

## Objaśnienia do formularza G-10.2

Objaśnienia dotyczą wzoru formularza za 2016 r.

Do sporządzania sprawozdania są zobowiązane poszczególne elektrownie ciepłone 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. Zdolności produkcyjne elektrowni – stan na koniec roku / zmiany mocy zainstalowanej lub osiągalnej

**Wiersze 17– 21** – należy podać przyrost (+) lub ubytek (-) mocy dla poszczególnych przyczyn zmiany:

- I - inwestycja (wprowadzenie do eksploatacji nowego urządzenia),
- K - korekta (dotyczy mocy osiągalnej i może być spowodowana wieloma przyczynami, np. likwidacją kotła współpracującego z turbinami, modernizacją turbozespołu itp.),
- L - likwidacja (likwidacja turbozespołu),
- M - modernizacja,
- O - zmiany organizacyjne.

### Dział 2. Podstawowe dane eksploatacyjne

Przez kotły energetyczne rozumie się kotły parowe o wysokich parametrach pary, z których para przegrzana jest wykorzystywana w turbinach parowych do napędu generatorów elektrycznych. Do kotłów energetycznych należy zaliczyć również kotły odzysknicowe turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania.

**Wiersze 01–37** - zużycie paliw w kotłach energetycznych należy określić metodą bezpośrednią poprzez ustalenie ilości i średniej wartości opałowej.

Zużycie paliw określane metodą bezpośredniego pomiaru objętości (ilości) paliwa doprowadzonego do kotłów oraz własne pomiary jakości powinny być zgodne z ewidencją materiałową paliwa zakupionego i innych składowych bilansu ilościowego i jakościowego, tj. zapasów paliw, ubytków naturalnych, przerzutów i zużycia na inne cele. Wszelkie niezgodności pomiędzy wartością opałową paliw dostarczonych i przyjętych do rozliczenia zużycia powinny obciążać produkcję energii elektrycznej i ciepłej.

Zużyte paliwa należy wykazywać zgodnie z wykazem paliw przyjętym w sprawozdaniu.

W przypadku braku informacji o wartości opałowej zużytego gazu ziemnego wartość tę można wyznaczyć na podstawie ciepła spalania: wartość opałowa [ $\text{kJ/m}^3$ ] = 0,9\* ciepło spalania [ $\text{kJ/m}^3$ ].

Energia chemiczna paliwa wynika z ilości zużytego paliwa i średniej wartości opałowej.

Wzór obliczeniowy:

$$Q[GJ] = \frac{M \times Q_r}{1000}$$

gdzie:

M[t] - ilość zużytego paliwa,

$Q_r \left[ \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right]$  lub  $\left[ \frac{\text{kJ}}{\text{m}^3} \right]$  - wartość opałowa.

Wzór powinien być stosowany oddzielnie dla poszczególnych asortymentów i klas zużytego węgla, które mają różną wartość opałową, a następnie należy zsumować otrzymane wartości energii chemicznej.

Łączne zużycie energii chemicznej paliw obejmuje również energię chemiczną paliw użytą na uruchomienie urządzeń po przestojach oraz utrzymywanie urządzeń w rezerwie.

Podziału energii chemicznej paliw na produkcję energii elektrycznej, mechanicznej i cieplnej należy dokonywać według metody fizycznej opisanej w Polskiej Normie PN-93/M-35500.

W przypadku produkcji energii elektrycznej i ciepła w układzie kombinowanym, np. gazowo-parowym (turbina gazowa, kocioł odzysknicowy, turbina parowa), podziału energii chemicznej paliwa zużytego (w całym procesie) na produkcję energii elektrycznej lub na produkcję ciepła dokonuje się proporcjonalnie do ilości uzyskanych wyjściowych rodzajów energii (energii elektrycznej i ciepła).

Podziału ilości paliwa zużytego w całym procesie na ilość paliwa zużytego na produkcję ciepła oraz ilość paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej w układzie kombinowanym dokonuje się proporcjonalnie do energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję uzyskanych rodzajów energii wyjściowej (energii elektrycznej i ciepła).

Energię mechaniczną produkowaną na wspólnym strumieniu pary z ciepłem należy traktować równorzędnie z energią elektryczną przeliczając ją na ekwiwalentną energię elektryczną w stosunku 1:1.

W celu obliczenia energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej należy zastosować następujący wzór:

$$Q_{be} = \frac{3,6 \times (A_{be} + A_{bm})}{3,6 \times (A_{be} + A_{bm}) + Q_u} \times Q_b \text{ [GJ]}$$

W celu obliczenia ilości paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej należy zastosować następujący wzór:

$$M_{be} = \frac{Q_{be}}{Q_b} \times M_b \text{ [jednostka naturalna]}$$

W celu obliczenia energii chemicznej paliwa zużytego na produkcję ciepła należy zastosować następujący wzór:

$$Q_{bc} = \frac{Q_u}{3,6 \times (A_{be} + A_{bm}) + Q_u} \times Q_b \text{ [GJ]}$$

W celu obliczenia ilości paliwa zużytego na produkcję ciepła należy zastosować następujący wzór:

$$M_{bc} = \frac{Q_{bc}}{Q_b} \times M_b \text{ [jednostka naturalna]}$$

gdzie:

$Q_{be}$  - energia chemiczna paliwa zużyta na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej [GJ],

$Q_{bc}$  - energia chemiczna paliwa zużyta na produkcję ciepła [GJ],

$Q_b$  - całkowite zużycie energii chemicznej paliwa [GJ],

$Q_u$  - produkcja ciepła brutto [GJ],

$A_{be}$  - produkcja energii elektrycznej brutto [MWh],

$A_{bm}$  - produkcja energii mechanicznej (innych rodzajów energii) [MWh],

$M_{be}$  - ilość paliwa zużytego na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej,

$M_{bc}$  - ilość paliwa zużytego na produkcję ciepła,

$M_b$  - całkowite zużycie paliwa.

Do podziału kosztów zmiennych pomiędzy energię elektryczną, mechaniczną i ciepło może być stosowana metoda podziału paliwa zwana metodą „elektrowni równoważnej” oraz w uzasadnionych przypadkach metoda własna.

**Wiersz 31** – ciepło w parze i gorącej wodzie (z zewnątrz) jest to ciepło (energia) odzyskane i przejęte z innego procesu technologicznego niż wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, w innym niż elektrownia przedsiębiorstwie. Równoważnik paliwowy strumieni energii doprowadzonej do układu w tej postaci 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 (Dz. U. poz. 1940).

**Wiersze 34** – ciepło w parze i gorącej wodzie z turbin gazowych i silników wewnętrznego spalania jest to ciepło odzyskane z turbin gazowych lub silników wewnętrznego spalania napędzających agregaty prądotwórcze. Ciepło to nie może być doliczane do energii wsadu przy obliczaniu sprawności całej elektrowni.

Turbiny gazowe są to turbiny cieplne, w których czynnikiem roboczym są gorące powietrze, spaliny lub inne gorące gazy (np. hel).

Silniki wewnętrznego spalania (silniki wysokoprężne) napędzają generatory prądotwórcze. Paliwem używanym w silnikach wysokoprężnych są oleje napędowe lub gaz.

**Wiersze 38–57** - zasady wyliczania ilości paliw zużytych przez turbiny gazowe oraz silniki wewnętrznego spalania oraz energii chemicznej zawartej w paliwie są analogiczne jak w paliwie spalonym w kotłach energetycznych.

Przez kotły ciepłownicze rozumie się urządzenia wykorzystywane wyłącznie do produkcji ciepła. Są to kotły wodne zainstalowane do produkcji ciepła, którego nośnikiem jest woda, oraz kotły parowe wykorzystywane wyłącznie do celów ciepłownictwa.

**Wiersze 58–92** –zasady wyliczania ilości paliw zużytych w kotłach ciepłowniczych oraz energii chemicznej zawartej w paliwie są analogiczne jak omówione w punkcie poprzednim.

Produkcja energii elektrycznej brutto (**wiersz 93**) jest to energia wytworzona przez generatory elektrowni i pomierzona na zaciskach tych generatorów.

**Wiersz 94** – za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu należy uważać energię elektryczną wytworzoną w procesie skojarzonym (w tym w układach kombinowanych, gazowo-parowych) z wytwarzaniem ciepła wyznaczoną zgodnie z PN-93/M-35500.

W układach kombinowanych za energię elektryczną wytworzoną w skojarzeniu należy uważać energię wytworzoną w generatorach napędzanych turbiną gazową oraz energię wytworzoną w skojarzeniu przez człon parowy. Energię elektryczną w skojarzeniu wytworzoną przez człon parowy układu kombinowanego należy wyznaczyć zgodnie z PN-93/M-35500.

**W wierszu 95** należy podać produkcję energii elektrycznej turbin gazowych, agregatów napędzanych silnikami wewnętrznego spalania oraz w układzie kombinowanym, w którym człon parowy zasilany jest z kotłów odzysknicowych wykorzystujących ciepło turbin gazowych i agregatów.

**W wierszu 96** należy podać ilość energii elektrycznej uzyskanej ze spalania biomasy/biogazu a **w wierszu 97** należy podać ilość energii elektrycznej wytworzonej w układach hybrydowych (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.)).

**Wiersz 98** – należy podać ilość energii elektrycznej wytworzonej ze spalania biomasy/biogazu w urządzeniach spalających jednocześnie te paliwa z innymi paliwami. Energię elektryczną wytworzoną z biomasy/biogazu należy obliczać jako część energii odpowiadającą udziałowi energii chemicznej tych paliw w całości energii chemicznej wszystkich paliw zużytych do produkcji energii elektrycznej.

**Wiersz 111** – należy podać ilość energii elektrycznej z własnej produkcji dostarczonej bezpośrednio odbiorcom z własnej sieci elektroenergetycznej.

**Wiersz 112** – w wierszu tym należy podać obniżenie produkcji energii elektrycznej spowodowane poborem pary z turbin przez urządzenia i instalacje służące do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom.

**Wiersze 113–117** – należy podać ilość ciepła przejętego przez parę i wodę w kotłach.

Ciepło przejęte w kotłach energetycznych paleniskowych i bezpaleniskowych (odzysknicowych) należy podzielić na następujące strumienie:

- ciepło na produkcję energii elektrycznej,
- ciepło na produkcję energii mechanicznej,
- ciepło na produkcję ciepła.

Ciepło na produkcję energii elektrycznej obejmuje ciepło zużyte do napędu turbozespołów elektrycznych oraz zużyte przez urządzenia pomocnicze związane z wytwarzaniem energii elektrycznej.

Ciepło przejęte przez parę na produkcję ciepła obejmuje ciepło oddane na cele technologiczne i grzewcze, powiększone o ciepło zużyte na potrzeby własne, związane z produkcją ciepła oraz straty w rurociągach i wymiennikach na obszarze elektrociepłowni lub ciepłowni.

Przez produkcję ciepła netto (**wiersze 118–122**) 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 z kotłów energetycznych – należy podać ilość ciepła zmierzoną na wyjściu z kotła energetycznego .

Produkcja ciepła z kotłów ciepłowniczych jest to ciepło przejęte przez parę z kotłów paleniskowych i bezpaleniskowych (odzysknicowych), pomniejszone o zużycie własne, jak np. napędy parowe urządzeń pomocniczych, rozmrażanie lub podgrzewanie paliwa itp., oraz pomniejszone o straty ciepła w rurociągach i wymiennikach na obszarze ciepłowni, aż do punktu rozliczania się z odbiorcą.

**Wiersz 123** - należy podawać przeciętne zatrudnienie w elektrowni w przeliczeniu na pełne etaty.

**Wiersz 124** - Sprawność kotłów ciepłowniczych - należy obliczyć jako iloraz ciepła wyprodukowanego w kotłach ciepłowniczych netto przez energię chemiczną paliwa zużytego na produkcję tego ciepła (w %).

Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło łącznie oblicza się według ogólnego wzoru:

$$\eta_b = (3,6 \times A_{be} + Q_u + 3,6 \times A_{bm}) / Q_b \times 100 [\%]$$

gdzie:

- $A_{be}$  - produkcja brutto energii elektrycznej [MWh],
- $Q_u$  - produkcja ciepła netto [GJ],
- $A_{bm}$  - produkcja energii mechanicznej [MWh],
- $Q_b$  - całkowite zużycie energii chemicznej paliwa [GJ].

Wyliczenia sprawności przemiany energii chemicznej paliwa brutto w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło łącznie należy dokonać w następujący sposób:

- dla wiersza 125 – razem elektrownia/elektrociepłownia (bez kotłów ciepłowniczych) - sprawność przemiany energii chemicznej paliw w energię elektryczną, mechaniczną i ciepło należy obliczyć według wzoru:

$$\eta = [3,6 \times \text{Dz.2w.93} + \text{Dz.2w.118} + 3,6 \times \text{Dz.2w.99}] / \text{Dz.2(w.35} + \text{w.55)} \times 100 [\%]$$

- dla jednostki wytwórczej obliczeń należy dokonać wg ogólnego wzoru:

$$\eta_b = [3,6 \times \text{Dz.3w.07} + \text{Dz.3w.12} + 3,6 \times \text{Dz.3w.08}] / \text{Dz.3w.17} \times 100 [\%]$$

Energię chemiczną paliwa na wytworzenie 1 kWh energii elektrycznej brutto (lub mechanicznej) (**wiersz 126**) oblicza się przez podzielenie energii chemicznej zużytej na produkcję energii elektrycznej (mechanicznej) przez produkcję energii elektrycznej brutto (mechanicznej).

Energię chemiczną paliwa na wytworzenie 1 GJ energii cieplnej oblicza się przez podzielenie energii chemicznej paliwa zużytej na produkcję ciepła przez produkcję ciepła netto.

Wskaźnik zużycia energii elektrycznej i mechanicznej na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej (**wiersz 129**) należy obliczać jako stosunek energii zużytej na produkcję energii do produkcji energii elektrycznej i mechanicznej brutto. Do zużycia własnego należy zaliczać również energię elektryczną zakupioną na produkcję energii elektrycznej wykazaną w wierszu 106. Wskaźnik należy wyliczać z dokładnością do 0,01 % (dwa miejsca po przecinku).

### Dział 3. Bloki energetyczne, ciepłownicze i turbozespoły

**Uwaga!** W dziale tym należy dążyć do oddzielenia układów, w których dla potrzeb produkcji energii elektrycznej spala się tylko paliwa odnawialne (biomasę i biogaz), układów spalających tylko gaz od układów pozostałych (spalających węgiel, współspalających różne paliwa).

Dział obejmuje wybrane dane dla bloków, a w przypadku układów kolektorowych dla turbozespołów.

W poszczególnych wierszach kolumn należy wpisywać numer bloku lub turbozespołu, rodzaj bloku według kodu paliwa podstawowego (według wykazu zawartego w Dziale 2), moc znamionową (zainstalowaną).

Moc osiągalna brutto bloków i/lub turbozespołów powinna być zgodna z wierszem 10 Działu 1.

Produkcja energii elektrycznej brutto ogółem (**wiersz 07**) jest to energia elektryczna wytworzona przez blok lub turbozespół i pomierzona na zaciskach generatora.

**Wiersz 12** – do produkcji ciepła należy zaliczyć łączną produkcję ciepła netto w kotłach energetycznych, w podziale na produkcję ciepła w blokach ciepłowniczych bądź w turbozespołach. Musi zachodzić przy tym zależność:

$$\text{Dz.2 w.118} = \text{Dz.3 w.12} \Sigma \text{ kol. (1-13)}$$

W przypadku potrzeb własnych dla kilku bloków lub turbozespołów należy dokonać podziału według algorytmu uznanego za najlepszy.

Godziny pracy - efektywny czas pracy wyrażony w godzinach. Jest to czas kalendarzowy pomniejszony o wszystkie przestoje bloku lub turbozespołu.

Godziny przestoju - jest to czas od zatrzymania do następnego uruchomienia.

Zużycie energii chemicznej paliwa ogółem należy określać z całej produkcji ciepła z kotłów energetycznych, w podziale na poszczególne bloki ciepłownicze bądź turbozespoły. Dla układów kolektorowych do wielkości zużycia energii chemicznej paliwa przez poszczególne turbozespoły należy doliczyć wielkość zapotrzebowania na ciepło oddawane bezpośrednio z kotłów energetycznych, np. do stacji redukcyjno-schładzających, z zastosowaniem odpowiednich algorytmów przeliczeniowych.

Energia chemiczna paliwa na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej - należy podać dla każdego bloku energię paliwa zużytą przez blok wyłącznie na produkcję energii elektrycznej i mechanicznej.

**Wiersz 19** – Liczba postojów turbozespołu – w wierszu tym należy podać fizyczną liczbę wszystkich rodzajów odstawień. W przypadku, gdy np. dwa odstawienia następują bezpośrednio po sobie, a drugie jest efektem przeklasyfikowania pierwszego odstawienia na inny rodzaj odstawienia, należy je liczyć jako jeden postój.

#### **Dział 4. Emisja pyłów i gazów . Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>**

Dane dotyczące emisji pyłów i gazów należy podawać oddzielnie dla każdej grupy emitorów.

Należy dokonać podziału elektrowni na grupy emitorów w taki sposób, żeby można było opisać każdą grupę wspólnymi wskaźnikami emisji pyłów i gazów, np. odrębne grupy emitorów powinny stanowić kotły pyłowe, rusztowe, na różne paliwa itp.

**Wiersz 01** – należy podać symbol emitora, do którego podłączone są instalacje urządzeń spalających, bądź inne instalacje ujęte w pozwoleniu zintegrowanym, z których następuje emisja.

**Wiersze 02–15** - węgiel (kamienny lub brunatny) - należy podawać ilość zużytego węgla oraz jego parametry:

- zawartość popiołu w % z dokładnością do 0,01,
- zawartość siarki w % z dokładnością do 0,01,
- średnią wartość opałową w kJ/kg z dokładnością do 10 kJ,
- zawartość kadmu, ołowiu i rtęci w węglu w mg/kg (ppm) z dokładnością do 0,1.

Wyżej wymienione parametry należy określać według zasad przyjętych w umowie z dostawcą dla ustalenia ceny węgla.

Wielkości powinny być obliczone jako średnie ważone za okres roczny, a zużycie (wiersze 02 i 09) zgodne z Działem 2.

**Wiersze 16–18** - paliwa ciekłe - należy podawać ilość zużytych paliw ciekłych oraz

- średnią wartość opałową w kJ/kg z dokładnością do 10 kJ,
- zawartość siarki w % z dokładnością do 0,01.

Średnia zawartość siarki powinna być średnią ważoną pomiarów wykonanych w okresie sprawozdawczym.

Wielkość zużycia (wiersz 16) powinna być zgodna z całkowitym zużyciem paliw ciekłych wynikającym z Działu 2.

**Wiersze 19 i 20** - paliwa gazowe - należy podawać ilość zużytych paliw gazowych oraz średnią wartość opałową w kJ/m<sup>3</sup> z dokładnością do 10 kJ.

**Wiersze 21–24** - biomasa - należy podawać ilość zużytej biomasy oraz następujące parametry:

- zawartość popiołu w % z dokładnością do 0,01,
- zawartość siarki w % z dokładnością do 0,01,
- średnią wartość opałową w kJ/kg z dokładnością do 10 kJ,

**Wiersze 25 i 26** – inne paliwa – należy wypełniać w przypadku zużycia innych paliw niż wyszczególnione (wiersze od 02 do 24).

**Wiersze 27 i 28** - średnia zawartość części palnych - powinna wynikać z prowadzonych pomiarów części palnych w popiele lotnym i żużlu.

Wielkość średnia powinna być wyliczona jako średnia ważona ilości węgla, do której odnoszą się pomiary (dokładność do 0,01 %).

**Wiersz 29** - udział popiołu lotnego w odpadach - należy podać w % udziału popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych, ustalonych na podstawie pomiarów bilansowych kotła.

**Wiersz 30** - suma czasu pracy kotłów w grupie emitorów - należy podać rzeczywisty czas pracy kotłów/urządzeń, który powinien wynikać z ewidencji czasów przestojów kotłów/urządzeń i bilansu czasu kalendarzowego.

**Wiersz 31** - osiągalna skuteczność odpylania urządzeń odpylających - powinny ją określać pomiary gwarancyjne lub przeprowadzone przez „Energopomiar” po modernizacji lub remoncie kapitalnym.

**Uwaga!** Wartość podana w tym wierszu nie powinna być niższa niż wskaźnik uchwycenia popiołu lotnego obliczony ze wzoru podanego poniżej. W przeciwnym razie nie ma spójności w podanych danych.

$$W_{up} = 100 \times [1 - A_w \times 100 / (X \times A_c)]$$

$$n_{gwz} \geq W_{up}$$

gdzie:

$n_{gwz}$  – średnia osiągalna skuteczność odpylania,

$W_{up}$  – wskaźnik uchwycenia popiołu lotnego [%],

$A_w$  – emisja pyłu (wiersz 33),

$X$  – udział popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych [%] (wiersz 29),

$A_c$  – całkowita ilość odpadów paleniskowych.

**Wiersz 32** - procent siarki przechodzącej w  $SO_2$  - należy podać procentowy udział siarki zawartej w zużytym paliwie, która przechodzi w  $SO_2$ :

- dla węgla kamiennego:

98 % - dla kotłów pyłowych z ciekłym odprowadzaniem żużla (dotyczy elektrociepłowni Zabrze),

96 % - dla kotłów pyłowych ze stałym odprowadzaniem żużla,

80 % - dla kotłów rusztowych,

- dla węgla brunatnego:

85 % - dla złoża turoszowskiego,

80 % - dla złoża bełchatowskiego,

75 % - dla złoża Konin z kopalniami Kazimierz i Józwin,

lub według indywidualnych pomiarów zatwierdzonych przez urząd wojewódzki.

**Wiersze 33–41** - wartości emisji podawane w sprawozdaniu powinny odpowiadać wielkościom zawartym w prowadzonej ewidencji rodzajów i ilości zanieczyszczeń wprowadzanych do powietrza, przekazywanej wojewodzie (rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 27 lutego 2014 r. w sprawie wykazów zawierających informacje i dane o zakresie korzystania ze środowiska oraz o wysokości należnych opłat (Dz. U. poz. 274, z późn. zm.)).

**Wiersz 33** - emisja pyłu może być obliczona z wzoru:

$$A_w = 0,9A \frac{X}{100} \times \frac{100 - n_{sre}}{100 - q_p}$$

gdzie:  $A = \frac{B \times p}{100}$

$B$  - ilość zużytego węgla (t),

$p$  - zawartość popiołu w węglu (%),

$X$  - udział popiołu lotnego w całkowitej ilości odpadów paleniskowych (wiersz 29),

$Q_p$  - zawartość części palnych w uchwyconym popiele lotnym (wiersz 27),

$n_{\dot{s}re}$  - średnia eksploatacyjna skuteczność odpylaczy obliczona z wzoru:

- dla elektrofiltrów

$$n_{\dot{s}re} = n_{gwz} - \mu \times \left(1 - \frac{D_o}{100}\right) \times (n_{gwz} - n_{m\dot{s}r})$$

w którym:

$n_{gwz}$  - średnia osiągalna skuteczność odpylania (%),

$D_o$  - średnia dyspozycyjność odpylaczy (%),

$\mu$  - współczynnik korygujący dyspozycyjność:

- dla elektrofiltrów jednopolowych  $\mu = 1,0$ ,
- dla elektrofiltrów dwupolowych  $\mu$  określamy z normogramu 1,
- dla elektrofiltrów trójpolewych  $\mu$  określamy z normogramu 2,
- dla elektrofiltrów czteropolewych  $\mu$  określamy z normogramu 3,

$n_{m\dot{s}r}$  - średnia mechaniczna skuteczność odpylania (z wyłączonymi zespołami zasilającymi)

- dla odpylaczy mechanicznych

$$n_{\dot{s}re} = \frac{D_o}{100} \times n_{gwz}$$

**Wiersz 34** - emisja  $SO_2$  - powinna być określona na podstawie wskaźników wynikających z dokonanych pomiarów lub obliczona ze wzoru:

$$E_{SO_2} = (B \times s_w \times \frac{K}{100} + M \times s_m) \times 2/10^2$$

gdzie:

B - ilość zużytego węgla (t),

M - ilość zużytych paliw płynnych (t),

$s_w$  - zawartość siarki w węglu (%),

$s_m$  - zawartość siarki w paliwach płynnych (%),

K - procent siarki przechodzącej w  $SO_2$  (wiersz 32).

**Wiersz 35** - emisja  $NO_x$  - powinna być określona na podstawie wskaźników wynikających z dokonanych pomiarów.

**Wiersz 36** - emisja CO - może być podawana na podstawie pomiarów zatwierdzonych przez urząd wojewódzki lub oszacowana na podstawie wzoru:

$$E_{co} = \frac{Q_B \times W_{co}}{10^6}$$

gdzie:

$E_{co}$  - emisja CO (t),

$Q_B$  - energia chemiczna zużytych paliw (GJ),

$W_{co}$  - współczynnik emisji CO zależny od typu kotła, który wynosi dla:

- kotłów rusztowych - 121 (g/GJ),
- kotłów pyłowych węgla kamiennego - 14 (g/GJ),
- kotłów pyłowych węgla brunatnego - 300 (g/t),
- kotłów olejowych - 15 (g/GJ).

a po przeliczeniu według wzoru g/GJ:

$$\left[ \frac{W_{co}}{Q_w^r} \right] \times 10^3$$



(Wskaźnik  $W_{CO}$  podano na podstawie opracowania OECD "Estimation of Greenhouse gas emissions and sinks" - 1991, a dla węgla brunatnego według Environmental Protection Agency, "Compilation of Air Pollutant Emission Factors", Volume 1).

**Wiersz 37** – emisja  $CO_2$  w odniesieniu do wytwórców energii elektrycznej uczestniczących w systemie handlu emisjami (rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 8 kwietnia 2014 r. w sprawie wykazu instalacji wytwarzających energię elektryczną, objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w okresie rozliczeniowym rozpoczynającym się od dnia 1 stycznia 2013 r., wraz z przyznaną im liczbą uprawnień do emisji (Dz. U. poz. 472, z późn. zm.)) powinna zostać obliczona zgodnie z wytycznymi sporządzania raportów rocznych do KOBIZE. W pozostałych przypadkach emisję  $CO_2$  należy wyznaczyć przyjmując określone wskaźniki emisyjności spalonych paliw w instalacji.

**Wiersz 38** – emisja  $CO_2$  z biomasy - należy wykazywać ilość emisji  $CO_2$  powstałej ze spalania biomasy na podstawie wskaźników z dokonanych pomiarów lub obliczonej, odpowiadającej wielkościom zawartym w prowadzonej ewidencji.

**Wiersze 39–41** – emisja Cd, Pb, Hg – powinna być określana na podstawie wskaźników wynikających z pomiarów.

**Wiersz 42–53** – liczba urządzeń odpylających - należy podać liczbę danego typu urządzeń, gdzie:

E1, 2, ..., 8 – oznacza odpowiednio elektrofiltry 1, 2, ..., 8 polowe;

Mc – multicyklon;

C – cyklon lub bateria cyklonów;

FT – filtr tkaninowy;

In – inne urządzenia odpylające.

**Wiersze 54** – wskaźniki zastosowane do obliczenia emisji – należy podać wartości wskaźników emisji pochodzących z pomiarów lub oszacowań ( $mg/Nm^3$ ), na podstawie obliczeń ( $g/GJ$ ), zarządzeń, literatury, które zostały zastosowane do obliczenia rocznej emisji zanieczyszczeń. W przypadku instalacji uczestniczących w systemie handlu emisjami podany wskaźnik powinien odpowiadać wskaźnikowi na podstawie którego została obliczona roczna emisja  $CO_2$  w raporcie składanym do KOBIZE.

**Wiersze 55–58** – wskaźniki najwyższych stężeń substancji zanieczyszczających dla miesiąca lub wskaźniki najwyższych wyników pomiarów okresowych – jednostki, w których prowadzone są ciągłe pomiary stężeń substancji zanieczyszczających, podają najwyższe średnie stężenie zanieczyszczeń dla miesiąca, zgodnie z § 11 ust. 5 pkt 1 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów (Dz. U. poz. 1546, z późn. zm.), inne jednostki wpisują najwyższe wyniki pomiarów okresowych.

**Wiersze 59–61** – wskaźniki najwyższych stężeń substancji zanieczyszczających obliczone dla faktycznych godzin użytkowania źródła każdego dnia kalendarzowego, dla poprzednich dwóch dni kalendarzowych, zgodnie z § 11 ust. 5 pkt 2 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów - dziewięćdziesiąty siódmy percentyl dla  $SO_2$  i pyłu oraz dziewięćdziesiąty piąty percentyl dla  $NO_x$ . Wiersze wypełniane są tylko przez jednostki, w których prowadzone są ciągłe pomiary stężeń substancji zanieczyszczających.

**Wiersze 63–64** – liczba godzin przekroczeń dopuszczalnego stężenia  $SO_2$  i najwyższe stężenie tego zanieczyszczenia występujące w czasie przekroczeń. Wiersze wypełniają jednostki posiadające źródła,

o których mowa w § 11 ust. 13 rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.

**Wiersze 65–67** – wskaźniki emisji dopuszczalnej – należy podać wskaźniki wynikające z decyzji o dopuszczalnej emisji lub rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2014 r. w sprawie standardów emisyjnych dla niektórych rodzajów instalacji, źródeł spalania paliw oraz urządzeń spalania lub współspalania odpadów.

**Wiersze 68–75** – w odpowiednich wierszach należy podać ilość instalacji odsiarczania spalin według rodzaju zastosowanej technologii oraz podać określenie bloku/kotła, na którym została zabudowana dana instalacja.

**Wiersz 76** – skuteczność instalacji – należy podać średnią skuteczność odsiarczania spalin dla pracujących instalacji (%).

**Wiersz 77** – wielkość zredukowanej emisji SO<sub>2</sub> - należy podać wielkość, o jaką emisja SO<sub>2</sub> zmniejszyła się w skali roku sprawozdawczego w wyniku działania instalacji odsiarczania w stosunku do całkowitej ilości wytworzonego dwutlenku siarki.

**Wiersze 78–93** – w odpowiednich wierszach należy podać ilość pracujących instalacji redukcji tlenków azotu odpowiednio dla zastosowanej metody redukcji wraz z określeniem bloku/kotła, z którym związana jest dana instalacja (%).

**Wiersz 94** – skuteczność instalacji – należy podać średnią skuteczność instalacji redukcji tlenków azotu.

**Wiersz 95** – redukcja emisji NO<sub>x</sub> – należy podać wielkość, o jaką emisja tlenków azotu zmniejszyła się w skali roku sprawozdawczego w wyniku działania instalacji.

**Wiersze 96–101** – modernizacje urządzeń odpylających – należy podać rodzaj modernizacji urządzeń odpylających.

**Wiersze 102-103** – należy wykazać liczbę przydzielonych na dany rok sprawozdawczy, bezpłatnych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, odpowiednio na energię elektryczną i na ciepło.

**Wiersze 104–107** – należy wykazać liczbę i wartość zakupionych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, dokonanych na pokrycie emisji, która wykroczyła poza przyznany limit w roku sprawozdawczym oraz liczbę i wartość sprzedanych uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

**Wiersze 108–117** – charakterystyka emitora – należy podać ilość i rodzaj kotłów wchodzących w skład emitora zgodnie z przyjętymi oznaczeniami:

<b>Kotły parowe:</b>	<b>Kotły wodne:</b>
OP - pyłowe	WP - pyłowe
OR - rusztowe	WR - rusztowe
OG - gazowe	WG - gazowe
OO - olejowe	WO - olejowe
OF - fluidalne	WI - inne
OI - Inne	

Kotły przewidziane dla dwóch rodzajów paliw mogą mieć oznaczenia trzyliterowe, np.: OPG – pyłowo-gazowy.

#### **Rodzaje turbin:**

TG - gazowe
TK - kondensacyjne
TP - przeciwprężne
C - z wylotem lub wylotem i upustami ciepłowniczymi

- UC - z wylotem ciepłowniczym i upustami przemysłowymi
- UK - kondensacyjne z upustami przemysłowymi
- UP - przeciwprężne z upustami przemysłowymi
- CK - kondensacyjne z upustami ciepłowniczymi
- UCK - kondensacyjne z upustami przemysłowymi i ciepłowniczymi
- TI - inne urządzenia, np. agregaty prądotwórcze, silniki spalinowe

## **Dział 5. Opłaty i kary za korzystanie ze środowiska oraz koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów, w tys. zł**

Należy podawać opłaty wniesione w roku sprawozdawczym bez względu na to, jakiego okresu dotyczą:

- a) za odprowadzanie zanieczyszczeń do atmosfery,
- b) za odprowadzanie zanieczyszczeń do wód i ziemi.

Opłaty za zanieczyszczanie wód i ziemi obejmować powinny opłaty za ścieki w wodzie przemysłowej lub zużytej do celów bytowo-komunalnych oraz opłaty za pobraną wodę, które należy dodawać do pozycji 05.

Kary za zanieczyszczenie powietrza, naruszenie warunków poboru wody, odprowadzanie ścieków należy podawać w odrębnych pozycjach.

W **wierszu 12** należy podać łączne koszty eksploatacji urządzeń ochrony środowiska i składowania odpadów.

## **Dział 6. Sprzedaż energii elektrycznej i usług systemowych**

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

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 energią. 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 z późn. zm.).

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 nie obciążonej 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 usług systemowych należy dokonać zgodnie z katalogiem usług systemowych przedstawionym w „Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – Bilansowanie systemu i zarządzanie ograniczeniami systemowymi”.

**W wierszu 32** należy wykazać wartość sprzedaży energii elektrycznej oraz 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.

**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 średnioroczną 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.

### **Dział 7. 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 6.

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 8. 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.

W **wierszu 02** należy uwzględnić również 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.

Koszty działalności własnej dla energii elektrycznej, usług systemowych, tzn. rezerw mocy i pozostałych usług systemowych są to koszty wytworzenia tych produktów odniesione do sprzedaży. Powinny być wyliczane według następującego wzoru:

$$K_w = K_z^j \times E_s + K_s^j \times [E_s + RM_s] + K_{vs}$$

gdzie:

$K_w$  - koszty działalności własnej dla energii elektrycznej, rezerwy mocy i pozostałych usług systemowych [tys. zł],

$K_z^j$  - jednostkowy koszt zmienny wytworzenia energii elektrycznej [zł/MWh],

$K_s^j$  - 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  $K_z^j$  wytwarzania energii elektrycznej oblicza się jako:

$$K_z^j = \frac{K_z}{E_n} \times 1000$$

gdzie:

$K_z$  - koszty zmienne wytwarzania energii elektrycznej [tys. zł],

$E_n$  - produkcja energii elektrycznej netto [MWh] {G-10.m (suma dla roku) Dział 1 suma kolumn 1, 4 - 10 (wiersz 04 – wiersz 06)}.

Jednostkowy koszt zmienny  $K_z^j$  jest taki sam dla energii elektrycznej sprzedanej i zużytej w elektrowni.

Jednostkowy koszt stały dla energii elektrycznej i rezerw mocy  $K_s^j$  oblicza się jako:

gdzie:

$$K_s^j = \frac{K_s}{E_n + RM_s} \times 1000$$

$K_s$  - koszty stałe wytwarzania energii elektrycznej i rezerwy mocy [tys. zł],

$RM_s, E_n$  - jak wyżej.

Jednostkowy koszt stały  $K_s^j$  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 6.

**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. 10 ust. 1 ustawy z dnia 11 czerwca 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. poz. 831), tj. koszty realizacji przedsięwzięcia lub przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej u odbiorcy końcowego lub koszty uzyskania świadectw efektywności energetycznej przedstawionych przez przedsiębiorstwo energetyczne do umorzenia Prezesowi URE i umorzonych decyzją Prezesa URE celem realizacji powyższego obowiązku lub, w zakresie określonym w art. 11 ust. 1 ustawy z dnia 11 czerwca 2016 r. o efektywności energetycznej, 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), wartość „własnych” praw majątkowych wynikających ze świadectw efektywności energetycznej, będących potwierdzeniem planowanej do zaoszczędzenia ilości energii finalnej, o których mowa w art. 20 ust. 1 ustawy z dnia 11 czerwca 2016 r. o efektywności energetycznej a także koszty związane z ich zakupem, dokonaniem zmian w rejestrze świadectw oraz umorzeniem, a także koszty poniesionej opłaty zastępczej.

Do kosztów sprzedaży energii elektrycznej (**wiersz 06**) należy zaliczać przede wszystkim 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 2016r. poz. 1047).

**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 Zarządę 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 (i ciepła).

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 i ciepło (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 i ciepło.

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 dostarczenia odbiorcom.

## **Dział 9. Koszty według rodzajów działalności – układ kalkulacyjny, w tys. zł**

Koszty wytworzenia energii elektrycznej, rezerw mocy, świadczenia usług przesyłowych i wytworzenia ciepła należy wykazywać w układzie kalkulacyjnym podanym na kwestionariuszu. Przyjęty układ kalkulacyjny kosztów dzieli koszty na zmienne i stałe według poniższych zasad.

Do kosztów zmiennych należy zaliczać:

- koszty paliwa wraz z kosztami zakupu,
- 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 kosztów materiałów zużywanych w ramach działalności energetycznej (bez 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 doszkalcenie 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 ciepłej, 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:

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

gdzie:

- $K_{E/C}$  - koszt energii elektrycznej z własnej produkcji zużytej na produkcję ciepła [tys. zł],  
 $K_z^j, K_s^j$  - zgodnie z objaśnieniami do Działu 9,  
 $E_c$  - ilość energii elektrycznej z własnej produkcji zużyta na produkcję ciepła [MWh].

W gospodarce skojarzonej podziału kosztów pomiędzy energię elektryczną i ciepłą należy dokonywać następująco:

- 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 G-10.1k metody te nie są wykazywane, przyjmuje się, że podział kosztów paliwa odbywa się proporcjonalnie do podziału paliwa „metodą fizyczną”,
- koszty zmienne dzielić proporcjonalnie do podziału kosztów paliwa,
- koszty stałe należy dzielić „metodą zaangażowania mocy”. Istotą tej metody jest określenie udziału podstawowego ogniwa wytwórczego, tj. kotłowni, w uzyskaniu mocy osiągalnej elektrycznej lub ciepłej (maksymalnej trwałej mocy).

W gospodarce skojarzonej osiągalna (maksymalna) moc elektryczna najczęściej nie występuje równocześnie z osiągalną (maksymalną) mocą ciepłą. 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 ciepłej niezbędnej do osiągnięcia maksymalnej mocy elektrycznej i maksymalnej mocy ciepłej.

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 ciepłej kotłowni, a następnie dokonać podziału według zasad przyjętych dla kotłowni wspólnej.

**Uwaga!** Koszty wytwarzania ciepła nie obejmują kosztów pozyskania i uzdatniania nośnika ciepła, natomiast powinny obejmować koszty jego podgrzewania. W kolumnie 5, wiersz 12 należy wykazać koszt podgrzewania nośnika jako jedną łączną pozycję.

## **Dział 10. Środki otrzymane z programu pomocowego, w tys. zł**

W dziale należy wykazać środki otrzymane jako zaliczki na pokrycie kosztów osieroconych otrzymanych/zwróconych w ramach programu pomocowego po likwidacji kontraktów długoterminowych.

**W wierszu 01** należy wpisać produkcję całej elektrowni, która będzie sukcesywnie pomniejszana o produkcję z jednostek wytwórczych, gdy wartość nakładów inwestycyjnych na daną jednostkę wytwórczą poniesionych od dnia 1 stycznia 2005 r. przekroczy 100% wartości księgowej netto tej jednostki na dzień 1 stycznia 2005 r. dla jednostek wytwórczych należących do wytwórcy (odpowiednio do art. 33 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).

Jako środki otrzymane na pokrycie kosztów osieroconych należy wykazać należne zaliczki na pokrycie tych kosztów, które były wypłacone za dany kwartał sprawozdawczy niezależnie od terminu, w którym faktycznie zostały wypłacone.

#### **Dział 11. Wynik finansowy na ciepło, w tys. zł**

W dziale tym należy wykazać rachunek wyników na ciepło z wyodrębnieniem działalności wytwórczej.

Jeżeli przedsiębiorstwo prowadzi wyłącznie działalność wytwórczą, **posiada koncesję tylko na wytwarzanie ciepła**, przychody z tej działalności będą stanowić należne od odbiorców:

- 1) opłaty za zamówioną moc cieplną,
- 2) opłaty za ciepło,
- 3) opłaty za nośnik ciepła dostarczony w celu napełnienia oraz uzupełnienia ubytków nośnika ciepła w sieci ciepłowniczej i instalacjach odbiorców.

Jeżeli przedsiębiorstwo wytwarza i dostarcza odbiorcom ciepło za pośrednictwem własnej sieci ciepłej, **posiada koncesję na wytwarzanie i dystrybucję ciepła**, wówczas w kolumnie 1 należy uwzględnić następujące działalności:

- 1) wytwarzanie,
- 2) przesył i dystrybucję ciepła.

Przychody z działalności przesyłowej i dystrybucyjnej są to opłaty za usługi przesyłowe oraz opłaty abonamentowe.

Koszty działalności przesyłowej są to koszty własne wg miejsc powstawania oraz koszty ciepła zużytego na potrzeby własne sieci ciepłej (straty ciepła w sieci).

Kosztem zmiennym działalności przesyłowej i dystrybucyjnej jest koszt ciepła zużytego na potrzeby sieci ciepłej (straty w sieci ciepłej).

Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne prowadzi dystrybucję ciepła zakupionego od innych przedsiębiorstw własną siecią cieplną, część ciepła wytwarza we własnych obiektach wytwórczych oraz prowadzi obrót ciepłem, **posiada koncesje na wytwarzanie, przesył i dystrybucję oraz obrót ciepłem**, wówczas w kolumnie 1 uwzględni trzy działalności: wytwarzanie ciepła, przesył i dystrybucję ciepła, obrót ciepłem.

Przychody z działalności obrotowej będą to należne od odbiorców opłaty za moc i ciepło oraz nośnik ciepła – zakupione z zewnątrz, powiększone opłaty za obsługę odbiorców, którym dostarczane jest ciepło zakupione.

Koszty działalności obrotowej składać się będą z:

- kosztu zmiennego, którym będzie wartość mocy, ciepła i nośnika zakupionego do odsprzedaży,
- kosztu stałego, którym będą koszty własnej działalności „obrot” w układzie kalkulacyjnym.

#### **Dział 12. 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 13. Stan środków trwałych według Klasyfikacji Środków Trwałych oraz nakłady na środki trwałe, w tys. zł**

Należy podać wartość ewidencyjną (brutto) oraz wartość netto środków trwałych według obowiązującej klasyfikacji GUS.

Podział środków trwałych na produkcję energii elektrycznej i ciepłej należy podawać według następujących zasad:

- a) wydzielić środki trwałe związane bezpośrednio z produkcją energii elektrycznej lub ciepłej,
- b) środki trwałe wspólne podzielić kluczem przyjętym do podziału kosztów stałych.

**Kolumny 1 i 3** - wartość ewidencyjna (brutto) jest to wartość według cen zakupu z uwzględnieniem aktualizacji wyceny środków trwałych.

**Kolumny 2 i 4** - wartość netto jest to wartość ewidencyjna pomniejszona o umorzenie.

**W wierszu 14** należy wykazać wartość nakładów na budowę lub (i) wartość zakupu środków trwałych (w tym także niewymagających montażu lub instalacji) wraz z kosztami ponoszonymi przy ich nabyciu, wartość nakładów na wytworzenie środków trwałych we własnym zakresie, koszty dostosowania środka trwałego do użytkowania, koszty montażu, wartość nakładów na ulepszenie istniejących środków trwałych, w tym również na ulepszenie obcych środków trwałych oraz pełną wartość nakładów na środki trwałe nabyte na mocy umowy o leasing. Wielkość poniesionych nakładów inwestycyjnych należy podzielić według następujących kryteriów klasyfikacyjnych:

- inwestycje odtworzeniowe – polegające na zastępowaniu zużytych lub przestarzałych urządzeń nowymi w celu zapobieżenia procesowi starzenia się majątku,
- inwestycje rozwojowe – mające na celu zwiększenie potencjału produkcyjnego w znaczeniu wydajności parku maszynowego lub służące wdrażaniu do produkcji nowych wyrobów, lepiej zaspokajających istniejące potrzeby potencjalnych nabywców,
- inwestycje pozostałe.

Wielkości dotyczące nakładów na środki trwałe należy wykazywać zgodnie z zasadami stosownymi przy wypełnianiu analogicznych pozycji Sprawozdania o przychodach, kosztach i wyniku finansowym oraz o nakładach na środki trwałe, o symbolu F-01/I-01.

#### **Dział 14. 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 8 – 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,
- sprzedaż uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (**wiersz 09**).

Koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (**wiersz 11**) należy zaliczyć do pozostałych kosztów.

**Wiersz 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 15. Sprzedaż ciepła z własnej produkcji**

W Dziale należy wykazać sprzedaż ciepła z własnej produkcji.

Jeżeli jednostka sprawozdawcza posiada koncesję tylko na wytwarzanie ciepła, wówczas sprzedaż ciepła należy wykazywać w kolumnach „do przedsiębiorstw dystrybucyjnych”.

Jeżeli jednostka sprawozdawcza posiada również koncesje na przesył i dystrybucję ciepła i dostarcza ciepło do odbiorców własną siecią, sprzedaż ciepła należy wykazywać w kolumnach „z własnej sieci ciepłowniczej”.

Może wystąpić również przypadek dostawy ciepła zarówno do przedsiębiorstw dystrybucyjnych, jak również dla odbiorców z własnej sieci ciepłowniczej.

**Uwaga!** W Dziale nie należy wykazywać ciepła zużytego na terenie elektrowni rozliczanego według jego kosztu wytworzenia.

Moc zamówioną należy wykazywać jako wielkość średnioroczną dla okresu sprawozdawczego.

Sprzedaż ciepła należy wykazywać w podziale na grupy odbiorców w zależności od rodzaju nośnika ciepła:

- woda grzewcza - ciepło w wodzie grzewczej i użytkowej (ciepło na cele centralnego ogrzewania i ciepłej wody),
- ciepło w wodzie technologicznej – na potrzeby gospodarcze,
- ciepło w parze technologicznej – na potrzeby gospodarcze.

Jeżeli ciepło jest sprzedawane do przedsiębiorstw dystrybucyjnych, przychody za ciepło będą składać się z opłat:

- za moc zamówioną,
- za dostarczone ciepło,
- za sprzedaż nośnika.

Jeżeli nośnikiem ciepła jest woda, ilość nośnika jest wykazywana w m<sup>3</sup>, natomiast ilość pary jest liczona w tonach (t).

Jeżeli elektrownia lub elektrociepłownia dostarcza ciepło własną siecią ciepłowniczą, przychody za ciepło będą zawierały dodatkowo:

- opłaty za przesył,
- opłatę abonamentową.

#### **Dział 16. Liczba umów oraz liczba odbiorców końcowych**

W dziale należy wykazać liczbę umów kompleksowych zawartych zgodnie z art. 5 ust. 3 i 4 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (**wiersz 01 i 02**), oraz liczbę umów sprzedaży zawartych zgodnie z art. 5 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (**wiersz 03**).

**W kolumnach 3–5** należy wykazać liczbę odbiorców końcowych, do których realizowana jest sprzedaż energii elektrycznej wykazywana w Działach 6 i 7.