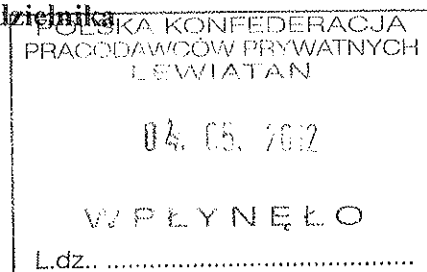


Tomasz Tomczykiewicz
Sekretarz Stanu

Warszawa, 4 kwietnia 2012 r.

DE-VIII-0210-4/6/11
DE/258/12

Wg rozdzielnika

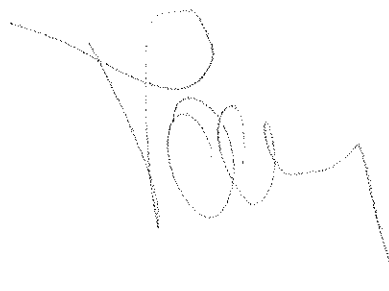


Szanowni Państwo,

W załączeniu przekazuję projekt ustawy zmieniającej ustawę o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw, z uprzejmą prośbą o zgłoszenie ewentualnych uwag do 18 maja br.

Przedmiotowy projekt ustawy dotyczy przedłużenia, wygasającego z końcem 2012 r., systemem wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji – technologii efektywnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Z poważaniem,



Rozdzielnik

1. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. (PSE Operator S.A.);
2. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE);
3. Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ);
4. Izba Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie (IGCP);
5. Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (TGPE);
6. PKPP Lewiatan;
7. Krajowa Izba Gospodarcza;
8. Krajowa Rada Federacji Konsumentów;
9. Towarzystwo Obrotu Energią (TOE);
10. Towarowa Giełda Energii SA (TGE SA)

USTAWA

z dnia

zmieniająca ustawę o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw

Art. 1. W ustawie z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21, poz. 104), w art. 11 w ust. 1 wyrazy „do dnia 31 marca 2013 r.” zastępuje się wyrazami „do dnia 31 marca 2021 r.”.

Art. 2. Ustawa wchodzi w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia.

DYREKTOR
Departamentu prawnego
Monika Stubińska
Szefka prawni

UZASADNIENIE

1. Cel wprowadzenia regulacji

Niniejsza zmiana ma na celu przedłużenie do dnia 31 marca 2021 r. obecnie funkcjonującego systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji, z wyłączeniem jednostek opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy, w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (Dz. U. Nr 169, poz. 1199, z późn. zm.), dla których system wsparcia został ustalony do dnia 31 marca 2019 r.

Przedłużenie systemu wsparcia wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla jednostek m.in. gazowych, węglowych lub o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW do 31 marca 2021 r. zapewni:

- utrzymanie konkurencyjności i opłacalności inwestycji w wysokosprawną kogenerację. W latach 2013-2020 wejdą w życie nowe zasady w zakresie przydziału uprawnień dla instalacji objętych Europejskim Systemem Handlu Uprawnieniami do Emisji, zwanym dalej „ETS”. W związku z tym w 2013 r. polskie elektrociepłownie i ciepłownie przystąpią do ETS pod presją zakupu ok. 60 % pozwoleń na emisję CO₂.
- jednolite warunki wsparcia dla wszystkich rodzajów jednostek kogeneracyjnych działających w Polsce. System wsparcia wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednostkach kogeneracji opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych, został zapewniony do dnia 31 marca 2019 r. zgodnie z art. 11 ust. 2 ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 21, poz. 104).

Proces wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji jest jednym z najbardziej efektywnych sposobów przetwarzania energii pierwotnej. Poprzez równoczesne wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej lub mechanicznej w trakcie tego samego procesu technologicznego (w jednostkach kogeneracji o mocy zainstalowanej elektrycznej powyżej 1 MW) zapewnia się oszczędność energii pierwotnej w wysokości ponad 10 % w porównaniu z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła w układach rozdzielonych.

Obecnie funkcjonujący mechanizm wsparcia przedsiębiorców wytwarzających energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji, zwanej dalej „CHP”, polega na obowiązkowym odbiorze, przesyłce lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej przez operatora systemu dystrybucyjnego, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz wydawaniu przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, zwanego dalej „Prezesem URE”, świadectw

pochodzenia z Kogeneracji, które mogą być przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii SA, zwanej dalej „TGE SA”.

W Polsce funkcjonują trzy rodzaje świadectw pochodzenia poświadczające wytworzenie energii elektrycznej w kogeneracji:

- 1) świadectwa pochodzenia energii wytworzonej w jednostkach opalanych paliwami gazowymi lub o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW (tzw. certyfikaty „żółte”);
- 2) świadectwa energii wytworzonej w pozostałych źródłach kogeneracyjnych (tzw. certyfikaty „czerwone”);
- 3) świadectwa pochodzenia dla jednostek kogeneracji opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (tzw. certyfikaty „fioletowe”).

Wytwórcy, którzy uzyskali świadectwa pochodzenia z kogeneracji mogą odsprzedać je za pośrednictwem TGE SA podmiotom zobowiązanym, zyskując w ten sposób dodatkowy przychód z działalności polegającej na wytwarzaniu energii. System wsparcia CHP jest dopełniają zapisy ustawy umożliwiające wymierzenie kary pieniężnej przedsiębiorstwom, które nie wypełniły obowiązku umorzenia odpowiedniej ilości świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej.

Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji lub wniesienia opłaty zastępczej został nałożony na przedsiębiorstwa zajmujące się wytwarzaniem lub obrotem energią elektryczną i sprzedające tę energię do odbiorców końcowych.

W celu wypełnienia obowiązku przedsiębiorstwa energetyczne mogą:

- umorzyć odpowiednie świadectwa pochodzenia,
- uiścić opłatę zastępczą na konto Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, która przeznaczona powinna być na wspieranie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii i wytwarzania energii elektrycznej i ciepła ze źródeł kogeneracyjnych znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej.

Zgodnie z ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625, z późn. zm.), zwaną dalej „ustawą”, do zadań Prezesa URE należy kontrola przestrzegania przez przedsiębiorstwa energetyczne ww. obowiązków. Kontrolę tę Prezes URE przeprowadza po zakończeniu każdego roku kalendarzowego (po 31 marca).

Wydawanie świadectw pochodzenia z kogeneracji regulują przepisy w art. 91 ustawy, natomiast w art. 11 ust. 1 ustawy z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw określono, iż obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia z kogeneracji oraz uiszczenia opłaty zastępczej, stosuje się do dnia 31 marca 2013 r. Zatem 31 marca 2013 r. wygasa mechanizm określony w ustawie zapewniający

wsparcie dla wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w źródłach węglowych gazowych. Brak mechanizmów wsparcia będzie powodować poważne problemy finansowe w grupie przedsiębiorstw wytwarzających energię elektryczną i ciepło w wysokosprawnej kogeneracji, co negatywnie wpłynie na rozwój tej technologii w Polsce. Tym samym nie zostaną wypełnione zobowiązania wynikające z Pakietu energetyczno-klimatycznego jak również z Polityki energetycznej Polski do 2030 r.

2. Zasadność wspierania kogeneracji

Wysokosprawna kogeneracja, jako jedno z narzędzi realizacji polityki energetycznej krajowej i UE, przyczynia się do:

- ograniczenia emisji CO₂,
- oszczędności energii,
- rozwoju wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii,
- poprawy bezpieczeństwa energetycznego.

Wykorzystanie potencjału kogeneracji w krajach Unii Europejskiej może przyczynić się do oszczędności energii rzędu 15-25 Mtoe na rok oraz ograniczenia emisji CO₂ o 35-55 mln ton rocznie¹⁾.

3. Dopuszczalność wsparcia

Dyrektywa CHP (art. 7) wskazuje na potrzebę wdrożenia systemów wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji w celu stworzenia stabilnych warunków dla inwestycji w tę technologię.

Wsparcie wytwarzania energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji wskazane jest także w projektowanych przepisach (art. 10) dyrektywy o efektywności energetycznej. Projekt dyrektywy nakłada obowiązek na kraje członkowskie opracowania Krajowych Planów Działań w zakresie ogrzewania i chłodzenia dla wykorzystania potencjału wysokosprawnej kogeneracji. Zgodnie z art. 10 ust. 11 projektu dyrektywy wsparcie wytwarzania energii elektrycznej produkowanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji i efektywnie wykorzystanego ciepła jest dozwolone.

4. Wsparcie kogeneracji w krajach UE

Wysokosprawna kogeneracja jest wspierana przez inne kraje członkowskie UE, które doceniają rolę wysokosprawnej kogeneracji w realizowanej polityce ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Tego typu wsparcie jest stosowane w Danii, Finlandii, Czechach, Holandii, a także w Niemczech (ustawa o wsparciu kogeneracji wraz z systemem wsparcia w taryfach Operatorów Systemów Przesyłowych).

5. Kogeneracja w Polityce energetycznej Polski do 2030 roku

Jednym z celów przyjętej w dniu 10 listopada 2009 r. Polityki energetycznej Polski do 2030 r., która stanowi załącznik do obwieszczenia Ministra Gospodarki z dnia 21 grudnia 2009 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2030 r. (M. P. z 2010 r. Nr 2, poz. 11) jest podwojenie produkcji

¹⁾ Impact Assessment projektu dyrektywy o efektywności energetycznej

energii elektrycznej ze źródeł wysokosprawnej kogeneracji. Aby osiągnąć ten cel konieczne jest stosowanie mechanizmu wsparcia oraz stymulacji rozwoju nowych źródeł.

Jednym z działań wykonawczych (Działanie 1.3 – str. 3) Programu Działań Wykonawczych stanowiącego załącznik do Polityki energetycznej Polski do 2030 r. jest utrzymanie systemu wsparcia energii elektrycznej w technologii wysokosprawnej kogeneracji na poziomie zapewniającym opłacalność inwestowania w nowe moce oraz zapewnienie przewidywalności tego systemu w perspektywie kolejnych 10 lat.

W przypadku zaprzestania wsparcia nie tylko rozwój kogeneracji staje się niemożliwy, ale pod znakiem zapytania pozostaje możliwość utrzymania obecnego poziomu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w wysokosprawnej kogeneracji po roku 2016, kiedy zacznie obowiązywać Dyrektywa o emisjach przemysłowych. Istnieje już obecnie konieczność ponoszenia znaczących nakładów inwestycyjnych, szczególnie w dużych elektrociepłowniach, dla sprostania norm środowiskowych wynikających z tej dyrektywy. Zakres prac jest tak duży i kosztowny, że okres jaki pozostał do wybudowania niezbędnych instalacji musi być dobrze wykorzystany począwszy od teraz. Należy zdawać sobie sprawę, że ze względów technicznych nie da się wykonać wszystkich instalacji w krótkim okresie czasu. Problem dotyczy szczególnie elektrociepłowni, ponieważ elektrownie systemowe zostały wyposażone już instalacje odsiarczania, które będą wymagały relatywnie niewielkiej modyfikacji w porównaniu z budową nowych instalacji w elektrociepłowniach. Warto przypomnieć, że budowa instalacji ochrony środowiska w elektrowniach została zrealizowana ze wsparciem finansowym, co zapewniono poprzez kontrakty długoterminowe.

W tej sytuacji pozostawienie elektrociepłowni bez systemu wsparcia jest niezgodne z deklaracjami zawartymi w Polityce energetycznej Polski do 2030 r. i będzie stanowiło negatywny sygnał dla inwestorów.

6. Wpływ ETS na funkcjonowanie kogeneracji

Jak wspomniano na wstępie, w latach 2013-2020 wejdą w życie nowe zasady w zakresie przydziału uprawnień dla instalacji objętych Europejskim Systemem Handlu Uprawnieniami do Emisji. W związku z tym w roku 2013 polskie elektrociepłownie i ciepłownie przystąpią do systemu handlu emisjami CO₂ pod presją zakupu ok. 60 % pozwoleń na emisję CO₂. W kolejnych latach udział ten będzie wzrastał. Wpłynie to znacząco na wzrost kosztów wytwarzania ciepła (zależnie od ceny uprawnień) nawet o 25% w roku 2013 i w konsekwencji wzrostu cen ciepła dostarczanego do systemów scentralizowanych. Taki wzrost cen ciepła (z perspektywą dalszego, stopniowego wzrostu) może spowodować odłączenie się części odbiorców ciepła od sieci ciepłowniczych i przechodzenie na indywidualne systemy ogrzewania, które nie podlegają pod wymagania dyrektywy dot. handlu emisjami. Źródła te są w znacznym stopniu odpowiedzialne za tzw. „niską emisję” i z reguły nie pracują w skojarzeniu. Zachwieje to rynkiem ciepła naruszając zasady konkurencji, a ponadto przyczyni się do znacznego wzrostu emisji CO₂ poza systemem handlu emisjami CO₂. Zaproponowanym przez Komisję Europejską rozwiązaniem jest wprowadzenie nowego sposobu opodatkowania paliw (w tym dla źródeł niepodlegających pod dyrektywę dot. handlu emisjami). Akcyza będzie naliczana z uwzględnieniem emisji CO₂ powstającego w wyniku spalania tego paliwa.

Planuje się, że system ten może być wprowadzony w krajach UE już od 2013 r. Utrzymywanie niekonkurencyjnych cen ciepła w tak długim okresie może spowodować poważne zakłócenia na rynku ciepła, w tym likwidację niektórych przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Obecnie ceny ciepła wytwarzanego w elektrociepłowniach bazują na cenach referencyjnych wyznaczanych w oparciu o wartości średnie taryf ciepłowni. Ponieważ grupa ciepłowni o mocy poniżej 20 MW nie będzie objęta obowiązkiem zakupu uprawnień do emisji, a jednocześnie uczestniczy ona w bazie kotłowni stanowiących podstawę do obliczenia ceny referencyjnej dla źródeł kogeneracyjnych, zatem wyznaczona przez Prezesa URE cena referencyjna ciepła od 2013 r. nie w pełni będzie przenosić koszty zakupu uprawnień do emisji wymagane dla produkcji ciepła w elektrociepłowniach. Dlatego też chcąc uniknąć znacznego, uzasadnionego wzrostu cen ciepła, zasadnym jest utrzymanie systemu wsparcia dla źródeł kogeneracyjnych dla pokrycia tych dodatkowych kosztów zakupu uprawnień CO₂ dla ciepła, których nie uwzględnia cena referencyjna.

7. Przykłady

- 1) Elektrociepłownie warszawskie emitują rocznie około 6 mln ton CO₂, w tym na potrzeby produkcji ciepła około 4 mln ton. Według wstępnych kalkulacji wykonanych przez specjalistów tej firmy, w 2013 r. trzeba będzie zakupić ok. 1,5 mln uprawnień do emisji CO₂ na potrzeby produkcji ciepła, a w roku 2016 około 2,5 mln ton. Oznacza to dodatkowe koszty dla firmy w tych latach w wysokości odpowiednio 120 mln PLN i 200 mln PLN (przy założeniu, że 1 tona CO₂ kosztuje 20 Euro).
- 2) W elektrociepłowniach łódzkich emituje się rocznie około 2,5 mln ton CO₂ w tym na potrzeby produkcji ciepła około 1,8 mln ton. W 2013 r. trzeba będzie zakupić ok. 0,8 mln uprawnień do emisji CO₂ na potrzeby produkcji ciepła, a w roku 2016 około 1,2 mln ton. Oznacza to dodatkowe koszty dla firmy w tych latach w wysokości odpowiednio 65 mln PLN i 95 mln PLN.

8. Przepisy końcowe

Przed skierowaniem do uzgodnień projekt ustawy został przesłany Kancelarii Prezesa Rady Ministrów zgodnie z wymogiem, o którym mowa w § 11 ust. 1 uchwały Nr 49 Rady Ministrów z dnia 19 marca 2002 r. - *Regulamin pracy Rady Ministrów* (M. P. Nr 13, poz. 221, z późn. zm.).

Projekt ustawy, z chwilą przekazania do uzgodnień międzyresortowych, został udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji, zgodnie z § 11a uchwały Nr 49 Rady Ministrów z dnia 19 marca 2002 r. - *Regulamin pracy Rady Ministrów* oraz Ministerstwa Gospodarki, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingsowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. Nr 169, poz. 1414, z późn. zm.).

Projekt ustawy nie podlega procedurze notyfikacji w rozumieniu rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239, poz. 2039 oraz z 2004 r. Nr 65, poz. 597).

Ustawa jest zgodna z prawem Unii Europejskiej, w tym art. 7 dyrektywy 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniającej dyrektywę

92/42/EWG (Dz. Urz. WE L 52 z 21.02.2004, str. 50, z późn. zm.; Dz. Urz. UE Polskie wydanie specjalne, rozdz. 12, t. 3, str. 3).

OCENA SKUTKÓW REGULACJI

1. Podmioty, na które oddziałuje projektowana regulacja

Podmiotami, do których adresowane są projektowane zmiany to przedsiębiorstwa energetyczne wytwarzające energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach Kogeneracji (z wyłączeniem jednostek opalanych metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 2 ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych), uczestnicy Towarowej Giełdy Energii S.A., Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

2. Wyniki przeprowadzonych konsultacji społecznych

Projekt ustawy został poddany procedurze uzgodnień wewnątrzresortowych oraz międzyresortowych, a także konsultacji społecznych z instytucjami, organizacjami i przedsiębiorstwami sektora energetycznego, takimi jak:

- 1) Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A. (PSE Operator S.A.);
- 2) Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE);
- 3) Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (PTEZ);
- 4) Izba Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie (IGCP);
- 5) Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie (TGPE);
- 6) PKPP Lewiatan;
- 7) Krajowa Izba Gospodarcza;
- 8) Krajowa Rada Federacji Konsumentów;
- 9) Towarzystwo Obrotu Energią (TOE);
- 10) Towarowa Giełda Energii SA (TGE SA)

W ramach konsultacji społecznych projekt ustawy został umieszczony również na stronie internetowej Ministerstwa Gospodarki.

3. Wpływ projektowanej regulacji na:

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

Przedłużając dotychczas funkcjonujący system wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji nie przewiduje się negatywnego wpływu na sektor finansów publicznych, w tym budżet państwa i budżety jednostek samorządu terytorialnego.

- b) rynek pracy:

Nie przewiduje się wpływu przedmiotowej ustawy na rynek pracy.

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

Brak podjęcia działań prowadzących do przedłużenia systemu wsparcia dla wysokosprawnej kogeneracji może spowodować, iż inwestycje związane z rozwojem wysokosprawnej kogeneracji (inwestycje nowe/planowane i istniejące) staną się nieopłacalne co może spowodować:

- odpływ inwestycji zagranicznych z Polski związanych z kogeneracją,
- zamykanie istniejących jednostek wysokosprawnej kogeneracji,
- brak modernizacji istniejących ciepłowni (przejście ciepłowni na wysokosprawną kogenerację).

Proponowane rozwiązanie nie wygeneruje istotnych dodatkowych kosztów po stronie przedsiębiorstw energetycznych.

Koszty po stronie przedsiębiorstw energetycznych związane z obsługą systemu będą na dotychczasowym poziomie. Natomiast przyznane wsparcie dla jednostek spełniających ustawowe wymagania przyczyni się do sprawnego i ekonomicznie uzasadnionego funkcjonowania i inwestowania w nowe jednostki wysokosprawnej kogeneracji.

d) sytuację i rozwój regionalny:

Nie przewiduje się wpływu przedmiotowej ustawy w powyższym zakresie.

4. Wskazanie źródeł finansowania

W związku z faktem, że projektowana regulacja nie będzie miała wpływu na sektor finansów publicznych nie wskazuje się źródeł finansowania. Projekt nie pociąga za sobą obciążenia budżetu państwa lub budżetów jednostek samorządu terytorialnego.