	-2,0 %
24	instalacja wykorzystujące energię geotermalną	0,0 %

Wprowadzenie nowego systemu wsparcia dedykowanego dla mikro i małych instalacji OZE w projekcie ustawy

Systemy wsparcia energii ze źródeł odnawialnych w postaci *feed-in tariff* w państwach UE - analiza porównawcza stawek cen gwarantowanych ze szczególnym uwzględnieniem rodzaju technologii oraz mocy.

Wstęp

Na świecie istnieją zróżnicowane systemy wsparcia dla technologii odnawialnych źródeł energii. W Unii Europejskiej najbardziej popularnym jest system „taryf stałych” (tzw. FiT od angielskiego skrótu *feed-in tariff*), obowiązujący w 20 z 27 krajów Wspólnoty, jak również w Chinach, Australii, Japonii, Kanadzie, Stanach Zjednoczonych, Indiach i wielu innych.



Powyższy rysunek przedstawia systemy wsparcia dla OZE w Państwach Wspólnoty Europejskiej.

Źródło: Fraunhofer ISI

Architektura systemów wsparcia FiT w poszczególnych państwach jest różna i dopasowana do lokalnych warunków, w tym kosztów wytwarzania energii z odnawialnych źródeł energii. Głównymi czynnikami różnicującymi są:

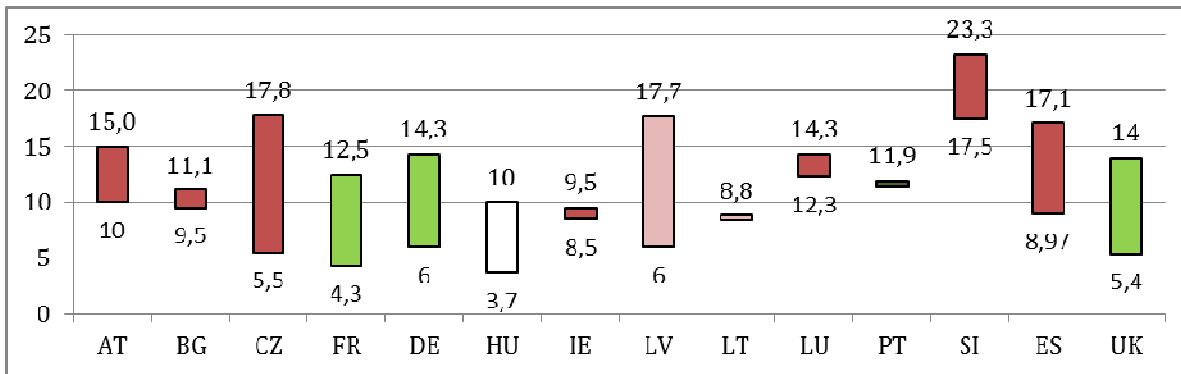
- **Wysokość wsparcia** dla poszczególnych technologii OZE, jak również klasyfikacja technologii (m.in. ich rodzaj, moc, wydajność) objętych wsparciem; wysokość wsparcia jest odwrotnie proporcjonalna do wielkości instalacji i najczęściej różna dla poszczególnych technologii;
- **Długość okresu wsparcia**, dla konkretnej inwestycji określona w latach (zazwyczaj 10-25 lat) od daty pierwszego uruchomienia instalacji;
- **System dodatkowych bonusów** (w ramach systemu FiT) udzielanych np. w związku ze zwiększoną produktywnością źródeł lub dla źródeł o mniejszej mocy;
- **Degresja** czyli planowane tempo zmian (zazwyczaj spadku) wysokości taryf (w stosunku do roku poprzedniego) dla instalacji oddawanych do użytku w kolejnych latach

Warto zwrócić uwagę, iż w niektórych państwach system stałych taryf FiT występuje jako dodatkowy mechanizm wsparcia (obok stosowanego np. w Polsce systemu świadectw pochodzenia lub systemu taryf typu *premium*, czyli taryfy wyższej od ceny rynkowej energii ale zmieniającej się dynamicznie i proporcjonalnie w stosunku do tej ceny). Służy on wówczas wsparciu pewnych, określonych przez ustawodawcę technologii, w tym bardzo często małych i mikro instalacji.

Poniżej przedstawiono przykładowe systemy FIT funkcjonujące w krajach Unii Europejskiej, w tym w szczególności Niemczech i Wielkiej Brytanii. Szczególną uwagę zwrócono na porównanie poziomów wsparcia dla wybranych technologii OZE, jak również różnice w funkcjonowaniu systemów.

Wsparcie dla instalacji na biomasę stałą i biopłynny

Wysokość wsparcia dla instalacji na biomasę w ramach systemu FiT w poszczególnych krajach UE zawiera się w przedziale od 3,4 do 24 ct/kWh. Wysokość wsparcia uzależniona jest zarówno od wielkości instalacji, rodzaju biomasy, jak również dostępności dodatkowych bonusów związanych z efektywnością instalacji czy skojarzonym wytwarzaniem energii.



Powyższy rysunek wskazuje wsparcie dla instalacji na biomasę w systemie FiT [ct/kWh] Źródło: opracowanie własne na podstawie: <http://www.res-legal.de>. Kolorami oznaczona jest długość okresu wsparcia: ciemnozielonym - 25 lat, zielonym 20 lat, czerwonym 15 lat, różowym 10 lat, białym – bez limitu. Uwaga: symbol „ct” oznacza 1/100 euro (eurocenty). W krajach takich jak Austria, Niemcy, Hiszpania i Bułgaria wysokość taryf stałych zależna jest zarówno od mocy instalacji (z preferencjami dla małych instalacji) oraz od rodzaju biomasy (z preferencjami dla biomasy odpadowej i upraw energetycznych). W Słowenii, Luksemburgu, Grecji oraz na Łotwie jedynym kryterium jest wielkość instalacji. Dla odmiany w Czechach i Irlandii wysokość wsparcia zależy jedynie od rodzaju biomasy (substratu). Ciekawym przykładem jest system FiT na Węgrzech gdzie zróżnicowanie wysokości taryfy jest uzależnione od czasu, w jakim w danej instalacji produkowana jest energia (na korzyść jej pracy w okresie wzmożonego zapotrzebowania na energię).

Jednak niemalże we wszystkich krajach UE wysokość wsparcia rośnie odwrotnie proporcjonalnie do wielkości instalacji na biomasę. Najwyższe wsparcie przyznawane jest instalacjom o mocy nie przekraczającej 1MW. W Austrii funkcjonuje 7 poziomów wsparcia, z czego najwyższy dotyczy instalacji, o mocy nie przekraczającej 100 kW i korzystających, w co najmniej w 80%, z lokalnego paliwa biomasowego. Na Słowenii najlepsze warunki mają instalacje o mocy do 50 kW, dla których wysokość taryfy ustalana jest indywidualnie.

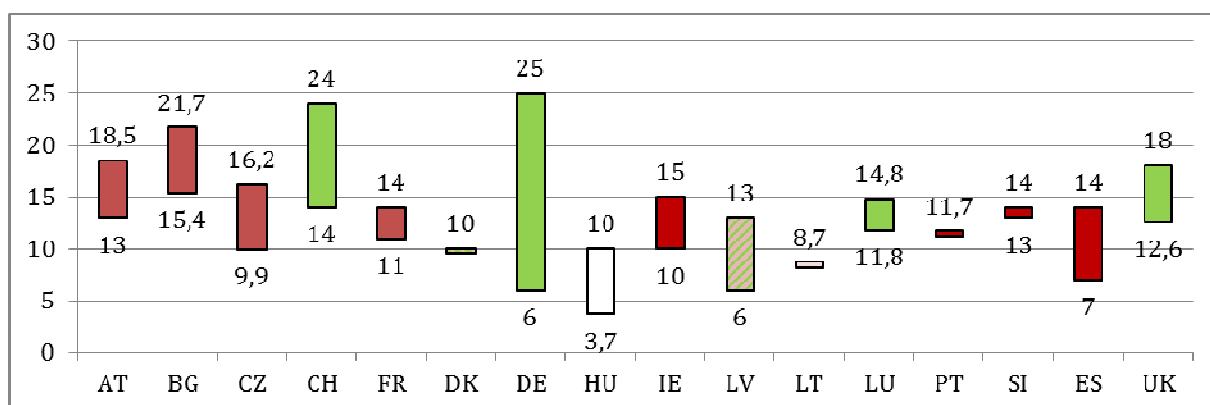
W niektórych państwach UE (m.in. Niemcy, Austria, Francja) obowiązują systemy dodatkowego wsparcia, tzw. bonusów, związanych m.in. z produktywnością, innowacyjnością instalacji, systemami kogeneracyjnymi czy wykorzystaniem biopłynów. Np. w Niemczech instalacje wysokiej sprawności (np. instalacje CHP do 500 kW) mogą uzyskać dodatkowo nawet do 3 ct/kWh wsparcia. Bonus związany z rodzajem wykorzystywanego paliwa (w tym biopłynów) może sięgać od 2,5 do 8 ct/kWh.

Poniższa tabela przedstawia przykładowe systemy wsparcia dla małych instalacji CHP na biomasę (w tym biopłyn) w Niemczech, Wielkiej Brytanii oraz Austrii.

	Niemcy	Wielka Brytania	Austria
Wysokość taryfy [ct/kWh] w zależności od mocy instalacji [kW]	<150 kW : 14.3ct/kWh 150-500 kW: 12.3ct/kWh	<200 kW: 14 (11 p/kWh)** 200-1000: 5.4 (5,1 p/kWh)**	<500 kW: 14.98 ct/kWh
Bonusy	+ CHP bonus : 2.97 ct/kWh + biopłyny bonus*: 5.94ct/kWh	Instalacje CHP o mocy < 2 kW: 12.75 (11.0 p/kWh) **	+ CHP bonus : 2 ct/kWh +biopłyny bonus: 5.8 ct/kWh
Informacje dodatkowe	*Instalacje wykorzystujące biopłyny jako drugie paliwo w instalacjach CHP mogą ubiegać się o wsparcie w ramach FIT	* taryfy w ramach wsparcia RHI obowiązujące od 1.04.2012 ** taryfy dostępne są dla 30000 instalacji w ramach FIT	Małe instalacje kogeneracyjne na biomase mogą liczyć na dodatkowe wsparcie regionalne
Okres wsparcia [lat]	20 lat	20 lat	15 lat
Stopień regresji [%]	2% (taryfa bazowa) 1% (bonusy)	Wysokość taryf zależna od indeksu inflacji, jest publikowana każdego roku do 31 marca	1-1,5% ogłaszane każdego roku przez Ministerstwo Gospodarki

Wsparcie dla instalacji na biogaz

Architektura systemu wsparcia dla instalacji wykorzystujących biogaz w krajach UE jest zbliżona do systemu wsparcia dla biomasy. W tym przypadku system niemiecki, austriacki, ale również francuski wydają się najbardziej rozwinięte i zróżnicowane ze względu na moc instalacji, jak również rodzaj wykorzystanego substratu. Z uwagi na rodzaj substratu wysokość wsparcia ustalana jest w m.in. Czechach, Irlandii, Słowenii. Bułgaria i Hiszpania natomiast przy ustalaniu taryf stałych kieruje się wielkością instalacji.



Powyższy rysunek wskazuje wsparcie dla instalacji na biogaz w systemie FIT [ct/kWh]. Kolorami oznaczona jest długość okresu wsparcia: ciemnozielonym - 25 lat, zielonym 20 lat, czerwonym 15 lat, różowym 10 lat, białym – bez limitu. Źródło: opracowanie własne na podstawie : <http://www.res-legal.de>.

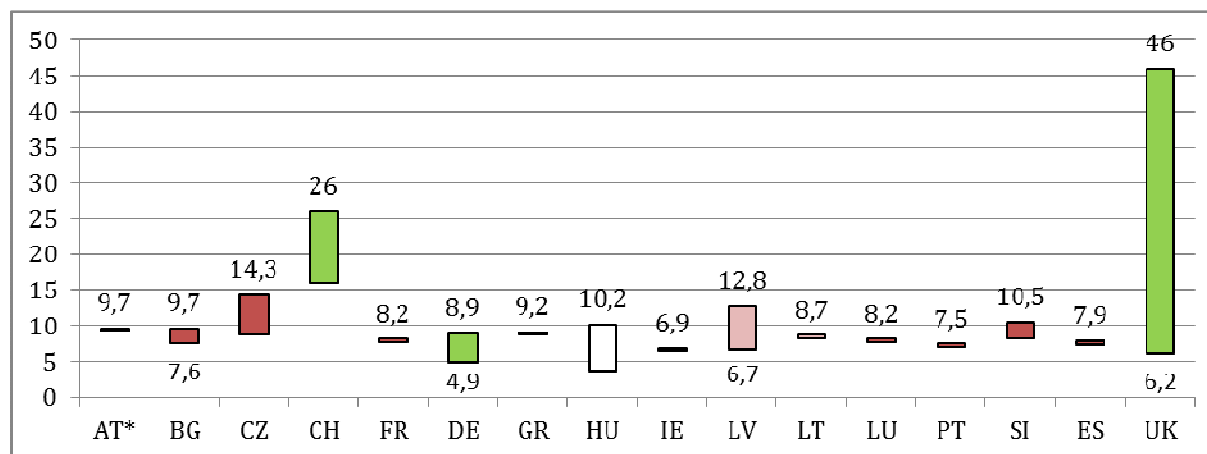
W Niemczech najwyższe wsparcie kierowane jest do małych instalacji wykorzystujących biogaz rolniczy, o mocy nie większej niż 75 kW, w Luksemburgu nie większej niż 150 kW, a w Wielkiej Brytanii oraz Austrii są to instalacje o mocy poniżej 250 kW. W Niemczech, podobnie jak we Francji i Austrii, o dodatkowe wsparcie mogą ubiegać się nowoczesne instalacje o wysokiej efektywności. Poniższa tabela prezentuje przykładowe systemy wsparcia dla małych instalacji biogazu w Niemczech, Wielkiej Brytanii i Danii.

Poniższa tabela obrazuje wsparcie dla małych instalacji na biogaz w poszczególnych państwach.

	Niemcy	Wielka Brytania	Dania
Wysokość taryfy [ct/kWh] w podziale na moc instalacji [kW]	< 75 kW: 25.0 (b. rolnicze) <150 kW : 14.3 150-500 kW: 12.3	≤250kW: 18.0 (14.7 p/kWh) 250-500: 17.4 (13,6 p/kWh)	10,0 (b. rolnicze) Od 2013 r. taryfa wzrosła do 15.4 ct/kWh
Bonusy Informacje dodatkowe	+ CHP bonus : 2.97 +bonus produktywnościowy: 1-3		Zwolnienia z podatku dla instalacji biogazowych z CHP; Granty w wysokości 20-30% kosztów inwestycyjnych;
Okres wsparcia [lat]	20 lat	20 lat	10-20 lat
Stopień degresji [%]	2% (taryfa bazowa) 1% (bonusy)	Wysokość taryf, zależna od indeksu inflacji, jest publikowana każdego roku do 31 marca	Wysokość taryfy ustalana każdego roku do 1 stycznia, zależna od zmian w kosztach generacji energii

Wsparcie dla energetyki wiatrowej na lądzie

Wysokość wsparcia dla energetyki wiatrowej na lądzie w większości krajów UE przyjmuje porównywalne wartości, z przedziału od 7-10 ct/kWh. Wyjątkiem jest system brytyjski, gdzie wysokość taryf przyporządkowana jest 7 kategoriom wielkości instalacji. Te o najmniejszych mocach, nie przekraczających 1,5 kW, mogą liczyć na wsparcie w wysokości nawet do 42 ct/kWh.



Powyższy rysunek przedstawia wsparcie dla energetyki wiatrowej na lądzie w systemie FIT [ct/kWh]. Kolorami oznaczona jest długość okresu wsparcia: ciemnozielonym - 25 lat, zielonym - 20 lat, czerwonym - 15 lat, różowym - 10 lat, białym – bez limitu. Źródło: opracowanie własne na podstawie : <http://www.res-legal.de>.

W większości krajów UE które nie promują mikroinstalacji wysokość wsparcia dla energetyki wiatrowej na lądzie nie jest różnicowana pod względem wielkości instalacji. Poza Wielką Brytanią, wymienić można systemy wsparcia promujące małą energetykę wiatrową, funkcjonujące w Irlandii, Hiszpanii, Słowenii czy na Łotwie. Wysokość wsparcia rośnie odwrotnie proporcjonalnie do mocy instalacji. Dla przykładu system łotewski promuje instalacje o mocy niższej niż 250 kW, natomiast słoweński do 50 kW.

Ciekawe, choć trudne do stosowania w praktyce, rozwiązanie zostało wprowadzone w Bułgarii, gdzie wysokość taryf uzależniona jest od czasu pracy elektrowni wiatrowej w ciągu roku. Najwyższe wsparcie mają instalacje, które pracują co najmniej 2250 godzin w roku. Dodatkowo osobną kategorię wsparcia stanowią turbiny wiatrowe o mocy nie przekraczającej 800 kW.

W Grecji natomiast wysokość taryfy zależna jest od systemu, w jakim pracuje turbina. Niższe wsparcie przewidziano dla systemów przyłączonych do sieci elektroenergetycznej, a wyższe dla instalacji pracujących w systemach wyspowych. Na Węgrzech wysokość taryf (dla wszystkich technologii) zróżnicowana jest w zależności od czasu produkcji energii; wsparcie jest proporcjonalne do zapotrzebowania na energię w systemie elektroenergetycznym.

Podobnie jak dla innych technologii OZE, systemy wsparcia dla energetyki wiatrowej są dodatkowo urozmaicone w niektórych krajach systemem bonusów. Najczęściej są one związane z efektywnością instalacji. We Francji instalacje o dużej efektywności mogą liczyć dodatkowo na 10 letni okres wsparcia (do obowiązującego okresu 10-letniego). W Niemczech poza bonusem przedłużającym wsparcie o 5 lat dla instalacji o dużej sprawności, dodatkowo premiuwane są instalacje powstające w miejsce zamortyzowanych i przeznaczonych do demontażu turbin wiatrowych (tzw. *repowering bonus*).

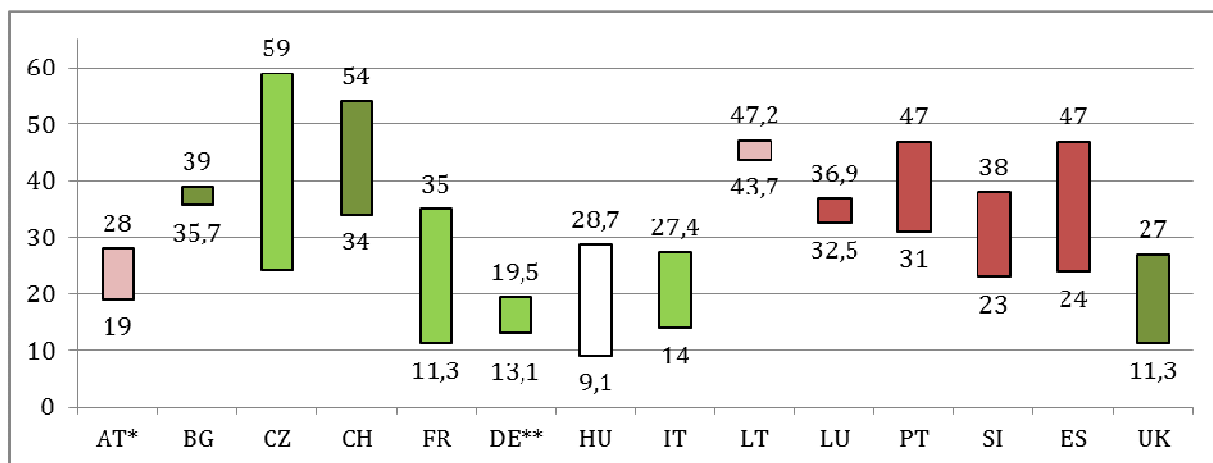
Okres wsparcia dla energetyki wiatrowej to przeważnie od 15 do 20 lat. Niemniej jednak, w wielu przypadkach wysokość wsparcia po 10-15 latach zmniejsza się znacząco.

Poniższa tabela obrazuje wsparcie dla małych elektrowni wiatrowych w poszczególnych państwach.

	Niemcy	Wielka Brytania	Hiszpania
Wysokość taryfy [ct/kWh] w podziale na moc instalacji [kW]	< 50 kW: 8.9 Pozostałe instalacje: 8.93 : pierwsze 5 lat 4.87 : kolejne lata	<1,5 kW: 46 (35.8 p/kWh) 1,5- 15 kW: 35.6 (28.0 p/kWh) 15-100 kW: 32.3 (25.4 p/kWh) 100-500 kW: 26.2 (20.6 p/kWh)	Wszystkie instalacje: 7.9
Bonusy Dodatkowe informacje	+ Repowering bonus: 0.5 + System bonus: 0.48	Ułatwienia w koncesjonowaniu instalacji poniżej 50 kW.	Możliwe wsparcie po 20 roku funkcjonowania instalacji na poziomie: 6,6
Okres wsparcia [lat]	20 lat	20 lat	20 lat +
Stopień degresji [%]	1,5%	Wysokość taryf, zależna od inflacji, jest publikowana każdego roku do 31 marca	0%

Wsparcie dla instalacji fotowoltaicznych (PV)

Systemy wsparcia dla instalacji fotowoltaicznych w ramach FiT są bardzo różnorodne, a ich dynamika zmian największa (w porównaniu do innych technologii OZE). Możemy znaleźć takie systemy wsparcia, w których wysokość taryf stałych uzależniona jest od wielkości instalacji, jej umiejscowienia (instalacje wolnostojące i zintegrowane z budynkiem), stopnia integracji z budynkiem (pełna, częściowa), rodzaju budynku, do którego przynależą (komercyjny, mieszkalny, przemysłowy), a nawet kwestii przyłączenia instalacji do sieci czy ilości energii elektrycznej zużywanej przed użytkowników budynku.



Powyższy rysunek przedstawia wsparcie dla instalacji PV w systemie FiT [ct/kWh]. Kolorami oznaczona jest długość okresu wsparcia: ciemnozielonym - 25 lat, zielonym - 20 lat, czerwonym - 15 lat, różowym - 10 lat, białym – bez limitu. Źródło: opracowanie własne na podstawie: <http://www.res-legal.de>.

Najbardziej rozbudowane systemy wsparcia dla PV zostały wprowadzone we Włoszech oraz w Niemczech. We Włoszech obecnie największe wsparcie kierowane jest do mikroinstalacji PV (1-3 kW), przyłączonych do sieci elektroenergetycznej i w pełni zintegrowanych z budynkiem typu mieszkalnego⁷. Podobnie w Niemczech, są to małe instalacje zintegrowane z budynkiem (umiejscowione na dachu) oddające energię elektryczną do sieci elektroenergetycznej.

Podobne systemy uwzględniające poza mocą instalacji rodzaj budynku, na którym się znajduje funkcjonują we Francji, Austrii, Portugalii i Słowenii. W Wielkiej Brytanii istnieje dodatkowo rozróżnienie wysokości taryf dla instalacji lokalizowanych na nowych i modernizowanych budynkach.

W Grecji, która ma najwyższe taryfy dla instalacji fotowoltaicznych, na poziomie 55 ct/kWh, obowiązują one tylko dla ściśle określonej grupy instalacji tj. o mocy do 10 kW, zintegrowanych z budynkiem mieszkalnym lub budynkiem należącym do małego/średniego przedsiębiorstwa.

W przypadku instalacji fotowoltaicznych, poza funkcjonującymi systemami FiT realizowane są liczne dodatkowe programy wsparcia, przede wszystkim w postaci grantów inwestycyjnych.

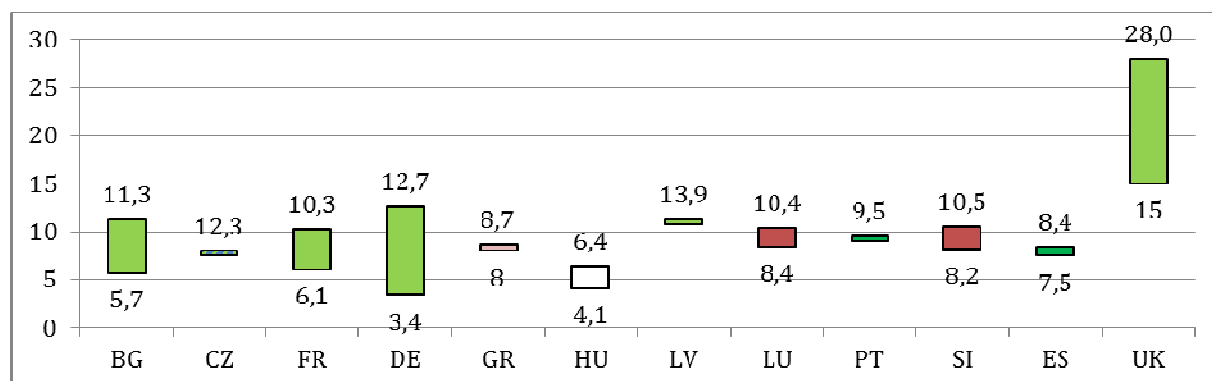
Poniższa tabela obrazuje wsparcie dla małych instalacji słonecznych w poszczególnych państwach.

	Niemcy	Wielka Brytania	Włochy
Wysokość taryfy [ct/kWh] w podziale na moc instalacji [kW]	Instalacje zintegrowane z budynkiem: ≤ 10 kW: 19.50 10- 40 kW: 18.50 40-1000kW: 16.50 Instalacje wolnostojące: 13.50	Instalacje zintegrowane z budynkiem: < 4kW: 27.0 4kW - 10kW: 21.4 10kW - 50kW: 19.3 50 kW - 250kW: 16.4 Instalacje wolnostojące: 10.8	Instalacje zintegrowane z budynkiem (od 06/2012): 1-3kW: 27.4 3-20kW: 24.7 20-200kW: 23.3 Instalacje naziemne 1-3kW: 24 3-20kW: 21.9 20-200kW: 20.6 + dodatkowe bonusy, związane z wykorzystaniem technologii produkowanych lokalnie, lub wymianą powierzchni azbestowych.
Okres wsparcia [lat]	20 lat	25 lat	20 lat
Stopień degresji [%]	1%* (współczynnik jest regulowany w zależności od ilości inwestycji w mijającym roku, może osiągnąć nawet 9%)	Wysokość taryf zależna od wskaźnika inflacji, jest publikowana każdego roku do 31 marca	2-4% określone dla poszczególnych technologii indywidualnie

⁷ Zgodnie z zapowiedziami, w 2013 roku we Włoszech spodziewane jest ograniczenie wysokości taryfy dla fotowoltaiki nawet o 40%.

Mała energetyka wodna

Systemy wsparcia FiT w krajach UE są najbardziej zróżnicowane dla technologii małej energetyki wodnej. Mimo, iż w UE najczęściej MEW definiowana jest jako instalacje do 10 MW, są również przykłady systemów, w których promowane są instalacje małe, nawet o mocy zainstalowanej ok. 15 kW.



Powyższy rysunek przedstawia wsparcie dla instalacji małej energetyki wodnej w systemie FiT [ct/kWh]. Kolorami oznaczona jest długość okresu wsparcia: ciemnozielonym-25 lat, zielonym 20 lat, czerwonym 15 lat, różowym 10 lat, białym – bez limitu. Źródło: opracowanie własne na podstawie : <http://www.res-legal.de>.

Krajem w którym wsparcie dla energetyki wodnej jest najbardziej zróżnicowane jest Wielka Brytania. W czterech przedziałach wielkości inwestycji różnicowany jest tu poziom wsparcia, z korzyścią dla instalacji o mocy zainstalowanej mniejszej niż 15 kW. Również w Słowenii największe wsparcie kierowane jest do najmniejszych instalacji, o mocy zainstalowanej mniejszej niż 50 kW. Bardzo interesujący system wsparcia energetyki wodnej funkcjonuje w Bułgarii. Taryfy są tu różnicowane w zależności od wielkości instalacji, ale również spadku rzeki. Największe wsparcie przysługuje MEW o mocy zainstalowanej nie większej niż 200 kW. We Włoszech, Czechach, Luksemburgu najbardziej korzystne warunki wsparcia MEW mają instalacje o mocy <1 MW. W Niemczech są to instalacje o mocy nie przekraczającej 5 MW. We Francji przyznawany jest specjalny bonus dla MEW oraz dla instalacji produkujących energię zimą.

W Austrii, gdzie duża część energii produkowana jest w elektrowniach wodnych, inwestycje małych mocy wspierane są poza systemem FiT. Zamiast taryf stałych mogą one ubiegać się o grant w wysokości nawet do 30% kosztów inwestycji (w tym modernizacji). Okres wsparcia dla energetyki wodnej wynosi w różnych krajach od 15 nawet do 30 lat (w Czechach).

Poniższa tabela obrazuje wsparcie dla małych elektrowni wodnych w poszczególnych państwach.

	Niemcy	Wielka Brytania	Republika Czeska
Wysokość taryfy [ct/kWh] w podziale na moc instalacji [kW]	< 500 kW: 12.7 500-2000 kW: 8.8	< 15kW: 28.0 (21.9 p/kWh) 15-100 kW: 25.0 (19.6 p/kWh) 100-2000 kW: 15.4 (12.1 p/kWh)	12.3 ct/kWh (w zależności roku powstania instalacji)
Okres wsparcia [lat]	20 lat	20 lat	15-30 lat W przyszłym roku w Czechach w życie wchodzi nowa ustawa, która zmienia długości okresu wsparcia dla wszystkich technologii.
Stopień degresji [%]	1%	Wysokość taryf zależna od wskaźnika inflacji, jest publikowana każdego roku do 31 marca	Każdego roku ustalany jest stopień degresji. Wysokość taryfy nie może jednak w ciągu pierwszych 10 lat być niższa niż 95% taryfy ustalonej w poprzednim roku

Uzasadnienie zaproponowanych rozwiązań zaprezentowanych w projekcie ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Ministerstwo Gospodarki dostrzegając potrzebę zwiększania bezpieczeństwa zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną, poprawy efektywności wykorzystania infrastruktury energetycznej, optymalizacji wykorzystania lokalnie dostępnych surowców i zasobów oraz zmniejszania presji energetyki na środowisko postanowiło o promowaniu działalności polegającej na samodzielnym wytwarzaniu energii elektrycznej w małych instalacjach. Rozproszone źródła energii o niewielkich mocach pozwalają w coraz większym stopniu zaspokajać potrzeby energetyczne odbiorców energii oraz zwiększać ich niezależność energetyczną. Dojrzałym rozwiązaniem stosowanym w krajach rozwiniętych jest stosowanie taryf stałych tj. gwarancji zakupu całości wytwarzanej energii elektrycznej po stałej cenie w pewnym z góry ustalonym okresie np. 15 lat. System taryf stałych zapewnia potencjalnemu wytwórcy energii elektrycznej zwrot nakładów poniesionych na budowę nowego źródła w pewnym okresie czasu, po którym następuje wytwarzanie energii elektrycznej i przesyłanie jej do sieci na zasadach komercyjnych lub wytwarzanie energii elektrycznej na własny użytek. W Polsce największy potencjał wykorzystania lokalnie dostępnych surowców i zasobów istnieje w technologiach: wiatrowej, biogazowej, wodnej oraz słonecznej. Z uwagi na dużą różnorodność technologii biogazowych, zdecydowano się na ich podzielenie ze względu na specyfikę oraz moc zainstalowaną: biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej elektrycznej do 50 kW, biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej elektrycznej od 50 do 200 kW oraz biogazownie pracujące na

surowcach pochodzących z oczyszczalni ścieków lub na składowiskach odpadów o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 200 kW.

Zakłada się, iż wprowadzenie taryf stałych stworzy bardzo dobre warunki do rozwoju niewielkich rozproszonych systemów OZE. Ministerstwo Gospodarki zakłada, że w 2027 r. cena energii elektrycznej wytworzonej na rynku konkurencyjnym osiągnie taki poziom, który umożliwi samodzielne funkcjonowanie wszystkich mikro źródeł OZE w oparciu o zasady w pełni rynkowe.

W poniższej tabeli przedstawiono w sposób poglądowy, że w przypadku kilku analizowanych technologii (mała energetyka wiatrowa, fotowoltaika, ale też np. systemy kogeneracyjne na biogaz) system taryf stałych może wywołać szybki efekt uczenia się i spadek kosztów inwestycyjnych oraz przyspieszenie badań naukowych i prac rozwojowych w tym zakresie.

Rodzaj Technologii	Potencjał spadku kosztów mikro i małych instalacji OZE w wyniku działań wspierających	
	Taryfy stałe	Badania i rozwój technologii
Małe elektrownie wiatrowe	+++	++
Systemy fotowoltaiczne	+++	++
Mikrobiogazownie rolnicze	+	++
Małe biogazownie rolnicze	++	++
Małe elektrownie wodne	+	+

Efekt skali w wyniku wprowadzenia systemu taryf stałych i efekty uruchomienia działań typu B+R (na różną, odpowiadającą danej technologii skalę) mogą szczególnie przełożyć się na rozwój przemysłu produkcji urządzeń, a to z kolei na dalsze spadki kosztów. Choć Polska do tej pory nie wspierała analizowanych technologii systemem taryf stałych (uznawanym za najbardziej skuteczny system wsparcia innowacji i stymulowania rozwoju technologii OZE), to jednak udało się stworzyć w ww. branżach podstawy przemysłu krajowego. W efekcie wprowadzenia przedmiotowego systemu, w szczególności w zakresie mikroźródeł, polski przemysł miałby unikalną szansę wejścia na krajowy rynek, jak również na wykorzystanie potencjału eksportowego. Już w 2010 roku wg ekspertyzy wykonanej przez Instytut Energetyki Odnawialnej dla Ministerstwa Gospodarki w branżach objętych propozycją wprowadzenia stawek taryf stałych działało 130 firm. Poniższa tabela przedstawia zestawienie ww. informacji.

	Liczba firm produkujących urządzenia zasadnicze	Liczba firm produkujących urządzenia dodatkowe
Energetyka wiatrowa	29	14
Fotowoltaika	4	2
Biogaz	12	61
Mała energetyka wodna	6	2
Razem	51	79

Na rynku zauważalne są zazwyczaj firmy produkujące urządzenia zasadnicze (typu wirniki elektrowni wiatrowych, turbiny, moduły PV czy kolektory słoneczne), ale istnieje wiele firm, które produkują na ich potrzeby urządzenia dodatkowe. W ostatnich 2 latach niezwykle szybko rośnie liczba firm przemysłowych i instalacyjnych zajmujących się fotowoltaiką i małymi elektrowniami wiatrowymi.

Z uwagi na fakt, iż rozwój technologiczny niektórych instalacji (np. fotowoltaicznych) jest bardzo dynamiczny (co wskazano powyżej), Ministerstwo Gospodarki zakłada zmianę taryf w czasie, co pozwoli w optymalny sposób premiować mikroinstalacje uruchamiane w kolejnych latach. Zakłada się, iż Minister Gospodarki będzie obowiązany do wydawania rozporządzenia publikującego taryfy na kolejne lata. Ponieważ mikroinstalacje które zostaną objęte taryfami stałymi są obiektami niewielkimi, proces inwestycyjny nie będzie czasochłonny.

W ramach ustalania wysokości poszczególnych taryf dokonano pewnych założeń i uproszczeń ekonomicznych w celu zachowania porównywalności wszystkich technologii.

1. Założenia dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 40 kW:
 - Wsparcie w postaci taryf stałych będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
 - Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 20500 zł/kW.
 - Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 1230 zł/kW/rok.
 - Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = $6000\text{kWh}_{\text{ce}}/\text{kW}_{\text{ce}}$.
 - Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).

- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
 - Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE.
 - W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
 - W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.
2. Założenia dla energii elektrycznej z biogazu rolniczego wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 50 kW do 200 kW:
- Wsparcie w postaci taryf stałych będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
 - Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 19000 zł/kW.
 - Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 1710 zł/kW/rok.
 - Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 7000kWh_{ce}/kW_{ee}.
 - Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
 - Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
 - Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE.
 - W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12% netto.
 - W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.
3. Założenia dla energii elektrycznej z biogazu pozyskanego z surowców pochodzących ze składowisk odpadów wytworzonej w instalacji o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 200 kW:
- Wsparcie w postaci taryf stałych będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
 - Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 7600 zł/kW.
 - Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 1600 zł/kW/rok.

- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = $6000\text{kWh}_{\text{ee}}/\text{kW}_{\text{ee}}$.
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Spadek sprawności wytwarzania energii elektrycznej spowodowany wyczerpywaniem się paliwa – biogazu składowiskowego wynosi 3 % w skali roku.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12 % netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

4. Założenia dla energii elektrycznej z biogazu pozyskanego z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków, wytworzonej w instalacji o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 200 kW:

- Wsparcie w postaci taryf stałych będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 7000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 1600 zł/kW/rok.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = $6200\text{kWh}_{\text{ee}}/\text{kW}_{\text{ee}}$.
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12 % netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

5. Założenia dla energii elektrycznej wytworzonej z energii wiatru na lądzie w instalacji odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 kW:
- Wsparcie w postaci taryf stałych będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
 - Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 8000 zł/kW.
 - Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 80 zł/kW/rok.
 - Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = $1200\text{kWh}_{\text{ee}}/\text{kW}_{\text{ee}}$.
 - Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
 - Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
 - Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE.
 - W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12 % netto.
 - W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.
6. Założenia dla energii elektrycznej wytworzonej z energii wiatru na lądzie w instalacji odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 kW do 100 kW:
- Wsparcie w postaci taryf stałych będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
 - Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 7100 zł/kW.
 - Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 71 zł/kW/rok.
 - Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = $1600\text{kWh}_{\text{ee}}/\text{kW}_{\text{ee}}$.
 - Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
 - Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
 - Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE.

- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12 % netto.
 - W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.
7. Założenia dla energii elektrycznej wytworzonej z energii promieniowania słonecznego w instalacji odnawialnego źródła energii montowanej wyłącznie na budynkach, o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 kW:
- Wsparcie w postaci taryf stałych będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
 - Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 7000 zł/kW.
 - Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 140 zł/kW/rok.
 - Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 900 kWh_{ee}/kW_{ee}.
 - Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
 - Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
 - Spadek sprawności wytwarzania energii elektrycznej wynosi 0,8% w skali roku.
 - Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE.
 - W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12 % netto.
 - W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.
8. Założenia dla energii elektrycznej wytworzonej z energii promieniowania słonecznego w instalacji odnawialnego źródła energii montowanej wyłącznie na budynkach, o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 kW do 100 kW:
- Wsparcie w postaci taryf stałych będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
 - Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 6600 zł/kW.
 - Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 132 zł/kW/rok.
 - Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 900 kWh_{ee}/kW_{ee}.

- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
 - Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
 - Spadek sprawności wytwarzania energii elektrycznej wynosi 0,8% w skali roku.
 - Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE.
 - W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12 % netto.
 - W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.
9. Założenia dla energii elektrycznej wytworzonej z energii promieniowania słonecznego w instalacji odnawialnego źródła energii montowanej wyłącznie poza budynkami, o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 10 kW:
- Wsparcie w postaci taryf stałych będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
 - Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 6800 zł/kW.
 - Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 102 zł/kW/rok.
 - Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 950 kWh_{ee}/kW_{ee}.
 - Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
 - Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
 - Spadek sprawności wytwarzania energii elektrycznej wynosi 0,8% w skali roku.
 - Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE.
 - W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12 % netto.
 - W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

10. Założenia dla energii elektrycznej wytworzonej z energii promieniowania słonecznego w instalacji odnawialnego źródła energii montowanej wyłącznie poza budynkami, o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 10 kW do 100 kW:

- Wsparcie w postaci taryf stałych będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 6400 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 132 zł/kW/rok.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 950 kWh_{ee}/kW_{ee}.
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Spadek sprawności wytwarzania energii elektrycznej wynosi 0,8% w skali roku.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego, spłatę kredytu oraz wewnętrzną stopę zwrotu z kapitału własnego (IRR) na poziomie ok. 12 % netto.
- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

11. Założenia hydroenergetyka do 75 kW:

- Wsparcie w postaci taryf stałych będzie obowiązywało przez okres 15 lat.
- Koszty inwestycyjne (CAPEX) ustalono na poziomie 9000 zł/kW.
- Koszty eksploatacyjne (OPEX) ustalono na poziomie 1350 zł/kW/rok.
- Roczna sprzedaż energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej = 3500 kWh_{ee}/kW_{ee}.
- Finansowanie inwestycji odbywa się w 30% ze środków własnych i w 70% ze środków zewnętrznych obciążonych 15-letnim kredytem komercyjnym o koszcie 8% w skali roku (WIBOR6M + marża).
- Koszty eksploatacyjne zostały poddane rocznej waloryzacji o wskaźnik inflacji ustalony na poziomie 2,5% w skali roku.
- Wahania na rynku energii elektrycznej nie będą miały wpływu na raz ustaloną obowiązkową cenę zakupu energii elektrycznej z danej instalacji OZE.
- W przyjętym okresie inwestycja powinna zapewniać zwrot kapitału własnego oraz spłatę zaciągniętego kredytu.

- W obliczeniach pominięto zysk z tytułu unikniętej emisji CO₂.

Uwzględniając ww. założenia obliczono pierwsze wartości taryf stałych.

Taryfy stałe typu Feed-In

Lp.	rodzaj instalacji odnawialnego źródła energii	taryfa zł/kWh
1	biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej do 40 kW	0,70
2	biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej powyżej 40 kW do 200 kW	0,65
3	biogazownie wykorzystujące biogaz ze składowisk odpadów o mocy zainstalowanej do 200 kW	0,55
4	biogazownie wykorzystujące biogaz z oczyszczalni ścieków o mocy zainstalowanej do 200 kW	0,45
5	instalacja fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej do 10kW montowane wyłącznie na budynkach	1,30
6	instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej powyżej 10 kW do 100kW montowane wyłącznie na budynkach	1,15
7	instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej do 10kW montowane wyłącznie poza budynkami	1,15
8	instalacje fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej powyżej 10kW do 100kW montowane wyłącznie poza budynkami	1,10
9	instalacje wykorzystujące energię wiatru o mocy zainstalowanej do 10 kW	0,95
10	instalacje wykorzystujące energię wiatru o mocy zainstalowanej powyżej 10 kW do 100 kW	0,65
11	elektrownie wodne o mocy zainstalowanej do 75 kW	0,70

Ministerstwo Gospodarki zakłada, iż w perspektywie do 2020 r. dzięki zaproponowanym taryfom stałym powstaną nowe moce w następujących wielkościach (należy zauważyć, iż zostały one opracowane w oparciu o KPD, niemniej jednak w przypadku fotowoltaiki uwzględniając dodatkowe ułatwienia dla inwestorów przyjęto, iż moc zainstalowana osiągnie poziom nieznacznie wyższy niż wskazany w scenariuszu B).

	MOC ZAINSTALOWANA W MAŁYCH INSTALACJACH I MIKROINSTALACJACH - PRZYROSTY [MW]								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej do 200 kW	0,0	1,0	5,0	7,0	10,0	13,0	15,0	18,0	20,0
biogazownie wykorzystujące biogaz ze składowisk odpadów o mocy	0,0	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	3,0

zainstalowanej do 200 kW									
biogazownie wykorzystujące biogaz z oczyszczalni ścieków o mocy zainstalowanej do 200 kW	0,0	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	3,0
instalacja fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej do 100 kW	0,0	20,0	24,0	23,8	32,0	32,0	32,0	36,0	36,0
instalacje wykorzystujące energie wiatru o mocy zainstalowanej do 100 kW	10,0	60,0	60,0	60,0	70,0	70,0	70,0	70,0	80,0
elektrownie wodne o mocy zainstalowanej do 75 kW	0,0	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
SUMA	10	83,3	91,3	93,25	116,45	119,45	121,6	130,6	142,6

	MOC CAŁKOWITA ZAINSTALOWANA W MAŁYCH INSTALACJACH I MIKROINSTALACJACH [MW]									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej do 200 kW	0	1,0	6,0	13,0	23,0	36,0	51,0	69,0	89,0	
biogazownie wykorzystujące biogaz ze składowisk odpadów o mocy zainstalowanej do 200 kW	0	1,0	2,0	3,0	5,0	7,0	9,0	12,0	15,0	
biogazownie wykorzystujące biogaz z oczyszczalni ścieków o mocy zainstalowanej do 200 kW	0	1,0	2,0	3,0	5,0	7,0	9,0	12,0	15,0	
instalacja fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej do 100 kW	0	20,0	44,0	67,8	99,8	131,8	163,8	199,8	235,8	
instalacje wykorzystujące energie wiatru o mocy zainstalowanej do 100 kW	10	70,0	130,0	190,0	260,0	330,0	400,0	470,0	550,0	

elektrownie wodne o mocy zainstalowanej do 75 kW	0	0,3	0,6	1,1	1,5	2,0	2,6	3,2	3,8
SUMA	10	93,3	184,6	277,85	394,3	513,75	635,35	765,95	908,55

	ENERGIA ELEKTRYCZNA WYTWARZANA W MAŁYCH INSTALACJACH I MIKROINSTALACJACH [MWh]									
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej do 200 kW	0	6800	40800	88400	156400	244800	346800	469200	605200	
biogazownie wykorzystujące biogaz ze składowisk odpadów o mocy zainstalowanej do 200 kW	0	6000	12000	18000	30000	42000	54000	72000	90000	
biogazownie wykorzystujące biogaz z oczyszczalni ścieków o mocy zainstalowanej do 200 kW	0	7000	14000	21000	35000	49000	63000	84000	105000	
instalacja fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej do 100 kW	0	18875	41525	63985	94185	124385	154585	188560	222535	
instalacje wykorzystujące energie wiatru o mocy zainstalowanej do 100 kW	16000	104800	193600	282400	386000	489600	593200	696800	815200	
elektrownie wodne o mocy zainstalowanej do 75 kW	0	1050	2100	3675	5250	6825	8925	11025	13125	
SUMA	16000	144525	304025	477460	706835	956610	1220510	1521585	1851060	MWh
	16,0	144,5	304,0	477,5	706,8	956,6	1220,5	1521,6	1851,1	GWh
	0,0	0,1	0,3	0,5	0,7	1,0	1,2	1,5	1,9	TWh

	KOSZTY WSPARCIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYTWARZANEJ W MAŁYCH INSTALACJACH I MIKROINSTALACJACH [mln zł]								
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
biogazownie rolnicze o mocy zainstalowanej do 200 kW	0	4,5	26,4	56,6	98,7	152,4	213,2	284,6	362,4
biogazownie wykorzystujące biogaz ze	0	3,3	6,5	9,7	15,9	22,0	28,0	36,7	45,3

składowisk odpadów o mocy zainstalowanej do 200 kW									
biogazownie wykorzystujące biogaz z oczyszczalni ścieków o mocy zainstalowanej do 200 kW	0	3,2	6,2	9,3	15,2	21,0	26,7	35,1	43,3
instalacja fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej do 100 kW	0	21,6	46,3	69,5	99,1	127,3	154,1	182,7	209,8
instalacje wykorzystujące energię wiatru o mocy zainstalowanej do 100 kW	0	64,2	127,1	188,8	259,3	328,4	396,1	462,4	536,7
elektrownie wodne o mocy zainstalowanej do 75 kW	0	0,7	1,5	2,5	3,6	4,7	6,1	7,5	8,8
SUMA	0	97,5	214,0	336,3	491,8	655,8	824,0	1008,9	1206,4

Szacując koszty wsparcia wynikające z wprowadzenia nowego systemu taryf gwarantowanych, Ministerstwo Gospodarki założyło, iż wsparcie jednostkowe od roku 2014 będzie miało charakter malejący: dla fotowoltaiki -5%/rok, dla biogazowni – 2%/rok, dla energetyki wiatrowej – 2%/rok, dla energetyk wodnej – 1%/rok.

Optymalizacja systemu pociągnie za sobą korzyści i oszczędności w zakresie systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii, a zatem także zmniejszenie obciążeń dla odbiorcy końcowego. Wprowadzony mechanizm polegający na zróżnicowaniu poziomu wsparcia poprzez współczynniki korekcyjne oraz zmiana zasady wyliczania opłaty zastępczej wprowadzi znaczne oszczędności oraz pozwoli na skierowanie wsparcia dla innowacyjnych technologii, które do tej pory nie miały szans na rozwój.

Założono, że optymalizacja systemu wsparcia spowoduje, iż ilość energii wytwarzanej w instalacjach korzystających z mechanizmu świadectw pochodzenia spadnie na rzecz energii wytwarzanej w mikroinstalacjach. Takie działanie spowoduje spadek ilości świadectw pochodzenia (za tą energię, która zostanie obłożona taryfą stałą) i w konsekwencji obniży całkowitą ilość świadectw w systemie.

Projektodawca założył, iż roczne przyrosty wytworzonej energii elektrycznej za którą przysługują świadectwa pochodzenia będzie następująca:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
energetyka wodna [GWh]	31,7	31,7	31,55	31,55	31,55	31,4	31,4	401,4
energetyka geotermalna [GWh]	0	0	0	0	0	1	1	1
energetyka słoneczna [GWh]	26	73	124	184	252	320	392	469
energetyka wiatrowa [GWh]	1020	1163	1050	1243	1076	1350	1105	2895
energetyka biomasowa [GWh]	500	500	250	250	250	250	250	250
energetyka biogazowa [GWh]	79	157	196	191	393	391	1001	999

Wyżej wymienione wyliczenia uwzględniają ilości energii elektrycznej która do 2020 r. powstanie w wyniku wprowadzenia taryfy stałej.

Należy przy tym pamiętać, iż ilość przysługujących świadectw pochodzenia będzie zależna od rodzaju oraz wielkości źródła w jakim energia została wytworzona. Założono następujący rozkład wytwarzanej energii elektrycznej w systemie świadectw pochodzenia:

Energetyka wodna:	
<1 MW	100% - SP 75-1000kW
1 MW – 10 MW	90% - SP 1-5MW, 10% - SP 5-20MW
>10 MW	100% - SP >20MW
Energia geotermalna	
100% - SP	
Energia słoneczna:	
fotowoltaiczna	15% - SP 100kW-1MW (na budynkach), 35% - SP 100kW-1MW (poza budynkami), 50% - SP 1MW-10MW
Energia fal i pływów oceanicznych	
Energia wiatrowa:	
lądowa	15% - SP 200kW-500kW, 85% - SP >500kW,
morska	100% - SP
małe EW	50% - FiT, 50% - SP <200kW
Biomasa:	
stała	30% - SP >50MW (CHP), 20% - SP >50MW, 20% - SP 10MW-50MW (CHP), 10% - SP 10MW-50MW, 15% - SP <10MW (CHP), 5% - SP <10MW
biogaz	39% - SP 200kW-500kW, 39,5% - SP 500kW-1MW, 20% - SP >1MW, 0,5% - SP składowiska, 1% - SP oczyszczalnie

Roczny bilans przysługujących świadectw pochodzenia (przeliczony na ich wartość umorzeniową tj. z uwzględnieniem wszystkich współczynników korekcyjnych) za energię wytworzoną w instalacjach odnawialnych źródeł energii będzie następujący:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
energetyka wodna [GWh]	53,1	53,1	52,0	51,2	50,4	50,2	50,2	901,2
energetyka geotermalna [GWh]	0	0	0	0	0	1,2	1,2	1,2
energetyka słoneczna [GWh]	68,0	70,6	67,3	84,2	79,5	79,5	88,3	90,5
energetyka wiatrowa [GWh]	914,8	1050,8	915,8	1066,1	886,4	1091,1	905,6	3850,6
energetyka biomasowa [GWh]	480,3	480,3	235,8	230,3	225,8	225,8	225,8	225,8
energetyka biogazowa [GWh]	92,9	184,4	225,4	215,0	432,7	430,5	1101,8	1099,6

Ponieważ wartości współczynników korekcyjnych są znane jedynie do roku 2017, projektodawca założył, iż współczynnik na lata 2018-2020 będzie taki jak w roku 2017.

Łączny skumulowany bilans przysługujących świadectw pochodzenia (przeliczony na ich wartość umorzeniową tj. z uwzględnieniem wszystkich współczynników korekcyjnych) za energię wytworzoną w instalacjach odnawialnych źródeł energii będzie następujący:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
energetyka wodna [GWh]	53,1	106,1	158,1	209,4	259,8	310,0	360,1	1261,3
energetyka geotermalna [GWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	2,4	3,6
energetyka słoneczna [GWh]	68,0	138,6	205,9	290,2	369,6	449,1	537,3	627,8
energetyka wiatrowa [GWh]	914,8	1965,6	2881,4	3947,5	4833,9	5925,0	6830,6	10681,2
energetyka	480,3	960,6	1196,3	1426,6	1652,4	1878,1	2103,9	2329,7

biomasowa [GWh]									
energetyka biogazowa [GWh]	92,9	277,3	502,6	717,6	1150,4	1580,9	2682,7	3782,4	

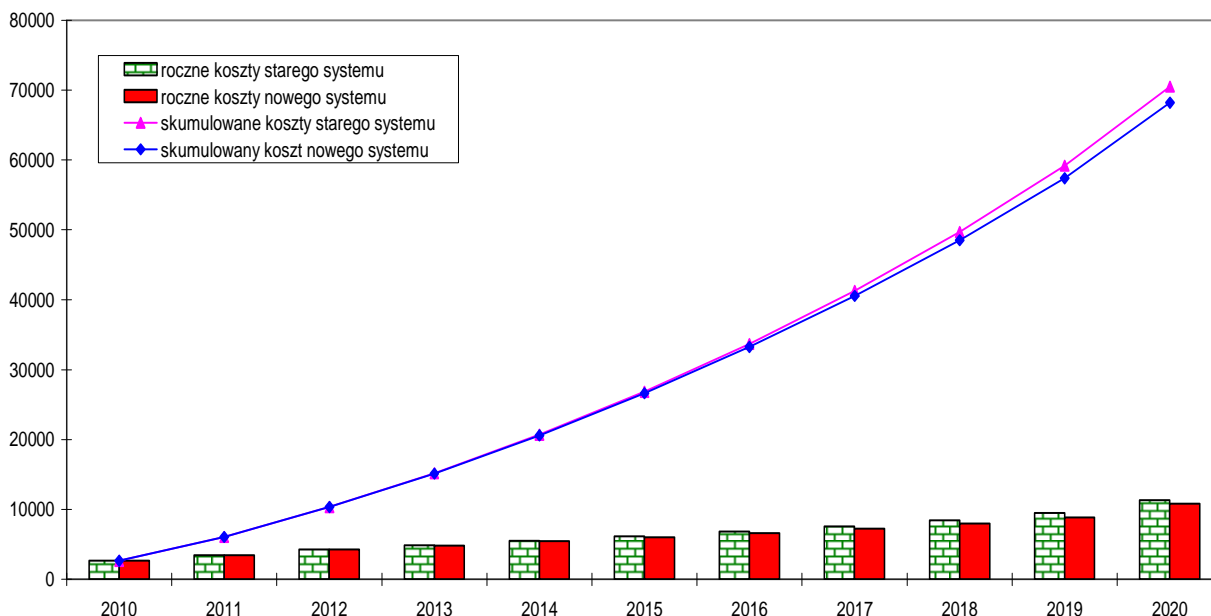
Uwzględniając ww. szacunki dotyczące systemu świadectw pochodzenia, a także zmiany sposobu wyliczania opłaty zastępczej (przyjęto 286,74 zł/MWh jako stałą wartość opłaty zastępczej), obliczono całkowity koszt zoptymalizowanego systemu świadectw pochodzenia w perspektywie do roku 2020. Założono, że zmieniony system będzie funkcjonował od 2013 r.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Koszt systemu (mln zł)	4257	4718	5245	5674	6147	6627	7165	7846	9615
Wartość skumulowana (mln zł)	4257	8975	14220	19894	26041	32668	39833	47679	57294

Całkowity koszt wsparcia dla wytwórców energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w Polsce będzie sumą kosztów związanych ze zmienionym systemem świadectw pochodzenia oraz kosztów związanych z wprowadzeniem uzupełniającego systemu taryf stałych. Poniższa tabela wskazuje całkowite koszty zoptymalizowanego systemu na lata 2012-2020.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Koszt systemu (mln zł)	4257	4816	5459	6011	6638	7283	7989	8855	10821
Wartość skumulowana (mln zł)	4257	9072	14532	20542	27181	34463	42453	51308	62129

Porównując prognozę dotyczącą kontynuowania obecnego systemu świadectw pochodzenia oraz prognozę kosztów zoptymalizowanego systemu wsparcia, poniższy wykres obrazuje skalę możliwych oszczędności.



Biorąc pod uwagę powyższe, średnie roczne oszczędności z tytułu modyfikacji systemu wsparcia będą wzrastały i wyniosą od ok. 28 mln zł (w roku 2013) do ok. 630 mln zł (w roku 2019), a całkowite sumaryczne oszczędności z przeprowadzonej optymalizacji wyniosą do roku 2020 ok. 2310 mln zł.

Wyliczenia Opłaty OZE

W wyniku wprowadzenia systemu taryf gwarantowanych powstaje konieczność opracowania mechanizmu rozliczania środków kierowanych do wytwórców energii elektrycznej w małych i mikro instalacjach. Podmiotem który będzie m.in. realizował rozliczanie ujemnego salda między wartością sprzedaży energii elektrycznej i wartością zakupu energii elektrycznej przez sprzedawców zobowiązanych, będzie Zarządca Rozliczeń S.A. Aby umożliwić Zarządcy Rozliczeń rozliczanie energii elektrycznej już w pierwszym roku funkcjonowania systemu taryf stałych, niezbędne jest wyliczenie tzw. Opłaty OZE. Stawka netto opłaty OZE na rok 2013 będzie zależna od wartości wsparcia kierowanego w danym roku, pomniejszonej przez ceny energii na rynku konkurencyjnym oraz ilości energii elektrycznej zużytej przez odbiorców końcowych. Poniższa tabela zawiera wyliczenia pierwszej opłaty OZE.

2013 - pierwszy rok wsparcia								
technologia	roczna sprawność mikroinstalacji [MWh/MW]	ilość nowych mocy wprowadzonych do sieci w ciągu całego roku [MW]	produkcja [MWh] 2x3	cena wsparcia [PLN/MWh]	cena e.e. [PLN/MWh]	wsparcie dla sprzedawców [PLN] (5-6)x4	Zużycie e.e. w 2011 r. przez odbiorców końcowych [MWh]	Stawka netto opłaty OZE [PLN/MWh] 7/8
1	2	3	4	5	6	7	8	9

biogaz rolniczy do 40 kW	6 000	0,20	1 200	700,00	181,47	622 236	
biogaz rolniczy 40-200 kW	7 000	0,80	5 600	650,00	181,47	2 623 768	
biogaz ze składowisk odpadów do 200 kW	6 000	1,00	6 000	550,00	181,47	2 211 180	
biogaz z oczyszczalni do 200kW	7 000	1,00	7 000	450,00	181,47	1 879 710	
hydroenergia do 75 kW	3 500	0,3	1 050	700,00	181,47	544 457	
wiatr do 10 kW	1 200	18,0	21 600	950,00	181,47	16 600 248	
wiatr 10-200 kW	1 600	42,0	67 200	650,00	181,47	31 485 216	
słoneczna do 10 kW - dachy	900	2,5	2 250	1 300,00	181,47	2 516 693	
słoneczna do 10 kW - wolnostojące	950	3,5	3 325	1 150,00	181,47	3 220 362	
słoneczna do 10-100 kW - dachy	950	5,0	4 750	1 150,00	181,47	4 600 518	
słoneczna do 10-100 kW - wolnostojące	950	9,0	8 550	1 100,00	181,47	7 853 432	
Razem		83,3	128 525			74 157 818	121 943 000 0,6081351

Do wyliczenia Opłaty OZE na rok 2013 przyjęto średnią cenę energii elektrycznej za okres styczeń-sierpień 2012 (181,47 zł/MWh). Zużycie energii elektrycznej w 2011 r. przez odbiorców końcowych wynika z danych zawartych w publikacji ARE "Sytuacja w elektroenergetyce" nr 4 (77) za IV kwartał 2011 r.

d) sytuację i rozwój regionalny:

Zwiększone zapotrzebowanie na biomasę pozytywnie wpłynie na rozwój obszarów wiejskich, posiadających zdolności zwiększenia produkcji przedmiotowego paliwa (możliwości wykorzystania odłogów i ugorów). Należy przy tym zauważyć, iż do odłogów zalicza się powierzchnie gruntów ornych nie dające plonów, które co najmniej przez dwa lata nie były uprawiane, a także grunty orne, które decyzją właściwego organu rolnictwa przeznaczono do zalesienia, ale nie zostały jeszcze zalesione. Do ugorów należy zaliczyć grunty orne, które w danym roku do 20 maja nie były pod zasiewami, również te grunty, które są przygotowywane do uprawy, ale będą obsiane dopiero jesienią i dadzą plon w roku następnym. Od 2007 r. grunty ugorowane oraz powierzchnia odłogów, jeśli nie przewiduje się jej powrotu do użytkowania rolniczego, są zaliczane do pozostałych gruntów.

Według *Powszechnego Spisu Rolnego* przeprowadzonego w 2002 r. odłogowano i ugorowano łącznie 2,3 mln ha gruntów ornych, co stanowiło 17,6% ich ogólnej powierzchni. W 2004 roku zmniejszono areał odłogów i ugorów do 1,3 mln ha, co w znacznym stopniu związane było z realizacją w Polsce Wspólnej Polityki Rolnej UE. Uzyskanie dopłat bezpośrednich, uwarunkowane utrzymaniem ziemi w kulturze rolniczej oraz możliwość uzyskania środków z funduszy strukturalnych na rozwój gospodarstw, sprzyja poprawie i racjonalizacji gospodarki rolnej. W 2008 r. powierzchnia odłogów

i ugorów wyniosła już tylko 491,5 tys. ha, czyli prawie pięciokrotnie mniej niż w 2002 roku. Poniższa tabela opracowana na podstawie danych GUS zawiera informacje dotyczących powierzchni odłogów i ugorów.

Lata	2005	2006	2007	2008
Powierzchnia odłogów i ugorów (tys. ha)	1028,6	984,0	440,9	491,5
w % powierzchni gruntów ornych	8,4	7,9	3,5	3,1

Ponadto, należy zauważyć, iż w Polsce na jednego mieszkańca przypada około 0,41 ha użytków rolnych, a w starej Unii wartość ta wynosi zaledwie 0,19 ha. Stąd też Polska była i jest postrzegana jako kraj, który może mieć bardzo znaczący udział w produkcji biomasy na cele energetyczne w UE. Według szacunków polski potencjał do uprawy roślin energetycznych wynosi od 1,0 do 4,3 mln ha do 2020 r.⁸⁾

Z analiz wykonanych w Instytucie Uprawy Nawożenia i Gleboznawstwa – Państwowy Instytut Badawczy (IUNG PIB) wynika, że bez szkody dla produkcji żywności, rolnictwo polskie może przeznaczyć do 2020 r. 0,6 mln ha pod produkcję zbóż na bioetanol, 0,4 mln ha pod produkcję rzepaku na biodiesel, oraz ok. 1 mln ha pod produkcję biomasy dla potrzeb energetyki zawodowej. IUNG-PIB wykonało analizy z użyciem Systemu Informacji Geograficznej które wykazały, że jeśli założyć, iż rośliny na biopaliwa stałe powinny być uprawiane poza obszarami chronionymi i górskimi, w rejonach o rocznej sumie opadów większej niż 550 mm i na glebach mniej przydatnych o poziomie zalegania wód gruntowych do 2 m, to rolnictwo polskie mogłoby przeznaczyć na ten cel potencjalnie około 1 mln ha gleb.

Polska ze względu na warunki glebowe oraz klimatyczne (zwłaszcza stosunkowo małe opady i ograniczone zasoby wód gruntowych) nie może być zaliczona do krajów o warunkach bardzo sprzyjających produkcji roślin na cele energetyczne. W dodatku mamy zaledwie około 50% gleb bardzo dobrych i dobrych (bardzo odpowiednich do produkcji roślin energetycznych). Gleby te muszą być jednak zachowane dla produkcji żywności i pasz. Wynika stąd, że pod wieloletnie plantacje energetyczne przeznaczane być mogą jedynie gleby gorszej jakości, mniej przydatne do produkcji na cele żywnościowe. Uprawa na takich glebach roślin energetycznych ograniczy wysokość ich plonów, a to w konsekwencji może zmniejszyć opłacalność produkcji. Poniższa

⁸⁾ Faber A., Potencjał i konsekwencje rolnej produkcji biomasy dla energetyki, Płońsk 2008 za: Gańko E., Dostępne grunty oraz odpowiadający im potencjał produkcji upraw energetycznych w perspektywie 2020. Pamiętnik Puławski, 2008

tabela prezentuje potencjalne arealy gruntów przydatnych do produkcji biomasy na cele energetyczne w Polsce.

Rośliny	Użytek	Przydatność gruntów (%)					Plon (Mg s.m./ha)			
		BP	P	ŚP	MP	NP	BP	P	ŚP	MP
Zielne	UR	33	10	18	0	39	17,1	13,3	9,4	17,1
Krzewiaste	UR	14	37	31	10	7	13,3	10,6	7,2	13,3
Zbożowe	GO	34	11	16	4	35	8,6	6,5	4,5	8,6

Źródło: IUNG-PIB

BP- bardzo przydatne,
P- przydatne,
ŚP - średnio przydatne,
MP - mało przydatne,
NP - nie przydatne.

Dodatkowo, przedmiotowe tereny posiadają dogodne warunki do rozwoju rozproszonej energetyki (w szczególności opartej na biomase oraz biogazie), ze względu na lokalnie występujące zasoby.

Ponadto, przedmiotowa regulacja może pozytywnie wpłynąć na rozwój obszarów, na których funkcjonował przemysł stoczniowy, co wynika z faktu, iż doświadczenie zdobyte przy produkcji statków może zostać wykorzystane przy budowie konstrukcji niezbędnych dla rozwoju energetyki wiatrowej (zarówno lądowej jak i morskiej, w tym wieże pod turbiny wiatrowe, specjalistyczne statki niezbędne przy rozwoju morskich farm wiatrowych). Według danych GUS, na koniec 2010 r. w Polsce działało 4815 podmiotów zajmujących się produkcją i naprawą statków i łodzi oraz pozostałą działalnością stoczniową, w których łączna liczba pracujących wynosiła ponad 28,3 tys. (w województwie pomorskim – 16,7 tys., w województwie zachodniopomorskim – 6,2 tys.). Liczba jednostek pływających wyprodukowanych w 2011 r. wyniosła 14 i była o 41,7% niższa w porównaniu z rokiem poprzednim. Pojemność brutto (GT) statków, których produkcję sfinalizowano w 2011 r. wyniosła 71,9 tys. i była wyższa o 86,5% w porównaniu z rokiem poprzednim. Powyższe dane wskazują, iż rozwój energetyki wiatrowej może mieć istotne znaczenie dla rozwoju regionów nadmorskich, gdzie zlokalizowane są główne podmioty z branży stoczniowej.

Wymaga również zaznaczenia, iż zmniejszenie wykorzystania kopalnych nośników energii, które w dużej mierze są importowane przyczyni się do poprawy bilansu płatniczego Polski. Powyższe oznacza, iż większa ilość środków będzie mogła być zainwestowana na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Poniższa tabela opracowana na podstawie danych GUS wskazuje wielkość importu węgla przeznaczonego na cele energetyczne w latach 2007-2010.

Import	2007	2008	2009	2010
Węgiel kamienny energetyczny (tys ton)	3656	6831	8534	10448
Węgiel kamienny koksowy (tys ton)	2268	3500	2259	3155
Węgiel brunatny (tys ton)	8	20	30	24
Łącznie	5932	10351	10823	13627

Informacje dotyczące zakresu regulacji projektu ustawy – Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo energetyczne, ustawę – Prawo gazowe oraz ustawę o odnawialnych źródłach energii.

Wyliczenia przedstawione w niniejszym dokumencie odnoszą się również do przepisów projektu ustawy – Przepisy wprowadzające ustawę – Prawo energetyczne, ustawę – Prawo gazowe oraz ustawę o odnawialnych źródłach energii.

Projekt ten obejmuje zmiany przepisach obowiązujących uregulowanych dotychczas w rozdziale 10 projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii (wersja z dnia 26.07.2012 r.). Zmiany przepisów dotyczą następujących ustaw:

- 1) o podatku dochodowym od osób fizycznych
- 2) Prawo budowlane,
- 3) o giełdach towarowych,
- 4) Prawo ochrony środowiska,
- 5) o biokomponentach i biopaliwach ciekłych,
- 6) o opłacie skarbowej,
- 7) o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej,
- 8) o podatku akcyzowym,
- 9) o efektywności energetycznej.

Ponadto projekt zawiera przepisy przejściowe i końcowe, dotychczas uregulowane w rozdziale 11 projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii (wersja z dnia 26.07.2012 r.) . Dotyczą one m.in. spraw obowiązywania przepisów wykonawczych wydanych na podstawie art. 9a ust. 9 i 9a ust. 11 ustawy - Prawo energetyczne, wykonania i rozliczenia wykonania obowiązku oraz wymierzania kar pieniężnych, a także stosowania przepisów do spraw wszczętych przed dniem wejścia w życie projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii.

W przepisach tego projektu znalazły się ponadto postanowienia dotyczące obowiązywania mechanizmów wsparcia w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, którą oddano do użytkowania przed dniem wejścia w życie ustawy o OZE. Zawiera on również wskazanie pierwszych stałych cen jednostkowych, po których dokonywany będzie w latach 2013 i 2014 zakup energii elektrycznej od wytwórcy:

- 1) energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub
- 2) wpisanego do rejestru wytwórców energii w małej instalacji,
- 3) energii elektrycznej z biogazu rolniczego w mikroinstalacji,
- 4) wpisanego do rejestru wytwórców biogazu rolniczego.

W przepisach ww. projektu wyznaczone zostały pierwsze współczynniki korekcyjne na kolejne lata począwszy od 2013 roku do 2017 roku.

Zamieszczono także zapis, że przypadku instalacji spalania wielopaliwowego, o której mowa w art. 84 ust. 3 ustawy o odnawialnych źródłach energii, świadectwo pochodzenia, o którym mowa w art. 61 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii, wraz z określonym na stałym poziomie współczynnikiem korekcyjnym, przysługuje nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2020 r.

Uregulowano ponadto przepisy przejściowe odnoszące się do instalatorów mikroinstalacji i małych instalacji, które uznają dotychczas wydawane świadectwa ukończenia, m.in. szkoleń, kursów i innych form kształcenia za równoważne uzyskaniem certyfikatu instalatora mikroinstalacji i małych instalacji, o którym mowa w rozdziale 8 projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii.

Zestawienie najważniejszych materiałów pomocniczych wykorzystanych w czasie prac nad projektem ustawy o odnawialnych źródeł energii.

Opracowania, analizy, raporty, strategie:

OGÓLNE

1. *The Renewable Energy Directive: your Q&A guide*, CMS Cameron McKenna, 2009 r.,
2. *Quo(ta) vadis, Europe? A comparative assessment of two recent studies on the future development of renewable electricity support in Europe. A report compiled within the European research project RE-Shaping*, 2010 r.,
3. *Renewable Energy Policy Country Profiles*, A report compiled within the European research project *RE-Shaping*, 2011 r.,
4. *D4 Report: Design options for cooperation mechanisms between Member States under the new European Renewable Energy Directive*, A report compiled within the European research project *RE-Shaping*, 2011 r.,
5. *D8 Report: Review report on support schemes for renewable electricity and heating in Europe*, A report compiled within the European research project *RE-Shaping*, 2011 r.,
6. *D10 Report: Long Term Potentials and Costs of RES Part I: Potentials, Diffusion and Technological learning*, A report compiled within the European research project *RE-Shaping*, 2011 r.,
7. *D16 Report: Towards triple-A policies: More renewable energy at lower cost*, A report compiled within the European research project *RE-Shaping*, 2011 r.,
8. *D17 Report: Indicators assessing the performance of renewable energy support policies in 27 Member States*, A report compiled within the European research project *RE-Shaping*, 2011 r.,
9. *D20 Report: Consistency with other EU policies, System and Market integration - A Smart Power Market at the Centre of a Smart Grid*, A report compiled within the European research project *RE-Shaping*, 2011 r.,
10. *Energy. Technology. Perspectives. Scenarios & Strategies to 2050*. International Energy Agency, 2008 r.,
11. *Financing Renewable Energy in the European Energy Market*, ECOFYS, 2011 r.,
12. *The state of renewables energies in Europe. 11th EurObserv'ER Report*, Observ'ER, 2012 r.,
13. *Co-generation and renewables. Solutions for a low-carbon energy future*, International Energy Agency, 2011 r.,

14. *Integration of electricity from renewables to the electricity grid and to the electricity market – RES-INTEGRATION*, Eclareon GmbH, Öko-Institut e.V., 2012 r.,
15. *The Renewable Energy Review*, Committee on Climate Change, 2012 r.,
16. *EmployRES The impact of renewable energy policy on economic growth and employment in the European Union*, Fraunhofer ISI, Ecofys I inni, 2009 r.,
17. *Assessment of non-cost barriers to renewable energy growth in EU Member States – AEON*, ECORYS, 2010 r.,
18. *Microgeneration Strategy*, Department of Energy and Climate Change UK, 2011 r.,
19. *The UK Renewable Energy Strategy*, 2009 r.,
20. *Feed-in Tariffs Government's Response to the Summer 2009 Consultation*, Department of Energy and Climate Change UK, 2010 r.,
21. *Europe's environment. An assessment of Assessments*, European Environment Agency, 2011 r.,
22. *Resource efficiency in Europe. Policies and approaches in 31 EEA member and cooperating countries*, European Environment Agency, 2011 r.,
23. *Who's winning the clean energy race? Growth, Competition and Opportunity in the World's Largest Economies*, The PEW Charitable Trusts, 2010 r.,
24. 2011 Technology Map of the European Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan). Technology Descriptions, JRC Scientific and Technical Reports, 2011 r.,
25. *Renewable Energy Jobs & Access*, International Renewable Energy Agency (IRENA), 2012 r.,
26. Protas M., *Planowanie energetyczne w gminie a zrównoważony rozwój lokalny*, [w:] Malika K.[red.], *Zarządzanie rozwojem regionu – wymiar społeczny, gospodarczy i środowiskowy*, Politechnika Opolska, Samorząd Województwa Opolskiego, Komitet Przestrzennego zagospodarowania Kraju PAN, Komitet Nauk o Pracy i Polityce Społecznej PAN – Komisja Regionalna Polityki Społecznej, Opole 2010 r.,
27. Wiśniewski G., *[R]ewolucja energetyczna dla Polski. Scenariusz zaopatrzenia Polski w czyste nośniki energii w perspektywie długookresowej*, Wydawca Greenpeace Polska, 2008 r.,
28. Żmijewski K., *Do(od) rzeczy o energetyce*, Wydawnictwo Instytutu im. E. Kwiatkowskiego 2008 r.,
29. Krawczyk M., *Możliwości rozwoju obszarów wiejskich w oparciu o wykorzystanie funduszy unijnych na produkcję energii ze źródeł odnawialnych*, [w:] Kryk B. [red.], *Zrównoważony rozwój obszarów wiejskich Aspekty ekologiczne*, Uniwersytet Szczeciński,

- Katedra Polityki Społeczno-Gospodarczej i Europejskich Studiów Regionalnych, Szczecin 2010 r.,
30. Kościak B., Kowalczyk-Juśko A.: *Produkcja energii ze źródeł odnawialnych jako czynnik rozwoju przedsiębiorczości na obszarach wiejskich*. [w]: „Uwarunkowania przedsiębiorczości”, red. K. Jaremczuk, Państwowa Wyższa Szkoła Zawodowa w Tarnobrzegu, 370-378, 2004 r.,
 31. *Updated Capital Cost Estimated for Electricity Generation Plants* – U.S. Energy Information Administration, 2010 r.,
 32. *Analiza barier wejścia dla odnawialnych źródeł energii przyłączanych do sieci elektroenergetycznych w technologii „smart grid”* raport opracowany przez firmę doradczą COMPER Fornalczyk i Wspólnicy Sp. j. na zlecenie spółki PSE- Operator S.A.,
 33. *Analiza porównawcza kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, węglowych i gazowych oraz odnawialnych źródłach energii*, ARE S.A. 2009 r.,
 34. Makarski S., *Od pomysłów do działań przedsiębiorczych małej i średniej skali*, [w:] Urban S.[red.], *Przedsiębiorczość i marketing szansą rozwoju obszarów wiejskich*, Wydawnictwo Akademii Ekonomicznej im. Oskara Langego we Wrocławiu, Wrocław 2004 r.,
 35. *Dom pasywny*, Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju przy współpracy Krajowej Agencji Poszanowania Energii S.A. 2011 r.,
 36. *Energia w gospodarstwie rolnym*, Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju, 2011 r.,
 37. *Zrównoważone miasto – zrównoważona energia*, Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju, 2011 r.,
 38. *Jaka energetyka w zrównoważonym rozwoju?* Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju, 2008 r.,
 39. *Energetyka rozproszona*, Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju przy współpracy Instytutu Energetyki Odnawialnej, 2011 r.,
 40. *Energetyka rozproszona*, Jan Popczyk, Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju, 2010 r.,
 41. Magdalena Ligus; *Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii. Analiza kosztów i korzyści*, 2010 r.,
 42. D. JC MacKay; *Zrównoważona energia-bez pary w gwizdek. Adaptacja i obliczenia dla Polski*, M. Popkiewicz i M. Śmigrowska, 2011 r.,
 43. *Renewable Energy Jobs & Access*, IRENA 2012,

44. Renewable Energy Jobs: Status, Prospects & Policies, Biofuels and Grid-Connected Electricity Generation, IRENA 2012,
45. *Ekologia to Czysty Biznes, czyli jak zarabiać chroniąc środowisko naturalne*, Fundacja Partnerstwo dla Środowiska, 2010 r.,
46. Witold M. Lewandowski, *Proekologiczne odnawialne źródła energii* Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, 2010 r.,
47. *Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii*. Poradnik, Tarbonus, 2008 r.,
48. Ryszard Tytko, *Odnawialne źródła energii*, OWG, 2011 r.,
49. *Stan pozyskania odnawialnych źródeł energii w Polsce*, Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Państwowa Wyższa Szkoła Informatyki i Przedsiębiorczości w Łomży, Łomża 2009 r.,
50. Jacek Zimny, *Odnawialne źródła energii w budownictwie niskoenergetycznym*, WNT, 2011 r.,
51. Zielona Księga Narodowego Programu Redukcji Emisji Gazów Ciepłarnianych, Społeczna Rada Narodowego Programu Redukcji Emisji, 2010 r.,
52. *Polska energetyka 2011*, Dom Maklerski PKO, 2011 r.
53. *Analiza skutków prawnych wprowadzenia zmian w mechanizmie wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w kontekście zachowania praw nabytych inwestorów korzystających ze wsparcia na dotychczasowych zasadach*, Kancelaria Prawna Bird & Bird, 2011 r.,
54. *Analiza skutków wystąpienia nadpodaży świadectw pochodzenia na sektor energetyki odnawialnej*, Instytut Energetyki Odnawialnej, 2011 r.,
55. *Dostosowanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii do zmian zachodzących w kosztach wytwarzania energii z paliw kopalnych*, CASE Doradcy Sp. z o.o., 2009 r.,
56. *Analiza możliwości rozwoju produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej w Polsce dla potrzeb krajowych i eksportu*, Instytut Energetyki Odnawialnej, 2010 r.,
57. *Analiza zasadności wprowadzenia dodatkowych mechanizmów wsparcia dla ciepła i chłodu sieciowego wytwarzanego z odnawialnych źródeł energii*, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A., 2011 r.,
58. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*, 2009 r.,
59. *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*, grudzień 2010 r.,
60. *Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020*, 2010 r.,

61. *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2009 r.*, Główny Urząd Statystyczny, 2012 r.,
62. *Energia ze źródeł odnawialnych w 2010 r.*, Główny Urząd Statystyczny, 2011 r.,
63. *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2009-2010*, Główny Urząd Statystyczny, 2011 r.,
64. *Efektywność wykorzystania energii w latach 1999-2009*, Główny Urząd Statystyczny, 2011 r.,
65. *Zużycie paliw i nośników energii w 2010 r.*, Główny Urząd Statystyczny, 2011 r.,
66. *Zasady metodyczne sprawozdawczości statystycznej z zakresu gospodarki paliwami i energią oraz definicje stosowanych pojęć*, Główny Urząd Statystyczny, 2006 r.,
67. *Gospodarka morska w Polsce w 2011 r.*, Główny Urząd Statystyczny, 2012 r.,
68. Komisja Europejska, Komunikat „Energia odnawialna: ważny uczestnik europejskiego rynku energii”, COM(2012) 271,
69. Komisja Europejska, Komunikat „Energia odnawialna: dążenie do osiągnięcia celu na rok 2020” COM(2011) 31,
70. Analiza możliwości wprowadzenia systemu Fit-in Tariff dla mikro i małych instalacji OZE, EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej, 2012 r.

BIOMASA

1. *Good Practice Guidelines, Bioenergy Project Development & Biomass Supply*, International Energy Agency, 2007 r.,
2. *Biomass. Green energy for Europe*, Komisja Europejska 2005 r.,
3. *Biomass Futures GLOBIOM modelling results: Summary for policy makers*, Institute for European Environmental Policy, IIASA, 2012 r.,
4. *Atlas of EU biomass potentials: Summary for policy makers*, Alterra, Institute for European Environmental Policy, 2012 r.,
5. *Biomass CHP Market Potential in the Western Region: An Assessment*, The Western Development Commission, 2008 r.,
6. *D12 Report: Long Term Potentials and Costs of RES. Part II: The Role of International Biomass Trade*, A report compiled within the European research project *RE-Shaping*, 2011 r.,
7. *Bioenergy and Food Security*, FAO, 2010 r.,
8. *Energy – Smart Food at FAO: an overview*, FAO, 2012 r.,

9. *Energy – SmartFood for People and Climate. Issue Paper*, FAO 2011 r.,
10. *Sprawozdanie Komisji dla Rady i Parlamentu Europejskiego dotyczące wymagań w odniesieniu do zrównoważonego zastosowania biomasy stałej i gazowej do celów produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodzenia*. COM(2010)11, Komisja Europejska, 2010 r.,
11. *Prawne, technologiczne, środowiskowe i ekonomiczne uwarunkowania rozwoju produkcji odnawialnych źródeł energii w Polsce opartych na biomase pochodzenia rolniczego*, Instytutu Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa, 2008 r.,
12. Kościk B., Kowalczyk-Juśko A., Kościk K.: *Badania nad uprawą wieloletnich gatunków traw z przeznaczeniem na cele energetyczne*. [w:] „Ogniwa paliwowe i biomasa lignocelulozowa szansą rozwoju wsi i miast”, red. W. Ciechanowicz, S. Szczukowski, Wyższa Szkoła Informatyki Stosowanej i Zarządzania, 193-202, Warszawa 2003 r.,
13. Kuś J., Jończyk K., *Dobra praktyka rolnicza w gospodarstwie rolnym*, Materiały szkoleniowe, Centrum Doradztwa Rolniczego w Brwinowie Oddział w Radomiu, Radom 2005 r.,
14. *Biomass for Power Generation – Renewable Energy Technologies: Cost analysis series*, IRENA 2012,
15. Popczyk J., *Rola biomasy i polskiego rolnictwa w realizacji pakietu energetycznego*, [w:] *Czysta Energia*, nr 2(76), 2008 r.,
16. Krasowicz S., *Wpływ produkcji roślin energetycznych na rynek żywności*, [w:] *Uprawa roślin energetycznych a wykorzystanie rolniczej przestrzeni produkcyjnej w Polsce*, Studia i raporty IUNG-PIB, Instytut Uprawy Nawożenia i Gleboznawstwa, Państwowy Instytut Badawczy, Puławy 2008 r.,
17. Krasowicz S., Kuś J., Jankowiak J., *Ekonomiczno-organizacyjne uwarunkowania funkcjonowania gospodarstw rolniczych o różnych kierunkach produkcji w aspekcie rozwoju zrównoważonego*, [w:] *Współczesne uwarunkowania organizacji produkcji w gospodarstwach rolniczych*, Studia i raporty IUNG-PIB, Instytut Uprawy Nawożenia i Gleboznawstwa, Państwowy Instytut Badawczy, Puławy 2007 r.,
18. *Przewodnik metodyczny. Procedury bilansowania i rozliczania energii wytwarzanej w procesach współpalania*, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze 2007 r.,
19. *O niezrównoważonym wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii w Polsce i patologii w systemie wsparcia OZE. Propozycje zmian podejścia do promocji OZE i kierunków wykorzystania zasobów biomasy*. EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej, 2012 r.

BIOGAZ

1. Andrzej Głaszczka, Witold Jan Wardal, Waclaw Romaniuk, Tadeusz Domasiewicz, *Biogazownie rolnicze*, Multico, 2011 r.,
2. *Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych*, Instytut Energetyki Odnawialnej, 2011 r.,
3. *Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie*, Mazowiecka Agencja Energetyczna Sp. z o.o., 2009 r.
4. *Analiza dotycząca wprowadzenia kryteriów i niezbędnych mechanizmów wsparcia dla rozwoju mikrobiogazowni w Polsce*, Instytut Energetyki Odnawialnej, 2011 r.,

DREWNO/LEŚNICTWO

1. Final report „*Real potential for changes In growth and use of EU forests*”, EUwood 2010 r.,
2. *The European Forest Sector Outlook Study II 2010-2030*, UNECE/FAO, 2011 r.,
3. *The North American Forest Sector Outlook Study 2006-2030*, UNECE/FAO, 2012 r.,
4. *Forest Products, Annual Market Review 2010-2011*, UNECE/FAO, 2011 r.,
5. *State of Europe's Forests 2011, Status & Trends in Sustainable Forest Management in Europe*, UNECE/FAO, 2011 r.,
6. *State of the World's Forests 2011*, FAO, 2011 r.,
7. *Climate Change for Forest Policy-Makers. An approach for integrating climate change into national forest programmes in support of sustainable forest management*, FAO, 2011 r.,
8. *Forests and Climate Change Working Paper 10. Forest Management and Climate Change: a literature review*, FAO, 2012 r.
9. *Forests and energy. Key issues*, FAO, 2008 r.,
10. *Wood Fuel Handbook. Production, Quality Requirements, Trading*, Aebiom, 2008 r.,
11. *ZIELONA KSIĘGA. Ochrona lasów i informacje o lasach w UE: przygotowanie lasów na zmianę klimatu*. KOM(2010)66, Komisja Europejska, 2010 r.,
12. *Komunikat Komisji dla Rady i Parlamentu Europejskiego w sprawie planu działań dotyczącego gospodarki leśnej UE*, KOM(2006)302 Komisja Europejska, 2006 r.,
13. *Leśnictwo 2011*, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa 2011 r.

14. *Informacja o stanie lasów oraz o realizacji „Krajowego programu zwiększania lesistości” w 2008 roku*, Warszawa 2009 r.,
15. Sławomir Podlaski, *Ocena możliwości pozyskania drewna na cele energetyczne do 2020 roku*, 2010 r.,

GEOTERMIA/POMPY CIEPŁA

1. Outlook 2010. European Heat Pump Statistics, The European Heat Pump Association, 2010 r.,
2. ETSAP. Energy technology system analysis programme, Geothermal heat and power, IEA 2010,
3. Technology Roadmap, Geothermal Heat and Power, IEA 2011,

WIATR

1. *The Economics of Wind Energy*, European Wind Energy Association, 2009 r.,
2. *Wind Energy and Electricity Prices Exploring the ‘merit order effect’*, European Wind Energy Association, 2010 r.,
3. *Wind Power – Renewable Energy Technologies: Cost analysis series*, IRENA 2012,
4. *Green Growth – The impact of wind energy on jobs and the economy, A report by the EWEA*, 2012,
5. *Wind in our Sails. The coming of Europe’s offshore wind energy industry*, Wind Energy Association, 2011 r.,
6. *Pure Power. Wind Energy Targets from 2020 and 2030*, Wind Energy Association, 2011 r.,
7. *OffshoreGrid: Offshore Electricity Infrastructure in Europe*, Wind Energy Association, 2011 r.,
8. *Global Wind Energy Outlook 2010*, European Wind Energy Association, 2010 r.,
9. *Analiza wymaganego poziomu wsparcia dla morskich elektrowni wiatrowych w Polsce w perspektywie do 2025 roku*, Fundacja na Rzecz Energetyki Zrównoważonej, 2012 r.,
10. *Energetyka wiatrowa w Polsce*, wersja dwujęzyczna polsko-angielska, Raport przygotowany przez PAliIZ we współpracy z TPA Horwath oraz Domański Zakrzewski Palinka, Warszawa 2011 r.,
11. Zbigniew Lubośny, *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym (WNT, 2009)*,

12. *Morski wiatr kontra atom. Analiza porównawcza kosztów morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej oraz ich potencjału tworzenia miejsc pracy.* Dokument opublikowany przez Greenpeace, 2011 r.,
13. *Condition for Deployment of Wind Power in the Baltic Sea Region*, BASREC 2012,
14. *Analiza wsparcia energetyki wiatrowej w Polsce*, PWC, 2011 r.,
15. Tomasz Boczar, *Energetyka wiatrowa aktualne możliwości wykorzystania*, Wydawnictwo Pomiary Automatyka Kontrola, 2008 r.,
16. Tomasz Boczar, *Wykorzystanie energii wiatru*, PAK, 2010 r.,
17. Andrzej Flaga, *Inżynieria wiatrowa. Podstawy i zastosowania*, Arkady, 2008 r.,
18. *Wizja Rozwoju Energetyki Wiatrowej w Polsce do 2020 r.*, Instytut Energetyki Odnawialnej, 2009 r.,

WODA

1. *Jak zbudować małą elektrownię wodną? Przewodnik inwestora*, Europejskie Stowarzyszenie Małej Energetyki Wodnej, 2010 r.,
2. *Hydropower*, Renewable Energy Technologies: Cost analysis series, IRENA 2012,

SŁOŃCE

1. *Solar Generation 6: Solar photovoltaic electricity empowering the world*, European Photovoltaic Industry Association, 2011 r.,
2. *Solar Generation V – 2008. Solar electricity for over one billion people and two million jobs by 2020*, European Photovoltaic Industry Association, 2009 r.,
3. *Status of Photovoltaics in the European Union. New Member States 2010*, Stanisław M. Pietruszko, 2011 r.,
4. *Solar Photovoltaics*, Renewable Energy Technologies: Cost analysis series, IRENA 2012,
5. *Concentrating Solar Power*, Renewable Energy Technologies: Cost analysis series, IRENA 2012,
6. Mariusz T. Sarniak, *Podstawy fotowoltaiki*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2008 r.,
7. Dorota Chwieduk, *Energetyka słoneczna budynku*, Arkady, 2011 r.,
8. Ewa Klugman-Radziszewska, *Fotowoltaika w teorii i praktyce*, BTC, 2010 r.,

Artykuły i strony internetowe:

1. Wojciechowski H., *Efektywność techniczna i ekonomiczna rozproszonych i rozsianych układów wytwarzania energii*, „Instal” nr 6/2010,
2. Kiciński J., Lampart P., *Mini - i mikrośilownie CHP ORC jako perspektywiczna forma wdrażania technologii OZE w Polsce* (<http://www.imp.gda.pl/bioenergy/>),
3. Kotowski W., Konopka E., *Mikrogeneracja w domu jednorodzinnym*, „Energia” nr 4/2009,
4. B. Fiedor , A. Graczyk , *Zrównoważony rozwój energetyki w świetle polityki energetycznej Unii Europejskiej*, w: red. A. Czaja, *Zrównoważony rozwój – doświadczenia polskie i europejskie*, *Ekonomia i Środowisko* nr 33, Katedra Ekonomii Ekologicznej AE Wrocław, Nowa Ruda 2005 r.,
5. E. Lorek, *Rozwój zrównoważony energetyki w wymiarze międzynarodowym, europejskim i krajowym*, w: red. A. Graczyk, *Teoria i praktyka zrównoważonego rozwoju*, Akademia Ekonomiczna we Wrocławiu, Katedra Ekonomii Ekologicznej, Wyd. EkoPress, Białystok - Wrocław 2007 r.,
6. J. Malko., *Zrównoważony rozwój – cele i wyzwania elektroenergetyki*, w: red. A. Graczyk, *Teoria i praktyka zrównoważonego rozwoju*, Akademia Ekonomiczna we Wrocławiu, Katedra Ekonomii Ekologicznej, Wyd. EkoPress, Białystok-Wrocław 2007 r.,
7. A. Pultowicz, *Mechanizm wsparcia rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce na tle rozwiązań europejskich*, w: red. Rymarczyk J., Michalczyk W., *Problemy regionalne i globalne we współczesnej gospodarce światowej*, Tom 2, Katedra Międzynarodowych Stosunków Gospodarczych, Akademia Ekonomiczna we Wrocławiu, Wrocław 2005 r.,
8. Anna Pamuła, Zieliński Jerzy S., *„Mikrosieci – racjonalne wykorzystanie lokalnych źródeł energii odnawialnej”*, *Technologie wiedzy o zarządzaniu publicznym*, red. J. Gołuchowski i A. Frączkiewicz-Wronka, 2009 r.,
9. Piotr Olszowiec, *„Autonomiczne systemy elektroenergetyczne małej mocy. Mikrosieci.”*, „Energia Gigawat”, 7-8/2009, Kraków,
10. North American Electric Reliability Corporation, *"Reliability Considerations from the Integration of Smart Grid"*, Princeton, December 2010 r.,
11. Artykuł *„Rynek pomp ciepła w Polsce”* Instal Reporter nr 3/2011, link do archiwalnych numerów Instal Reportera: <http://instalreporter.pl/archiwum-2011/page/2/>,
12. *„Grzanie bez kotłowni”* z 3-częściowego cyklu: *„Grunt, woda czy po wietrze? Optymalny rodzaj pompy ciepła”* w Magazynie Instalatora nr 11/2010, http://www.instalator.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=431%3A-

tymalny-rodzaj-pompy-ciepa-3-grzanie-bez-kotowni-
&catid=76%3Aarchiwum&Itemid=158&lang=pl,

13. Edwards B., *“Rough Guide to Sustainability. A Design Primer”*, London 2010 r.,
14. Jabłońska M.R., *„Rola informatyki w budownictwie energooszczędnym”*, www.bioenergiadlaregionu.eu, Łódź 2011 r.,
15. Janicki M., *„Dom 2020 jako przykład budownictwa pasywnego lub o niemal zerowym zużyciu energii w świetle budownictwa zrównoważonego*, www.bioenergiadlaregionu.eu, Łódź 2011 r.,
16. Kozanecki Z., *„Systemy wirujące maszyn przepływowych małej i średniej mocy”*, Instytut Technologii Eksploatacji – PIB, Łódź — Radom 2008 r.,
17. Pesta R., *Wysoko sprawne układy kogeneracyjne (CHP) dla potrzeb inwestorów indywidualnych – ekonomiczne i techniczne możliwości inwestowania*, „Nowa Energia” nr 2(8)/2009,
18. Szpryngiel M., *Zintegrowane źródła energii odnawialnej w gospodarstwie rolnym*, „Czysta Energia” nr 10/2003,
19. Wach E., *Czy małe wiatraki mogą wspomagać system elektroenergetyczny?* „Czysta Energia” nr 12/2006,
20. Kowalak T., *Smart grid – wyzwanie XXI wieku*, „Rynek Energii”, nr 1/2010,
21. *Odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii. Poradnik. Praca zbiorowa*, Tarbonus 2008 r.,
22. *Ogniwa paliwowe jako współczesne źródła energii*, „Urządzenia dla Energetyki” nr 1/2008,
23. Olszowic P., *Autonomiczne systemy elektroenergetyczne małej mocy. Mikrosieci*, „Energia Gigawat” nr 7-8/2009,
24. Dekarz D., *Jakość pracy instalacji młynowej a parametry pracy kotła*, „Energetyka ciepła i zawodowa” nr 6/2012,
25. Raport Komisji Europejskiej, *„ICT for a Low Carbon Economy. Smart Buildings.”*, Bruksela, lipiec 2009,
26. Raport Komisji Europejskiej *„Impacts of Information and Communication Technologies of Energy Efficiency”*, Bruksela, wrzesień 2008,
27. Raporty i publikacje EWEA, <http://www.ewea.org>,
28. strona <http://www.cire.pl/zielonaenergia/publikacje>,
29. strona <http://energetyka.wnp.pl/>,
30. strona <http://www.reo.pl/>,

31. strona <http://www.smarteco.pl/energetyczny-dom/pakiet/dom/>.