Objaśnienia do formularza G-10.1k

Objaśnienia dotyczą wzoru formularza za poszczególne kwartały 2016 r.

Do sporządzania sprawozdania są zobowiązane poszczególne elektrownie cieplne i elektrociepłownie, czyli wydzielone technicznie i terytorialnie obiekty będące samodzielnymi przedsiębiorstwami lub wchodzące w skład zespołów elektrowni bądź elektrociepłowni, zaklasyfikowane według PKD 2007 do grupy 35.1 oraz do grupy 35.3, wybrane metodą doboru celowego.

Dział 1. Sprzedaż energii elektrycznej i regulacyjnych usług systemowych

W dziale tym należy rozliczyć według kierunków sprzedaży energię elektryczną oraz sprzedaż regulacyjnych usług systemowych, w tym rezerw mocy, wytwarzanych lub realizowanych za pomocą własnych urządzeń wytwórczych, z uwzględnieniem zakupu na rynku bilansującym czy z innych kierunków w celu wywiązania się z obowiązku zakupu.

Przez kierunki sprzedaży energii elektrycznej rozumie się sprzedaż:

- według kontraktów bezpośrednich,
- na giełdzie energii elektrycznej,
- na rynku regulowanym,
- na rynku bilansującym,
- za granicę.

W wierszu 01 należy wykazać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej do operatora systemu przesyłowego oraz operatorów systemów dystrybucyjnych na pokrywanie strat oraz na potrzeby własne stacji.

W wierszu 04 należy wykazać sprzedaż energii elektrycznej do przedsiębiorstwa obrotu zdefiniowanego jako przedsiębiorstwo energetyczne, którego podstawową działalność gospodarczą stanowi handel hurtowy lub detaliczny energii. Przedsiębiorstwo obrotu nie posiada własnej sieci przesyłowej ani dystrybucyjnej.

Energię wykazywaną w wierszach 01 i 04 należy rozdzielić na dwa kierunki sprzedaży: w ramach własnej grupy kapitałowej i poza własną grupę kapitałową.

W wierszu 07 należy podać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej do przedsiębiorstw obrotu w ramach bilansowania energii.

W wierszu 08 należy wykazać sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii do sprzedawcy zobowiązanego zgodnie z obowiązkiem określonym w art. 41 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. poz. 478).

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym oraz drobnym dystrybutorom lokalnym (energia do odsprzedania) należy podzielić na dwie grupy:

1. posiadający umowy sprzedaży - odbiorcy kupujący energię elektryczną od wytwórcy na podstawie umowy sprzedaży,
2. posiadający umowy kompleksowe (odbiorcy kupujący energię elektryczną na podstawie umowy zawierającej postanowienia umowy sprzedaży i o świadczenie usług dystrybucji) oraz odbiorcy kupujący energię elektryczną na podstawie umowy sprzedaży a zasilani bezpośrednio z sieci wytwórcy.

Drobni dystrybutorzy lokalni są to przedsiębiorstwa w części dokonujące zakupu energii na własny użytek (wykazywanej w wierszach 09–14) a w części (wykazanej w wierszach 15–17) dostarczające energię innym odbiorcom za pośrednictwem lokalnych sieci dystrybucyjnych. Sprzedaż energii do drobnych dystrybutorów

lokalnych podlegającej dalszej odsprzedaży realizowana jest na podstawie ceny energii elektrycznej nieobciążonej kosztami obowiązkowego zakupu praw majątkowych OZEE i z kogeneracji.

W wierszu 18 należy podać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej na giełdach towarowych w rozumieniu ustawy z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2014 r. poz. 197, z późn. zm.).

W wierszu 21 należy podać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany, o którym mowa w art. 49a ust. 1 i ust. 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012 r. poz.1059, z późn. zm.).

W wierszu 23 należy podać ilość i wartość energii z produkcji własnej sprzedanej za granicę w ramach własnych kontraktów.

W wierszu 25 należy podać ilość i wartość energii elektrycznej sprzedanej w drodze otwartego przetargu, o którym mowa w art. 49a ust.2 w związku z art. 49a ust.10 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Wiersze 26–31 – podziału regulacyjnych usług systemowych należy dokonać zgodnie z katalogiem regulacyjnych usług systemowych jednostek grafikowych wytwórczych aktywnych przedstawionym w „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi".

W wierszu 32 należy wykazać wartość sprzedaży energii elektrycznej oraz regulacyjnych usług systemowych.

W wierszu 33 należy wydzielić z wiersza 32 (jednocześnie z wiersza 24) sprzedaż energii zakupionej na rynku bilansującym. Energię kupioną z innych kierunków należy wykazać w wierszu 34.

W kolumnie 1 (wiersze 33, 34) należy wykazywać dane dotyczące ilości energii elektrycznej zakupionej w celu wywiązania się z zobowiązań elektrowni w przypadku obniżenia produkcji z własnych jednostek wytwórczych. Wartość sprzedaży tej energii w kolumnie 2 należy wykazać bez względu na kierunek sprzedaży tej energii, a jej wartość należy wyliczać na podstawie średniej ceny sprzedaży we wszystkich kierunkach (bez sprzedaży odbiorcom końcowym bezpośrednio) lub innej metody przyjętej w przedsiębiorstwie.

Ilość energii elektrycznej sprzedanej we wszystkich kierunkach, pomniejszona o ilość energii elektrycznej zakupionej na rynku bilansującym i z innych kierunków musi być równa ilości energii elektrycznej wprowadzonej do krajowej sieci elektroenergetycznej (sprawozdanie G-10.m Dział 1, wiersz 10 i 11).

W wierszu 36 należy podać łączną ilość energii elektrycznej, o której mowa w art. 49a ust. 5 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, tj.:

1. dostarczonej od przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się jej wytwarzaniem do odbiorcy końcowego za pomocą linii bezpośredniej;
2. wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii;
3. wytworzonej w kogeneracji ze średniorocznąą sprawnością przemiany, o której mowa w art. 9a ust. 10 pkt 1 lit. a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, wyższą niż 52,5%;
4. zużywanej przez przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem na potrzeby własne;
5. niezbędnej do wykonywania przez operatorów systemów elektroenergetycznych ich zadań określonych w ustawie;
6. wytworzonej w jednostce wytwórczej o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MW;

oraz w art. 49a ust. 6. ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Wielkość produkcji energii elektrycznej brutto musi być równa wielkości produkcji wykazanej w sprawozdaniu G-10.m.

W wierszu 38 należy wykazać ilość energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu wyznaczonej zgodnie z PN-93/M-35500.

W wierszu 39 należy wykazać ilość energii elektrycznej wytworzonej z wysokosprawnej kogeneracji wyznaczoną ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Przy wyliczeniu ilości tej energii można posłużyć się algorytmami zawartymi w objaśnieniach do wypełniania Dz. 9.

W wierszu 40 należy wykazać ilość energii elektrycznej wytwarzanej w procesie spalania biomasy lub biogazu, współspalania biomasy lub biogazu z innymi paliwami oraz w układach hybrydowych, obliczoną zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii (Dz. U. poz. 1229, z późn. zm.).

Dział 2. Obrót energią elektryczną

Obrót energią elektryczną musi być prowadzony przez przedsiębiorstwo na podstawie uzyskanej na tę działalność koncesji.

Działalność pt. „Obrót energią elektryczną" występuje wówczas, gdy elektrownia lub elektrociepłownia kupuje energię elektryczną do odsprzedaży.

Dane wykazywane w tym dziale nie obejmują przypadków podawanych w wierszach 33, 34 Działu 1.

Z wolumenu obrotu energią elektryczną wykazaną w wierszach 06 i 20 należy wydzielić ilość i wartość energii kupionej bądź sprzedanej w ramach zintegrowanej grupy kapitałowej oraz poza własną grupę kapitałową.

Z wolumenu obrotu energią elektryczną należy wydzielić i wykazać odpowiednio w wierszu 09 i 23 ilość i wartość energii kupionej bądź sprzedanej w celu bilansowania energii.

Dział 3. Wynik finansowy na energii elektrycznej według rodzajów działalności, w tys. zł

Przy ustalaniu przychodów i kosztów obowiązują ogólne zasady rachunkowości, w tym zasada memoriałowa i współmierności.

W myśl zasady memoriałowej przychody zalicza się do osiągniętych i koszty do poniesionych w okresie ich wystąpienia, a nie w okresie, w którym dokonano zapłaty czy też poniesiono faktyczne wydatki. Zgodnie z zasadą współmierności uznaje się za koszty danego okresu sprawozdawczego te koszty, które są związane z przychodami tego okresu.

Wiersz 02 – przychody ze sprzedaży praw majątkowych – należy podawać przychody (uzyskane oraz oszacowane) dotyczące praw majątkowych z tytułu wytworzenia energii elektrycznej w okresie sprawozdawczym w instalacji odnawialnego źródła energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji, a także przychody ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej.

Wiersz 03 – koszty działalności własnej dla energii elektrycznej, regulacyjnych usług systemowych, tzn. rezerw mocy i pozostałych usług systemowych są to koszty wytworzenia tych produktów odniesione do sprzedaży.

Powinny być wyliczane według następującego wzoru:

$$K_w = K_z^j \; x\, E_s + K_s^j \; x \left[E_s + RM_s \right] + K_{vs}$$

gdzie:

K_w - koszty działalności własnej dla energii elektrycznej, rezerwy mocy i usług systemowych [tys. zł],
K^j_z - jednostkowy koszt zmienny wytworzenia energii elektrycznej [zł/MWh],
K^j_s - jednostkowy koszt stały wytworzenia energii elektrycznej i rezerwy mocy [zł/MWh],
E_s - ilość sprzedanej energii elektrycznej [MWh],
RM_s - sprzedana rezerwa mocy [MWh],
K_{vs} - koszty świadczenia usług systemowych [tys. zł].

Jednostkowy koszt zmienny K^j_z oblicza się jako:

$$K_z^j = \frac{K_z}{E_n} \; x\, 1000$$

gdzie:
K_z - koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej [tys. zł],
E_n - produkcja energii elektrycznej netto [MWh] {G-10.m (suma dla kwartału) Dział 1 suma kolumn 1, 4 – 10 (w. 04 – w. 06)}.

Jednostkowy koszt zmienny K^j_z jest taki sam dla energii elektrycznej sprzedanej i zużytej w elektrowni.

Jednostkowy koszt stały dla energii elektrycznej i rezerw mocy K^j_s oblicza się jako:

$$K_s^j = \frac{K_s}{E_n + RM_s} \; x\, 1000$$

gdzie:
K_s - koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej i rezerwy mocy [tys. zł],
RM_s, E_n - jak wyżej.

Jednostkowy koszt stały K^j_s jest jednakowy dla sprzedanych: energii elektrycznej i rezerwy mocy oraz energii elektrycznej zużytej w elektrowni (produkcja ciepła, inne cele).

W kolumnie 1 w **wierszu 04** – koszt zakupu energii do odsprzedaży – należy wykazać wartość energii elektrycznej zakupionej na rynku bilansującym lub z innych kierunków, wykazanej w Dziale 1.

W **wierszu 05** należy wykazać:

- koszty realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (tj. koszty uzyskania świadectw pochodzenia z kogeneracji przedstawionych przez przedsiębiorstwo energetyczne do umorzenia Prezesowi URE lub wartość uiszczonej opłaty zastępczej),
- koszty realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 52 ust. 1 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (tj. koszty uzyskania świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu rolniczego przedstawionych przez przedsiębiorstwo energetyczne do umorzenia Prezesowi URE lub wartość uiszczonej opłaty zastępczej),
- koszty realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 21 ust. 1 i w art. 12 ust.1 pkt 2 ustawy z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. Nr 94, poz. 551, z późn. zm.) (tj. koszty uzyskania świadectw efektywności energetycznej przedstawionych przez przedsiębiorstwo energetyczne do umorzenia Prezesowi URE lub wartość uiszczonej opłaty zastępczej).

Powyższe koszty obejmują: wartość zakupionych praw majątkowych, wartość „własnych" praw majątkowych wynikających z ww. świadectw pochodzenia i świadectw pochodzenia z kogeneracji (tj. praw majątkowych otrzymanych z tytułu wytworzenia energii elektrycznej w OZE czy z kogeneracji), koszty związane z ich zakupem, dokonaniem zmian w rejestrze świadectw pochodzenia oraz umorzeniem, a także koszty poniesionej opłaty zastępczej.

Do kosztów sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach należy zaliczać podatek akcyzowy oraz m.in. opłaty przesyłowe, o ile przedsiębiorstwo takie ponosi.

Podział kosztów zarządu pomiędzy rodzaje działalności wyszczególnione w tabeli powinien być dokonywany wg klucza obowiązującego w przedsiębiorstwie.

Przyjęte zasady podziału kosztów powinny być stosowane niezmiennie w sposób ciągły zgodnie z ustawą z dnia 29 września 1994 r. o rachunkowości (Dz. U. z 2013 r. poz. 330, z późn. zm.).

Wiersz 08 – należy wykazać wielkość podatku akcyzowego płaconego z tytułu zużycia energii elektrycznej na potrzeby prowadzonej działalności gospodarczej. Pozycja ta nie wpływa na wielkość osiągniętego wyniku finansowego na energii elektrycznej.

Wynik finansowy na sprzedaży stanowi różnicę pomiędzy przychodami a kosztami uzyskania przychodów.

Przychody wykazywane **w wierszu 13** stanowią środki należne za dany kwartał, wypłacane w czterech ratach przez Zarządcę Rozliczeń S.A. w formie zaliczki na poczet pokrycia kosztów osieroconych oraz kosztów powstałych w jednostkach opalanych gazem ziemnym, o których mowa w art. 44 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. Nr 130, poz. 905, z późn. zm.), w terminach o których mowa w art. 22 tej ustawy, skorygowane o szacowaną korektę.

Wiersz 15 – należy wykazać pozostałe koszty operacyjne oraz straty nadzwyczajne związane z działalnością w zakresie energii elektrycznej.

Są to te pozycje pozostałych kosztów operacyjnych, które można przypisać do działalności energetycznej i które wpływają na wynik finansowy na tej działalności, w szczególności są to:

- odpisy aktualizujące należności od dłużników (z wyjątkiem związanych z operacjami finansowymi),
- odpisane należności przedawnione, umorzone i nieściągalne, na które nie dokonano wcześniej odpisów aktualizujących ich wartość,
- koszty postępowania sądowego i egzekucyjnego od dochodzonych roszczeń i należności z działalności operacyjnej,
- jednorazowe odszkodowania z tytułu wypadków przy pracy i chorób zawodowych.

Wiersz 17 – w tej pozycji należy wykazywać sumę następujących elementów kosztów finansowych:

1. Koszty zachowania płynności płatniczej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną (m. in. koszty obsługi kredytów i pożyczek zaciąganych na ten cel).
2. Koszty związane z modernizacją i rozwojem przedsiębiorstwa w zakresie działalności energetycznej oraz związane z inwestycjami z zakresu ochrony środowiska.
3. Koszty z tytułu ściągania należności.
4. Ujemne różnice kursowe z działalności operacyjnej w zakresie zaopatrzenia w energię elektryczną.

Przez obrót energią elektryczną rozumie się zakup energii elektrycznej z przeznaczeniem do odsprzedaży.

Przez dystrybucję/przesył energii elektrycznej rozumie się transport energii elektrycznej sieciami dystrybucyjnymi/przesyłowymi w celu ich dostarczania odbiorcom.

Dział 4. Koszty według rodzajów działalności – układ kalkulacyjny, w tys. zł

Koszty wytworzenia energii elektrycznej, rezerw mocy, wytworzenia ciepła należy wykazywać w układzie kalkulacyjnym podanym na formularzu.

Przyjęty układ kalkulacyjny kosztów dzieli koszty na zmienne i stałe według poniższych zasad.

Do kosztów zmiennych należy zaliczać:

- koszty paliwa,
- koszty zakupu paliwa,
- koszty pozostałych materiałów eksploatacyjnych (wraz z kosztami ich transportu), jak: chemikalia, oleje, smary, addytywy w procesie odsiarczania itp.,
- koszty korzystania ze środowiska (wraz z kosztami transportu odpadów), tj. opłaty za korzystanie z powietrza, wody i ziemi (łącznie z opłatami za składowanie odpadów paleniskowych).

Koszty stałe obejmują:

- materiały przeznaczone na remonty oraz inne, jeżeli nie są zaliczane do kosztów zmiennych; należy zaliczać całość tych kosztów materiałów zużywanych w ramach działalności energetycznej (bez tej części, która wchodzi w skład kosztów zarządu),
- wynagrodzenia i świadczenia na rzecz pracowników,
- amortyzację,
- podatki i opłaty,
- pozostałe koszty.

Wynagrodzenia i świadczenia obejmują poza wynagrodzeniami następujące rodzaje kosztów:

- składki z tytułu: ubezpieczeń społecznych, na fundusz pracy oraz fundusz gwarantowanych świadczeń pracowniczych,
- odpisy na zakładowy fundusz świadczeń socjalnych,
- świadczenia rzeczowe z zakresu BHP, posiłki regeneracyjne, środki czystości,
- wydatki na odzież ochronną i roboczą,
- szkolenie i dokształcanie pracowników,
- ekwiwalent za pranie odzieży roboczej i używanie narzędzi i sprzętu stanowiącego własność pracownika,
- inne.

Do kosztów stałych wytwarzania należy zaliczyć podatki i opłaty, jeżeli nie są zaliczone do kosztów zarządu.

Do pozostałych kosztów należy zaliczać składniki kosztów nieobjęte pozycjami wymienionymi, jak np. usługi obce.

Koszty remontów **(wiersz 24)** grupują wszystkie pozycje kosztów działalności operacyjnej, tj. materiały wraz z zakupem, płace i narzuty na płace, amortyzację sprzętu i transportu technologicznego, obce usługi remontowe.

Koszty remontów obejmują remonty budynków, maszyn i urządzeń oraz innych środków trwałych, zaliczanych do miejsc powstawania kosztów wytworzenia energii elektrycznej i cieplnej, wykonywanych przez własne służby wydziałów pomocniczych lub podstawowych, jak i inne jednostki.

Koszty wydziałów pomocniczych **(wiersz 25)** obejmują działalność niezaliczoną do działalności podstawowej, jak np.:

- wydziały transportu i sprzętu zmechanizowanego,
- wydziały budowlane i naprawcze,

- wydział utylizacji odpadów paleniskowych.

Koszty energii elektrycznej z własnej produkcji, zużytej na produkcję ciepła (wiersz 11), należy ustalać według zasady przyjętej do obliczania kosztów działalności własnej dla energii elektrycznej i rezerw mocy, tzn. według wzoru:

$$K_{E/C} = \left(K_z^j + K_s^j\right) E_c$$

gdzie:

$K_{E/C}$ - koszt energii elektrycznej z własnej produkcji zużytej na produkcję ciepła [tys. zł],
K^j_z, K^j_s - zgodnie z objaśnieniami do Działu 3,
E_c - ilość energii elektrycznej z własnej produkcji zużyta na produkcję ciepła [MWh].

Rachunek kosztów powinien być przeprowadzony w skali kwartalnej. W gospodarce skojarzonej podziału kosztów pomiędzy energię elektryczną i cieplną należy dokonywać następująco:

a) koszty paliwa dzielić proporcjonalnie do podziału energii chemicznej paliwa uzyskanego metodą elektrowni równoważnej lub innej przyjętej w przedsiębiorstwie (sprawozdanie G-10.m, Dział 2). Jeżeli w sprawozdaniu metody te nie są wykazywane, przyjmuje się, że podział kosztów paliwa odbywa się proporcjonalnie do podziału paliwa „metodą fizyczną",
b) koszty zmienne dzielić proporcjonalnie do podziału kosztów paliwa,
c) koszty stałe należy dzielić „metodą zaangażowania mocy". Istotą tej metody jest określenie udziału podstawowego ogniwa wytwórczego, tj. kotłowni w uzyskaniu mocy osiągalnej elektrycznej lub cieplnej (maksymalnej trwałej mocy).

W gospodarce skojarzonej osiągalna (maksymalna) moc elektryczna najczęściej nie występuje równocześnie z osiągalną (maksymalną) mocą cieplną. W tym wypadku dla określenia zaangażowania mocy kotłów w wytwarzanie energii elektrycznej lub ciepła konieczne jest stworzenie umownego kotła zastępczego, którego moc będzie sumą mocy cieplnej niezbędnej do osiągnięcia maksymalnej mocy elektrycznej i maksymalnej mocy cieplnej.

Jeśli urządzenia, rozumiane jako wspólne miejsca powstawania kosztów, pracują na rzecz kotłowni wspólnej i kotłowni wyodrębnionej, to podział kosztów stałych będzie dwustopniowy. W pierwszym etapie należy podzielić koszty stałe między kotłownię wspólną i kotłownię wyodrębnioną wg kryterium mocy osiągalnej cieplnej kotłowni, a następnie dokonać podziału wg zasad przyjętych dla kotłowni wspólnej.

Dział 5. Łączny wynik na działalności energetycznej (energia elektryczna i ciepło), w tys. zł

Dział ten obejmuje rachunek wyników na całej działalności związanej z wytwarzaniem, dystrybucją i obrotem energią elektryczną i ciepłem prowadzonej w ramach jednostki sprawozdawczej.

W wierszu 01 i w **wierszu 03** – podobnie jak w dziale 3 – należy uwzględnić również przychody ze sprzedaży praw majątkowych oraz koszty umorzonych praw majątkowych, opłaty zastępczej.

W wierszu 08 – należy wykazać pozostałe przychody operacyjne oraz zyski nadzwyczajne związane z działalnością w zakresie wytwarzania oraz, o ile są prowadzone, dystrybucji i obrotu energią elektryczną i ciepłem.

W szczególności (obok zysków nadzwyczajnych) sumę następujących pozycji pozostałych przychodów operacyjnych:

- otrzymane odszkodowania i kary umowne,

- odpisane przedawnione lub umorzone zobowiązania, z wyjątkiem zobowiązań bezwarunkowo umorzonych w wyniku postępowania naprawczego lub układowego, które zwiększają kapitał własny,
- zmniejszenie odpisów aktualizujących należności z działalności operacyjnej,
- przychody ze sprzedaży uprawnień do emisji CO_2 **(wiersz 09).**

Koszty zakupu uprawnień do emisji CO_2 **(wiersz 11)** należy zaliczyć do pozostałych kosztów.

W wierszu 13 – pozycja ta obejmuje przychody finansowe związane z wytwarzaniem, obrotem i dystrybucją energii elektrycznej i ciepła:

- odsetki od środków pieniężnych uzyskiwanych w działalności związanej z wytwarzaniem i ewentualnie z obrotem i dystrybucją energii elektrycznej i ciepła,
- odsetki od przeterminowanych należności.

Dział 6. Zobowiązania wynikające z działalności energetycznej, w tys. zł

W dziale tym należy wykazywać poziom zobowiązania wynikającego z działalności operacyjnej i inwestycyjnej w odniesieniu do energii elektrycznej i ciepła.

Należy wykazywać stan zobowiązania na koniec okresu sprawozdawczego.

Dział 7. Zakup węgla kamiennego pochodzącego z państw trzecich (spoza Unii Europejskiej) – w cyklu półrocznym

W dziale tym należy podać (w podziale na kraje pochodzenia): ilość i wartość dostaw węgla kamiennego pochodzącego z państw trzecich (spoza Unii Europejskiej) przeznaczonego do zużycia w blokach (kotłach) energetycznych, niezależnie od tego czy zakup wystąpił od sprzedawcy działającego poza Unią Europejską czy od pośrednika krajowego.

W kolumnach 2 i 3 – należy podać wartość importu w „cenach importowych" faktycznie zapłaconych, wyrażoną w PLN i USD.

„Cena importowa" oznacza cenę „franco odbiorca" węgla wwożonego na obszar celny Wspólnoty. Cena ta zawiera poniesione przez sprzedawcę koszty dostarczenia węgla do umówionego miejsca (miejsce przeznaczenia) oraz wydatki z tytułu ubezpieczenia dostawy. „Cena importowa" nie zawiera należności celnych i podatków.

W kolumnie 4 – należy podać koszty transportu od granicy do miejsca przeznaczenia.

W kolumnie 5 – należy podać średnią ważoną wartość opałową węgla kupowanego z danego kraju.

W kolumnie 6 i 7 – należy zaznaczyć rodzaj kontraktu.

Dostawę podzieloną na partie z przyczyn dotyczących transportu należy traktować jako jedną dostawę, jeśli dla wszystkich jej części obowiązywała ta sama cena. Natomiast, jeżeli dostawa była podzielona na kilka partii, dla których ustalono różne ceny, to każdą taką partię należy traktować jako odrębną dostawę.

Dział 8. Produkcja i sprzedaż ciepła, w GJ

Wiersz 01 – przez produkcję ciepła netto rozumie się ciepło wytworzone i oddane odbiorcom na potrzeby technologiczne i grzewcze oraz ciepło zużyte w elektrowni na potrzeby administracyjno–gospodarcze (niezwiązane z produkcją ciepła i energii elektrycznej). Produkcja ciepła w kotłach ciepłowniczych jest to ciepło przejęte przez parę i wodę w kotłach, pomniejszone o zużycie własne na potrzeby produkcji ciepła, jak np.

napędy parowe urządzeń pomocniczych, rozmrażanie lub podgrzewanie paliwa, oraz pomniejszone o straty ciepła w rurociągach i wymiennikach na obszarze ciepłowni.

Produkcję ciepła określa się na podstawie układu pomiarowo-rozliczeniowego stanowiącego podstawę do obliczenia należności z tytułu dostawy ciepła. W przypadku nieposiadania takich urządzeń do określenia ilości ciepła można stosować wzory obliczeniowe.

Wzory obliczeniowe dla określenia ilości ciepła wysłanego na zewnątrz podaje PN-93/M-35500.

Wiersz 02 – przez produkcję ciepła netto w skojarzeniu rozumie się ciepło wytworzone i oddane odbiorcom na potrzeby technologiczne i grzewcze oraz zużyte w elektrowni na potrzeby administracyjno–gospodarcze uzyskane z upustów i wylotów turbin lub z kotłów odzysknicowych ciepłowniczych, turbin gazowych lub silników wewnętrznego spalania.

W wierszu 03 – przez sprzedaż ciepła z własnej produkcji rozumie się ilość ciepła dostarczoną do odbiorcy końcowego lub przedsiębiorstw dystrybucyjnych zajmujących się przesyłaniem ciepła. Ciepło sprzedane powinno być zgodne z ilością ciepła zafakturowanego odbiorcom i obciążonego podatkiem VAT.

Dział 9. Dane techniczne i produkcyjne jednostek kogeneracji

Uwaga!

1) *W dziale znajduje się 13 kolumn, z których pierwsze 12 przeznaczone są dla wyodrębnionych w elektrowniach i elektrociepłowniach jednostek kogeneracji. Kolumna 13 przeznaczona jest dla sumy jednostek.*
   W dziale tym należy wykazać w oddzielnych kolumnach dane dla wyodrębnionych jednostek kogeneracji:
   - *jednostek o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła poniżej 1 MW,*
   - *jednostek opalanych paliwami gazowymi,*
   - *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. z 2015 r. poz. 775),*
   - *jednostek innych niż wymienione w poprzednich punktach (opalanych węglem, paliwami pochodnymi ropy naftowej, biomasą i inne)*

   Należy łącznie wykazywać jednostki kogeneracji, które uzyskały wyniki uprawniające do otrzymania świadectw pochodzenia (tj. uzyskały akceptację firm akredytowanych) i których wyniki (tj. PES poniżej 10%, lub brak akceptacji firmy akredytowanej) nie uprawniają do ubiegania się o świadectwa pochodzenia (należy podać ilość energii elektrycznej wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji zgodne z danymi podanymi w załącznikach wystąpień do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki o przyznanie świadectw pochodzenia oraz ilość energii wyprodukowanej w wysokosprawnej kogeneracji mimo braku akceptacji formy akredytowanej).
2) *Użyte w dziale symbole określające numery wierszy, oznaczone „w. numer wiersza", odnoszą się do poszczególnych pozycji działu (np. wiersz 21 – oznacza wiersz 21 Działu 9).*
3) *Dział ten należy wypełniać w sprawozdaniu za IV kwartał. Dane mają dotyczyć całego roku 2016.*
4) *Akt prawny, który reguluje zagadnienia kogeneracji: rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 10 grudnia 2014 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. poz. 1940).*

Rodzaje jednostek kogeneracji:

BL - układ blokowy parowy

KL - układ kolektorowy parowy

GK - układ kombinowany gazowo-parowy

GO - turbina gazowa z kotłem odzysknicowym ciepłowniczym

SK - silnik wewnętrznego spalania z kotłem odzysknicowym energetycznym i turbiną parową

SO - silnik wewnętrznego spalania z kotłem odzysknicowym ciepłowniczym

IN - inne

W wierszu 03 należy wpisać:

1 – w przypadku wykorzystywania paliwa gazowego (art. 3 pkt 3a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne).

2 – w przypadku metanu lub gazu uzyskiwanego z biomasy (art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne).

12 – w przypadku spalania paliw gazowych lub metanu lub gazu uzyskiwanego z przetwarzania biomasy z innymi paliwami (art. 9l ust. 1a pkt 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne).

Wiersz 21 – moc osiągalna cieplna w skojarzeniu (netto) [MW] - jest to maksymalna moc, z jaką układ może zasilać sieć ciepłowniczą lub odbiorców z upustów i wylotów turbin parowych oraz z kotłów ciepłowniczych odzysknicowych wykorzystujących ciepło z turbin gazowych, silników wewnętrznego spalania, itp.

Wiersz 22 – produkcja energii elektrycznej brutto A_{be} [MWh] - produkcja energii elektrycznej zmierzona na zaciskach generatorów układu.

Wiersz 23 – produkcja energii mechanicznej A_{bm} [MWh] w opisywanej jednostce kogeneracji lub poza procesem kogeneracyjnym – jest to energia wytworzona i wykorzystywana do bezpośredniego napędzania urządzeń, np. pomp (turbopompy), sprężarek itp. Energia ta, w większości przypadków, jest zużywana na potrzeby własne procesu przemiany energetycznej. Może być również sprzedawana na zewnątrz. Energię tę należy przeliczać na energię elektryczną w stosunku 1:1.

Wiersz 24 – całkowita produkcja ciepła użytkowego Q_u [GJ] - jest to ilość ciepła wyprodukowanego i dostarczonego przez jednostkę kogeneracji do sieci lub procesu produkcyjnego.

Wiersz 25 – produkcja ciepła użytkowego w kogeneracji Q_{uq} - jest to ciepło użytkowe uzyskane z upustów i wylotów turbin parowych dostarczone do sieci lub procesu produkcyjnego przeznaczonego:

- do ogrzewania budynków i przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- do przemysłowych procesów technologicznych,
- dla obiektów wykorzystujących do produkcji rolnej i zwierzęcej, w celu zapewnienia odpowiedniej temperatury i wilgotności w tych obiektach,
- do wtórnego wytwarzania chłodu w przypadkach wcześniej wymienionych, która w przeciwnym razie byłaby dostarczana z innych źródeł.

Do ciepła użytkowego w kogeneracji należy zaliczyć również ciepło uzyskane z kotłów odzysknicowych ciepłowniczych turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania, stanowiących wyodrębniony zespół urządzeń jednostki kogeneracji.

Wiersz 30 – produkcja ciepła użytkowego poza procesem kogeneracji Q_{uk} – jest to produkcja ciepła, której nie towarzyszy wytwarzanie energii elektrycznej lub mechanicznej. Do ciepła tego należy zaliczyć ciepło kogeneracji uzyskane z upustu pary świeżej, z kotła odzysknicowego wytworzone w wyniku dodatkowego spalania paliwa.

Wiersz 31 – całkowita energia chemiczna zużytych paliw Q_b – jest to energia chemiczna zawarta w paliwie wprowadzonym do jednostki kogeneracji. Do energii chemicznej zużytego paliwa należy zaliczyć energię doprowadzoną do układu z innego procesu w postaci pary, gorącej cieczy grzewczej lub gorącego gazu.

Całkowitą energię zużytych paliw Q_b należy obliczyć zgodnie z punktem 6 załącznika nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 10 grudnia 2014 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie

świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

Wiersz 33 – średnioroczna sprawność ogólna η [%] – jest zdefiniowana jako stosunek całkowitej energii wyprowadzonej z jednostki kogeneracji, pomniejszonej o ciepło wytworzone poza procesem kogeneracji, do całkowitej energii doprowadzonej do jednostki kogeneracji, pomniejszonej o energię chemiczną paliw zużytych na wytworzenie ciepła poza procesem kogeneracji.

$$\eta = \frac{3{,}6 \times (\text{w.22} + \text{w.23}) + \text{w.25}}{\text{w.31} - \text{w.32}} \times 100\%$$

Wiersz 34 – sprawność graniczna wybranych technologii wytwarzania energii elektrycznej/mechanicznej i ciepła użytkowego w kogeneracji :

Typy urządzeń w jednostkach kogeneracji	Sprawność graniczna
Turbina parowa upustowo-kondensacyjna Układ gazowo-parowy z odzyskiem ciepła	80%
Turbina parowa przeciwprężna Turbina gazowa z odzyskiem ciepła	75 %
Silnik spalinowy	
Mikroturbina Silnik Stirlinga	
Ogniwo paliwowe Silniki parowe Organiczny obieg Rankine'a Pozostałe rodzaje technologii pracujących w kogeneracji	

Dla układu kolektorowego parowego zawierającego tylko turbiny przeciwprężne należy przyjąć sprawność graniczną wyznaczoną dla turbiny przeciwprężnej (75%).

Dla układu kolektorowego zawierającego chociaż jedną turbinę upustowo-kondensacyjną należy przyjąć sprawność graniczną wyznaczoną dla turbiny upustowo-kondensacyjnej (80%).

Wiersz 35 – średni współczynnik zmiany mocy β.

Współczynnik zmiany mocy β należy obliczyć zgodnie z punktem 7 załącznika nr 1 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 10 grudnia 2014 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

Dla układów bez zmiany mocy elektrycznej lub mechanicznej, przy założeniu stałej energii chemicznej doprowadzonej w paliwie, współczynnik zmiany mocy β przyjmuje wartość 0. Dotyczy to układów z turbinami parowymi przeciwprężnymi (bez upustu regulowanego), turbin gazowych z kotłem odzysknicowym, silników spalinowych z odzyskiem ciepła. W przypadku gdy sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie η (wiersz 33) jest większa lub równa sprawności granicznej można nie określać współczynnika β.

Wiersz 36 – średni współczynnik zmiany mocy β (standardowy). W przypadku braku odpowiednich pomiarów, dla potrzeb statystycznych, współczynnik zmiany mocy można określić na podstawie tabeli:

Typowe wartości współczynników zmiany mocy β

Ciśnienie pary upustowej/ dopustowej	Sprawność wewnętrzna (izentropowa) turbiny parowej				
p [MPa]	65 %	70 %	75 %	80 %	84 %

2,17	**0,200**	**0,213**	**0,227**	**0,244**	**0,256**
1,48	**0,185**	**0,200**	**0,213**	**0,227**	**0,238**
1,14	**0,175**	**0,189**	**0,204**	**0,217**	**0,227**
0,79	**0,164**	**0,175**	**0,189**	**0,200**	**0,213**
0,38	**0,139**	**0,149**	**0,159**	**0,169**	**0,179**
0,24	**0,123**	**0,133**	**0,143**	**0,152**	**0,159**

Wiersz 37 – stosunek energii elektrycznej do ciepła C - należy wyznaczać w przypadku, gdy sprawność wytwarzania energii elektrycznej i ciepła łącznie (wiersz 33) jest mniejsza od sprawności granicznej.

Należy obliczać według następującego wzoru:

$$w.37 = \frac{\frac{3{,}6 \times (w.22 + w.23) + (w.35 \text{ lub } w.36) \times w.25}{w.31 - w.32} \times 100 - (w.35 \text{ lub } w.36) \times w.34}{w.34 - \frac{3{,}6 \times (w.22 + w.23) + (w.35 \text{ lub } w.36) \times w.25}{w.31 - w.32} \times 100}$$

W uzasadnionych przypadkach, jeżeli określenie wartości stosunku energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji nie jest technicznie możliwe w wyniku pomiarów lub koszty przeprowadzenia pomiarów są niewspółmiernie wysokie w stosunku do wartości energii z wysokosprawnej kogeneracji wytworzonej w danej jednostce kogeneracji, przyjmuje się wartość podaną przez producenta zamieszczoną w aktualnej dokumentacji technicznej. Gdy dokumentacja ta nie jest dostępna, do obliczeń przyjmuje się następujące wartości domyślne współczynnika określającego stosunek energii elektrycznej z kogeneracji do ciepła użytkowego w kogeneracji, w zależności od typu jednostki kogeneracji:

1) 0,95 dla układu gazowo-parowego z odzyskiem ciepła,
2) 0,45 dla turbiny parowej przeciwprężnej,
3) 0,45 dla turbiny parowej upustowo-kondensacyjnej,
4) 0,55 dla turbiny gazowej z odzyskiem ciepła,
5) 0,75 dla silnika spalinowego.

- pod warunkiem, że obliczona ilość energii elektrycznej z kogeneracji jest niższa lub równa całkowitej produkcji energii elektrycznej z tej jednostki.

Wiersz 38 – produkcja energii elektrycznej brutto w kogeneracji A_{bq} (art. 3 pkt 36 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne).

W przypadku wytwarzania energii elektrycznej i ciepła przez jednostkę ze sprawnością (wiersz 33) co najmniej równą sprawności granicznej energia ta jest sumą produkcji energii elektrycznej brutto i energii mechanicznej.

$$w.38 = w.22 + w.23 \quad [\text{MWh}]$$

W przeciwnym wypadku energię tę oblicza się według wzoru:

$$w.38 = \frac{w.25 \times w.37}{3{,}6} \quad [\text{MWh}]$$

Wiersz 39 – energia chemiczna paliw zużytych do wytwarzania energii elektrycznej poza procesem kogeneracji Q_{bek} – należy obliczyć według wzoru:

$$w.39 = \frac{3{,}6 \times (w.22 + w.23 - w.38)}{\eta_{ek} \times 0{,}01} \quad [GJ]$$

gdzie:

$$\eta_{ek} = \frac{3{,}6 \times (w.22 + w.23) + \beta \times w.25}{(w.31 - w.32)} \times 100\ [\%]$$

gdzie:

β = wiersz 35 lub wiersz 36.

Wiersz 40 – energia chemiczna paliw zużytych w procesie kogeneracji Q_{bq} – należy obliczyć według wzoru:

w.40 = w.31 – w.32 – w.39 [GJ]

Wiersze 41, 42, 43 – należy podać odpowiednio energię chemiczną paliw gazowych, metanu i gazu uzyskanego z biomasy zużytych w procesie kogeneracji.

Wiersz 44 - w wierszu tym należy wpisać wielkości odpowiednie dla danego układu podane w poniższej tabeli:

Wartości referencyjne sprawności wytwarzania energii elektrycznej w procesie rozdzielonym η_{refe}, [%]

Rodzaj paliwa zużytego w jednostce kogeneracji		Rok rozpoczęcia eksploatacji jednostki kogeneracji										
		≤1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006-2012
Stałe	Węgiel kamienny, koks	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Węgiel brunatny, brykiety z węgla brunatnego	37,3	38,1	38,8	39,4	39,9	40,3	40,7	41,1	41,4	41,6	41,8
	Torf, brykiety z torfu	36,5	36,9	37,2	37,5	37,8	38,1	38,4	38,6	38,8	38,9	39,0
	Drewno opałowe oraz odpady drzewne	25,0	26,3	27,5	28,5	29,6	30,4	31,1	31,7	32,2	32,6	33,0
	Biomasa pochodzenia rolniczego	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Biorozkładalne odpady komunalne	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Nieodnawialne odpady komunalne i przemysłowe	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Łupek naftowy	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	39,0
Ciekłe	Olej (olej napędowy, olej opałowy), LPG	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Biopaliwa	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2
	Biorozkładalne odpady	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
	Nieodnawialne odpady	20,0	21,0	21,6	22,1	22,6	23,1	23,5	24,0	24,4	24,7	25,0
Gazowe	Gaz ziemny	50,0	50,4	50,8	51,1	51,4	51,7	51,9	52,1	52,3	52,4	52,5
	Gaz rafineryjny, wodór	39,7	40,5	41,2	41,8	42,3	42,7	43,1	43,5	43,8	44,0	44,2

	Biogaz	36,7	37,5	38,3	39,0	39,6	40,1	40,6	41,0	41,4	41,7	42,0
	Gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy, inne paliwa gazowe pochodzące z odpadów	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0

W przypadku gdy w jednostce kogeneracji spalane są różne rodzaje paliw, referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej skorygowaną ze względu na różnorodność paliw, oznaczaną symbolem „ηrefe pal" i wyrażoną w procentach, należy określać według wzoru:

$$\eta refe\ pal = \sum_{i=1}^{n} Ui \cdot \eta refe\ Zi$$

gdzie:

Ui – udział energii chemicznej strumienia i-tego rodzaju paliwa w całkowitej energii chemicznej paliw, doprowadzonych do jednostki kogeneracji, wyrażony w GJ/GJ;

η_{refeZi} – zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej dla i-tego rodzaju paliwa spalanego w jednostce kogeneracji, podane w tablicy powyżej, wyrażone w procentach;

n – ilość strumieni energii chemicznej paliw spalanych w jednostce kogeneracji.

W przypadku gdy paliwo spalane w danej jednostce kogeneracji nie widnieje w tablicy powyżej, musi ono zostać przypisane do jednego z istniejących typów paliw, zgodnie z uzasadnioną decyzją, opisującą charakterystyczne cechy danego paliwa i wybrane przyporządkowanie. Dla paliw, które nie są w żaden sposób powiązane z paliwami z tablicy powyżej (np. paliwo jądrowe) należy odrębnie dla każdego przypadku wyznaczyć referencyjne wartości sprawności, które muszą zostać zaakceptowane przez Komisję Europejską.

Referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej należy korygować w celu dostosowania średniej rocznej temperatury otoczenia wynoszącej dla warunków panujących w Polsce 8 °C, do poziomu referencyjnego (15 °C).

- o 0,1% (punktu procentowego) obniżenia sprawności za każdy stopień powyżej 15 °C;
- o 0,1% (punktu procentowego) wzrostu sprawności za każdy stopień poniżej 15 °C. Referencyjna wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej skorygowana ze względu na temperaturę otoczenia, oznaczona symbolem „ηrefe to" i wyrażona w procentach, będzie określana według wzoru:

$$\eta refe\,to = \eta refe\,pal + 0{,}1 \cdot (15 - to)$$

gdzie:

ηrefe pal – referencyjna wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej wyrażona w procentach;

to – średnia roczna temperatura otoczenia, przyjęta jako 8 °C. Korekta referencyjnych wartości sprawności z uwagi na zmianę temperatury nie jest stosowana dla ogniw paliwowych.

Referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej, oznaczoną symbolem „ηrefe" i wyrażoną w procentach, należy korygować ze względu na straty sieciowe, dla poziomów napięć podanych w tablicy poniżej, przy czym poziom napięcia podawany jest według poziomu napięcia oddawania energii z jednostki kogeneracji do sieci elektroenergetycznych, z wykorzystaniem mnożników podanych w tablicy poniżej, i określać według wzoru:

$$\eta refe = \eta refe\,to \cdot \sum_{i=1}^{n} Ui \cdot Zi$$

gdzie:

ηrefe to – referencyjna wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji energii elektrycznej wyrażona w procentach;
Ui – udział i-tego strumienia energii elektrycznej na danym poziomie napięcia, dla określonego profilu wykorzystania w całkowitym strumieniu energii elektrycznej z jednostki kogeneracji, wyrażony w MWh/MWh;
Zi – wartości mnożników dla i-tego strumienia energii elektrycznej, podane w tablicy poniżej, wielkości bezwymiarowe;
n – ilość strumieni energii elektrycznej w jednostce kogeneracji.

Mnożniki podane w tablicy poniżej nie dotyczą drewna opałowego i odpadów drzewnych oraz biogazu. Dla energii wytworzonej z tych paliw przyjmuje się wartość mnożnika równą jeden.

Poziom napięcia	Wartość mnożnika korygującego ze względu na straty sieciowe (Zi)	
	Energia oddawana do sieci	Energia na potrzeby własne
> 200 kV	1	0,985
100 kV - 200 kV	0,985	0,965
50 kV - 100 kV	0,965	0,945
0,4 kV - 50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0,925	0,860

Wiersz 45 – w wierszu tym należy wpisać wielkości odpowiednie dla danego układu podane w poniższej tabeli.

Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego

Rodzaj paliwa zużytego w jednostce kogeneracji		Rodzaj czynnika	
		Para technologiczna/ gorąca woda grzewcza	Bezpośrednie wykorzystanie gazów spalinowych
Stałe	Węgiel kamienny, koks	88%	80%
	Węgiel brunatny, brykiety z węgla brunatnego	86%	78%
	Torf, brykiet torfowy	86%	78%
	Drewno opałowe oraz odpady drzewne	86%	78%
	Biomasa pochodzenia rolniczego	80%	72%
	Biorozkładalne odpady komunalne	80%	72%
	Nieodnawialne odpady komunalne i przemysłowe	80%	72%
	Łupek naftowy	86%	78%
Ciekłe	Olej (olej napędowy, olej opałowy), LPG	89%	81%
	Biopaliwa	89%	81%
	Biorozkładalne odpady	80%	72%
	Nieodnawialne odpady	80%	72%
Gazowe	Gaz ziemny	90%	82%
	Gaz rafineryjny, wodór	89%	81%
	Biogaz	70%	62%
	Gaz koksowniczy, gaz wielkopiecowy, inne paliwa gazowe pochodzące z odpadów	80%	72%

Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego należy wyznaczać według zharmonizowanych referencyjnych wartości sprawności wyrażonych w procentach, podanych w tablicy powyżej, z zastosowaniem odpowiednich zasad i korekt.

Referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego z poszczególnych paliw, oznaczone symbolem „ηrefc R" i wyrażone w procentach, należy korygować ze względu na różne rodzaje ciepła użytkowego podane w tablicy powyżej i określać według wzoru:

$$\eta refc\ R = \sum_{i=1}^{n} Uqui \cdot \eta refc\ Zi$$

gdzie:

Uqui – udział ilości ciepła użytkowego i-tego rodzaju w całkowitej ilości ciepła użytkowego, wyprodukowanego w jednostce kogeneracji, wyrażony w GJ/GJ;

ηrefcZi – zharmonizowane referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego dla i-tego rodzaju ciepła użytkowego w jednostce kogeneracji, podane w tablicy powyżej, wyrażone w procentach;

n – ilość rodzajów ciepła użytkowego wyprodukowanego w jednostce kogeneracji.

Referencyjną wartość sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego, oznaczaną symbolem „ηrefc" i wyrażaną w procentach, należy korygować ze względu na różne rodzaje paliw spalanych kogeneracji, wymienionych w tablicy powyżej i określać według wzoru:

$$\eta refc = \sum_{i=1}^{n} Uqbi \cdot \eta refc\ Ri$$

gdzie:

Uqbi – udział energii chemicznej strumienia i-tego rodzaju paliwa w całkowitej energii chemicznej paliw, doprowadzonych do jednostki kogeneracji, wyrażony w GJ/GJ;

ηrefc Ri – referencyjne wartości sprawności dla rozdzielonej produkcji ciepła użytkowego z i-tego paliwa, wyrażone w procentach;

n – ilość strumieni energii chemicznej paliw spalanych w jednostce kogeneracji.

W przypadku, gdy paliwo spalane w danej jednostce kogeneracji nie widnieje na liście w tablicy powyżej, musi ono zostać przypisane do jednego z istniejących typów paliw, zgodnie z uzasadnioną decyzją, opisującą charakterystyczne cechy danego paliwa i wybrane przyporządkowanie. Dla paliw, które nie są w żaden sposób powiązane z paliwami z tablicy powyżej (np. paliwo jądrowe) należy odrębnie dla każdego przypadku wyznaczyć referencyjne wartości sprawności, które muszą zostać zaakceptowane przez Komisję Europejską.

Wiersz 46 – oszczędność energii pierwotnej PES – należy obliczyć według wzoru:

$$\mathrm{PES} = \left(1 - \frac{1}{\dfrac{\dfrac{\mathrm{w.25}}{\mathrm{w.40}} \times 100}{\mathrm{w.45}} + \dfrac{\dfrac{3{,}6 \times \mathrm{w.38}}{\mathrm{w.40}} \times 100}{\mathrm{w.44}}} \right) \times 100\ [\%]$$

Wiersz 47 – produkcja energii elektrycznej brutto w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach o mocy zainstalowanej poniżej 1 MW. W przypadku uzyskania przez jednostkę kogeneracji o mocy poniżej 1 MW jakiejkolwiek oszczędności energii pierwotnej PES produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest równa produkcji energii elektrycznej brutto w kogeneracji. W przeciwnym razie produkcja tej energii jednostki kogeneracji na małą skalę jest równa zero.

Wiersz 48 – produkcja energii elektrycznej brutto w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach opalanych gazem.

W przypadku uzyskania przez jednostkę kogeneracji spalającą tylko gaz o mocy zainstalowanej co najmniej 1 MW oszczędności energii pierwotnej PES co najmniej 10% produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest równa produkcji energii elektrycznej brutto w kogeneracji. W przeciwnym razie produkcja tej energii jednostki spalającej gaz jest równa zero.

Wiersz 49 – produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w jednostkach opalanych metanem ujmowanym w kopalniach lub gazem uzyskiwanym z biomasy (art. 9l ust. 1 pkt 1a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne).

Wiersz 50 – produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji w pozostałych jednostkach.

W przypadku uzyskania przez jednostkę kogeneracji o mocy zainstalowanej równej co najmniej 1 MW oraz spalającej paliwa inne niż gaz oszczędności energii pierwotnej PES co najmniej 10% produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji jest równa produkcji energii elektrycznej brutto w kogeneracji. W przeciwnym razie produkcja tej energii jednostki kogeneracji jest równa zero.

Uwaga! *W przypadku współspalania paliw gazowych lub metanu lub gazu uzyskiwanego z biomasy z innymi paliwami ilość energii elektrycznej produkowanej z tych paliw w wysokosprawnej kogeneracji należy obliczyć zgodnie z art. 9l ust. 1a pkt 1 i 2 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Ilość tej energii należy podać odpowiednio w wierszach od 47 do 50.*

Wiersz 51 – produkcja ciepła użytkowego z wysokosprawnej kogeneracji. W wierszu tym należy podać ilość ciepła użytkowego wytworzonego w kogeneracji w jednostkach, które uzyskały świadectwa pochodzenia z kogeneracji.