



DOKUMENT KONSULTACYJNY

DLA

KRAJOWEGO SYSTEMU PRZESYŁOWEGO

SPEŁNIAJĄCY WYMOGI WYNIKAJĄCE Z ART. 26 ROZPORZĄDZENIA KOMISJI (UE) 2017/460
Z DNIA 16 MARCA 2017 ROKU USTANAWIAJĄCEGO KODEKS SIECI DOTYCZĄCY
ZHARMONIZOWANYCH STRUKTUR TARYF PRZESYŁOWYCH DLA GAZU

WARSZAWA, SIERPIEŃ 2023 R.

Spis treści

WPROWADZENIE	3
KONSULTACJA OSTATECZNA – HARMONOGRAM	3
1. OPIS PROPONOWANEJ METODY WYZNACZANIA CENY REFERENCYJNEJ	7
2. OPIS RABATÓW STOSOWANYCH W PUNKTACH WEJŚCIA/WYJŚCIA Z/DO INSTALACJI MAGAZYNOWYCH ORAZ W PUNKCIE WEJŚCIA Z INSTALACJI LNG.	13
3. INDYKATYWNE CENY REFERENCYJNE DLA ROKU 2025	15
4. OCENA ALOKACJI KOSZTÓW CAA.....	16
5. OPIS MODELU TARYFOWEGO	18
6. PORÓWNANIE WYBRANEJ METODY WYZNACZANIA CEN REFERENCYJNYCH Z METODĄ CWD OPISANĄ W ART. 8 KODEKSU NC TAR	20
7. INFORMACJE DOTYCZĄCE INDYKATYWNEGO PRZYCHODU REGULOWANEGO PRZYJĘTEGO DO WYLICZENIA INDYKATYWNYCH CEN REFERENCYJNYCH OBOWIĄZUJĄCYCH W ROKU 2025.....	22
8. CENY REFERENCYJNE OPARTE NA WOLUMENIE	27
9. OPŁATA UZUPEŁNIAJĄCA ZWIĄZANA Z UZGADNIANIEM PRZYCHODÓW	27
10. USŁUGI NIEPRZESYŁOWE.....	28
11. PORÓWNANIE CEN REFERENCYJNYCH DLA ROKU 2024 I INDYKATYWNYCH CEN REFERENCYJNYCH DLA ROKU 2025.....	32
12. PODEJŚCIE OPARTE NA STAŁEJ CENIE NALEŻNEJ	33

WPROWADZENIE

Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/460 ustanawiające kodeks sieci dotyczący zharmonizowanych struktur taryf przesyłowych dla gazu (Dz. Urz. UE L 72 z 17.03.2017 r.) (dalej: „Kodeks NC TAR” lub „NC TAR”) zawiera przepisy dotyczące metody wyznaczania cen referencyjnych oraz kalkulacji cen bazowych standardowych produktów z zakresu zdolności.

Celem NC TAR jest zharmonizowanie struktur taryf przesyłowych operatorów systemów przesyłowych państw członkowskich oraz wyznaczenie pewnych narzędzi umożliwiających porównanie stosowanych na obszarze UE taryf przesyłowych, przy jednoczesnym zachowaniu elastyczności w wyborze elementów metody wyznaczania ceny referencyjnej umożliwiającej jej dostosowanie do stopnia dojrzałości konkretnego rynku oraz poziomu złożoności sieci przesyłowej.

Korzystając z tej swobody w konstruowaniu oraz doborze parametrów wykorzystywanych w metodzie wyznaczania ceny referencyjnej oraz mając na uwadze ochronę użytkowników systemu przed znacznymi zmianami warunków funkcjonowania na rynku gazu, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. (dalej: „GAZ-SYSTEM” lub „Spółka”) dobrał metodologię, szczegółowo opisaną w dalszej części niniejszego dokumentu, w taki sposób, aby spełnić wymogi stawiane przez NC TAR przy ograniczeniu ilości koniecznych do wprowadzenia zmian sposobu rozliczeń dla oferowanej usługi przesyłania paliwa gazowego. Takie działania ze strony GAZ-SYSTEM mają zapewnić użytkownikom systemu przesyłowego w Polsce przewidywalność warunków świadczenia usługi przesyłania paliwa gazowego. Zastosowane rozwiązania nie ograniczają także handlu transgranicznego i mają na celu zapewnienie długoterminowych sygnałów dla rozwoju sieci przesyłowej.

Konsultacja metodologii wyznaczania ceny referencyjnej ma na celu umożliwić użytkownikom sieci lepsze zrozumienie zasad kalkulacji taryf ustalonych dla usług przesyłowych i nieprzesyłowych oraz zmian wprowadzanych w tych taryfach i sposobie ich ustalania.

KONSULTACJA OSTATECZNA – HARMONOGRAM

Zgodnie z przepisami NC TAR oraz zgodnie z decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej: „Prezes URE”) DRG.DRG-2.7129.5.2018.JDo1 z dnia 16 lipca 2018 roku, GAZ-SYSTEM został wyznaczony podmiotem odpowiedzialnym za przeprowadzenie konsultacji okresowych zgodnie z art. 26 NC TAR, w ramach których publikowany jest niniejszy dokument szczegółowo opisujący proponowaną metodę kalkulacji taryf. Proces konsultacji oraz zatwierdzania wybranej metodologii wyznaczania ceny referencyjnej oraz kalkulacji taryfy na rok 2025 składa się z następujących etapów:

- Konsultacja ostateczna – minimalny okres trwania - 2 miesiące 31 sierpnia – 31 października 2023 roku
- Publikacja odpowiedzi otrzymanych w procesie konsultacji – w ciągu 1 miesiąca od zakończenia konsultacji ostatecznej do 30 listopada 2023 roku
- Proces oceny oraz akceptacji dokumentu konsultacyjnego przez ACER – w ciągu 2 miesięcy od zakończenia konsultacji ostatecznej do 31 grudnia 2023 roku
- Proces akceptacji oraz wydanie decyzji przez Prezesa URE – w ciągu 5 miesięcy od zakończenia konsultacji ostatecznej do 31 marca 2024 roku
- Proces rekalkulacji oraz renegocjacji taryfy z Prezesem URE, w oparciu o zatwierdzoną metodologię wyznaczania ceny referencyjnej, zakończony decyzją Prezesa URE zatwierdzającą taryfę dla usług przesyłania paliw gazowych 1 kwietnia – 31 maja 2024 roku
- Publikacja taryfy (na 30 dni przed aukcją zdolności rocznej) 31 maja 2024 roku
- Aukcja zdolności rocznej 1 lipca 2024 roku
- Wejście w życie taryfy 1 stycznia 2025 roku

Ramy czasowe poszczególnych etapów harmonogramu zostały wyznaczone licząc wstecz od daty wymaganej przepisami kodeksu NC TAR dla publikacji cen bazowych skalkulowanych zgodnie z metodologią zatwierdzaną przez organ regulacyjny w procesie konsultacji, nie później niż na 30 dni przed coroczną aukcją zdolności rocznej przypadającej na pierwszy poniedziałek lipca (tj. w tym przypadku, 1 lipca 2024 roku), czyli najpóźniej 31 maja 2024 roku.

Art. 27 ust. 5 kodeksu NC TAR stanowi, iż proces konsultacji, opisany powyżej, powinien być przeprowadzany nie rzadziej niż raz na 5 lat. GAZ-SYSTEM proponuje, aby metodologia wyznaczania cen referencyjnych opisana w niniejszym dokumencie obowiązywała przez okres 2 lata, tj. od 1 stycznia 2025 r., od godz. 6:00, do 1 stycznia 2027 r., do godz. 6:00.

Spółka planuje, iż taryfy zatwierdzane zgodnie z niniejszą metodologią będą obowiązywały przez okres 12 miesięcy roku kalendarzowego przy założeniu, że okres taryfowy jest równy okresowi regulacyjnemu.

W procesie konsultacji, rozpoczynającym się pod koniec sierpnia 2023 roku publikacją niniejszego dokumentu i trwającym do dnia 31 października 2023 roku, możliwe jest przesyłanie uwag przez zainteresowane podmioty na adres mailowy: nctar@gaz-system.pl. W celu zapewnienia transparentności i efektywności procesu konsultacji, Spółka zwraca się z uprzejmą prośbą o przesyłanie uwag zarówno w języku polskim jak i w języku angielskim.

Zgodnie z art. 26 ust. 2 kodeksu NC TAR, termin zgłaszania uwag do zaproponowanej przez GAZ-SYSTEM metodologii kalkulacji cen bazowych produktów z zakresu zdolności uptywa wraz z zakończeniem konsultacji ostatecznych, tj. 31 października 2023 roku.

Zgodnie z przepisami NC TAR uwagi te powinny mieć charakter jawny, tak aby operator mógł je opublikować wraz z podsumowaniem w ramach kolejnego etapu konsultacji. Aby uwagi zgłaszane do metodologii miały charakter niejawny, należy w ich treści zamieścić stosowny komentarz.

W celu zwiększenia efektywności konsultacji, dokument konsultacyjny dostępny na stronie: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/konsultacje-nc-tar/> został opublikowany zarówno w polskiej, jak i angielskiej wersji językowej.

W przypadku rozbieżności pomiędzy polską i angielską wersją dokumentu konsultacyjnego, wiążący jest dokument konsultacyjny sporządzony w języku polskim.

Po zakończonym etapie konsultacji ostatecznej GAZ-SYSTEM zobowiązany jest w ciągu miesiąca opublikować odpowiedzi otrzymane w tym procesie wraz z ich podsumowaniem. Zgodnie z wytycznymi NC TAR, podsumowanie uwag zostanie przedstawione także w języku angielskim w celu zapewnienia transparentności i efektywności procesu.

Niniejszy dokument publikowany w ramach ostatecznej konsultacji jest dokumentem przedkładanym ACER, w celu analizy i oceny jego zgodności z przepisami art. 27 ust. 1 i 2 NC TAR. Dokument ten będzie stanowił podstawę dla Prezesa URE w podejmowaniu uzasadnionej decyzji zatwierdzającej proponowaną przez GAZ-SYSTEM metodę wyznaczania ceny referencyjnej zgodnie z art. 27 ust. 4 NC TAR.

Mając na uwadze, iż na obszarze Polski występują dwa odrębne systemy wejścia – wyjścia, z których każdy zarządzany jest, zgodnie z decyzjami Prezesa URE¹, przez niezależnego Operatora Systemu Przesyłowego:

¹ Decyzja Prezesa URE z dnia 6 grudnia 2018 roku, znak: DRG.DRG-1.4720.1.2018.KL w sprawie wydłużenia okresu wyznaczenia spółki Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. z siedzibą w Warszawie operatorem systemu przesyłowego gazowego na terytorium Polski na okres do dnia 6 grudnia 2068 r.

Decyzja Prezesa URE z dnia 17 listopada 2010 r., znak: DPE-4720-4(8) /2010/6154/BT, w sprawie wyznaczenia przedsiębiorstwa energetycznego Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A. z siedzibą w Warszawie na niezależnego operatora polskiego odcinka gazociągu jamalskiego na okres do dnia 31 grudnia 2025 r.

- Krajowy System Przesyłowy (dalej: „KSP”);
- System Gazociągów Tranzytowych (dalej: „SGT”) będący polskim odcinkiem gazociągu Jamat – Europa Zachodnia, który jest własnością spółki EuRoPol GAZ s.a.

Zgodnie z art. 6 ust. 3 NC TAR GAZ-SYSTEM publikuje oddzielne dokumenty konsultacyjne zawierające odrębne metody wyznaczania cen referencyjnych osobno dla systemu KSP oraz dla systemu SGT.

Jednocześnie Spółka zwraca uwagę na fakt, iż w związku z decyzją Prezesa URE wyznaczającą GAZ-SYSTEM podmiotem odpowiedzialnym za przeprowadzenie konsultacji wynikających z art. 26 kodeksu NC TAR, Prezes URE nie będzie prowadził odrębnych konsultacji w zakresie dotyczącym metody wyznaczania ceny referencyjnej. Niemniej jednak, równoległe z prowadzonymi przez GAZ-SYSTEM konsultacjami ostatecznymi, Prezes URE prowadzi konsultacje z krajowymi organami regulacyjnymi wszystkich bezpośrednio połączonych państw członkowskich oraz odpowiednimi zainteresowanymi podmiotami w zakresie art. 28 NC TAR. Konsultacje prowadzone przez Prezesa URE obejmują:

- poziomy mnożników dla oferowanych produktów krótkoterminowych z zakresu zdolności;
- poziomy współczynników sezonowych dla oferowanych produktów krótkoterminowych z zakresu zdolności, jeśli mają zastosowanie oraz sposób ich kalkulacji;
- poziomy rabatów określonych w art. 9 ust. 2 i art. 16 NC TAR.

GAZ-SYSTEM kontynuuje proces inwestycyjny rozpoczęty w 2016 r., związany z rozbudową i modernizacją systemu przesyłowego dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

Do roku 2027 planowane jest zakończenie m.in. Programu SGT. W tym okresie zaplanowano realizację zadań dotyczących wykorzystania infrastruktury SGT w związku z wygaśnięciem kontraktów historycznych - budowę tłoczni Lwówek oraz nowych punktów przyłączeniowych do SGT. Zakończenie tego programu stanowić będzie zamknięcie jednego z etapów rozbudowy i modernizacji funkcjonalnej systemu przesyłowego, związanego z realizacją takich celów strategicznych jak dywersyfikacja dostaw gazu i przystosowanie systemu do pracy w warunkach braku dostaw ze wschodu. Dodatkowo w perspektywie roku 2027 planowane jest zakończenie prac związanych z przyłączeniem Terminalu FSRU ang. Floating Storage Regasification Unit) w Zatoce Gdańskiej wraz z rozbudową systemu przesyłowego w województwach pomorskim i kujawsko - pomorskim. Wyżej wymienione inwestycje wpłyną na kierunki rozptywu paliwa gazowego w Polsce a także spowodują konieczność uważnego monitoringu faktycznego wykorzystania infrastruktury przesyłowej, dlatego **Spółka planuje, aby metodologia wyznaczania cen referencyjnych opisana w niniejszym dokumencie obowiązywała przez okres 2 lat, tj. od 1 stycznia 2025 r., od godz. 6:00, do 1 stycznia 2027 r., do godz. 6:00.**

1. OPIS PROPONOWANEJ METODY WYZNACZANIA CENY REFERENCYJNEJ

Proponowana przez GAZ-SYSTEM i opisana w niniejszym dokumencie metodologia wyznaczania cen referencyjnych zakłada pobieranie jedynie opłat stałych opartych na zakontraktowanej zdolności, co jest zgodne z przepisami polskiego Rozporządzenia Ministra Energii z dnia 15 marca 2018 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz. U. z 2021 r., poz. 280) (dalej: rozporządzenie taryfowe) oraz NC TAR.

Metoda wyznaczania cen referencyjnych przedstawiona w niniejszym dokumencie zakłada, iż opłaty zależne od zakontraktowanej zdolności pobierane będą we wszystkich punktach wejścia do systemu przesyłowego, z wyłączeniem punktu wejścia z Terminalu LNG oraz na wszystkich punktach wyjścia z systemu przesyłowego.

Proponowana przez GAZ-SYSTEM metoda alokacji kosztów na poszczególne punkty systemu przesyłowego to metoda *postage stamp* (znaczka pocztowego). Zakłada ona, iż koszty alokowane są na poszczególne punkty wejścia oraz odpowiednio poszczególne punkty wyjścia na podstawie jednego czynnika kosztotwórczego – prognozowanej zdolności zakontraktowanej.

W praktyce oznacza to, iż proponowana stawka będzie jednakowa dla wszystkich punktów wejścia do systemu przesyłowego, z wyłączeniem punktów wejścia z instalacji magazynowych oraz punktu wejścia z Terminalu LNG i będzie jednakowa dla wszystkich punktów wyjścia z systemu przesyłowego, z wyłączeniem punktów wyjścia do instalacji magazynowych, przy zastosowaniu elastycznego podziału kosztów *ex-ante* pomiędzy punkty wejścia i wyjścia w przedziale od 30/70 do 70/30. Proponowane elastyczne rozwiązanie, w obliczu dynamicznych zmian na rynku gazu w zakresie obserwowanego spadku poziomu rezerwowanych przepustowości jak i trwającego procesu rozwoju sieci przesyłowej w celu zapewnienia dywersyfikacji dostaw gazu do Polski, może uchronić użytkowników systemu przed znaczącym wzrostem cen referencyjnych rok do roku w czasie obowiązywania niniejszej metodologii.

Dla cen referencyjnych stosowanych na punktach wejścia do systemu przesyłowego z instalacji magazynowych oraz punktach wyjścia z systemu przesyłowego do instalacji magazynowych zastosowanie będzie miało rabat zgodnie z art. 9 ust. 1 NC TAR, szczegółowo opisany w pkt. 2 niniejszego dokumentu.

Dla ceny referencyjnej stosowanej w punkcie wejścia do systemu przesyłowego z Terminalu LNG zastosowanie będzie miało rabat zgodnie z art. 9 ust. 2 NC TAR, szczegółowo opisany w pkt. 2 niniejszego dokumentu. Spółka zaznacza przy tym, że ostateczny poziom rabatu

zostanie rozstrzygnięty w procesie konsultacji publicznych prowadzonych przez regulatora zgodnie z art. 28 NC TAR.

Wybór metody *postage stamp* (znaczka pocztowego) podyktowany jest następującymi czynnikami:

- Ograniczenie zmian dla klientów GAZ-SYSTEM oraz przewidywalność stosowanej metodologii kalkulacji taryf przesyłowych zapewnia fakt, iż proponowany model jest w znacznym stopniu oparty na metodologii stosowanej przez GAZ-SYSTEM od 2014 r.;
- Przeważająca część realizowanego przepływu gazu w krajowym systemie przesyłowym to przepływy wewnątrzsystemowe – brak ryzyka nadmiernego subsydiowania skrośnego klientów wewnątrzsystemowych względem klientów międzysystemowych, przy zastosowaniu tych samych opłat na punktach wejścia/wyjścia granicznych i wewnętrznych. Znajduje to potwierdzenie w przeprowadzonej analizie CAA, zgodnej z art. 5 NC TAR. Co ważne, wybrana metoda *postage stamp* (znaczka pocztowego) w żaden sposób nie zakłóca handlu transgranicznego. Proponowane w tej metodzie stawki są jednakowe niezależnie od tego, czy przesył realizowany jest do punktu wyjścia znajdującego się wewnątrz systemu, czy też jest to przesył międzysystemowy;
- Wysoki poziom złożoności sieci – sieć przesyłowa GAZ-SYSTEM jest siecią o wysokim stopniu wzajemnych połączeń. W dwóch podsystemach przesyłowych gazu (podsystem gazu ziemnego wysokometanowego E i podsystem gazu ziemnego zaazotowanego Lw) Spółka obsługuje 57 punktów wejścia i 875 punktów wyjścia. Różne scenariusze przepływu gazu – różne kierunki zasilania, w związku z realizacją inwestycji w zakresie połączeń zlokalizowanych na południowej oraz północno-wschodniej granicy Polski, rozbudową Terminalu LNG oraz budową połączenia Baltic Pipe, pokazują, że możliwe jest zasilanie punktów wyjścia ze wszystkich dostępnych punktów wejścia. Taka siatka połączeń pozwala przyjąć założenie, że wszyscy użytkownicy systemu przesyłowego korzystają z systemu przesyłowego w równym stopniu, a zatem powinni ponosić proporcjonalnie koszty jego budowy i eksploatacji;
- Zastosowanie odległości jako nośnika kosztów, przy przedstawionej powyżej charakterystyce systemu przesyłowego, w tym dużej ilości połączeń między punktami systemu, mogłoby doprowadzić do znaczących zmian w poziomach kalkulowanych stawek opłat przesyłowych dla części kluczowych odbiorców końcowych;

Tabela 1A**Informacje o parametrach technicznych sieci - długości i średnice gazociągów**

Stan na koniec czerwca 2023 roku

Średnica	Długość [km]		
	Gaz E	Gaz Lw	Suma E i Lw
do DN 200	1 672,04	354,94	2 026,97
DN 250 - 400	2 979,86	283,38	3 263,23
DN 500 - 800	5 063,91	56,26	5 120,17
DN 900 - 1000	1 355,61	-	1 355,61
Suma	11 071,41	694,58	11 765,99

Informacje o parametrach technicznych sieci - tłocznie

	Gaz E	Gaz Lw
Liczba tłoczni	15	-
Moc tłoczni [MW]	246,70	-
Liczba punktów wejścia	50	7
Liczba punktów wyjścia	797	78

Szczegółowa mapa systemu przesyłowego obsługiwane przez GAZ-SYSTEM dostępna jest na stronie: <https://swi.gaz-system.pl/swi/public/#!/gis/map/preview?id=10059&lang=pl>

- Prostota i przejrzystość konstrukcji metody *postage stamp* (znaczka pocztowego) sprzyja transparentności taryfy i ogranicza możliwość manipulacji przyjętymi do niej parametrami i założeniami. Ponadto, umożliwia ona użytkownikom sieci w prosty sposób odtworzenie obliczeń cen referencyjnych, a także ich dokładną prognozę.

W ocenie GAZ-SYSTEM proponowana metoda wyznaczania cen referencyjnych spełnia wszystkie wymogi określone w art. 7 NC TAR:

- Zastosowanie najprostszej metodologii jaką jest *postage stamp* (znaczka pocztowego) umożliwia odtworzenie obliczeń cen referencyjnych i ich prognozę w oparciu o zasady kalkulacji taryf szczegółowo opisane w poszczególnych krokach w ramach niniejszego dokumentu;
- Uwzględnia rzeczywiste poziomy kosztów świadczenia usług przesyłowych i złożoność sieci przesyłowej KSP;
- Zapewnia niedyskryminacyjne traktowanie użytkowników systemu i ogranicza poziom subsydiowania skrośnego, o którym mowa w art. 5 NC TAR. Z uwagi na przejrzyste i proste zasady alokacji kosztów metody *postage stamp* (znaczka pocztowego), GAZ-SYSTEM stoi

na stanowisku, że stosowanie każdej innej metody byłoby mniej korzystne dla rozwoju rynku usług przesyłowych paliwa gazowego;

- ogranicza ryzyko wolumenowe, o którym mowa w art. 7 pkt d) NC TAR, poprzez oparcie proponowanej metody jedynie na zdolności przesyłowej;
- nie wpływa na poziom prowadzonego handlu transgranicznego. Na podstawie danych historycznych GAZ-SYSTEM nie obserwuje zależności między, stosowaną dotychczas i proponowaną nadal, metodą *postage stamp* (znaczka pocztowego) wyznaczania cen referencyjnych a wielkościami handlu transgranicznego paliwa gazowego.

1.1. CZYNNIKI KOSZTOWÓRCZE

Jedynym wykorzystywanym w proponowanej przez GAZ-SYSTEM metodzie wyznaczania ceny referencyjnej czynnikiem kosztotwórczym jest zdolność zakontraktowana, przy czym Spółka planuje stosować elastyczny podział kosztów *ex-ante* pomiędzy punkty wejścia i wyjścia w przedziale od 30/70 do 70/30. Zakładana elastyczność ma na celu zmniejszenie ewentualnych wahań poziomów stawek przesyłowych w kolejnych taryfach. Wahania te mogą wystąpić w przypadku istotnej zmiany rozkładu wielkości prognozowanych zdolności przesyłowych wynikającej głównie z zakontraktowanych przepustowości na punktach wejścia/wyjścia do/z systemu przesyłowego, spowodowanej oddawaniem do użytkowania nowych elementów infrastruktury i istotną rekonfiguracją pracy tego systemu wynikającą z dywersyfikacji głównych kierunków jego zasilania a także zmian zachodzących bezpośrednio w obszarze rynku gazu w następstwie obecnej sytuacji geopolitycznej. Ostateczny podział Entry-Exit, inny niż zaproponowany w niniejszej metodologii, będzie podlegał, każdorazowo, ocenie Prezesa URE w corocznym postępowaniu taryfowym. Niemniej jednak, w kalkulacji indykatywnych cen referencyjnych opartych na zdolnościach prezentowanych w ramach niniejszego dokumentu konsultacyjnego, uwzględniono podział Entry-Exit 45/55.

Pobieranie opłat za świadczoną usługę przesyłania paliwa gazowego jedynie na podstawie cen bazowych opartych na zdolnościach zgodne jest z art. 4 kodeksu NC TAR oraz art. 12 ust. 1 i art. 13 rozporządzenia taryfowego. Wielkość zdolności zakontraktowanych stanowiących podstawę kalkulacji cen bazowych dla roku taryfowego n stanowić będzie suma:

- zdolności ciągłych oraz przerywanych zakontraktowanych dla roku, dla którego kalkulowana jest taryfa w ramach procedury Open Season, zdolności wynikających z kontraktów wieloletnich oraz zdolności zamówionych w ramach rozstrzygniętych aukcji;
- zdolności zakontraktowanych w ramach standardowych produktów rocznych z zakresu zdolności ciągłej oraz przerywanej według stanu na dzień składania wniosku taryfowego w roku $n-1$;
- przewidywanych zdolności zakontraktowanych w ramach standardowych produktów rocznych (również w ramach zamówień wieloletnich, Open Season, aukcji) z zakresu zdolności ciągłej oraz przerywanej na rok n , wynikających z inwestycji planowanych do

oddania do użytkowania w roku n-1 oraz n, w tym wynikających z planowanego oddania do użytkowania nowych, zmodernizowanych, przebudowanych i rozbudowanych przyłączy, bez uwzględnienia mocy o niskim prawdopodobieństwie zakontraktowania w roku n;

oraz

- poziomu zdolności zrealizowanych w ramach kwartalnych, miesięcznych i dobowych standardowych produktów z zakresu zdolności ciągłej i przerywanej zrealizowanych w roku kalendarzowym n-2 - poprzedzającym rok n-1, w którym składany jest wniosek taryfowy, bez uwzględnienia mocy o niskim prawdopodobieństwie zakontraktowania w roku n.

odrębnie dla punktów wejścia i wyjścia do/z systemu przesyłowego:

- w ramach podsystemów gazu wysokometanowego E oraz zaazotowanego Lw;
- punktów wejścia/wyjścia do i z instalacji magazynowych w ramach podsystemu gazu wysokometanowego E.

Brak hydraulicznego połączenia podsystemu gazu E z podsystemem gazu Lw uniemożliwia wykonywanie usług konwersji paliwa gazowego między tymi systemami.

Do kalkulacji indykatorywnych cen referencyjnych na rok 2025 Spółka przyjęła:

- zdolności zakontraktowane w ramach standardowych produktów rocznych z zakresu zdolności ciągłej oraz przerywanej wynikające z wiążących ofert złożonych w ramach procedur Open Season, aukcji produktów rocznych z dnia 3 lipca 2023 roku i 17 lipca 2023 roku oraz w oparciu o PP/PZ według stanu na dzień 31 sierpnia 2023 roku i długoterminowe prognozy sprzedaży usług przesyłowych o wysokim prawdopodobieństwie realizacji;
- zdolności zakontraktowane w ramach standardowych produktów krótkoterminowych z zakresu zdolności ciągłej i przerywanej, które zostały zrealizowane w roku 2022.

Tabela 1B

Zakontraktowane przepustowości na punktach wejścia i wyjścia - prognoza [kWh/h] *

Rok 2025**WEJŚCIA**

Przepustowość na punktach wejścia - gaz E (z wyłączeniem PMG i LNG), w tym:	17 849 216
Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP)	958 694
GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	827 669
GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO	532 080
Cieszyn	753 205
Vyrava	89 539
Santaka	1 279 835
FAXE	10 593 643
Produkcja krajowa	2 814 550
Przepustowość na punktach wejścia PMG (gaz E)	24 827 520
Przepustowość na punktach wejścia - gaz Lw	1 138 602
Przepustowość na punkcie wejścia LNG	10 977 683

WYJŚCIA

Przepustowość na punktach wyjścia - gaz E (z wyłączeniem PMG), w tym:	62 125 804
GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	21 304
GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO	895 182
Vyrava (wyjście)	0
Santaka	664 179
FAXE	51 827
Wewnętrzsystemowe punkty wyjścia	60 493 312
Przepustowość na punktach wyjścia PMG (gaz E)	14 947 270
Przepustowość na punktach wyjścia - gaz Lw	2 005 959

* - przy kalkulacji stawek uwzględnia się rabat na poziomie 80% dla PMG oraz rabat na poziomie 100% dla LNG, szczegółowo opisane w pkt. 2 niniejszego dokumentu.

2. OPIS RABATÓW STOSOWANYCH W PUNKTACH WEJŚCIA/WYJŚCIA Z/DO INSTALACJI MAGAZYNOWYCH ORAZ W PUNKCIE WEJŚCIA Z INSTALACJI LNG.

2.1. RABAT DLA PMG

Zgodnie z art. 9 ust. 1 NC TAR dopuszczalne jest stosowanie rabatu w punktach połączenia z instalacjami magazynowymi. Dla ceny referencyjnej stosowanej w punktach połączenia systemu przesyłowego z instalacjami magazynowymi zastosowanie będzie miał, tak jak dotychczas, rabat w wysokości 80%, który uwzględnia korzyści i koszty, jakie instalacje magazynowe zapewniają całemu systemowi przesyłowemu oraz który ma przyczynić się do efektywnego wykorzystania instalacji magazynowych.

Przy ustalaniu poziomu rabatu stosowanego do ceny referencyjnej na punktach połączenia systemu przesyłowego z instalacjami magazynowymi wzięto pod uwagę korzyści, jakie magazyny gazu przynoszą systemowi przesyłowemu w Polsce:

- zapewnienie stabilności i integralności pracy systemu przesyłowego;
- zapewnienie elastyczności w sytuacjach wzmożonego popytu na paliwo gazowe zarówno w sezonie zimowym jak i w ramach pików dziennych;
- lokalizacja blisko głównych ośrodków popytu która sprawia, że jest to najbardziej reaktywne źródło zaopatrzenia, które może być użyte do pokrycia dziennych wzrostów zapotrzebowania na paliwo gazowe.

Biorąc pod uwagę powyższe argumenty, do kalkulacji stawek za usługę przesyłania, w konsultowanym modelu uwzględniono rabat w wysokości 80% w punktach połączenia systemu przesyłowego z instalacjami magazynowymi.

Wszystkie instalacje magazynowe połączone są jedynie z systemem przesyłowym. Nie występuje sytuacja, w której instalacja magazynowa byłaby połączona dodatkowo z systemem dystrybucyjnym. Jednocześnie, połączone z systemem przesyłowym instalacje magazynowe nie wchodzi w skład majątku GAZ-SYSTEM.

2.2. RABAT DLA LNG

Zgodnie z art. 28 NC TAR, konsultacje poziomu rabatu dla punktów wejścia z instalacji LNG przeprowadza krajowy organ regulacyjny.

W celu kalkulacji stawek opłat referencyjnych przedstawionej w niniejszym dokumencie, dla ceny referencyjnej stosowanej w punkcie wejścia do systemu przesyłowego z Terminalu LNG przyjęto rabat w wysokości 100%. Jest to zgodne z art. 9 ust. 2 NC TAR, który dopuszcza stosowanie rabatu w punktach wejścia z instalacji LNG w celu zwiększenia bezpieczeństwa dostaw paliwa gazowego.

Wprowadzony decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z dnia 9 czerwca 2016 r. mechanizm wsparcia Terminalu LNG polegający na udzieleniu rabatu w wysokości 100% opłaty stałej na punkcie wejścia do systemu przesyłowego znacząco obniżył barierę wejścia gazu LNG do Polski. Rabat dla Terminalu LNG w Świnoujściu został także podtrzymany w latach 2020-2024 w corocznych komunikatach Prezesa URE w sprawie poziomu mnożników, współczynników sezonowych i rabatów, o których mowa w art. 28 ust. 1 lit. a) - c) NC TAR, uwzględnianych w kalkulacji taryf dla usług przesyłania paliw gazowych.

3. INDYKATYWNE CENY REFERENCYJNE DLA ROKU 2025

Poniższa tabela przedstawia indykatywne stawki dla roku 2025 proponowane przez GAZ-SYSTEM, skalkulowane zgodnie z założeniami szczegółowo opisanymi w ramach niniejszego dokumentu konsultacyjnego.

Tabela 3A

Indykatywne ceny referencyjne

Fizyczne punkty wejścia/ fizyczne punkty wyjścia	<i>Indykatywna cena referencyjna [gr/(kWh/h) za h]</i>
<i>Dla Użytkowników Sieci gazu wysokometanowego E</i>	
Punkt Wejścia	0,6921
Punkt Wyjścia	0,2964
Punkt Wejścia PMG	0,1384
Punkt Wyjścia PMG	0,0593
Punkt Wejścia LNG	-
<i>Dla Użytkowników Sieci gazu zaazotowanego Lw</i>	
Punkt Wejścia	0,2942
Punkt Wyjścia	0,2041

4. OCENA ALOKACJI KOSZTÓW CAA

GAZ-SYSTEM przeprowadził ocenę alokacji kosztów z uwzględnieniem przyjętych czynników kosztotwórczych, przychodu dozwolonego i wyliczonych indykatywnych stawek na rok 2025. Ze względu na specyfikę podsystemu przesyłowego gazu zaazotowanego Lw, Spółka przeprowadziła ocenę alokacji kosztów wyłącznie dla systemu gazu wysokomentanowego E. Uzasadnieniem dla takiego podejścia jest brak międzysystemowych połączeń w podsystemie gazu zaazotowanego Lw. Z tego względu, gaz zaazotowany zużywany jest jedynie na potrzeby użytkowników działających wewnątrz tego systemu przesyłowego.

Przychód międzysystemowy przyjęty do przeprowadzenia CAA obliczony został na podstawie opłat przesyłowych pobieranych w międzysystemowych punktach wyjścia.

Wynik indeksu oceny alokacji kosztów związanych ze zdolnościami wynosi 9,81%. Oznacza to, iż określony w art. 5 ust. 6 NC TAR dopuszczalny próg subsydiowania skrośnego ustalony na poziomie 10% nie został przekroczony, a co za tym idzie, proponowany w dokumencie konsultacyjnym model taryfowy nie generuje nadmiernego subsydiowania skrośnego pomiędzy wewnątrzsystemowym a międzysystemowym wykorzystaniem sieci przesyłowej. Uzyskany wynik nie wymaga dodatkowego uzasadnienia ze strony krajowego organu regulacyjnego.

Do przeprowadzenia oceny alokacji kosztów Spółka przyjęła następujące założenia dotyczące zdolności dla wewnątrzsystemowego oraz międzysystemowego wykorzystania sieci:

- zdolności dla międzysystemowego wykorzystania sieci w punktach wyjścia przyjęto na poziomie prognozowanej zdolności zakontraktowanej w międzysystemowych punktach wyjścia, przyjętej do kalkulacji indykatywnych stawek na rok 2025;
- zdolność dla międzysystemowego wykorzystania sieci w punktach wejścia przyjęto łącznie na poziomie międzysystemowego wykorzystania sieci w punktach wyjścia - proporcjonalnie we wszystkich punktach wejścia w stosunku udziałów prognozowanej zdolności w danym punkcie do sumy zdolności we wszystkich punktach wejścia;
- zdolność dla wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci, zgodnie z metodologią CAA, jest pomniejszana o zdolność przyjętą dla międzysystemowego wykorzystania sieci.

W oparciu o powyższe założenia oraz indykatywne ceny referencyjne skalkulowano planowane do odzyskania przychody wewnątrzsystemowe i międzysystemowe.

Tabela 4A

Ocena alokacji kosztów

Rok 2025

Przychody (Revenue) uzyskane z tytułu:

Wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci - INTRA	[tys. PLN]	2 989 230
Punkty wyjścia INTRA (bez PMG)	[tys. PLN]	1 570 538
Punkty wyjścia INTRA PMG	[tys. PLN]	77 613
Punkty wejścia INTRA (bez PMG i LNG)	[tys. PLN]	1 049 201
Punkty wejścia INTRA PMG	[tys. PLN]	291 879
Punkty wejścia INTRA LNG	[tys. PLN]	-
Międzysystemowego wykorzystania sieci - CROSS	[tys. PLN]	84 467
Punkty wyjścia CROSS Interkonektory	[tys. PLN]	42 383
Punkty wejścia CROSS (bez PMG i LNG)	[tys. PLN]	32 925
Punkty wejścia CROSS PMG	[tys. PLN]	9 159
Punkty wejścia CROSS LNG	[tys. PLN]	-

Czynniki kosztotwórcze (Driver) odpowiadające zdolnościom realizowanym w ramach:

Wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci - INTRA	[kWh/h]	127 462 509
Punkty wyjścia INTRA (bez PMG)	[kWh/h]	60 493 312
Punkty wyjścia INTRA PMG	[kWh/h]	14 947 270
Punkty wejścia INTRA (bez PMG i LNG)	[kWh/h]	17 306 135
Punkty wejścia INTRA PMG	[kWh/h]	24 072 117
Punkty wejścia INTRA LNG	[kWh/h]	10 643 675
Międzysystemowego wykorzystania sieci - CROSS	[kWh/h]	3 264 985
Punkty wyjścia CROSS Interkonektory	[kWh/h]	1 632 492
Punkty wejścia CROSS (bez PMG i LNG)	[kWh/h]	543 081
Punkty wejścia CROSS PMG	[kWh/h]	755 403
Punkty wejścia CROSS LNG	[kWh/h]	334 008

Wskaźnik (Ratio) wykorzystania sieci:

Wewnątrzsystemowego wykorzystania sieci - INTRA	[PLN/kWh/h]	23,45
Międzysystemowego wykorzystania sieci - CROSS	[PLN/kWh/h]	25,87

Indeks alokacji kosztów COMP

COMP	[-]	9,81%
-------------	------------	--------------

5. OPIS MODELU TARYFOWEGO

Kalkulacja cen referencyjnych dla usług przesyłania paliw gazowych przeprowadzana będzie w oparciu o model Entry-Exit, metodologię alokacji kosztów *postage stamp* (znaczka pocztowego).

Wszystkie koszty uzasadnione oraz wartość majątku dotyczą wyłącznie działalności przesyłowej i są pomniejszone o koszty usług nieprzesyłowych świadczonych przez Operatora.

Estymowane dla okresu taryfowego koszty uzasadnione Spółka planuje odzyskiwać w opłatach zależnych od zdolności zakontraktowanej (stosunek opłat stałych do zmiennych 100/0). Przychód ustalony dla poszczególnych podsystemów gazu, dzielony jest w pierwszym kroku przyjętą przez Spółkę elastyczną proporcją Entry-Exit od 30/70 do 70/30 na przychód planowany do odzyskania na punktach wejścia oraz punktach wyjścia oddzielnie dla każdego podsystemu gazu. Zakładana elastyczność została szczegółowo opisana w punkcie 1.1 niniejszego dokumentu. Ostateczny podział Entry-Exit, inny niż zaproponowany w niniejszej metodologii, będzie podlegał, każdorazowo, ocenie Prezesa URE w corocznym postępowaniu taryfowym. Niemniej jednak, w kalkulacji indykatoryjnych cen referencyjnych opartych na zdolnościach prezentowanych w ramach niniejszego dokumentu konsultacyjnego, uwzględniono podział Entry-Exit 45/55.

Mając ustalony przychód planowany do odzyskania odpowiednio na punktach wejścia do oraz punktach wyjścia z podsystemów gazu wysokometanowego E oraz gazu zaazotowanego Lw, dokonuje się odrębnie kalkulacji cen referencyjnych standardowych produktów z zakresu zdolności dla dwóch podsystemów gazu z uwagi na fakt, iż nie są one hydraulicznie połączone i nie ma obecnie możliwości konwersji gazu Lw na gaz E. Kalkulacja ta odbywa się poprzez podzielenie przychodu zaalokowanego do danego rodzaju punktów przez czynnik kosztotwórczy – prognozowaną zdolność zakontraktowaną.

Zgodnie z proponowaną metodologią kalkulacji cen referencyjnych, GAZ-SYSTEM stosuje rabat w wysokości 80% zarówno na punktach wejścia do systemu przesyłowego z instalacji magazynowych jak i na punktach wyjścia z systemu przesyłowego do instalacji magazynowych oraz rabat dla punktu wejścia z instalacji Terminala LNG w wysokości 100%. Zakres dostosowań został szczegółowo opisany w punkcie 2 niniejszego dokumentu.

Zastosowanie rabatu dla punktów wejścia z i wyjścia do instalacji magazynowych na poziomie 80% w stosunku do ceny odpowiednio na punktach wejścia do i wyjścia z systemu przesyłowego w praktyce wygląda w sposób opisany poniżej. W celu alokacji przychodu planowanego do odzyskania na punktach wejścia z instalacji magazynowych oblicza się proporcję zdolności zakontraktowanych na punktach wejścia do podsystemu gazu wysokometanowego E w oparciu o 100% zdolności zakontraktowanych na zwykłych punktach wejścia oraz 20% łącznych zdolności zakontraktowanych na punktach wejścia z instalacji

magazynowych. Następnie, w celu obliczenia ceny referencyjnej dla punktów wejścia z instalacji magazynowych, część przychodu planowanego do odzyskania (obliczonego na podstawie powyższej proporcji) na tych punktach należy podzielić przez łączną zdolność zarezerwowaną na punktach wejścia z instalacji magazynowych. Tak skalkulowana stawka przy założeniu rabatu na poziomie 80% stanowi 1/5 normalnej stawki pobieranej na zwykłych punktach wejścia. Stawkę opłaty na punktach wyjścia do instalacji magazynowych oblicza się w analogiczny sposób, uwzględniając zdolności zarezerwowane na punktach wyjścia.

Tabela 5A

Kalkulacja stawek indykatorynych		Gaz E	Gaz Lw
Indykatorywny przychód regulowany	[mln PLN]	3 073,7	65,2
Przychód odzyskiwany na Entry	[mln PLN]	1 383,2	29,3
Przychód odzyskiwany na Exit	[mln PLN]	1 690,5	35,9
Moce zarezerwowane			
Punkty Entry	[MWh/h]	17 849	1 139
Punkty Entry PMG	[MWh/h]	24 828	
Punkt Entry LNG	[MWh/h]	10 978	
Punkty Exit	[MWh/h]	62 126	2 006
Punkty Exit PMG	[MWh/h]	14 947	
Alokacja przychodu			
Punkty Entry	[mln PLN]	1 082,1	29,3
Punkty Entry PMG*	[mln PLN]	301,0	
Punkt Entry LNG*	[mln PLN]	-	
Punkty Exit	[mln PLN]	1 612,9	35,9
Punkty Exit PMG	[mln PLN]	77,6	
Stawki przesyłowe			
Punkty Entry	[gr/kWh/h za h]	0,6921	0,2942
Punkty Entry PMG*	[gr/kWh/h za h]	0,1384	
Punkt Entry LNG*	[gr/kWh/h za h]	-	
Punkty Exit	[gr/kWh/h za h]	0,2964	0,2041
Punkty Exit PMG	[gr/kWh/h za h]	0,0593	

* dla punktów połączenia z PMG oraz punktu wejścia LNG stosuje się rabat w wysokości odpowiednio 80% i 100% normalnej stawki dla punktów wejścia i wyjścia

Prezentowane na stronie <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/konsultacje-nc-tar/> uproszczone modele taryfowe pozwalają obliczyć indykatorywne ceny referencyjne standardowych produktów z zakresu zdolności proponowane dla roku taryfowego 2025 oraz umożliwiają ich estymację w roku kolejnym, przy dowolnym doborze parametrów dotyczących proporcji opłat Entry-Exit, poziomu prognozowanego przychodu i przepustowości zakontraktowanych czy odpowiednich dostosowań (rabaty PMG, LNG) zgodnie z algorytmem opisanym powyżej.

6. PORÓWNANIE WYBRANEJ METODY WYZNACZANIA CEN REFERENCYJNYCH Z METODĄ CWD OPISANĄ W ART. 8 KODEKSU NC TAR

Ceny referencyjne obliczone na podstawie metodologii CWD oraz przyjętej przez GAZ-SYSTEM metodologii *postage stamp* (znaczka pocztowego) wyznaczone są na bazie indykatywnego – poziomu przychodu regulowanego z usług przesyłowych dla roku 2025 w wysokości 3 139 mln PLN.

Parametry przyjęte do wyliczenia ceny referencyjnej, zarówno w metodologii CWD jak i metodologii *postage stamp* (znaczka pocztowego) przyjętej przez GAZ-SYSTEM, przedstawione zostały w poniższej tabeli.

Tabela 6A

Podstawowe założenia do kalkulacji stawek

Indykatywny przychód regulowany dla roku 2025		[mln PLN]	3 139
Alokacja kosztów			
Indykatywny przychód regulowany - gaz E		[mln PLN]	3 074
Indykatywny przychód regulowany - gaz Lw		[mln PLN]	65
Udział kosztów odzyskiwanych w opłatach stałych	100%	[mln PLN]	3 139
Udział kosztów odzyskiwanych w opłatach zmiennych	0%	[mln PLN]	-
Udział kosztów odzyskiwanych na Entry (E+Lw) *	45%	[mln PLN]	1 413
Udział kosztów odzyskiwanych na Exit (E+Lw) *	55%	[mln PLN]	1 726
Ilość godzin w okresie		[h]	8 760

* Podział przychodu regulowanego wejście/wyjście w kalkulacji stawek opłat *Postage Stamp* został przyjęty na poziomie 45/55. Zgodnie z art. 8 ust. 1e TAR NC podział kosztów wejście/wyjście w modelu CWD przyjmuje się na poziomie 50/50.

Różnice w poziomach cen referencyjnych wyznaczonych na podstawie metodologii CWD oraz *postage stamp* (znaczka pocztowego) wynikają z zastosowania, w każdej metodzie, innych czynników kosztotwórczych – *cost driverów*.

Proponowana przez GAZ-SYSTEM metoda wyznaczania ceny referencyjnej to metoda *postage stamp* (znaczka pocztowego). Zakłada ona, iż koszty alokowane są na poszczególne punkty wejścia oraz odpowiednio poszczególne punkty wyjścia na podstawie jednego czynnika kosztotwórczego – prognozowanej zdolności zakontraktowanej. Konsekwencją takiego rozwiązania są jednakowe ceny referencyjne na punktach wejścia oraz punktach wyjścia.

Stawki referencyjne obliczone zgodnie z metodą CWD, która jest wskazana w NC TAR jako metoda porównawcza, są skalkulowane przy zastosowaniu dwóch czynników kosztotwórczych: prognozowanej zdolności zakontraktowanej oraz odległości pomiędzy

poszczególnymi punktami wejścia do i wyjścia z systemu przesyłowego, jeśli punkty te można połączyć w pary według wybranego scenariusza przepływu.

Ponadto, analizując różnice w poziomach cen referencyjnych, należy mieć na uwadze, że kalkulacja stawek według metody *postage stamp* (znaczka pocztowego) została przeprowadzona w oparciu o podział przychodu regulowanego pomiędzy punkty wejścia i punkty wyjścia w proporcji 45/55, natomiast ceny referencyjne skalkulowane w modelu CWD zostały wyznaczone zgodnie z zapisami art. 8 NC TAR przy zachowaniu podziału 50/50.

W konsultowanej przez GAZ-SYSTEM metodzie wyznaczania cen referencyjnych, do wyliczenia zarówno w porównawczej metodzie CWD, jak i proponowanej przez Spółkę metodzie *postage stamp* (znaczka pocztowego), przy ustalaniu poziomu cen referencyjnych zostały uwzględnione:

- na punktach wejścia do systemu przesyłowego z instalacji magazynowych oraz punktach wyjścia z systemu przesyłowego do instalacji magazynowych zastosowano rabat w wysokości 80%, szczegółowo opisany w pkt. 2 niniejszego dokumentu;
- na punkcie wejścia do systemu przesyłowego z terminala LNG dla ceny referencyjnej zastosowano rabat w wysokości 100%, szczegółowo opisany w pkt. 2 niniejszego dokumentu.

Porównanie indykatywnych cen referencyjnych skalkulowanych na bazie proponowanej przez GAZ-SYSTEM metody wyznaczania cen referencyjnych oraz metody porównawczej CWD znajduje się w załączniku nr 1 do niniejszego dokumentu, i jest dostępne na stronie: <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/konsultacje-nc-tar/>.

W załączonych tabelach zaprezentowano jedynie punkty wejścia i wyjścia, dla których Spółka, na podstawie danych historycznych, prognozuje zdolności przesyłowe na rok 2025. W załączniku nr 1 w celach porównawczych przedstawiono również indykatywne ceny referencyjne skalkulowane na bazie metody *postage stamp* (znaczka pocztowego), z przyjętym podziałem przychodu regulowanego pomiędzy punkty wejścia i wyjścia na poziomie 50/50.

7. INFORMACJE DOTYCZĄCE INDYKATYWNEGO PRZYCHODU REGULOWANEGO PRZYJĘTEGO DO WYLICZENIA INDYKATYWNYCH CEN REFERENCYJNYCH OBOWIĄZUJĄCYCH W ROKU 2025.

Dozwolony przychód regulowany zatwierdzany przez Prezesa URE ustalany jest metodą koszt plus i stanowi sumę prognozowanych kosztów operacyjnych związanych z działalnością przesyłową Spółki w danym roku taryfowym oraz zwrotu z zaangażowanego kapitału, ustalonego jako procent od wartości regulacyjnej aktywów przypisanych do prowadzonej przez GAZ-SYSTEM działalności przesyłowej.

Dozwolony przychód regulowany kalkulowany jest na okres 12 miesięcy i jest odzyskiwany poprzez opłaty za świadczenie usług przesyłania skalkulowane w oparciu o zakontraktowane zdolności.

Z uwagi na fakt, iż Spółka planuje świadczyć usługi nieprzesyłowe związane z usługą redukcji ciśnienia oraz usługą sprężania paliwa gazowego na życzenie odbiorcy, dozwolony indykatywny przychód planowany dla roku 2025 podzielony został na:

- przychód dozwolony związany z usługami przesyłowymi, na bazie którego skalkulowano indykatywne ceny referencyjne, w wysokości 3 139 mln PLN;
- przychód dozwolony związany z usługami nieprzesyłowymi, w wysokości 102 mln PLN.

Szczegółowy podział dozwolonego przychodu, zgodnie z wymogami dotyczącymi dokumentu konsultacyjnego przedstawia poniższa tabela.

Tabela 7A

Proponowany dozwolony przychód regulowany na rok 2025

Dozwolony przychód regulowany	[mln PLN]	3 241
Przychód z usług przesyłowych, w tym:		3 139
Przychód z opłat opartych na zdolnościach	[mln PLN]	3 139
Przychód z opłat opartych na wolumenie	[mln PLN]	-
Przychód z usług nieprzesyłowych, w tym:	[mln PLN]	102
Usługi sprężania gazu	[mln PLN]	33
Usługi redukcji ciśnienia	[mln PLN]	69
Sieć gazu wysokometanowego E	[mln PLN]	3 074
Punkty wejścia	[mln PLN]	1 383
Punkty wyjścia	[mln PLN]	1 691
Sieć gazu zaazotowanego Lw	[mln PLN]	65
Punkty wejścia	[mln PLN]	29
Punkty wyjścia	[mln PLN]	36
Sieć gazu wysokometanowego E	[mln PLN]	3 074
Wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci - INTRA	[mln PLN]	2 989
Międzysystemowe wykorzystanie sieci - CROSS	[mln PLN]	84
Sieć gazu zaazotowanego Lw	[mln PLN]	65
Wewnątrzsystemowe wykorzystanie sieci - INTRA	[mln PLN]	65
Międzysystemowe wykorzystanie sieci - CROSS	[mln PLN]	-

7.1. PODZIAŁ POMIĘDZY PRZYCHODY UZYSKIWANE Z OPŁAT STAŁYCH I ZMIENNYCH

Proponowana przez GAZ-SYSTEM proporcja przychodu odzyskiwanego w formie taryf przesyłowych opartych na zdolnościach do przychodu odzyskiwanego w formie taryf przesyłowych opartych na wolumenach przesyłanego paliwa gazowego wynosi 100/0. Powyższe rozwiązanie przyjęte przez ustawodawstwo krajowe (rozporządzenie taryfowe) jest zgodne z zapisami art. 4 NC TAR. Skutkiem proponowanego rozwiązania jest pobieranie opłat w formie taryf opartych na jednym czynniku kosztotwórczym - na zdolności zakontraktowanej.

7.2. PODZIAŁ ENTRY-EXIT

Z góry ustalony (*ex-ante*) podział Entry-Exit określa proporcję przychodu regulowanego uzyskiwanego z opłat opartych na zdolnościach w punktach wejścia do przychodu uzyskiwanego z opłat opartych na zdolnościach w punktach wyjścia. Spółka planuje stosować elastyczny podział przychodu regulowanego Entry-Exit w przedziale od 30/70 do 70/30. Zakładana elastyczność została szczegółowo opisana w punkcie 1.1 dokumentu. Ostateczny podział Entry-Exit, inny niż zaproponowany w niniejszej metodologii, będzie podlegał, każdorazowo, ocenie Prezesa URE w corocznym postępowaniu taryfowym.

Niemniej jednak, w kalkulacji indykatoryjnych cen referencyjnych opartych na zdolnościach prezentowanych w ramach niniejszego dokumentu konsultacyjnego uwzględniono podział Entry-Exit 45/55.

Przyjęty, przez Spółkę, do wyznaczenia cen referencyjnych na rok 2025, podział przychodu regulowanego w proporcji 45/55 pomiędzy punkty wejścia do i wyjścia z systemu przesyłowego wynika z potrzeby minimalizacji wahań poziomów stawek opłat przesyłowych, pomiędzy kolejnymi taryfami Operatora, w związku z obserwowanym spadkiem mocy rezerwowanych na punktach wejścia do systemu przesyłowego oraz nieznacznym wzrostem mocy zamówionych przez klientów na punktach wyjścia z systemu przesyłowego.

W sytuacjach znacznej dysproporcji w zmianie poziomu cen referencyjnych na punktach wejścia lub na punktach wyjścia dopuszcza się alokację kosztów Entry-Exit w zakresie od 30 do 70 lub w zakresie od 70 do 30. Proponowany przez Spółkę zakres alokacji kosztów pomiędzy opłaty pobierane na punktach wejścia i wyjścia ma na celu zmniejszenie ewentualnych wahań poziomów stawek przesyłowych w kolejnych taryfach. Wahania te mogą wystąpić w przypadku istotnej zmiany rozkładu wielkości prognozowanych zdolności przesyłowych wynikającej głównie z zakontraktowanych przepustowości na punktach wejścia/wyjścia do/z systemu przesyłowego, spowodowanej oddawaniem do użytkowania nowych elementów infrastruktury i istotną rekonfiguracją pracy tego systemu wynikającą z dywersyfikacji głównych kierunków jego zasilania, a także zmian zachodzących bezpośrednio w obszarze rynku gazu w następstwie obecnej sytuacji geopolitycznej.

Rozwój infrastruktury gazowej w Polsce determinowany jest głównie następującymi czynnikami:

- koniecznością zapewnienia dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski;
- wielkością prognozowanego zapotrzebowania na gaz i popytu na usługę przesyłową, w tym również możliwości eksportu gazu;
- rozwojem połączeń importowych i eksportowych zapewniających integrację rynków wspólnoty europejskiej.

GAZ-SYSTEM w ostatnich latach zrealizował szereg działań zmierzających do dywersyfikacji kierunków oraz źródeł dostaw gazu ziemnego, dążąc do uniezależnienia się od historycznie dominującego dostawcy (Rosji), przy jednoczesnym zwiększaniu integracji z innymi państwami członkowskimi Unii Europejskiej.

Dalszy rozwój niezależności energetycznej będzie zapewniony poprzez realizację m.in.: rozbudowy zdolności regazyfikacyjnych istniejącego Terminalu LNG w Świnoujściu, a także budowę Terminalu FSRU w Gdańsku oraz rozbudowę i modernizację infrastruktury przesyłowej w okolicach Warszawy i modernizację systemu przesyłowego dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego.

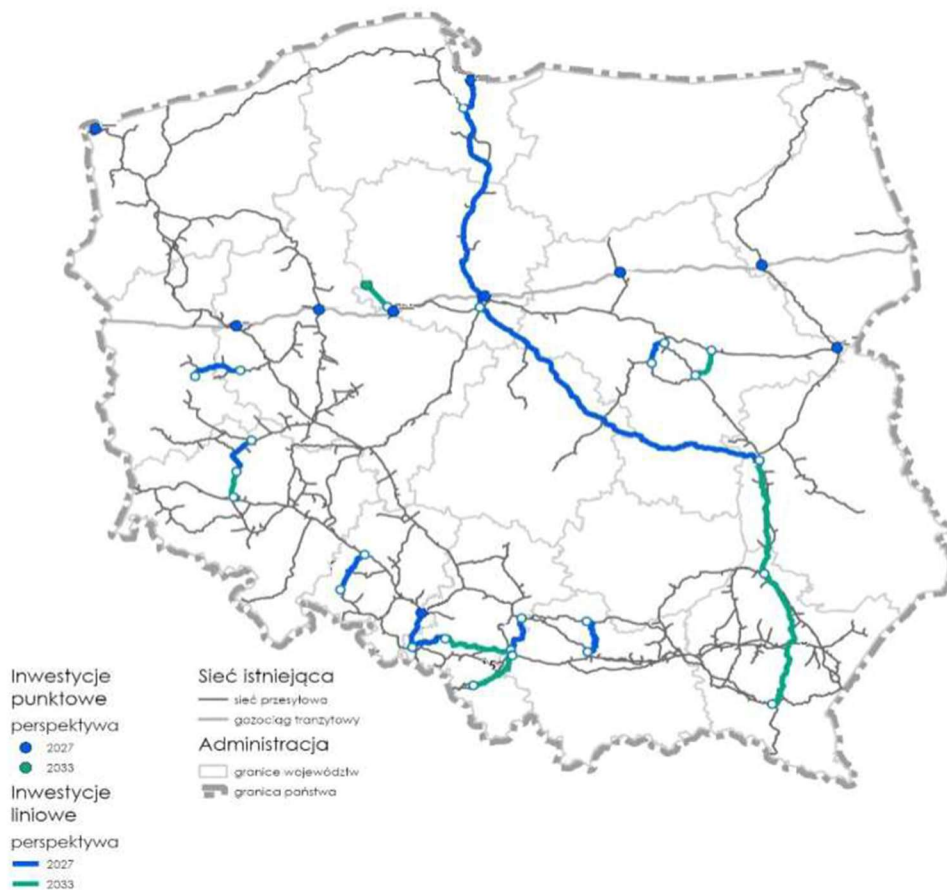
Do roku 2027 planowane jest także zakończenie m.in. tzw. Programu SGT. W tym okresie zaplanowano realizację zadań dotyczących wykorzystania infrastruktury SGT w związku z wygaśnięciem kontraktów historycznych - budowę tłoczni Lwówek oraz nowych punktów przyłączeniowych do SGT. Zakończenie tego programu stanowić będzie zamknięcie jednego z etapów rozbudowy i modernizacji funkcjonalnej systemu przesyłowego, związanego z realizacją takich celów strategicznych jak dywersyfikacja dostaw gazu i przystosowanie systemu do pracy w warunkach braku dostaw ze wschodu.

Projekty te stanowią ogromny potencjał dla zapewnienia stabilnych dostaw gazu do kraju.

Działania związane z rozbudową połączeń międzysystemowych pozwoliły na:

- integrację rynków w regionie;
- rozwój rynku gazu w Polsce;
- zapewnienie bezpieczeństwa poprzez gwarancję nieprzerwanych dostaw gazu w przypadku wystąpienia zakłóceń w jego dostawach;
- rozwój funkcjonalności tranzytowych Krajowego Systemu Przesyłowego.

Rysunek. Planowany rozwój Krajowego Systemu Przesyłowego.



Realizacja projektów pozwoli na dalsze dywersyfikowanie kierunków przepływu gazu, ale nie wpłynie znacząco na przyrost mocy przyjmowanej do kalkulacji taryfy natomiast wpłynie na wzrost kosztów eksploatacyjnych oraz wartość zwrotu z zaangażowanego kapitału – składowych przychodu regulowanego.

W okresie objętym metodologią opisaną w niniejszym dokumencie, GAZ-SYSTEM zakończy realizację inwestycji i przejmie na majątek środki trwałe o wartości 7,8 mld PLN.

Tabela 7B

Aktywa planowane do oddania do użytkowania w latach 2025-2026

	2025	2026	Razem
Aktywa planowane do oddania do użytkowania, w tym: [mln PLN]	2 199	5 607	7 807
Program FSRU [mln PLN]	0	2 091	2 091
Program SGT [mln PLN]	73	689	762
Program Coal to Gas [mln PLN]	463	435	898
Inwestycje wewnątrzsystemowe [mln PLN]	1 664	2 392	4 055

Wyżej wymienione inwestycje mają na celu kontynuację działań związanych z realizacją celów strategicznych Spółki opisanych powyżej, ale także związanych z prognozowanym rozwojem rynku gazu w Polsce. Do tej kategorii można zaliczyć m.in. rozbudowę systemu przesyłowego w południowo – zachodniej Polsce – program Coal to Gas. Planowane są również zadania inwestycyjne w ramach programów funkcjonalnych (realizowanych w ramach programów dotyczących inwestycji wewnątrzsystemowych): obejmujących koncepcje zasilania obszarów zurbanizowanych oraz budowę korytarza umożliwiającą rozprowadzenie gazu w centralnej i wschodniej Polsce Korytarz Centrum – Wschód.

GAZ-SYSTEM planuje, że w wyniku realizacji wyżej opisanego programu inwestycyjnego, poziom przychodu regulowanego wzrośnie w 2026 r. o ok. 0,4 mld PLN.

Dlatego ustalenie w sposób sztywny i niezmienny proporcji przychodu regulowanego uzyskiwanego z opłat opartych na zdolnościach w punktach wejścia do przychodu uzyskiwanego z opłat opartych na zdolnościach w punktach wyjścia uniemożliwi Spółce oraz Prezesowi URE zniwelowanie lub zmniejszenie różnic w poziomach stawek przesyłowych na punktach wejścia do i wyjścia z systemu przesyłowego.

Mając na względzie uwarunkowania rynkowe, w tym poziom dojrzałości rynku usług przesyłowych w Polsce oraz liczbę użytkowników systemu Spółka uważa, iż proponowany przez GAZ-SYSTEM podział Entry-Exit jest niedyskryminacyjny oraz nie stanowi barier zarówno dla przesyłu wewnątrzsystemowego, jak i międzysystemowego.

7.3. PODZIAŁ POMIĘDZY PRZYCHODY WEWNĄTRZSYSTEMOWE I MIĘDZYSYSTEMOWE

GAZ-SYSTEM nie stosuje podziału *ex-ante* pomiędzy przychód planowany do odzyskania z przesyłu wewnątrzsystemowego i międzysystemowego. Wynikowy (*ex-post*) podział przychodu pomiędzy przychody wewnątrzsystemowe i międzysystemowe wynosi 97/3. Praktycznie homogeniczny charakter przesyłu jest kolejnym argumentem dla stosowania metody *postage stamp* (*znaczka pocztowego*) – bardzo ograniczone ryzyko subsydiowania skróśnego pomiędzy przesyłem wewnątrzsystemowym a międzysystemowym potwierdza analiza alokacji kosztów (CAA), szczegółowo opisana w punkcie 4 niniejszego dokumentu.

8. CENY REFERENCYJNE OPARTE NA WOLUMENIE

GAZ-SYSTEM nie planuje pobierać opłat za świadczenie usług przesyłania na podstawie taryfy skalkulowanej na bazie wolumenu przystanego paliwa gazowego, co jest zgodne zarówno z rozporządzeniem taryfowym, jak i zapisami NC TAR.

9. OPŁATA UZUPEŁNIAJĄCA ZWIĄZANA Z UZGADNIANIEM PRZYCHODÓW

Spółka nie stosuje opłaty uzupełniającej związanej z uzgadnianiem przychodów.

10. USŁUGI NIEPRZESYŁOWE

GAZ-SYSTEM planuje świadczyć usługi nieprzesyłowe związane z usługą redukcji ciśnienia oraz usługą sprężania paliwa gazowego na życzenie odbiorcy.

Mając na uwadze wymogi art. 17 ust. 3 NC TAR, Spółka proponuje następujące podejście do rozliczenia usług nieprzesyłowych w ramach konta regulacyjnego.

$$S_{KR} = P_{UP(n-2)} + P_{US(n-2)} + P_{UR(n-2)} - P_{D(n-2)} + P_{PA(n-2)} + S_{KRLP}$$

gdzie:

S_{KR}	- saldo konta regulacyjnego kalkulowane w roku $(n-1)$, w którym ustalana jest taryfa dla roku (n) ;
P_{UP(n-2)}	- przychód z usług przesyłowych zrealizowany w roku kalendarzowym $(n-2)$;
P_{US(n-2)}	- przychód z usług sprężania zrealizowany w roku kalendarzowym $(n-2)$;
P_{UR(n-2)}	- przychód z usług redukcji zrealizowany w roku kalendarzowym $(n-2)$;
P_{D(n-2)}	- przychód dozwolony zatwierdzony przez Prezesa URE na rok $(n-2)$;
P_{PA(n-2)}	- przychód z premii aukcyjnej zrealizowany w roku kalendarzowym $(n-2)$;
S_{KRLP}	- saldo konta regulacyjnego nierozliczone w latach poprzednich.

Zgodnie z decyzją z dnia 26 sierpnia 2021 roku znak: DRG.DRG 2.745.3.2021.JDo1 Prezesa URE ewentualne przychody z tytułu premii aukcyjnej są wykorzystywane do zmniejszenia taryf na kolejne okresy taryfowe.

Biorąc pod uwagę powyższe, przychód dozwolony, w roku n , dla którego ustalana jest taryfa będzie sumą przychodów z usług przesyłowych (P_{UP}) oraz przychodów z usług sprężania (P_{US}) i przychodów z usług redukcji (P_{UR}).

10.1. USŁUGA REDUKCJI CIŚNIENIA PALIWA GAZOWEGO

Usługa redukcji ciśnienia paliwa gazowego – usługa realizowana przez GAZ-SYSTEM na urządzeniach technologicznych zamontowanych w punktach wyjścia z systemu przesyłowego, mająca na celu odpowiednie obniżenie ciśnienia gazu w miejscu połączenia stacji gazowej z instalacją Odbiorcy przyłączonego do systemu przesyłowego, na wniosek

Użytkownika systemu, pobierana jest opłata stała zależna od mocy umownej (przepustowości) przydzielonej danemu Użytkownikowi Systemu w fizycznym punkcie wyjścia.

Usługa redukcji ciśnienia paliwa gazowego świadczona jest przez GAZ-SYSTEM na ok. 655 stacjach redukcyjno-pomiarowych.

Układ redukcyjny na stacji gazowej znacząco podnosi koszty związane z eksploatacją i remontami obiektu z uwagi na konieczność zastosowania dodatkowych układów podgrzewu gazu, układów redukcyjnych (trzystopniowy poziom bezpieczeństwa ciśnieniowego, kotłownie i związane z tym zużycie gazu paliwowego). Zastosowane na stacjach układy redukcyjne podnoszą także nakłady niezbędne na modernizację takich obiektów.

Usługa redukcji ciśnienia paliwa gazowego jest usługą nieprzesyłową.

Kalkulacja cen referencyjnych dla usług redukcji ciśnienia paliwa gazowego obliczona zostanie w oparciu o przychód regulowany dotyczący tej usługi ustalony metodą „koszt plus”.

Oznacza to, iż koszty operacyjne związane z eksploatacją stacji redukcyjno-pomiarowych w zakresie świadczenia usług redukcji zostaną wydzielone z bazy kosztowej GAZ-SYSTEM w procesie zatwierdzania taryfy a następnie zostaną powiększone o zwrot z zaangażowanego kapitału od majątku wyodrębnionego jako majątek służący świadczeniu usługi redukcji.

Opłatę za świadczenie usługi redukcji ciśnienia paliwa gazowego w fizycznym punkcie wyjścia z systemu przesyłowego oblicza się według wzoru:

$$O_R = S_{SR} * M_p * T / 100$$

gdzie:

- O_R** - opłata za świadczenie usługi redukcji w fizycznym punkcie wyjścia [PLN];
- S_{SR}** - stawka stała opłaty za świadczenie usługi redukcji w fizycznym punkcie wyjścia za każdą godzinę okresu rozliczeniowego [gr/(kWh/h) za h];
- M_p** - moc umowna (przepustowość) w fizycznym punkcie wyjścia [kWh/h];
- T** - liczba godzin w okresie rozliczeniowym [h].

Indykatywny przychód regulowany związany z usługą redukcji ciśnienia gazu, przyjęty do wyliczenia indykatywnych cen referencyjnych obowiązujących w 2025 r wynosi 69 mln PLN.

Wszystkie dane i założenia przyjęte przez GAZ-SYSTEM do kalkulacji cen referencyjnych dla usługi redukcji ciśnienia paliwa gazowego będą, na etapie procesu taryfowego, podległy ostatecznej ocenie i akceptacji przez Prezesa URE w drodze decyzji o zatwierdzeniu taryf na lata 2025-2026 skalkulowanych według niniejszej metody.

10.2. USŁUGA SPRĘŻANIA PALIWA GAZOWEGO NA ŻYCZENIE ODBIORCY

Usługa sprężania paliwa gazowego na życzenie odbiorcy – usługa stałego lub okresowego zapewnienia w punkcie wejścia do / wyjścia z krajowego systemu przesyłowego ciśnienia powyżej lub poniżej wartości publikowanych na stronie internetowej GAZ-SYSTEM, wymagająca zaangażowania dodatkowych środków technicznych i organizacyjnych GAZ-SYSTEM. Usługa realizowana przez GAZ-SYSTEM na wniosek Użytkownika Sieci i po potwierdzeniu przez GAZ-SYSTEM możliwości jej realizacji w danym punkcie.

Usługa sprężania realizowana będzie z wykorzystaniem sprężarek tłoczni systemowych, poprzez które sprężane będzie paliwo gazowe na życzenie odbiorcy. W celu kalkulacji stawek indykatywnych dla usługi sprężania gazu na życzenie odbiorcy, GAZ-SYSTEM, na podstawie danych historycznych, przyjął, iż w roku 2025 będzie świadczył przedmiotową usługę na 6 punktach Krajowego Systemu Przesyłowego.

Kalkulacja cen referencyjnych dla usługi sprężania paliwa gazowego została przeprowadzona w oparciu o metodę „koszt plus”. Oznacza to, iż koszty operacyjne związane ze świadczeniem usług sprężania na życzenie klientów zostaną wydzielone z bazy kosztowej GAZ-SYSTEM w procesie zatwierdzania taryfy, a następnie zostaną powiększone o zwrot z zaangażowanego kapitału od majątku wyodrębnionego jako majątek służący świadczeniu usług sprężania. Tak ustalony przychód regulowany dotyczący usługi sprężania zostanie odzyskany na punktach wejścia do/wyjścia z systemu przesyłowego w drodze opłat miesięcznych skalkulowanych zgodnie ze poniższym opisem.

Opłata za usługę sprężania składać się będzie z dwóch składowych:

- stałej opłaty abonamentowej ustalonej raz do roku na podstawie kosztów stałych usługi sprężania;
- opłaty zmiennej zależnej od:
 - ilości energii dodanej do paliwa gazowego w procesie sprężania;
 - ceny referencyjnej gazu (CRG) dla obszaru bilansowania gazu wysokometanowego określanej jako cena stanowiąca średnioważoną cenę zakupu paliwa gazowego przez GAZ-SYSTEM w miesiącu gazowym poprzedzającym miesiąc, w którym CRG będzie opublikowana.

Opłata za świadczenie usługi sprężania paliwa gazowego na życzenie klienta będzie rozliczana według poniższego wzoru:

$$O_s = S_{SS} + (Q_z * CRG)$$

gdzie:

- O_s** – opłata za usługę sprężania [PLN];
- S_{ss}** – stawka stałej opłaty abonamentowej za usługę sprężania [PLN/miesiąc];
- Q_z** – ilość paliwa gazowego zużytego do napędu sprężarek w tłoczni wykorzystywanej do świadczenia usługi w danym fizycznym punkcie wejścia, w części dotyczącej świadczonej usługi sprężania paliwa gazowego [kWh];
- CRG** – Cena Referencyjna Paliwa Gazowego [PLN/kWh]. Do rozliczeń przyjmowana jest opublikowana cena CRG dotycząca okresu, który obejmują rozliczenia.

Indykatywne przychody związane ze świadczeniem usługi sprężania paliwa gazowego do wyliczenia indykatywnych cen referencyjnych na rok 2025 wyniosą 33 mln PLN.

Kalkulacja opłat abonamentowych została przeprowadzona w ten sposób, aby przychody z tych opłat pokryły koszty stałe związane z eksploatacją majątku wraz ze zwrotem od zaangażowanego kapitału od środków trwałych wykorzystywanych do świadczenia usług sprężania paliwa gazowego na rzecz klienta.

Przychody w części zmiennej pokryją natomiast koszty zakupu gazu paliwowego niezbędnego do świadczenia usługi sprężania paliwa gazowego dla zlecającego świadczenie tej usługi.

Indykatywna miesięczna stawka opłaty abonamentowej dla punktu wejścia ze złoża krajowego gazu paliwowego wyniesie 379 353 PLN. Indykatywna stawka opłaty zmiennej wyniesie 0,2636 PLN/kWh.

Prowadzenie kalkulacji z wykorzystaniem przedstawionego wzoru zapewni unifikację rozliczeń, dochowanie transparentności proponowanej metody oraz przeprowadzenie przez Użytkowników Systemu w łatwy sposób wyliczeń opłat za usługi sprężania.

Wszystkie dane i założenia przyjęte przez GAZ-SYSTEM do kalkulacji cen referencyjnych dla usługi sprężania paliwa gazowego będą, na etapie procesu taryfowego, podległy ostatecznej ocenie i akceptacji przez Prezesa URE w drodze decyzji o zatwierdzeniu taryf na lata 2025-2026 skalkulowanych według niniejszej metody.

11. PORÓWNANIE CEN REFERENCYJNYCH DLA ROKU 2024 I INDYKATYWNYCH CEN REFERENCYJNYCH DLA ROKU 2025.

Przedstawione poniżej ceny referencyjne na rok 2024 oraz indykatywne ceny referencyjne na rok 2025 obliczone zostały zgodnie z założeniami przedstawionymi w niniejszym dokumencie. Na podstawie tych założeń przygotowano uproszczone modele taryfowe dostępne na stronie <http://www.gaz-system.pl/strefa-klienta/taryfa/konsultacje-nc-tar/>.

Uproszczony model taryfowy służy do symulacji wysokości cen referencyjnych (stawek opłat taryfowych na punktach wejścia do oraz punktach wyjścia z KSP dla produktów rocznych ciągłych). Punktem wyjściowym są ustawienia odpowiadające wartościom danych wejściowych stanowiących podstawę kalkulacji indykatywnych cen referencyjnych prezentowanych w niniejszym dokumencie konsultacyjnym. Obliczenie zmiany indykatywnych cen referencyjnych można dokonać poprzez wprowadzenie zmian w zakresie:

- poziomu przychodu regulowanego;
- prognozowanych przepustowości zakontraktowanych w poszczególnych punktach systemu (minimalna dopuszczalna przepustowość wynosi 1 kWh/h).

Zmiany parametrów obliczeniowych dokonuje się poprzez wpisanie wartości w polach oznaczonych kolorem pomarańczowym w odpowiednich jednostkach. W celu powrotu do danych wyjściowych (indykatywnych) należy kliknąć przycisk „powrót do danych indykatywnych”.

Tabela 11A

Porównanie indykatywnych cen referencyjnych na rok 2025 oraz zatwierdzonych cen referencyjnych na rok 2024			
Grupa taryfowa	Indykatywne - rok 2025 [gr/(kWh/h) za h]	Zatwierdzone - rok 2024 [gr/(kWh/h) za h]	Zmiana [%]
<i>Dla Użytkowników Sieci gazu wysokometaanowego E</i>			
Punkt Wejścia	0,6921	0,6194	12%
Punkt Wyjścia	0,2964	0,3008	-1%
Punkt Wejścia LNG	-	-	
Punkt Wejścia PMG	0,1384	0,1239	12%
Punkt Wyjścia PMG	0,0593	0,0602	-2%
<i>Dla Użytkowników Sieci gazu zaazotowanego Lw</i>			
Punkt Wejścia	0,2942	0,2934	0%
Punkt Wyjścia	0,2041	0,2036	0%

Głównym czynnikiem wpływającym na różnicę w wysokości stawek w taryfie na rok 2024 oraz stawek indykatorywnych w taryfie na rok 2025 jest spadek mocy (zdolności przesyłowych) w ramach produktów rocznych wylicytowanych w aukcjach z dnia 3 lipca 2023 r. i 17 lipca 2023 r. Do kalkulacji stawek indykatorywnych na rok 2025 przyjęto indykatorywny poziom przychodów dla roku 2025 na poziomie zatwierdzonego przychodu regulowanego dla roku 2024.

12. PODEJŚCIE OPARTE NA STAŁEJ CENIE NALEŻNEJ

GAZ-SYSTEM stosuje model taryfowy oparty o zmienną cenę należną zatwierdzaną przez Urząd Regulacji Energetyki.