

भारत का राजपत्र
The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-25072024-255748
CG-DL-E-25072024-255748

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 546]
No. 546]

नई दिल्ली, सोमवार, जुलाई 22, 2024/आषाढ 31, 1946
NEW DELHI, MONDAY, JULY 22, 2024/ASHADHA 31, 1946

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

अधिसूचना

नई दिल्ली, 19 जुलाई, 2024

फा. सं. पीएनजीआरबी/कॉम/11-पीपीपीएल(1)/2024 (ई-5022).—पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 (2006 का 19) की धारा 61 की उप-धारा (2) के खंड (न) द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड एतद्वारा पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन शुल्क निर्धारण) विनियम, 2010 का अधिक्रमण करते हुए, निम्नलिखित विनियम बनाता है, ताकि पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों का शुल्क निर्धारित किया जा सके:-

1. संक्षिप्त शीर्षक और प्रारंभ

- इन विनियमों को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन शुल्क निर्धारण) विनियम, 2024 कहा जाएगा।
- ये नियम सरकारी राजपत्र में प्रकाशन की तारीख के बाद वाले महीने की पहली तारीख से लागू होंगे।

2. परिभाषाएं

- इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो, -

- क. "अधिनियम" से पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 (2006 का 19) अभिप्रेत है;
- ख. "नियत दिन" से तात्पर्य 1 अक्टूबर, 2007 की तारीख से है, जब केंद्र सरकार ने पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड की स्थापना को अधिसूचित किया था;
- ग. "बोर्ड" से तात्पर्य अधिनियम की धारा 3 की उप-धारा (1) के अंतर्गत स्थापित पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड से है;
- घ. "पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन" का वही अर्थ होगा जैसा कि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना) विनियम, 2010 में परिभाषित किया गया है;
- ङ. "पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ" का अर्थ है- पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन (सांघिक करों और शुल्कों को छोड़कर) के लिए टैरिफ की इकाई दर रुपए प्रति मीट्रिक टन (₹/मी.टन) या रुपए प्रति मीट्रिक टन प्रति किलोमीटर (₹/मी.टन/कि.मी.) में, दो दशमलव स्थान तक पूर्णांकित, पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के परिवहन के लिए जिसमें सामान्य या संविदा वाहक के रूप में पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन प्रणाली के प्रचालन के लिए आवश्यक भंडारण सुविधाओं का प्रभाव शामिल है;
- च. "अनुसूची" से तात्पर्य इन विनियमों की अनुसूची से है;
- छ. "टैरिफ समीक्षा" से तात्पर्य बोर्ड द्वारा प्रत्येक लगातार पांच वर्षों के बाद यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ की समीक्षा से है, जिसमें पहली टैरिफ समीक्षा नीचे निर्दिष्ट अनुसार यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ अवधि की समाप्ति के बाद लगातार पांच वर्षों की समाप्ति के बाद की जाएगी:

बशर्ते कि किसी टैरिफ समीक्षा के समय निर्धारित यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ अगली टैरिफ समीक्षा तक की अवधि के लिए लागू होगा:

बशर्ते कि दो टैरिफ समीक्षाओं के बीच का अंतराल उस वित्तीय वर्ष की समाप्ति के पश्चात् दो लगातार वित्तीय वर्षों से कम नहीं होगा जिसमें अंतिम टैरिफ निर्धारण हुआ था:

बशर्ते कि टैरिफ समीक्षा अनुसूची ख के खंड 10 के उप-खंड (2) के प्रावधानों के अनुसार पहले भी की जा सकती है;

ज. "टैप ऑफ पॉइंट (टीओपी)" का वही अर्थ होगा जैसा कि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना) विनियम, 2010 में परिभाषित किया गया है।

झ. "परिवहन हानि" का वही अर्थ होगा जो कि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (सामान्य वाहक या संविदा वाहक पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए एक्सेस कोड) विनियम, 2016 में परिभाषित किया गया है।

(2) इन विनियमों में प्रयुक्त और परिभाषित नहीं किए गए शब्दों और अभिव्यक्तियों, किंतु अधिनियम में या इसके अधीन बनाए गए नियमों या विनियमों में परिभाषित किए गए शब्दों और अभिव्यक्तियों के वही अर्थ होंगे जो उन्हें अधिनियम या नियमों या विनियमों में, जैसा भी मामला हो, दिए गए हैं।

3. प्रयोज्यता

ये विनियम निम्नलिखित कंपनी पर लागू होंगे:

- (1) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2010 के विनियम 17 के अंतर्गत नियत दिन से पूर्व केंद्रीय सरकार द्वारा प्राधिकृत और बोर्ड द्वारा स्वीकृत;
- (2) नियत दिन से पहले पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन बिछाना, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करना तथा पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना) विनियम, 2010 के विनियम 18 के तहत बोर्ड द्वारा अधिकृत हों;
- (3) पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना) विनियम, 2010 के विनियम 19 के उप-विनियम (1) या उप-विनियम (2) के प्रावधानों के तहत एक समर्पित पाइपलाइन को बिछाना, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करना, जिसे पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में परिवर्तित किया जाता है;
- (4) जिसकी मौजूदा पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन को सामान्य वाहक या संविदा वाहक घोषित करने या अधिकृत करने के लिए मार्गदर्शक सिद्धांत) विनियम, 2012 के विनियम 10 के साथ पठित अधिनियम, 2006 की धारा 20 के अंतर्गत बोर्ड द्वारा सामान्य या संविदा वाहक घोषित किया गया है;

(5) पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना) संशोधन विनियम, 2023 की पूर्व अधिसूचना के तहत विनियमों के तहत बोर्ड द्वारा अधिकृत, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, संचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना) विनियम, 2010 के विनियम 7 के उप-विनियम (1) के खंड (क) और खंड (ख) के तहत निर्दिष्ट बोली मानदंडों का पालन करके विनियम 5 के तहत पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना।

4. पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण

इन विनियमों के विनियम 3 के उप-विनियम (1) से (5) के अंतर्गत आने वाली किसी भी कंपनी के संबंध में पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण विनियम 5 में निर्दिष्ट प्रक्रिया के अनुसार किया जाएगा, जिसे बिना किसी भेदभाव के आधार पर वसूला जाएगा।

5. पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के लिए टैरिफ निर्धारण की प्रक्रिया

(1) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के लिए टैरिफ विनियम 3 के उप-विनियम (1), (2), (3) या (4) के तहत निर्दिष्ट पाइपलाइन, जो पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2010 की अधिसूचना से पहले चालू की गई है, इन विनियमों के विनियम 5 की अनुसूची 'क' में दी गई प्रक्रिया के अनुसार होगी:

बशर्ते कि, यदि कोई कंपनी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन की क्षमता वृद्धि, प्रतिस्थापन, विस्तारण या विस्तार के माध्यम से पर्याप्त पूंजीगत व्यय कर रही है/कर चुकी है, तो वह पूर्ण विवरण और औचित्य के साथ अनुसूची-क से अनुसूची-ख में लागू टैरिफ गणना पद्धति में परिवर्तन के लिए बोर्ड को आवेदन कर सकती है और बोर्ड अनुसूची-ख के खंड (9) में निर्धारित सार्वजनिक परामर्श प्रक्रिया का पालन करने के बाद अनुमोदन प्रदान कर सकता है। एक बार कंपनी द्वारा अनुसूची-क से अनुसूची-ख में टैरिफ गणना पद्धति में परिवर्तन का विकल्प चुनने और बोर्ड द्वारा अनुमोदित होने के बाद, कंपनी फिर से अनुसूची-ख से अनुसूची-क में टैरिफ गणना पद्धति में परिवर्तन का विकल्प चुनने की हकदार नहीं होगी।

(2) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के लिए टैरिफ विनियम 3 के उप-विनियम (1), (2), (3), या (4) के तहत निर्दिष्ट पाइपलाइन, जो पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2010 की अधिसूचना के बाद चालू की गई है, इन विनियमों के विनियम 5 की अनुसूची 'ख' में प्रक्रिया के अनुसार होगी।

(3) विनियम 3 के उप-विनियम (5) के तहत निर्दिष्ट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के लिए टैरिफ, जिसने कमीशन की तारीख से 10 वर्षों का पाइपलाइन प्रचालन पूरा कर लिया है, को 11वें वर्ष से आगे इन विनियमों के विनियम 5 की अनुसूची 'ख' में उल्लिखित प्रक्रिया के अनुसार निर्धारित किया जाएगा।

टिप्पणी: पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन परिवहन टैरिफ, पाइपलाइन के चालू होने की तारीख से या बोर्ड द्वारा पाइपलाइन के प्राधिकार/स्वीकृति की तारीख से या इन विनियमों के सरकारी राजपत्र में प्रकाशन की तारीख से अगले महीने की पहली तारीख से, जो भी बाद में हो, लागू होगा।

6. पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण के लिए कंपनी द्वारा डेटा प्रस्तुत करने हेतु प्रपत्र

- (1) प्रत्येक कंपनी, जिस पर विनियम 5 का उप-विनियम (1) लागू होता है, इन विनियमों के लागू होने की तारीख से साठ दिनों के भीतर अनुसूची-क के अनुलग्नक-1 में निर्दिष्ट विवरण बोर्ड को प्रस्तुत करेगी।

बशर्ते कि कंपनी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ को बोर्ड द्वारा कंपनी से प्रासंगिक टैरिफ डेटा प्राप्त होने के दो महीने के भीतर निर्धारित किया जाएगा, जिसके बाद कंपनी इन विनियमों के लागू होने की तारीख से कंपनी द्वारा लगाए गए कंपनी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के बीच अंतर को ग्राहकों के साथ समायोजित करेगी।

- (2) प्रत्येक कंपनी, जिस पर विनियम 5 का उप-विनियम (2) या (3) लागू होता है, बोर्ड को उसके द्वारा गणना की गई परिवहन दरें, इंटरैक्टिव स्प्रेडशीट गणना मॉडल (सूत्रों सहित), विधिवत भरे गए प्रारूप और अनुसूची-ख के अनुलग्नक-1 में निर्दिष्ट सांविधिक लेखापरीक्षक के प्रमाणपत्र के साथ प्रस्तुत करेगी, यदि, जिस दिन ये विनियम लागू होते हैं, पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के संबंध में:

- प्रचालन में नहीं है, तो पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के चालू होने की संभावित तिथि से कम से कम छह महीने पहले या इन विनियमों के लागू होने की तारीख से नब्बे दिनों के भीतर, जो भी बाद में हो; या
- पहले से ही परिचालन में है, तो नीचे निर्दिष्ट कंपनी के संबंध में -

(क) विनियम 3 के उप-विनियम (1), (2), (3) और (4), जो पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2010 की अधिसूचना के बाद इन विनियमों के लागू होने की तारीख से नब्बे दिनों के भीतर लागू किया गया है; या

(ख) 10वें वर्ष के पूरा होने से कम से कम छह माह पूर्व या इन विनियमों के लागू होने की तारीख से नब्बे दिन के भीतर, जो भी बाद में हो, प्रस्तुत किया जाएगा।

बशर्ते कि खंड 6(2)(ii)(क) में सूचीबद्ध कंपनी पर लागू कंपनी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ को बोर्ड द्वारा कंपनी से प्रासंगिक टैरिफ डेटा प्राप्त होने के छह महीने के भीतर तय किया जाएगा, जिसके बाद कंपनी इन विनियमों के लागू होने की तारीख से प्रभावी रूप से कंपनी द्वारा लगाए गए कंपनी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के बीच अंतर को ग्राहकों के साथ समायोजित करेगी।

बशर्ते कि ऊपर खंड 6(2)(ii)(ख) में सूचीबद्ध कंपनी पर लागू कंपनी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ को बोर्ड द्वारा कंपनी से प्रासंगिक टैरिफ डेटा प्राप्त होने के छह महीने के भीतर तय किया जाएगा, जिसके बाद कंपनी यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के बीच अंतर को ग्राहकों के साथ प्रचालन के 11वें वर्ष के प्रारंभ से समायोजित करेगी, जिसे कंपनी ने इस प्रकार वसूला था।

7. विविध

यदि इन विनियमों की व्याख्या के संबंध में कोई प्रश्न उठता है तो उसका निर्णय बोर्ड द्वारा किया जाएगा।

8. निरसन और संरक्षण

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ निर्धारण) विनियम, 2010 को एतद्वारा निरस्त किया जाता है, सिवाय उन बातों के जो निरस्त विनियमों के अधीन की गई हैं या जिनका लोप किया गया है।

अनुसूची क

[विनियम 4 और विनियम 5 देखें]

बेंचमार्किंग के माध्यम से पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण की प्रक्रिया

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के पाइपलाइन परिवहन शुल्क (वर्ग 180क-एसकेओ/एलपीजी के अलावा पेट्रोलियम उत्पाद और वर्ग 165-एसकेओ/एलपीजी, आदि) को दिनांक 31.10.2018 के रेलवे दर परिपत्र सं. 19/2018 (1.11.2018 से प्रभावी) के अनुसार रेलवे की माल टैरिफ तालिका के आधार पर निर्धारित किया जाएगा।

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन के लिए आधार टैरिफ को एलपीजी को छोड़कर पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन मार्ग पर समतुल्य रेल दूरी के लिए ट्रेन लोड के आधार पर रेलवे की माल टैरिफ तालिका के अनुसार टैरिफ के पचहत्तर प्रतिशत के स्तर पर बेंचमार्क किया जाएगा, जहां इसे एक सौ प्रतिशत के स्तर पर बेंचमार्क किया जाएगा। उपर्युक्त आधार पर टैरिफ गणना का उदाहरण अनुसूची-क के अनुलग्नक-3 में दिया गया है। उपर्युक्त आधार टैरिफ रेलवे दर के दिनांक 31.10.2018 के परिपत्र सं. 19/2018 (दिनांक 01.11.2018 से प्रभावी) के अनुसार तय किया जाएगा तथा पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण के उद्देश्य से रेलवे दर परिपत्र में भविष्य में किसी भी संशोधन के कारण इसमें कोई बदलाव नहीं किया जाएगा।

उपरोक्त रेलवे दर परिपत्र संख्या.19 दिनांक 2018 की रेलवे माल टैरिफ टेबल पर 17% (@3.40% 2019-20 से 2023-24 तक, 2013-14 से 2022-23 तक 10 वर्षीय डब्ल्यूपीआई सीएजीआर पर आधारित) की एकमुश्त वृद्धि के आधार टैरिफ पर विचार किया जाएगा, हालांकि इसे इन विनियमों के लागू होने की तारीख से वित्तीय वर्ष 2024-25 के अंत तक लागू किया जाएगा।

वित्तीय वर्ष 2025-26 से वार्षिक वृद्धि पर विचार किया जाएगा, जो कि आर्थिक सलाहकार कार्यालय, भारत सरकार, वाणिज्य और उद्योग मंत्रालय, औद्योगिक नीति और संवर्धन विभाग (डीआईपीपी) द्वारा प्रकाशित "सभी समूह/ वस्तुओं" के लिए "थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) डेटा (2011-12 = 100)" पर आधारित होगा।

वित्त वर्ष 2013-14 से वित्त वर्ष 2022-23 तक डब्ल्यूपीआई सूचकांक का सीएजीआर 3.40 प्रतिशत है। वित्तीय वर्ष 2025-26 अर्थात् 1.4.2025 से प्रति वर्ष 3.40 प्रतिशत की वार्षिक वृद्धि कारक पर 'वर्ष दर वर्ष' के आधार पर विचार किया जाएगा।

यदि पिछले 10 वर्षों के लिए डब्ल्यूपीआई सूचकांक के सीएजीआर में परिवर्तन फ्लोटिंग के आधार पर, जिस वित्तीय वर्ष के लिए टैरिफ लागू है, उससे पहले एक वित्तीय वर्ष के अंतराल के साथ, दोनों तरफ, 0.5 प्रतिशत या उससे अधिक है तो बोर्ड टैरिफ वृद्धि कारक में संशोधन पर विचार कर सकता है और निर्णय ले सकता है। वर्ष-दर-वर्ष आधार पर डब्ल्यूपीआई में परिवर्तन की गणना को दर्शाने वाला उदाहरण अनुसूची-क के अनुलग्नक-2 में दिया गया है।

अनुसूची-क का अनुलग्नक-1

वह कंपनी, जिस पर ये विनियम लागू होते हैं, पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परियोजना के सभी तकनीकी और परिचालन आंकड़े, जैसा कि नीचे दिया गया है, प्रस्तुत करेगी, जिनकी आवश्यकता बोर्ड द्वारा पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण में हो सकती है।

- (1) पाइपलाइन का मानचित्र
- (2) पाइपलाइन चालू होने की तिथि
- (3) परिवहन किए जा रहे पेट्रोलियम उत्पाद
- (4) पाइपलाइन में इंजेक्शन बिंदु
- (5) पाइपलाइन में वितरण बिंदु
- (6) पाइपलाइन की दूरी
- (7) पाइपलाइन की समतुल्य रेल दूरी

अनुसूची-क का अनुलग्नक - 2

पिछले 10 वर्षों का डब्ल्यूपीआई 3.4 प्रतिशत सीएजीआर सहित नीचे दी गई तालिका के अनुसार है।

2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
112.46	113.88	109.72	111.62	114.88	119.79

2019-20	2020-21	2021-22	2022-23
121.80	123.38	139.41	152.53

सीएजीआर की गणना पिछले 10 वर्षों के लिए फ्लोटिंग आधार पर की जाती है। सीएजीआर में (+) या (-) 0.5 प्रतिशत से अधिक कोई भी परिवर्तन टैरिफ गणना के लिए सीएजीआर में परिवर्तन का कारण बनेगा।

वर्ष 2023-24 के लिए, यदि डब्ल्यूपीआई सूचकांक में पिछले वर्ष की तुलना में 6 प्रतिशत की वृद्धि होती है, तो वर्ष 2014-15 से 2023-24 तक सीएजीआर की गणना की जाएगी। तालिका में डब्ल्यूपीआई सूचकांक इस प्रकार होगा -

2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20
113.88	109.72	111.62	114.88	119.79	121.80

2020-21	2021-22	2022-23	2023-24 (अनुमानित)
123.38	139.41	152.53	161.68

ऊपर दिए गए डब्ल्यूपीआई रुझान के लिए सीएजीआर 4.0 प्रतिशत है जो कि +0.5 प्रतिशत से बढ़कर 3.4 प्रतिशत हो गया है। परिणामस्वरूप, वर्ष के लिए डब्ल्यूपीआई को 4.0 प्रतिशत माना जाएगा।

वैकल्पिक रूप से, वर्ष 2023-24 के लिए मान लें कि पिछले वर्ष की तुलना में डब्ल्यूपीआई सूचकांक में 3 प्रतिशत की वृद्धि हुई है, तो डब्ल्यूपीआई 157.10 होगी और वर्ष 2014-15 से 2023-24 के लिए इसी सीएजीआर की गणना 3.6 प्रतिशत के रूप में की जाएगी। ऐसे मामले में प्रारंभिक सीएजीआर से विचलन, अर्थात् 3.4 प्रतिशत, 0.5 प्रतिशत से कम है, इसलिए टैरिफ की गणना 3.4 प्रतिशत सीएजीआर को ध्यान में रखकर की जाएगी।

सीएजीआर में परिवर्तन का कारण 2.90 प्रतिशत - 3.90 प्रतिशत की सीमा से परे 10 वर्षों के लिए फ्लोटिंग सीएजीआर की सीमा तक सीमित है। इस सीमा से परे सीएजीआर में कोई भी परिवर्तन टैरिफ गणना के लिए डब्ल्यूपीआई के रूप में उपयोग किया जाएगा।

अनुसूची-क का अनुलग्नक - 3

एलपीजी पाइपलाइन का उदाहरण-1

एलपीजी परिवहन के लिए 770 कि.मी. की रेल दूरी वाली एलपीजी पाइपलाइन में ए पर एक इंजेक्शन पॉइंट तथा बी, सी और डी पर कई टैप-ऑफ पॉइंट (टीओपी) होने का अनुमान है। उत्पाद प्रवाह को केवल ए पर इंजेक्शन से टीओपी बी तक माना जाता है जो 770 किलोमीटर की दूरी पर है। पाइपलाइन को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2010 की अधिसूचना से पहले चालू किया गया है।

ऐसी पाइपलाइन के लिए पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन परिवहन टैरिफ, जिस तिथि से ये विनियम लागू होते हैं, पाइपलाइन मार्ग के साथ समतुल्य रेल दूरी के लिए ट्रेन लोड के आधार पर मूल काल्पनिक रेलवे माल ढुलाई के अनुसार बेंचमार्किंग के माध्यम से निर्धारित किया जाता है। एलपीजी के लिए पाइपलाइन टैरिफ को वर्ग 165 के अंतर्गत मूल काल्पनिक रेलवे माल ढुलाई के 100 प्रतिशत पर निर्धारित किया गया है।

रेलवे मालभाड़ा परिपत्र 2018 (2018 का दर परिपत्र सं.19, टीसीआर/1078/2018/15 दिनांक 03.10.2018) के अनुसार, दिनांक 01 नवंबर 2018 से लागू मालभाड़ा दर ₹ 1353.50/मी.टन है। वर्ष 2021 के दर परिपत्र सं. 09 के अनुसार दरें भी अपरिवर्तित रहीं।

वित्त वर्ष 2018 से वित्त वर्ष 2024 तक मौजूदा पाइपलाइन टैरिफ दरें इस प्रकार हैं:

वर्ष	रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन)	पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन)	वर्ष	रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन)	पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन)
वित्त वर्ष 2018	1244.60	1244.60	वित्त वर्ष 2022	1353.50	1353.50
वित्त वर्ष 2019	1353.50	1353.50	वित्त वर्ष 2023	1353.50	1353.50
वित्त वर्ष 2020	1353.50	1353.50	वित्त वर्ष 2024	1353.50	1353.50
वित्त वर्ष 2021	1353.50	1353.50			

इन विनियमों के राजपत्र में प्रकाशन की तारीख के बाद आने वाले महीने की पहली तारीख से पाइपलाइन टैरिफ दर की गणना उपरोक्त रेलवे दर परिपत्र 2018 के अनुसार टैरिफ पर 17 प्रतिशत की वृद्धि के साथ की जाएगी।

इसलिए, इन विनियमों के लागू होने की तारीख से 31.03.2025 तक टैरिफ की गणना इस प्रकार की जाएगी ₹ 1,353.50 × (1 + 17%) ₹1583.60/मी.टन होगी। तत्पश्चात्, 2025-26 के लिए 1 अप्रैल 2025 से 3.4% की वृद्धि होगी। इसके बाद, किसी भी बदलाव के मामले में रोलिंग आधार पर लागू होने वाली डब्ल्यूपीआई के सीएजीआर के आधार पर विचार की जाने वाली वृद्धि (+/-) 0.5 है जैसा कि अनुसूची-ए में उल्लेख किया गया है। उदाहरणार्थ अगले वर्षों के लिए टैरिफ में वृद्धि कारक के साथ 3.4 प्रतिशत की वार्षिक वृद्धि दर को निम्न प्रकार से माना जाएगा:

वर्ष	31.3.2025 तक (*)	वित्त वर्ष 2025-26	वित्त वर्ष 2026-27	वित्त वर्ष 2027-28	वित्त वर्ष 2028-29
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन)	1583.60	1637.44	1693.11	1750.68	1810.20

*इन विनियमों के लागू होने की तारीख से 31.03.2025 तक

पीओएल पाइपलाइन का उदाहरण-2

एमएस/एचएसडी परिवहन करने वाली 770 कि.मी. की समतुल्य रेल दूरी वाली पाइपलाइन में ए पर एक इंजेक्शन बिंदु तथा बी, सी और डी पर कई टैप-ऑफ पॉइंट (टीओपी) होने का अनुमान है। उत्पाद प्रवाह को केवल ए पर इंजेक्शन से टीओपी बी तक माना जाता है जो कि 770 कि.मी. की दूरी पर है। पाइपलाइन को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन शुल्क का निर्धारण) विनियम, 2010 की अधिसूचना से पहले चालू किया गया है।

ऐसी पाइपलाइनों के लिए पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन परिवहन टैरिफ, जिस तारीख से ये विनियम लागू होते हैं, पाइपलाइन मार्ग के साथ समतुल्य रेल दूरी के लिए ट्रेन लोड के आधार पर मूल काल्पनिक रेलवे माल के अनुसार बेंचमार्किंग के माध्यम से निर्धारित किए जाते हैं। पेट्रोलियम उत्पादों (एमएस, एचएसडी, और एटीएफ आदि) के लिए पाइपलाइन टैरिफ को वर्ग 180क के तहत मूल काल्पनिक रेलवे माल के 75 प्रतिशत पर बेंचमार्क किया गया है।

दिनांक 03.10.2018 के रेलवे माल भाड़ा परिपत्र सं. 19/2018, टीसीआर/1078/2018/15 के अनुसार 770 कि.मी. के लिए वर्ग 180क के तहत माल भाड़ा दर ₹1,357.70/मी.टन है।

वित्त वर्ष 2018 से वित्त वर्ष 2024 तक मौजूदा पाइपलाइन टैरिफ दरें इस प्रकार हैं:

वर्ष	रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन)	पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन)	वर्ष	रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन)	पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन)
वित्त वर्ष 2019	1357.70	1018.28	वित्त वर्ष 2023	1357.70	1018.28
वित्त वर्ष 2020	1357.70	1018.28	वित्त वर्ष 2024	1357.70	1018.28
वित्त वर्ष 2021	1357.70	1018.28			
वित्त वर्ष 2022	1357.70	1018.28			

इन विनियमों के राजपत्र में प्रकाशन की तारीख के बाद आने वाले महीने की पहली तारीख से पाइपलाइन टैरिफ दर की गणना रेलवे दर परिपत्र 2018 के अनुसार टैरिफ पर 17 प्रतिशत की वृद्धि के आधार पर की जाएगी।

इसलिए, प्रभावी तिथि से 31.3.2025 तक टैरिफ की गणना ₹ 1018.28 x (1+17%) के रूप में की जाएगी, जो ₹ 1191.39/मी.टन होगी। तत्पश्चात्, 2025-26 के लिए 1 अप्रैल 2025 से 3.4% की वृद्धि होगी। इसके बाद, किसी भी बदलाव के मामले में रोलिंग आधार पर लागू होने वाली डब्ल्यूपीआई के सीएजीआर के आधार पर विचार की जाने वाली वृद्धि (+/-) 0.5 है जैसा कि अनुसूची-ए में उल्लेख किया गया है। उदाहरणार्थ अगले वर्षों के लिए टैरिफ में वृद्धि कारक के साथ 3.4 प्रतिशत की वार्षिक वृद्धि दर को निम्न प्रकार से माना जाएगा:

वर्ष	31.03.2025 तक (*)	वित्त वर्ष 2025-26	वित्त वर्ष 2026-27	वित्त वर्ष 2027-28	वित्त वर्ष 2028-29
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन)	1191.39	1231.89	1273.78	1317.09	1361.87

* इन विनियमों के लागू होने की तारीख से 31.03.2025 तक

अनुसूची ख

[विनियम 4 और विनियम 5 देखें]

डीसीएफ के माध्यम से पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण की प्रक्रिया

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण, नियोजित पूंजी पर उचित रिटर्न दर और पाइपलाइन के प्रचालन व्यय के मानक स्तर पर विचार करके किया जाएगा।

स्पष्टीकरण: "मानक स्तर" शब्द का तात्पर्य ऐसे "मानक स्तर" से है जिसे उचित और न्यायसंगत माना जाता है। यह विशेष रूप से पेट्रोलियम या पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन को उसके आर्थिक जीवनकाल में कुशलतापूर्वक बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए आवश्यक पूंजी और प्रचालन व्यय की मात्रा से संबंधित है। यह स्तर इन गतिविधियों के संदर्भ में उचित और व्यवहार्य समझे जाने वाले आधार पर स्थापित किया जाता है।

1) वित्तीय व्यवहार्यता

ऐसी कंपनी, जिस पर ये विनियम लागू होते हैं, पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परियोजना के सभी तकनीकी, प्रचालन, वित्तीय और लागत आंकड़े अनुसूची-ख के अनुलग्नक-1 के प्रपत्र में प्रस्तुत करेगी, जिसकी बोर्ड द्वारा यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण में आवश्यकता हो सकती है।

2) उचित रिटर्न दर पर विचार करके पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण की पद्धति

किसी अवधि के लिए वसूले जाने वाले पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन टैरिफ की यूनिट दर (₹/मी.टन/कि.मी.) की गणना "रियायती नकदी प्रवाह" (डीसीएफ) पद्धति के आधार पर की जाएगी, जिसमें खंड 3 में निर्दिष्ट रिटर्न की उचित दर को परियोजना की आंतरिक रिटर्न दर माना जाएगा। डीसीएफ पद्धति की प्रयोज्यता से संबंधित मापदंडों का नीचे खंड 4 से 6 में विस्तार से वर्णन किया गया है।

टिप्पणी 1: विनियम 3 के उप-विनियम (5) के अंतर्गत आने वाली पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के लिए डीसीएफ का उपयोग परिचालन के 10वें वर्ष से आगे के आर्थिक जीवन के लिए किया जाएगा और टैरिफ का निर्धारण परिचालन के 11वें वर्ष के आरंभ में उपलब्ध निवल अचल परिसंपत्तियों (एनएफए) पर विचार करते हुए किया जाएगा।

टिप्पणी 2: विनियम 3 के उप-विनियम (1), (2), (3) या (4) के अंतर्गत आने वाली पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के लिए, जिसे पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2010 की अधिसूचना से पहले चालू किया गया है, जहां इकाई क्षमता वृद्धि, प्रतिस्थापन, विस्तारण या विस्तार के माध्यम से पर्याप्त पूंजीगत व्यय निवेश के कारण अनुसूची-क से अनुसूची-ख में अपने संबंधित पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन की टैरिफ निर्धारण पद्धति को बदलना चाहती है, डीसीएफ का उपयोग बोर्ड द्वारा अनुसूची-क से अनुसूची-

1रियायती नकदी प्रवाह पद्धति में पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों पर टैरिफ से अर्जित वास्तविक/ अनुमानित राजस्व की तुलना परियोजना के आर्थिक जीवनकाल में वास्तविक या अनुमानित पूंजी और परिचालन व्यय से की जाती है। इन नकदी प्रवाहों को परियोजना के लिए उचित दर पर छूट दी जाती है। पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2024 के लागू होने की तारीख तक अंतर्वाह और बहिर्वाह को वास्तविक रूप में माना जाता है और पाइपलाइन के शेष आर्थिक जीवन के लिए अंतर्वाह और बहिर्वाह का अनुमान लगाया जाता है। इन संयुक्त नकदी प्रवाह और बहिर्वाह का उपयोग आर्थिक जीवन पर पाइपलाइन की आंतरिक दर पर पहुंचने के लिए किया जाएगा।

ख में कार्यप्रणाली में परिवर्तन के अनुमोदन की तारीख से या पाइपलाइन की क्षमता वृद्धि, प्रतिस्थापन, विस्तारण या विस्तार के चालू होने की तारीख से निवल अचल परिसंपत्तियों पर विचार करते हुए पाइपलाइन के संशोधित आर्थिक जीवन के लिए किया जाएगा।

3) उचित रिटर्न दर

नियोजित पूंजी पर रिटर्न की दर कर पश्चात् बारह प्रतिशत के बराबर होगी। पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन पर एक बार लागू की गई नियोजित पूंजी पर प्रतिफल की दर परियोजना के संपूर्ण आर्थिक जीवन के लिए स्थिर रहेगी।

बशर्ते कि विनियम 3 के उप-विनियम (5) के अंतर्गत आने वाली पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के मामले में, नियोजित पूंजी पर रिटर्न की दर परिचालन के 11वें वर्ष के प्रारंभ में उपलब्ध निवल अचल परिसंपत्तियों पर विचार करके परियोजना के शेष आर्थिक जीवन (प्रचालन के 11वें वर्ष से शुरू होकर और समय-समय पर 25 वर्षों से अधिक के आर्थिक जीवन में विस्तार, यदि कोई हो, सहित) के लिए गणना की गई बारह प्रतिशत के बराबर होगी।

बशर्ते कि विनियम 3 के उप-विनियम (1), (2), (3) या (4) के अंतर्गत आने वाले पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के मामले में, जिसे पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2010 की अधिसूचना से पहले चालू किया गया है, जहां कोई इकाई क्षमता वृद्धि, प्रतिस्थापन, विस्तारण या विस्तार के माध्यम से पर्याप्त पूंजीगत व्यय निवेश के कारण अनुसूची-क से अनुसूची-ख में अपनी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन की टैरिफ निर्धारण पद्धति को बदलना चाहती है, नियोजित पूंजी पर रिटर्न की दर बोर्ड द्वारा अनुसूची क से अनुसूची ख में कार्यप्रणाली में परिवर्तन के अनुमोदन की तारीख या पाइपलाइन की क्षमता वृद्धि, प्रतिस्थापन, विस्तारण या विस्तार के चालू होने की तारीख को पाइपलाइन की शुद्ध अचल संपत्तियों पर विचार करते हुए कर के बाद बारह प्रतिशत के बराबर होगी।

टिप्पणी: नियोजित पूंजी पर कर-पूर्व रिटर्न की दर की गणना समय-समय पर संशोधित आयकर अधिनियम, 1961 के प्रावधानों के अनुसार कॉर्पोरेट करदाताओं के लिए लागू आयकर की नाममात्र दर से बारह प्रतिशत अधिक करके की जाएगी।

स्पष्टीकरण - संदेह को दूर करने के लिए, यह स्पष्ट किया जाता है कि यदि आयकर से संबंधित कानून के तहत कंपनी के लिए एक से अधिक नाममात्र आयकर दरें विकल्प के रूप में उपलब्ध हैं, तो पूंजी पर कर-पूर्व रिटर्न की गणना के लिए बारह प्रतिशत की कर-पश्चात् रिटर्न की दर को बढ़ाने के प्रयोजन हेतु आयकर की ऐसी नाममात्र दरों में से सबसे कम दर पर विचार किया जाएगा।

4) नियोजित पूंजी पर रिटर्न

(1) परियोजना के आर्थिक जीवन में उसमें नियोजित पूंजी पर प्रतिफल निर्धारित करने के लिए कुल नियोजित पूंजी पर प्रतिफल की उचित दर लागू की जाएगी तथा प्राधिकृत कंपनी किसी भी उपयुक्त तरीके से परियोजना के वित्तपोषण का लाभ उठाने के लिए स्वतंत्र होगी।

(2) कुल नियोजित पूंजी परियोजना में सकल अचल परिसंपत्तियों में से संचित मूल्यहास घटाकर² मानक कार्यशील पूंजी (तीस दिनों की परिचालन लागत मूल्यहास को छोड़कर और अठारह दिनों की पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ प्राप्ति) के बराबर होगी।

²मूल्यहास की गणना, कंपनी अधिनियम, 2013 की अनुसूची-11 में निर्दिष्ट परिसंपत्ति के उपयोगी जीवन के आधार पर, सीधी रेखा पद्धति पर सकल अचल परिसंपत्तियों के मूल्य पर की जाएगी।

(3) सकल अचल परिसंपत्तियां उनके अधिग्रहण की वास्तविक ऐतिहासिक लागत (बाद में प्रतिस्थापन या सुधार या संशोधन की लागत सहित) या बोर्ड द्वारा मानक रूप से मूल्यांकित लागत, जो भी कम हो, के बराबर होंगी तथा जैसा कि पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परियोजना में एक कुशल बुनियादी ढांचे को बनाए रखने के सिद्धांतों³ के आधार पर अपने आर्थिक जीवन में आवश्यक होगा, अर्थात्:

- i. कुल नियोजित पूंजी के निर्धारण में अचल परिसंपत्ति में निवेश का उपचार अनुलग्नक-2 में दर्शाए गए आधार के अनुसार किया जाएगा;
- ii. अधिकतम स्वीकार्य परिचालन प्रवाह के संबंध में पाइपलाइन डिजाइन और परिचालन दर्शन की उपयुक्तता;
- iii. उपयुक्त उपलब्ध प्रौद्योगिकी के आकलन के आधार पर आवश्यक उपकरणों और सुविधाओं जैसे कि विद्युत मोटर, मीटरिंग प्रणाली, एससीएडीए, अग्निशमन का अनुकूलन;
- iv. स्पर लाइनें;
- v. प्रासंगिक प्राधिकारियों से अनुमति, मुआवजा, बीमा, परियोजना प्रबंधन और इंजीनियरिंग, कॉर्पोरेट पर्यावरणीय जिम्मेदारी, पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन बिछाने के लिए लागू आकस्मिकताओं के लिए खर्च की जाने वाली पूंजीगत लागत; और
- vi. पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में प्रमुख उपकरणों और सुविधाओं की लागत, उसे बिछाने या निर्माण की लागत, परियोजना प्रबंधन परामर्श और पूर्व-संचालन व्यय का आकलन:

5) परिचालन लागत

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के आर्थिक जीवन के दौरान इसके प्रचालन और रखरखाव में आवश्यक परिचालन लागत⁴ की गणना वास्तविक आधार पर निम्नलिखित कार्यात्मक शीर्षों को कवर करते हुए की जाएगी:

- i. मेनलाइन पम्पिंग यूनिटों के लिए बिजली;
- ii. रसायन;
- iii. उपयोगिताएँ: बिजली और पानी;
- iv. वेतन और मजदूरी;
- v. मरम्मत और रखरखाव;
- vi. आरओडब्ल्यू निगरानी;

³यहां पहचाने गए आधार और मापदंड संपूर्ण नहीं हैं और विचाराधीन विशिष्ट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परियोजना के आधार पर भिन्न हो सकते हैं, जिसे बोर्ड पारदर्शी तरीके से लागू कर सकता है।

⁴परिचालन लागत वे हैं जो पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के संचालन के लिए बनाई गई मूर्त संपत्ति के उचित रखरखाव के लिए आवश्यक हैं और इसमें कोई वित्तीय लागत शामिल नहीं है, जैसे कि ऋण पर ब्याज, खराब ऋण, बिक्री संवर्धन, विज्ञापन व्यय (निविदाओं को छोड़कर), पूंजी या डिबेंचर या बांड या किसी भी ऋण को बढ़ाने या सर्विसिंग में किए गए व्यय, राजस्व खाते पर विनिमय भिन्नता, लेकिन पाइपलाइन के लिए प्राधिकरण/बोली की शर्तों के अनुसार आवश्यक सामान्य बैंक शुल्क, बैंक गारंटी शुल्क, एलसी शुल्क और बोली और प्रदर्शन बांड के लिए बैंक शुल्क शामिल हैं।

- vii. प्रशासनिक उपरिव्यय [उप-खण्ड (i) से उप-खण्ड (vi) के अन्तर्गत वर्गीकृत न किए जाने योग्य सीमा तक], जो पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में प्रचालन के स्तर से संबंधित और उसके अनुरूप भी है;
- viii. पाइपलाइन में उत्पाद की परिवहन हानि को वास्तविक मात्रा के 0.05 प्रतिशत के रूप में माना जाएगा, जिसे पेट्रोलियम उत्पाद की कीमत और लागू परिवहन शुल्क से गुणा किया जाएगा।
स्पष्टीकरण: पेट्रोलियम उत्पादों का मूल्य बंदरगाह पर औसत रिफाइनरी अंतरण मूल्य (आरटीपी) होगा, जैसा कि लागू अवधि के लिए खुदरा बिक्री मूल्य के निर्माण के लिए उत्पाद मूल्य निर्धारण में माना जाता है।
- ix. प्रचालन लागत के अनुसार विविध आय का समायोजन: विनियमित परिसंपत्ति आधार से कंपनी द्वारा अर्जित वित्तीय वर्ष-वार वास्तविक राजस्व, जिसमें नियोजित पूंजी में शामिल अचल परिसंपत्ति से प्राप्त विविध आय या प्रचालन लागत के रूप में माने जाने वाले व्यय से प्राप्त आय शामिल है, लेकिन इसमें ब्याज आय, किसी अचल या अन्य परिसंपत्ति की बिक्री या हस्तांतरण पर लाभ या हानि शामिल नहीं है, की गणना की जाएगी। यदि ऐसे वास्तविक राजस्व पर विचार करते हुए, समीक्षा की तिथि पर कंपनी द्वारा अर्जित रिटर्न अनुसूची-ख के खंड 3 के अनुसार अनुमत रिटर्न दर से अधिक है, तो समीक्षा की तिथि पर कंपनी द्वारा अर्जित रिटर्न को अनुसूची-ख के खंड 3 के अनुसार अनुमत रिटर्न दर के बराबर करने के लिए टैरिफ में समायोजन किया जाएगा।

6) विचारणीय मात्रा

क. उप-विनियम (1) में सूचीबद्ध किसी कंपनी की पाइपलाइन के संबंध में, जिसे बोर्ड द्वारा अनुसूची-क से अनुसूची-ख, विनियम 5 के उप-विनियम (2) या उप-विनियम (3) में टैरिफ निर्धारण पद्धति में परिवर्तन के लिए अनुमोदित किया गया है, मात्रा पर निम्नानुसार विचार किया जाएगा:

- (1) परियोजना के आर्थिक जीवन पर प्रति यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण में विभाजक के रूप में विचार किए जाने वाले पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की मात्रा की गणना मानक या वास्तविक आधार पर, जो भी अधिक हो, की जाएगी।

बशर्ते कि भावी वर्षों के मामले में पीएनजीआरबी मानक मात्राओं और कंपनी द्वारा प्रदान की गई संभावित भावी मात्राओं सहित विभिन्न कारकों को ध्यान में रखते हुए मात्राओं पर विचार करेगा, यदि मानक मात्राओं से अधिक हैं।

मात्रा की गणना मानक आधार पर नीचे दर्शाए अनुसार की जाएगी:

- (a) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के प्रत्येक चरण के लिए इसके प्रचालन के प्रथम 10 वर्षों या क्षमता में किसी बाद के विस्तार (ऐसे विस्तार को छोड़कर जिस पर खंड 6(क)(1)(ग) लागू होता है) के लिए आयतन विभाजक, नीचे दर्शाए गए आधार के अनुसार, वर्ष के लिए लागू प्रतिशत उपयोग को पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के प्रत्येक चरण या पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन या क्षमता के प्रत्येक विस्तार, जैसा भी मामला हो, की क्षमता के पचहत्तर प्रतिशत से गुणा करके प्राप्त किया जाएगा:

पाइपलाइन प्रचालन का वर्ष	प्रतिशत उपयोग	पाइपलाइन प्रचालन का वर्ष	प्रतिशत उपयोग
पहला	30%	छठा	60%
दूसरा	35%	सातवाँ	70%
तीसरा	40%	आठवाँ	80%
चौथा	45%	नौवाँ	90%
पांचवाँ	50%	दसवाँ और आगे	100%

(b) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के प्रत्येक चरण या पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन या क्षमता के प्रत्येक विस्तार, जैसा भी मामला हो, के प्रचालन के 11वें और बाद के वर्षों के लिए विभाजक (उस विस्तार को छोड़कर जिस पर खंड 6(क)(1)(ग) लागू होता है) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन की क्षमता या वास्तविक मात्रा के पचहत्तर प्रतिशत, जो भी अधिक हो, के बराबर होगा।

(c) किसी अन्य विनियम में निहित किसी भी बात के बावजूद, किसी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में किसी भी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद स्रोत को जोड़ने के मामले में, जो इन विनियमों के लागू होने के बाद किसी भी समय होता है, ऐसे नए स्रोत के ऐसे जुड़ने के कारण पाइपलाइन की क्षमता में कोई भी वृद्धि, यदि कोई हो, प्रासंगिक स्रोत के कारण पाइपलाइन कनेक्टिविटी के चालू होने की तारीख से पांच वर्ष की अवधि के लिए टैरिफ निर्धारण में विचार नहीं की जाएगी।

ख. अधिनियम के अंतर्गत बनाए गए किसी विनियमन में किसी बात के होते हुए भी, इन विनियमों के अंतर्गत टैरिफ निर्धारण के प्रयोजनार्थ एक वर्ष में 350 कार्य दिवसों पर विचार किया जाएगा।

बशर्ते कि विनियम 5 के उप-विनियम (1) में सूचीबद्ध किसी कंपनी की पाइपलाइन के संबंध में, जिसे अनुसूची-क से अनुसूची-ख तक टैरिफ निर्धारण पद्धति में परिवर्तन के लिए बोर्ड द्वारा अनुमोदित किया गया है, प्रचालन के पहले 10 वर्षों के लिए विचार की जाने वाली मात्रा की गणना पाइपलाइन प्रचालन के प्रारंभ की तारीख से की जाएगी, न कि उस तारीख से जिसको बोर्ड द्वारा अनुसूची-क से अनुसूची-ख तक टैरिफ निर्धारण पद्धति में परिवर्तन को स्वीकार कर लिया गया है।

7) टैरिफ गणना में मात्रा की भिन्नता का समायोजन

उप-विनियम (1) में सूचीबद्ध किसी कंपनी की पाइपलाइन के संबंध में, जिसे बोर्ड द्वारा अनुसूची-क से अनुसूची-ख अनुमोदित किया गया है, विनियम 5 के उप-विनियम (2) या उप-विनियम (3) में टैरिफ निर्धारण पद्धति में परिवर्तन के लिए मात्रा में भिन्नता के समायोजन पर निम्नानुसार विचार किया जाएगा:

- (1) खंड 6(क)(1) के अनुसार विचारित मानक मात्रा में समायोजन किया जाएगा, जहां मानक मात्रा वास्तविक मात्रा से अधिक है। समायोजन की सीमा पाइपलाइन के आर्थिक जीवन के किसी भी वर्ष में विचारित मानक मात्रा से अधिक वास्तविक मात्रा के बीच के अंतर तक अधिकतम होगी।
- (2) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन प्रचालनों के प्रत्येक वित्तीय वर्ष के समापन के बाद तीन महीने के भीतर कंपनी द्वारा बोर्ड को वास्तविक मात्रा दर्शाने वाला एक लेखापरीक्षित विवरण प्रस्तुत किया जाएगा, ताकि बोर्ड आवश्यक समायोजनों के बारे में सलाह दे सकें।

- (3) इस प्रकार समायोजित टैरिफ आगामी अवधि के लिए भी लागू रहेगा जब तक कि उसे संशोधित, समायोजित या समीक्षा नहीं कर लिया जाता।
मात्रा समायोजन का एक उदाहरण इस प्रकार है:

पाइपलाइन का नाम: एक्स,वाई,ज़ेड

- (1) शुरुआत के समय मात्रा

वर्ष	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10
पाइपलाइन की क्षमता (एमएमटीपीए)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
मानक %	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100
मानक मात्रा (एमएमटीपीए)	2.2 5	2.6 3	3.0 0	3.3 8	3.7 5	4.5 0	5.2 5	6.0 0	6.7 5	7.50

वर्ष	वर्ष 11	वर्ष 12	वर्ष 13	वर्ष 14	वर्ष 15	वर्ष 16	वर्ष 17	वर्ष 18	वर्ष 19	वर्ष 20	कुल
पाइपलाइन की क्षमता (एमएमटीपीए)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
मानक%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
मानक मात्रा (एमएमटीपीए)	7.5 0	7.5 0	7.5 0	7.5 0	7.5 0	7.5 0	7.5 0	7.5 0	7.5 0	7.5 0	120

- (2) मात्रा समायोजन और स्थापना के पांच साल बाद मात्रा

वर्ष	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10
पाइपलाइन की क्षमता (एमएमटीपीए)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
मानक%	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100
मानक मात्रा (एमएमटीपीए)	2.25	2.63	3.00	3.38	3.75	4.50	5.25	6.00	6.75	7.50
वास्तविक मात्रा (एमएमटीपीए)	2.00	2.85	3.00	3.00	3.45	-	-	-	-	-
समायोजन के बाद मानक मात्रा (एमएमटीपीए)	2.02	2.85	3.00	3.38	3.75	4.50	5.25	6.00	6.75	7.50

समायोजन	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	कुल
अधिशेष (वास्तविक मात्रा > मानक मात्रा)		0.22				0.22
घाटा (वास्तविक मात्रा < मानक मात्रा)	0.25		-	0.38	0.30	0.93
चला जाना	0.22					0.22

वर्ष	वर्ष 11	वर्ष 12	वर्ष 13	वर्ष 14	वर्ष 15	वर्ष 16	वर्ष 17	वर्ष 18	वर्ष 19	वर्ष 20	कुल
पाइपलाइन की क्षमता (एमएमटीपीए)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
मानक %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
मानक मात्रा (एमएमटीपीए)	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	120
वास्तविक मात्रा (एमएमटीपीए)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
समायोजन के बाद मानक मात्रा (एमएमटीपीए)	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	120

(3) मात्रा समायोजन और स्थापना के 10 वर्ष बाद मात्रा

वर्ष	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10
पाइपलाइन की क्षमता (एमएमटीपीए)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
मानक%	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100
मानक मात्रा (एमएमटीपीए)	2.2 5	2.6 3	3.0 0	3.3 8	3.7 5	4.5 0	5.2 5	6.0 0	6.7 5	7.5 0
वास्तविक मात्रा (एमएमटीपीए)	2.0 0	2.8 5	3.0 0	3.0 0	3.4 5	4.4 5	5.2 0	5.7 5	6.8 5	8.2 5
समायोजन के बाद मानक मात्रा (एमएमटीपीए)	2.0 0	2.8 5	3.0 0	3.0 0	3.4 5	4.4 5	5.2 0	5.9 5	6.8 5	8.2 5

समायोजन	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10	कुल
अधिशेष (वास्तविक मात्रा > मानक मात्रा)		0.22							0.10	0.75	1.07
घाटा (वास्तविक मात्रा < मानक मात्रा)	0.25			0.38	0.30	0.05	0.05	0.25			1.28
चला जाना	0.25			0.38	0.30	0.05	0.05	0.05			1.07

समायोजन	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10
अधिशेष (वास्तविक मात्रा > मानक मात्रा)		0.22							0.10	0.75
घाटा (वास्तविक मात्रा < मानक मात्रा)	0.25			0.38	0.30	0.05	0.05	0.25		
समायोजन	0.25			0.38	0.30	0.05	0.05	0.25		

समायोजन	वर्ष 11	वर्ष 12	वर्ष 13	वर्ष 14	वर्ष 15	कुल
अधिशेष (वास्तविक मात्रा > मानक मात्रा)	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	8.57
घाटा (वास्तविक मात्रा < मानक मात्रा)						1.28
समायोजन						1.28

टिप्पणियां:

- 'समायोजित क्रेडिट मात्रा' वास्तविक मात्रा और मानक मात्रा के बीच का अंतर है।
- मात्रा समायोजन संचयी समायोजित क्रेडिट मात्रा की अधिकतम सीमा के अधीन किया जाएगा। किसी भी वर्ष में मात्रा समायोजन मानक मात्रा से कम वास्तविक मात्रा में अंतर से अधिक नहीं हो सकता है।
- मात्रा समायोजन की इस प्रकार से अनुमति दी जाएगी कि टैरिफ के लिए विचार की गई मात्रा, आर्थिक जीवन पर भावी आधार पर संचयी मानक मात्रा से कम नहीं होगी।
- इस प्रकार के मात्रा समायोजन की पहले आओ पहले पाओ के आधार पर अनुमति दी जाएगी।
- आर्थिक जीवन के अंत में, यदि मात्रा का कोई समायोजित क्रेडिट उपलब्ध है, तो वह समाप्त हो जाएगा।
- विनियम 5 के उप-विनियम (1) या उप-विनियम (3) में सूचीबद्ध पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के संबंध में, मात्रा समायोजन उस तिथि से अवधि के लिए लागू होगा जिस दिन से अनुसूची-ख के तहत इसका परिवहन टैरिफ निर्धारित किया जाता है। उससे पहले की अवधि के लिए मात्रा का कोई समायोजन या मुआवजे की अनुमति नहीं दी जाएगी।

8) आर्थिक जीवन

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन का आर्थिक जीवन पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना) विनियम, 2010 में निर्दिष्ट अनुसार होगा।

अधिनियम के अंतर्गत बनाए गए किसी विनियम में किसी बात के होते हुए भी, आर्थिक जीवन पूरा होने से पहले स्पर-लाइनों और अनुबंधित लाइनों सहित पाइपलाइन की लंबाई के पांच प्रतिशत से अधिक पाइपलाइन के किसी भी प्रतिस्थापन पर टैरिफ निर्धारण के लिए विचार नहीं किया जाएगा, यदि ऐसे प्रतिस्थापन के लिए कंपनी द्वारा बोर्ड का अनुमोदन प्राप्त नहीं किया गया है।

9) यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ की गणना की प्रक्रिया

- (1) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण से पहले, बोर्ड अपनी वेबसाइट पर एक सार्वजनिक नोटिस जारी करेगा, जिसमें एक सार्वजनिक परामर्श दस्तावेज़ शामिल होगा, जो हितधारकों (संबंधित कंपनी सहित) को पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण में भाग लेने का अवसर प्रदान करेगा।
- (2) हितधारक (संबंधित कंपनी सहित) सार्वजनिक नोटिस की वेबहोस्टिंग की तारीख से पंद्रह दिनों के भीतर अपनी टिप्पणियां लिखित रूप में प्रस्तुत कर सकते हैं।
- (3) उप-विनियम (2) में निर्दिष्ट हितधारक टिप्पणियों के लिए प्रदान की गई अवधि की समाप्ति पर बोर्ड प्राप्त टिप्पणियों को संबंधित कंपनी को अग्रेषित करेगा ताकि वह प्राप्ति के पंद्रह दिनों के भीतर अपनी प्रतिक्रिया प्रस्तुत कर सकें।
- (4) यदि बोर्ड आवश्यक समझे तो वह एक खुली बैठक बुला सकता है, जिसमें अन्य बातों के साथ-साथ उन हितधारकों को भी आमंत्रित किया जा सकता है जिन्होंने अपनी टिप्पणियां प्रस्तुत की हैं तथा संबंधित प्राधिकृत कंपनी को भी विचार-विमर्श के लिए आमंत्रित किया जा सकता है।
- (5) बोर्ड उपर्युक्त प्रक्रिया पूरी करने तथा एकत्रित सभी सूचनाओं पर विचार करने के पश्चात् आदेश द्वारा पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के लिए परिवहन टैरिफ निर्धारित करेगा तथा उसे अपनी वेबसाइट पर प्रकाशित करेगा।

10) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण

- (1) कंपनी बोर्ड के अनुमोदन के लिए इन विनियमों के लागू होने की तारीख से यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण के लिए डेटा को विनियम 5 के तहत निर्दिष्ट प्रपत्र और समय-सीमा में यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ की अनंतिम गणना के साथ प्रस्तुत करेगी;
- (2) 'यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ' पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के लिए उसके आर्थिक जीवन पर निर्धारित किया जाएगा और इस दौरान समान स्तर बनाया जाएगा -

(क) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के लिए लागू अवधि;

(ख) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ की समाप्ति के बाद लगातार पांच वर्षों की अवधि; और

(ग) किसी भी दो लगातार टैरिफ समीक्षाओं के बीच की अवधि।

- (3) उप-खण्ड (2) के अंतर्गत निर्दिष्ट प्रारंभिक यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ, प्रथम टैरिफ समीक्षा तक की अवधि के लिए लागू होगा, जब तक कि बोर्ड द्वारा उसे संशोधित नहीं किया जाता है;

- (4) कंपनी को प्रत्येक टैरिफ समीक्षा के समय विनियम 6 के तहत निर्दिष्ट प्रपत्र में यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ की गणना तीन महीने के भीतर प्रस्तुत करनी होगी -

क) प्रारंभिक यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के बाद लगातार पांच वर्षों के अंतिम वर्ष की समाप्ति पर; या

ख) पूर्ववर्ती टैरिफ समीक्षा अवधि की समाप्ति पर:

बशर्ते कि गणना में वास्तविक लागत, वित्तीय और प्रचालन संबंधी आंकड़ों या बोर्ड द्वारा मानक रूप से मूल्यांकित आंकड़ों पर विचार किया जाएगा, जो भी उप-खंड (क) या (ख) के तहत निर्दिष्ट अवधि के संबंध में कम हो, जैसा भी मामला हो।

(5) प्रारंभिक यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ और टैरिफ समीक्षा के तहत निर्धारित टैरिफ में भिन्नता के कारण समायोजन डीसीएफ गणना में किया जाएगा और विशिष्ट मानदंड पर टैरिफ अगली समीक्षा तक ग्राहकों से भावी आधार पर वसूला जाएगा अर्थात् टैरिफ उस महीने के बाद के महीने के पहले दिन से लागू होगा, जिसमें बोर्ड द्वारा टैरिफ आदेश जारी किया गया है।

(6) प्रारंभिक यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ या किसी टैरिफ समीक्षा के बाद लगातार पांच वर्षों के दौरान पूंजी, प्रचालन लागत और मात्रा में वास्तविक संबंध के साथ भिन्नता के कारण समायोजन, आवश्यकतानुसार संबंधित वर्षों में डीसीएफ गणना में किया जाएगा।

(7) 'बोर्ड' स्वयं या कंपनी के अनुरोध पर, दो टैरिफ समीक्षाओं के बीच किसी भी समय यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ की समीक्षा कर सकता है, जैसा भी मामला हो, जिसमें निम्नलिखित बातों पर विचार किया जाएगा-

क) नियोजित पूंजी पर रिटर्न की दर को बढ़ाने के लिए उपयोग की जाने वाली आयकर की लागू नाममात्र दर;

ख) यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण में उपयोग किए जाने वाले किसी भी मापदंड में अचानक परिवर्तन।

(8) प्रारंभिक यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ, प्रारंभिक यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के बाद लगातार पांच वित्तीय वर्षों की अवधि के लिए यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ तथा उसके बाद किसी भी टैरिफ समीक्षा के पश्चात् निर्धारित यूनिट पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ तब तक लागू रहेंगे जब तक कि उन्हें बोर्ड द्वारा संशोधित नहीं कर दिया जाता है।

डीसीएफ गणना का एक उदाहरण अनुसूची-ख के अनुलग्नक-3 में दिया गया है।

अनुसूची-ख का अनुलग्नक-1
पूंजीगत लागत का सार

क्र.सं.	मदों का विवरण	अतिरिक्त विवरण	राशि (₹/ लाख)
1.	सर्वेक्षण और क्षेत्रीय इंजीनियरिंग (विवरण अनुलग्नक 1(क) में)		
2.	भूमि		
		स्टेशन	
		आरसीपी/ एसवी	
		अन्य (विवरण अनुलग्नक-1(ख) में है)	
		उप योग	
3.	आरओयू मुआवजा		

क्र.सं.	मदों का विवरण	अतिरिक्त विवरण	राशि (₹/ लाख)
4.	फसल मुआवजा		
5.	आरओयू के लिए अनुमतियाँ		
6.	मेनलाइन पाइप (लेपित) (विवरण अनुलग्नक-1(ग) में)		
7.	मेनलाइन निर्माण (विवरण अनुलग्नक-1(घ) में)		
8.	पंप स्टेशन और टर्मिनल (विवरण अनुलग्नक-1(ड.) में दिया गया है)		
		सिविल	
		इलेक्ट्रिकल	
		मैकेनिकल	
		इंस्ट्रुमेंटेशन; एफएंडजी	
		उप योग	
9.	आरसीपी/ एसवी स्टेशन		
		सिविल	
		इलेक्ट्रिकल	
		मैकेनिकल (एम/एल सामग्री)	
		इंस्ट्रुमेंटेशन; एफएंडजी	
		उप योग	
10.	कैथोडिक सुरक्षा		
11.	दूरसंचार और टेली पर्यवेक्षण (स्काडा)		
		उप-योग (1-11)	
12.	आकस्मिक व्यय		
13.	परियोजना प्रबंधन और इंजीनियरिंग, बीमा		
14.	कॉर्पोरेट पर्यावरणीय जिम्मेदारी		
		आईडीसी और मार्जिन मनी के बिना कुल परियोजना लागत	
15.	निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)		
16.	कार्यशील पूंजी के लिए मार्जिन मनी		
		कुल परियोजना लागत	

अनुलग्नक-1(क)

सर्वेक्षण व्यय का प्रारूप

क्र.सं.	मदों का विवरण	राशि (₹/ लाख)
1	टोही सर्वेक्षण	
2	जनसंख्या घनत्व सूचकांक	
3	विस्तृत इंजीनियरिंग सर्वेक्षण	
4	अन्य सर्वेक्षण, यदि कोई हो (कृपया प्रत्येक सर्वेक्षण का नाम और उसकी लागत का उल्लेख करें)	

अनुलग्नक-1(ख)

क्र.सं.	विवरण	राशि (₹/ लाख)
1	कॉलोनिर्यों/ टाउनशिप के लिए भूमि की आवश्यकता	
2	भूमि (अन्य का उल्लेख किया जाए)	

अनुलग्नक-1(ग)

क्र.सं.	पाइपलाइन का व्यास	मात्रा (कि.मी.)	राशि (₹/ लाख)
1			
2			

अनुलग्नक-1(घ)

क्र.सं.	पाइपलाइन का व्यास	मात्रा (कि.मी.)	मान/इंच कि.मी.	एचडीडी/ ओपन कट	राशि (₹/ लाख)
1					
2					

अनुलग्नक-1(ड.)

क्र.सं.	विवरण	प्रकार (सिविल, इलेक्ट्रिकल, मैकेनिकल इंस्ट्रुमेंटेशन)	राशि (₹/ लाख)
1	प्राइम मूवर्स (एमएलपीयू) सहित मेनलाइन पंपिंग यूनिटें		
2	वाल्व		
3	सम्प पंप और मोटर		
4	स्क्रेपर बैरल		
5	फॉयर अलार्म एवं पहचान प्रणाली		
6	अग्नि हाइड्रेंट नेटवर्क और संबंधित सुविधाएं		
7	पावर-सह-मोटर नियंत्रण केंद्र (पीसीसी/ एमसीसी)		
8	पीएलसी आधारित नियंत्रण प्रणाली		
9	नियंत्रण भवन, आदि		

अनुलग्नक-1 (च)
लाभ एवं हानि लेखा (\$ (₹/लाख))

क्र.सं.	विवरण	वर्ष 11	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	----- ---	वर्ष 25
1	कुल अंतर्वाह						
क	पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ से राजस्व						
2	कुल प्रचालन लागत बहिर्वाह(*)						
क	उपभोग्य वस्तुएं और रसायन						
ख	उपयोगिताएँ- (बिजली, ईंधन और पानी)						
ग	वेतन						
घ	मरम्मत और रखरखाव						
ड.	सामान्य प्रशासनिक व्यय (प्राधिकार के अनुदान के अनुसार बोली बांड और प्रदर्शन बांड पर बैंक शुल्क सहित)						
च	कोई अन्य व्यय (विस्तृत विवरण)						
छ	बीमा (ऑन लाइन-फिल मात्रा सहित)						
3	मूल्यहास ब्याज और कर-पूर्व लाभ (पीबीडीआईटी) (1 - 2)						
4	उपर्युक्त व्ययों के लिए कार्यशील पूंजी की आवश्यकता में उपयोग की गई सीमा तक कार्यशील पूंजी उधार पर ब्याज (दरों सहित)						
5	सावधि ऋण पर ब्याज (दरों सहित)						
6	मूल्यहास और कर पूर्व लाभ (पीबीडीटी) (3-4-5)						
7	एसएलएम आधार पर मूल्यहास और बट्टे खाते में दिया गया विविध व्यय (प्रत्येक का ब्यौरा दें)						
8	कर-पूर्व लाभ (पीबीटी) (6-7)						
9	कर प्रावधान (प्रचलित आयकर नियमों के अनुसार प्रावधान)						
10	कर पश्चात् लाभ (पीएटी) (8-9)						
	प्रचालन से नकदी (सीएफओ) (10+7) - नकदी प्रवाह शीट में स्थानांतरित किया जाए						

(\$) वास्तविक या अनुमानित, जहाँ भी लागू हो।

(*) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन के परिवहन से परे सभी प्रत्यक्ष, अप्रत्यक्ष और आवंटित सामान्य लागत को छोड़कर। वित्तीय लागत और बिक्री व्यय शामिल नहीं किया जाना चाहिए।

टिप्पणियाँ:

1. जहां भी लागू हो, लेखापरीक्षित लाभ-हानि लेखा की प्रति संलग्न की जाए।
2. वास्तविक आंकड़ों के संबंध में, जहां भी आंकड़े लेखापरीक्षित लेखा बही खातों से मेल नहीं खाते हैं, वहां चार्टर्ड अकाउंटेंट द्वारा विधिवत् प्रमाणित लेखा बही/लेखापरीक्षित परीक्षण बकाया के साथ मिलान किया जाना चाहिए।

अनुलग्नक-1 (छ)**वार्षिक प्रचालन लागत का सार**

क्र.सं.	मदों का विवरण	अतिरिक्त विवरण	राशि (₹/ लाख)
क	परिवर्तनीय प्रचालन लागत		
1.	पावर (प्राइम मूवर के लिए)		
2.	रासायनिक		
3.	अन्य	उप योग	
ख	निश्चित परिचालन लागत		
3.	जनशक्ति		
4.	सामान्य प्रशासनिक व्यय		
5.	आरओयू की निगरानी		
6.	पाइपलाइन ट्रांसमिशन हानि (0.05% -		
7.	मरम्मत और रखरखाव		
7क	मेनलाइन		
7ख	पम्प स्टेशन और अन्य		
8.	अन्य		
		पूर्ण योग	
		कुल वार्षिक प्रचालन लागत	

अनुलग्नक-1(ज)

नकदी प्रवाह विवरण

		निर्माण की अवधि			आर्थिक जीवन			
क्र.सं.	वर्ष	वर्ष-3	वर्ष-2	वर्ष-1	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-3	----- वर्ष 25
1	निधियों का स्रोत							
क	इक्विटी या वरीयता हिस्सेदारी (*)							
ख	सावधि ऋण और अल्पावधि ऋण							
ग	प्रचालन से नकदी							
घ	कार्यशील पूंजी के लिए बैंक से उधार							
ड.	अन्य (कृपया उल्लेख करें)							
2	निधियों का उपयोग							
क	पूंजीगत व्यय							
ख	सामान्य/अतिरिक्त पूंजीगत व्यय							
ग	निवल कार्यशील पूंजी में वृद्धि या (कमी)							
घ								
ड.	ऋण चुकाना							
च	इक्विटी धारकों को लाभांश							
छ	वितरण योग्य लाभ पर कर							
	अन्य (कृपया उल्लेख करें)							
3	नकद अधिशेष या (घाटा)							
क	प्रारंभिक नकद शेष							
ख	अंतिम नकद शेष							

(*) ऋण मुक्ति का विवरण दिया जाए।

अनुलग्नक 1(i)

तुलन-पत्र \$

वर्ष	निर्माण की अवधि			आर्थिक जीवन				
	वर्ष 3	वर्ष 2	वर्ष 1	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	-----
परिसंपत्तियां								
सकल अचल परिसंपत्तियां								
घटा: संचित मूल्यहास (*)								
निवल नियत परिसंपत्तियां								
कुल वर्तमान परिसंपत्तियां								
नकदी और बैंक शेष								
निवेश								
विविध अचल परिसंपत्तियां								
आस्थगित राजस्व व्यय								
अन्य (कृपया निर्दिष्ट करें)								
देयताएं								
नया मूल्य								
शेयर पूंजी								
वरीयता शेयर पूंजी (**)								
भंडार								
ऋण								
रूपया अवधि ऋण								
एफसी अवधि ऋण								
कार्यशील पूंजी के लिए बैंक ऋण								
अन्य (कृपया निर्दिष्ट करें)								

(\$) वास्तविक या अनुमान, जहाँ भी लागू हो।

(*) परिसंपत्ति शीर्ष-वार मूल्यहास गणना प्रदान की जाए।

(**) गैर-प्रतिदेय तक। प्रतिदेय अधिमान्य पूंजी को ऋण के अंतर्गत दर्शाया जाएगा।

टिप्पणियाँ:

क) जहाँ भी लागू हो, लेखापरीक्षित तुलन-पत्र की प्रति संलग्न की जाए।

ख) वास्तविक आंकड़ों के संबंध में जहाँ भी आंकड़े लेखापरीक्षित लेखा बही खातों से मेल नहीं खाते हैं, वहाँ लेखा बही खातों/लेखापरीक्षित परीक्षण शेषों के साथ मिलान करके किसी कार्यरत चार्टर्ड अकाउंटेंट द्वारा विधिवत् प्रमाणित किया जाना आवश्यक है।

अनुसूची-ख का अनुलग्नक-2

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन टैरिफ के लिए नियोजित कुल पूंजी पर रिटर्न के निर्धारण में स्थिर परिसंपत्ति का प्रबंधन

कुल नियोजित पूंजी पर रिटर्न के निर्धारण में पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में अचल परिसंपत्तियों पर विचार करने का आधार निम्नलिखित मानदंडों के अनुसार होगा:-

- (1) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन में अचल परिसंपत्ति एक मूर्त परिसंपत्ति है जिसका उपयोगी प्रचालन जीवन एक वर्ष से अधिक है तथा यह पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन टैरिफ के माध्यम से राजस्व सृजन का अभिन्न अंग है। प्रतिभूतियों में निवेश, साख, चालू परिसंपत्तियां, संचित हानि जो बढ़े खाते में नहीं डाली गई है, कार्य-प्रगति पर, आदि अचल परिसंपत्तियां नहीं हैं।
- (2) पुनर्मूल्यांकन या घाटे के पूंजीकरण के कारण अचल परिसंपत्ति की ऐतिहासिक लागत में कोई भी परिवर्तन नहीं माना जाएगा। तथापि, किसी भी अचल परिसंपत्ति के सुधार, संशोधन, विस्तार या प्रतिस्थापन में होने वाली लागत को भारतीय चार्टर्ड अकाउंटेंट्स संस्थान के अनिवार्य लेखांकन मानकों में निर्धारित प्रबंधन के अनुरूप माना जाएगा।
- (3) केवल पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन के लिए आवश्यक सुविधाएं लगाने के लिए खरीदी गई और उपयोग की गई भूमि की लागत पर विचार किया जाएगा। किसी भी भावी उपयोग के लिए खरीदी गई भूमि (जैसे कि पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन में क्षमता के विस्तार के लिए आवश्यक सुविधाएं लगाने के लिए) पर केवल तभी विचार किया जाएगा जब उसका उपयोग किया गया हो।
- (4) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन परियोजना के आर्थिक जीवन की समाप्ति तक किसी अचल परिसंपत्ति को "रोलिंग आधार" पर नियोजित पूंजी पर रिटर्न के लिए माना जाएगा, बशर्ते कि इसे बंद न किया गया हो। अचल परिसंपत्ति के बंद होने पर, इसकी बिक्री या स्क्रेपिंग से प्राप्त मूल्य को डीसीएफ गणना में एक परियोजना प्रवाह के रूप में माना जाना चाहिए। आर्थिक जीवन के अंतिम वर्ष में, अचल परिसंपत्ति का अवशिष्ट मूल्य, जो मूल लागत में से संचित मूल्यहास की राशि को घटाकर प्राप्त अंतर है, को पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन टैरिफ के लिए डीसीएफ गणनाओं में एक परियोजना प्रवाह के रूप में माना जाएगा।
- (5) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में लाइन-फिल मात्रा का प्रबंधन नीचे उल्लेख की गई प्रक्रिया के अनुसार किया जाएगा:-
 - क) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में लाइन-फिल के रूप में आवश्यक पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन की मात्रा का आकलन, जब भी चालू किया जाएगा, सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विनिर्देशों के लिए प्रासंगिक विनियमों में निर्दिष्ट किया जाएगा।
 - ख) पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के लाइन-फिल मूल्य और भारित औसत पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन टैरिफ के निर्धारण के लिए नियोजित कुल पूंजी में शामिल मूल्य को एक गैर-मूल्यहासकारी स्थिर परिसंपत्ति के रूप में माना जाएगा और मूल्य परियोजना के आर्थिक जीवन पर स्थिर रहेगा।

- ग) लाइन-फिल मात्रा का मूल्य, पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के चालू होने के समय पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के इंजेक्शन बिंदु पर पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की औसत लागत से लाइन-फिल की मात्रा को गुणा करके प्राप्त किया जाएगा।
- घ) परियोजना के आर्थिक जीवन के अंत में लाइन-फिल मात्रा का निस्तारण मूल्य उप-खण्ड (ख) के अंतर्गत निर्दिष्ट पूंजीकरण के समय निर्धारित मूल्य के बराबर होगा तथा इसे परियोजना अंतर्वाह माना जाएगा।

अनुसूची-ख का अनुलग्नक-3

एलपीजी पाइपलाइन के लिए उदाहरण-1

एलपीजी परिवहन के लिए 770 कि.मी. की रेल दूरी वाली एलपीजी पाइपलाइन में ए पर एक इंजेक्शन पॉइंट और बी, सी और डी पर कई टैप-ऑफ पॉइंट (टीओपी) होने का अनुमान है। उत्पाद प्रवाह को केवल ए पर इंजेक्शन से टीओपी बी तक माना जाता है जो 770 कि.मी. की दूरी पर है। पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2010 की अधिसूचना के बाद पाइपलाइन चालू हो गई है।

पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन परिवहन टैरिफ, को इन विनियमों के लागू होने की तिथि तक, पाइपलाइन मार्ग पर समतुल्य रेल दूरी के लिए ट्रेन लोड के आधार पर मूल काल्पनिक रेलवे माल भाड़ा के अनुसार बेंचमार्किंग के माध्यम से निर्धारित किया जाता है। एलपीजी के लिए पाइपलाइन शुल्क को वर्ग 165 के अंतर्गत मूल काल्पनिक रेलवे माल भाड़ा के 100 प्रतिशत पर बेंचमार्क किया जाता है।

पाइपलाइन की क्षमता 2.67 एमएमटीपीए मानी गई है और व्यास 12" माना गया है तथा यह भी माना गया है कि पाइपलाइन का प्रचालन 2017 से शुरू हो गया है।

परिवहन किए गए उत्पाद की वास्तविक मात्रा को मानक मात्रा (एमएमटीपीए में) के आधार पर नीचे दी गई तालिका के अनुसार माना गया है:

वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10	वर्ष 11	वर्ष 12	वर्ष 13
0.6	0.70	0.80	0.90	1.00	1.20	1.40	1.60	1.80	2.00	2.00	2.00	2.00

वर्ष 14	वर्ष 15	वर्ष 16	वर्ष 17	वर्ष 18	वर्ष 19	वर्ष 20	वर्ष 21	वर्ष 22	वर्ष 23	वर्ष 24	वर्ष 25
2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

पहले वर्ष के लिए पूंजीगत व्यय ₹ 1,478 करोड़ और प्रचालन व्यय ₹ 77 करोड़ माना गया है, जिसमें प्रतिवर्ष 3 प्रतिशत की वृद्धि होगी। रेलवे टैरिफ के आधार पर वित्तवर्ष 2017 से वित्तवर्ष 2024 तक टैरिफ दरें इस प्रकार हैं:

वर्ष	वित्त वर्ष 2017	वित्त वर्ष 2018	वित्त वर्ष 2019(*)	वित्त वर्ष 2020	वित्त वर्ष 2021
रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन)	1,244.60	1,244.60	1,244.60	1,353.50	1,353.50
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन)	1,244.60	1,244.60	1,244.60	1,353.50	1,353.50
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	1.62	1.62	1.62	1.76	1.76

(*) सुविधा के उद्देश्य से वित्त वर्ष 2018 के रेलवे टैरिफ को वित्त वर्ष 2018 के समान माना गया है, तथापि उक्त रेलवे टैरिफ को 01.11.2018 से संशोधित किया गया था।

वर्ष	वित्त वर्ष 2022	वित्त वर्ष 2023	वित्त वर्ष 2024
रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन)	1,353.50	1,353.50	1,353.50
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन)	1,353.50	1,353.50	1,353.50
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	1.76	1.76	1.76

इन 8 वर्षों का नकदी प्रवाह नीचे तालिका में दिया गया है:

वर्ष	गणना	वर्ष-1	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	क	-	1.62	1.62	1.62	1.76
नकद प्राप्ति						
राजस्व (₹/करोड़)	ख = क* आयतन	-	74.84	87.32	99.79	121.97
नकद व्यय						
पूँजीगत व्यय (₹/करोड़)	ग	1,478.40	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	घ	-	77.00	79.31	81.69	84.14
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	ख - ग - घ	(1,478.40)	(2.16)	8.01	18.10	37.83

वर्ष	गणना	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	क	1.76	1.76	1.76	1.76
नकद प्राप्ति					
राजस्व (₹/करोड़)	ख=क* आयतन	135.52	162.62	189.73	216.83
नकद व्यय					
पूँजीगत व्यय (₹/करोड़)	ग	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	घ	86.66	89.26	91.94	94.70
परियोजना के लिए कर-पूर्व शुद्ध नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	ख - ग - घ	48.86	73.36	97.79	122.13

वित्त वर्ष 2025 से टैरिफ दरों की गणना लागत प्लस आधार पर की जाती है। नकदी प्रवाह (मुख्य रूप से राजस्व और बदले में टैरिफ) की गणना इस तरह की जाती है कि परियोजना रिटर्न पूरे आर्थिक जीवन में कर पश्चात्

12 प्रतिशत पर सीमित हो। नकदी प्रवाह और संबंधित स्तरीकृत टैरिफ, जो 12 प्रतिशत की दर से कर के बाद रिटर्न देते हैं, नीचे दी गई तालिका के अनुसार हैं:

वर्ष	वर्ष 9	वर्ष 10	वर्ष 11	वर्ष 12	वर्ष 13	वर्ष 14	वर्ष 15	वर्ष 16	वर्ष 17
परिकलित टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72
नकद प्राप्ति									
राजस्व (₹/करोड़)	792.79	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88
नकद व्यय									
पूँजीगत व्यय (₹/करोड़)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	97.54	100.47	103.48	106.59	109.78	113.08	116.47	119.96	123.56
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	695.25	780.41	777.40	774.29	771.10	767.80	764.41	760.92	757.32

वर्ष	वर्ष 18	वर्ष 19	वर्ष 20	वर्ष 21	वर्ष 22	वर्ष 23	वर्ष 24	वर्ष 25
परिकलित टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72
नकद प्राप्ति								
राजस्व (₹/करोड़)	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88
नकद व्यय								
पूँजीगत व्यय (₹/करोड़)	-	-	-	-	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	127.27	131.09	135.02	139.07	143.24	147.54	151.97	156.53
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	753.61	749.79	745.86	741.81	737.64	733.34	728.91	724.35

पीओएल पाइपलाइन का उदाहरण-2

पीओएल परिवहन करने वाली 770 कि.मी. की समतुल्य रेल दूरी वाली पीओएल पाइपलाइन में ए पर एक इंजेक्शन बिंदु और बी, सी और डी पर कई टैप-ऑफ पॉइंट (टीओपी) होने का अनुमान है। उत्पाद प्रवाह केवल ए पर इंजेक्शन से टीओपी बी तक माना जाता है जो 770 कि.मी. की दूरी पर है। पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2010 की अधिसूचना के बाद पाइपलाइन चालू हो गई है।

इस अधिसूचना की तिथि तक ऐसी पाइपलाइनों के लिए पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ पाइपलाइन मार्ग के साथ समतुल्य रेल दूरी के लिए ट्रेन लोड के आधार पर मूल काल्पनिक रेलवे माल के अनुसार बेंचमार्किंग के माध्यम से निर्धारित किए जाते हैं। पेट्रोलियम उत्पादों (एमएस, एचएसडी, और एटीएफ आदि) के लिए पाइपलाइन टैरिफ को वर्ग 180क के तहत मूल काल्पनिक रेलवे माल के 75 प्रतिशत पर बेंचमार्क किया गया है।

पाइपलाइन की क्षमता 2.67 एमएमटीपीए मानी गई है और व्यास 12" माना गया है तथा पाइपलाइन का प्रचालन 2017 से शुरू होने की उम्मीद है।

नीचे दी गई तालिका के अनुसार वास्तविक मात्रा को मानक मात्रा (एमएमटीपीए में) के आधार पर माना गया है:

वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10	वर्ष 11	वर्ष 12	वर्ष 13
0.6	0.70	0.80	0.90	1.00	1.20	1.40	1.60	1.80	2.00	2.00	2.00	2.00

वर्ष 14	वर्ष 15	वर्ष 16	वर्ष 17	वर्ष 18	वर्ष 19	वर्ष 20	वर्ष 21	वर्ष 22	वर्ष 23	वर्ष 24	वर्ष 25
2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

पहले वर्ष के लिए पूंजीगत व्यय ₹1,293.60 करोड़ और प्रचालन व्यय ₹77 करोड़ माना गया है, जिसमें प्रति वर्ष 3.00 प्रतिशत की वृद्धि होगी। रेलवे टैरिफ के आधार पर 2017 से 2023 तक टैरिफ दरें इस प्रकार हैं:

वर्ष	वित्त वर्ष 2017	वित्त वर्ष 2018	वित्त वर्ष 2019	वित्त वर्ष 2020	वित्त वर्ष 2021
रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन)	1,357.70	1,357.70	1,357.70	1,357.70	1,357.70
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन)	1018.28	1018.28	1018.28	1018.28	1018.28
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32

वर्ष	वित्त वर्ष 2022	वित्त वर्ष 2023	वित्त वर्ष 2024
रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन)	1,357.70	1,357.70	1,357.70
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन)	1018.28	1018.28	1018.28
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	1.32	1.32	1.32

इन 8 वर्षों का नकदी प्रवाह नीचे तालिका में दर्शाया गया है:

वर्ष	गणना	वर्ष-1	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	क		1.32	1.32	1.32	1.32
नकद प्राप्ति						
राजस्व (₹/करोड़)	ख= क* आयतन	-	61.10	71.28	81.46	91.65
नकद व्यय						
पूंजीगत व्यय (₹/करोड़)	ग	1,293.60	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	घ	-	77.00	79.31	81.69	84.14
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	ख - ग - घ	(1,293.60)	(15.90)	(8.03)	(0.23)	7.51

वर्ष	गणना	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8
पाइपलाइन टैरिफ(₹/मी.टन/कि.मी.)	क	1.32	1.32	1.32	1.32
नकद प्राप्ति					
राजस्व (₹/करोड़)	ख=क* आयतन	101.83	122.19	142.56	162.92
नकद व्यय					
पूंजीगत व्यय (₹/करोड़)	ग	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	घ	86.66	89.26	91.94	94.70
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	ख - ग - घ	15.16	32.93	50.62	68.22

वित्त वर्ष 2025 से टैरिफ दरों की गणना लागत प्लस आधार पर की जाती है। नकदी प्रवाह (मुख्य रूप से राजस्व और बदले में टैरिफ) की गणना इस तरह की जाती है कि परियोजना रिटर्न पूरे आर्थिक जीवन में कर पश्चात् 12 प्रतिशत पर सीमित हो। नकदी प्रवाह और संबंधित स्तरीकृत टैरिफ, जो 12 प्रतिशत की दर से कर के बाद रिटर्न देते हैं, नीचे दी गई तालिका के अनुसार हैं:

वर्ष	वर्ष 9	वर्ष 10	वर्ष 11	वर्ष 12	वर्ष 13	वर्ष 14	वर्ष 15	वर्ष 16	वर्ष 17
परिकलित टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47
नकद प्राप्ति									
राजस्व (₹/करोड़)	758.14	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38
नकद व्यय									
पूंजीगत व्यय (₹/करोड़)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	97.54	100.47	103.48	106.59	109.78	113.08	116.47	119.96	123.56
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	660.60	741.91	738.90	735.79	732.60	729.30	725.91	722.42	718.82

वर्ष	वर्ष 18	वर्ष 19	वर्ष 20	वर्ष 21	वर्ष 22	वर्ष 23	वर्ष 24	वर्ष 25
परिकलित टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47
नकद प्राप्ति								
राजस्व (₹/करोड़)	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38
नकद व्यय								
पूंजीगत व्यय (₹/करोड़)	-	-	-	-	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	127.27	131.09	135.02	139.07	143.24	147.54	151.97	156.53
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	715.11	711.29	707.36	703.31	699.14	694.84	690.41	685.85

मल्टी-टैप ऑफ पॉइंट एलपीजी पाइपलाइन का उदाहरण-3

उत्पाद परिवहन करने वाली 910 कि.मी. लंबी एलपीजी पाइपलाइन में ए पर एक इंजेक्शन बिंदु और बी, सी और डी पर कई टैप-ऑफ पॉइंट (टीओपी) होने का अनुमान है। टीओपी बी 770 कि.मी. की दूरी पर है, टीओपी सी 880 कि.मी. की दूरी पर है और टीओपी डी 910 कि.मी. की दूरी पर है। उत्पाद प्रवाह ए से तीनों टैप-ऑफ (टीओपी) बिंदुओं तक समान रूप से माना जाता है। पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ निर्धारण) विनियम, 2010 की अधिसूचना के बाद पाइपलाइन चालू हो गई है।

पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइन परिवहन टैरिफ, को इन विनियमों के लागू होने की तिथि तक, पाइपलाइन मार्ग पर समतुल्य रेल दूरी के लिए ट्रेन लोड के आधार पर मूल काल्पनिक रेलवे माल भाड़ा के अनुसार बेंचमार्किंग के माध्यम से निर्धारित किया जाता है। एलपीजी के लिए पाइपलाइन टैरिफ को वर्ग 165 के तहत मूल काल्पनिक रेलवे माल भाड़ा के 100 प्रतिशत पर बेंचमार्क किया जाता है।

पाइपलाइन की क्षमता 2.67 एमएमटीपीए मानी गई है और व्यास 12" माना गया है तथा माना गया है कि पाइपलाइन का प्रचालन वर्ष 2017 से शुरू हो गया है।

परिवहन किए गए उत्पाद की वास्तविक मात्रा को नीचे दी गई तालिका के अनुसार 3 वितरण बिंदुओं (एमएमटीपीए में) में विभाजित मानक मात्रा के आधार पर माना गया है:

मात्राओं पर नीचे दी गई तालिका के अनुसार विचार किया गया है:

मार्ग	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10	वर्ष 11	वर्ष 12	वर्ष 13
ए-बी	0.20	0.23	0.27	0.30	0.33	0.40	0.47	0.53	0.60	0.67	0.67	0.67	0.67
ए-सी	0.20	0.23	0.27	0.30	0.33	0.40	0.47	0.53	0.60	0.67	0.67	0.67	0.67
ए-डी	0.20	0.23	0.27	0.30	0.33	0.40	0.47	0.53	0.60	0.67	0.67	0.67	0.67

मार्ग	वर्ष 14	वर्ष 15	वर्ष 16	वर्ष 17	वर्ष 18	वर्ष 19	वर्ष 20	वर्ष 21	वर्ष 22	वर्ष 23	वर्ष 24	वर्ष 25
ए-बी	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
ए-सी	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
ए-डी	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67

पहले वर्ष के लिए पूंजीगत व्यय ₹ 1,578 करोड़ और प्रचालन व्यय ₹ 88 करोड़ माना गया है, जिसमें प्रति वर्ष 3 प्रतिशत की वृद्धि होगी। रेलवे टैरिफ के आधार पर वित्त वर्ष 2017 से वित्त वर्ष 2024 तक टैरिफ दरें इस प्रकार हैं:

वर्ष	वित्त वर्ष 2017	वित्त वर्ष 2018	वित्त वर्ष 2019(*)	वित्त वर्ष 2020	वित्त वर्ष 2021
रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन) - टीओपी बी	1,244.60	1,244.60	1,244.60	1,353.50	1,353.50
रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन) - टीओपी सी	1390.50	1390.50	1390.50	1512.10	1512.10

रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन) - टीओपी डी	1463.10	1463.10	1463.10	1591.10	1591.10
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन) - टीओपी बी	1,244.60	1,244.60	1,244.60	1,353.50	1,353.50
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन) - टीओपी सी	1390.50	1390.50	1390.50	1512.10	1512.10
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन) - टीओपी डी	1463.10	1463.10	1463.10	1591.10	1591.10

(*) सुविधा के उद्देश्य से वित्त वर्ष 2018 के रेलवे टैरिफ को वित्त वर्ष 2018 के समान माना गया है तथापि उक्त रेलवे टैरिफ को 01.11.2018 से संशोधित किया गया था।

वर्ष	वित्त वर्ष 2022	वित्त वर्ष 2023	वित्त वर्ष 2024
रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन) - टीओपी बी	1,353.50	1,353.50	1,353.50
रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन) - टीओपी सी	1512.10	1512.10	1512.10
रेलवे माल भाड़ा (₹/मी.टन) - टीओपी डी	1591.10	1591.10	1591.10
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन) - टीओपी बी	1,353.50	1,353.50	1,353.50
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन) - टीओपी सी	1512.10	1512.10	1512.10
पाइपलाइन टैरिफ (₹/मी.टन) - टीओपी डी	1591.10	1591.10	1591.10

इन 8 वर्षों का नकदी प्रवाह नीचे दी गई तालिका के अनुसार है:

वर्ष	गणना	वर्ष-1	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8
नकद प्राप्ति										
राजस्व (₹/करोड़)	ख=क* आयतन	-	81.96	95.62	109.29	133.70	148.56	178.27	207.98	237.69
नकद व्यय										
पूँजीगत व्यय (₹/करोड़)	ग	1,578.40	-	-	-	-	-	-	-	-
परिचालन व्यय (₹/करोड़)	घ	-	88.00	90.64	93.36	96.16	99.04	102.02	105.08	108.23
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	ख - ग - घ	(1,578.40)	(6.04)	4.98	15.93	37.54	49.51	76.25	102.90	129.46

वित्त वर्ष 2025 से टैरिफ दरों की गणना लागत प्लस आधार पर की जाती है। नकदी प्रवाह (मुख्य रूप से राजस्व और बदले में टैरिफ) की गणना इस तरह की जाती है कि परियोजना रिटर्न पूरे आर्थिक जीवन में कर पश्चात् 12 प्रतिशत पर सीमित

हो। नकदी प्रवाह और संबंधित स्तरीकृत टैरिफ, जो 12 प्रतिशत की दर से कर के बाद रिटर्न देते हैं, नीचे दी गई तालिका के अनुसार हैं:

वर्ष	वर्ष 9	वर्ष 10	वर्ष 11	वर्ष 12	वर्ष 13	वर्ष 14	वर्ष 15	वर्ष 16	वर्ष 17
परिकलित टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57
नकद प्राप्ति									
राजस्व (₹/करोड़)	855.45	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50
नकद व्यय									
पूँजीगत व्यय (₹/करोड़)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	111.48	114.82	118.26	121.81	125.47	129.23	133.11	137.10	141.21
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	743.98	835.68	832.24	828.69	825.04	821.27	817.40	813.40	809.29

वर्ष	वर्ष 18	वर्ष 19	वर्ष 20	वर्ष 21	वर्ष 22	वर्ष 23	वर्ष 24	वर्ष 25
परिकलित टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57
नकद प्राप्ति								
राजस्व (₹/करोड़)	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50
नकद व्यय								
पूँजीगत व्यय (₹/करोड़)	-	-	-	-	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	145.45	149.81	154.31	158.94	163.71	168.62	173.68	178.89
परियोजना के लिए कर- पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	805.05	800.69	796.19	791.57	786.80	781.89	776.83	1,050.47

पाइपलाइन के निविदा आमंत्रण का उदाहरण-4

उत्पाद परिवहन करने वाली 770 कि.मी. लंबी पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन में ए पर एक इंजेक्शन बिंदु और बी, सी और डी पर कई टैप-ऑफ पॉइंट (टीओपी) होने का अनुमान है। उत्पाद प्रवाह केवल ए पर इंजेक्शन से टीओपी बी तक माना जाता है जो 770 कि.मी. की दूरी पर है। पाइपलाइन को विनियम 3 के उप विनियम 5 के तहत चालू किया गया है और पहले 10 वर्षों के लिए टैरिफ बोली में उद्धृत टैरिफ दर के अनुसार है।

पाइपलाइन की क्षमता 10 एमएमटीपीए मानी गई है और इसका व्यास 24 इंच माना गया है तथा पाइपलाइन का परिचालन 2014 से शुरू होने का अनुमान है। पूँजीगत व्यय और प्रचालन व्यय के आंकड़े बोली दस्तावेजों से प्राप्त माने गए हैं।

परिवहन किए गए उत्पाद की वास्तविक मात्रा को मानक मात्रा (एमएमटीपीए में) के आधार पर नीचे दी गई तालिका के अनुसार माना गया है:

वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10	वर्ष 11	वर्ष 12	वर्ष 13
2.25	2.63	3.00	3.38	3.75	4.50	5.25	6.00	6.75	7.50	7.50	7.50	7.50
वर्ष 14	वर्ष 15	वर्ष 16	वर्ष 17	वर्ष 18	वर्ष 19	वर्ष 20	वर्ष 21	वर्ष 22	वर्ष 23	वर्ष 24	वर्ष 25	
7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	

इन 10 वर्षों के नकदी प्रवाह को नीचे तालिका में दर्शाया गया है:

वर्ष	गणना	वर्ष-1	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5
निश्चित बोली टैरिफ (₹/मी.टन)	क	-	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
परिवर्तनीय बोली टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	ख	-	2.24	2.98	3.46	3.86	4.26
नकद प्राप्ति							
राजस्व (₹/करोड़)	ख= क* आयतन + वी* आयतन* दूरी	-	388.08	603.48	799.26	1,004.61	1,230.08
नकद व्यय							
पूंजीगत व्यय (₹/करोड़)	ग	1,570.80	-	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	घ	-	539.00	555.17	571.83	588.98	606.65
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	ख - ग - घ	(1,570.80)	(150.92)	48.31	227.44	415.63	623.43

वर्ष	गणना	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10
निश्चित बोली टैरिफ (₹/मी.टन)	क	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
परिवर्तनीय बोली टैरिफ (₹/मी.टन/कि.मी.)	वी	4.66	5.06	5.46	5.86	6.26
नकद प्राप्ति						
राजस्व (₹/करोड़)	ख = क* आयतन + वी* आयतन* दूरी	1,614.69	2,045.51	2,522.53	3,045.74	3,615.16

वर्ष	गणना	वर्ष 6	वर्ष 7	वर्ष 8	वर्ष 9	वर्ष 10
नकद व्यय						
पूँजीगत व्यय (₹/करोड़)	ग	-	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	घ	624.85	643.59	662.90	682.79	703.27
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	ख - ग - घ	989.85	1,401.92	1,859.62	2,362.95	2,911.88

प्रचालन 11वें वर्ष से आगे की टैरिफ दरों की गणना 11वें वर्ष के प्रचालन में एनएफए को ध्यान में रखते हुए की जाती है। शेष आर्थिक जीवन (मुख्यतः राजस्व और टैरिफ में परिवर्तन) के लिए नकदी प्रवाह की गणना इस तरह की जाती है कि परियोजना रिटर्न कर के बाद 12 प्रतिशत पर सीमित हो। नकदी प्रवाह और संबंधित स्तरीकृत टैरिफ, जो 12 प्रतिशत की दर से कर के बाद रिटर्न देते हैं, नीचे दी गई तालिका के अनुसार हैं:

वर्ष	वर्ष 11	वर्ष 12	वर्ष 13	वर्ष 14	वर्ष 15	वर्ष 16	वर्ष 17
गणना शुल्क (₹/मी.टन/कि.मी.)	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69
नकद प्राप्ति							
राजस्व (₹/करोड़)	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75
नकद व्यय							
पूँजीगत व्यय (₹/करोड़)	973.90	-	-	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	724.37	746.10	768.49	791.54	815.29	839.74	864.94
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	(721.52)	230.65	208.27	185.21	161.47	137.01	111.81

वर्ष	वर्ष 18	वर्ष 19	वर्ष 20	वर्ष 21	वर्ष 22	वर्ष 23	वर्ष 24	वर्ष 25
गणना शुल्क (₹/मी. टन/कि.मी.)	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69
नकद प्राप्ति								
राजस्व (₹/करोड़)	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75
नकद व्यय								
पूँजीगत व्यय (₹/करोड़)	-	-	-	-	-	-	-	-
प्रचालन व्यय (₹/करोड़)	890.88	917.61	945.14	973.49	1,002.70	1,032.78	1,063.76	1,095.68
परियोजना के लिए कर-पूर्व निवल नकदी प्रवाह आईआरआर (₹/करोड़)	85.87	59.14	31.61	3.26	(25.95)	(56.03)	(87.01)	158.58

वन्दना शर्मा, सचिव

[विज्ञापन-III/4/असा./315/2024-25]

PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD**NOTIFICATION**

New Delhi, 19th July, 2024

F. No. PNGRB/COM/11-PPPL(1)/2024 (E- 5022).—In exercise of the powers conferred by clause (t) of sub-section (2) of section 61 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006 (19 of 2006), the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board hereby makes the following regulations, in supersession of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2010, so as to determine the tariff of Petroleum and Petroleum Product Pipelines:-

1. Short title and commencement

- (1) These regulations may be called the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2024.
- (2) These shall come into force on the 1st day of the month following the date of their publication in the Official Gazette.

2. Definitions

- (1) In these regulations, unless the context otherwise requires, --
 - (a) “Act” means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006 (19 of 2006);
 - (b) “appointed day” means the date of October 1, 2007 when the Central Government notified the establishment of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board;
 - (c) “Board” means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board established under sub-section (1) of the Section 3 of the Act;
 - (d) “Petroleum and Petroleum Products Pipeline” shall have same meaning as defined in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2010;
 - (e) “Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff” means the unit rate of tariff for petroleum and petroleum products pipeline (excluding statutory taxes and levies) in rupees per metric ton (₹/MT) or in rupees per metric ton per kilo meter (₹/MT/KM), rounded off to two decimal place, for transport of petroleum and petroleum products including the impact of storage facilities essential for operating a petroleum and petroleum products pipeline system as common or contract carrier;
 - (f) “Schedule” means the schedule to these regulations;
 - (g) “Tariff review” means the review of the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff after every five consecutive years by the Board with the first tariff review to be done after the end of five consecutive years after the end of the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff period as specified under below:

Provided that the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff so determined at the time of any tariff review shall apply for the period up to the next tariff review:

Provided that the gap between two tariff reviews shall not be less than two consecutive financial years after the end of the financial year in which last tariff fixation occurred:

Provided further that the tariff review can be done earlier in terms of provisions of sub-clause (2) of clause 10 of Schedule B;

- (h) “Tap off point (TOP)” shall have same meaning as defined in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2010.

- (i) “Transportation loss” shall have same meaning as defined in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Access Code for Common Carrier or Contract Carrier Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2016.
- (2) Words and expressions used and not defined in these regulations, but defined in the Act or in the rules or regulations made thereunder, shall have the meanings respectively assigned to them in the Act or in the rules or regulations, as the case may be.

3. Application

These regulations shall apply to an entity:

- (1) authorized by the Central Government before the appointed day and accepted by the Board under regulation 17 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2010 for laying, building, operating, or expanding a petroleum and petroleum products pipeline;
- (2) laying, building, operating, or expanding petroleum and petroleum products pipeline before the appointed day and authorized by the Board under regulation 18 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2010;
- (3) laying, building, operating, or expanding a dedicated pipeline which is converted into a petroleum and petroleum product pipeline under the provisions of sub-regulation (1) or (2) of regulation 19 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2010;
- (4) whose existing petroleum and petroleum product pipeline has been declared as common or contract carrier by the Board under section 20 of the Act, 2006 read with Regulation 10 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Guiding Principles for Declaring or Authorizing Petroleum and Petroleum Products Pipeline as Common Carrier or Contract Carrier) Regulations, 2012;
- (5) authorized by the Board under the regulations prior notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Amendment Regulations, 2023 for laying, building, operating or expanding petroleum and petroleum products pipeline under regulation 5 by following the bidding criteria as specified under clause (a) and clause (b) of sub-regulation (1) of regulation 7 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2010.

4. Determination of petroleum and petroleum products pipeline transportation tariff

Petroleum and petroleum products pipeline tariff in respect of any entity covered under sub-regulations (1) to (5) of regulation 3 of these regulations shall be determined as per the procedure specified in regulation 5, which shall be charged on a non-discriminatory basis.

5. Procedure for determination of tariff for petroleum and petroleum product pipeline

- (1) Tariff for the Petroleum and petroleum products pipeline as specified under sub-regulation (1), (2), (3) or (4) of regulation 3 which has been commissioned before the notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2010 shall be as per procedure at Schedule ‘A’ of regulation 5 of these regulations:

Provided that, if an entity is undertaking/ has already undertaken substantial capex infusion by the way of capacity augmentation, replacement, extension or expansion of the Petroleum and petroleum products pipeline, it may apply to the Board for change of applicable tariff calculation methodology from Schedule A to Schedule

B along with the complete details and justifications and the Board may approve after following the public consultation process as laid down in clause (9) of Schedule B. Once opted for change of tariff calculation methodology from Schedule A to Schedule B by the entity and approved by the Board, entity shall not be entitled to again opt for change of tariff calculation methodology from Schedule B to Schedule A.

- (2) Tariff for the Petroleum and petroleum products pipeline as specified under sub-regulation (1), (2), (3), or (4) of regulation 3 which has been commissioned after the notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2010 shall be as per procedure at Schedule 'B' of regulation 5 of these regulations.
- (3) Tariff for the Petroleum and petroleum products pipeline as specified under sub-regulation (5) of regulation 3 which has completed pipeline operation of 10 years from the date of commissioning, from 11th year onwards shall be determined as per the procedure mentioned in Schedule 'B' of regulation 5 of these regulations.

Note: The petroleum and petroleum products pipeline transportation tariff shall be applicable from the date of commissioning of the pipeline or the date of authorization/ acceptance of authorization of the pipeline by the Board or on the 1st day of the following month from the date of publication of these regulations in the Official Gazette, whichever is later.

6. Form for data submission by entity for determination of petroleum and petroleum products pipeline tariff

- (1) Every entity to which sub-regulation (1) of regulation 5 applies, shall submit to the Board the details as specified in Attachment 1 of Schedule A, within sixty days from the date on which these regulations come into force.

Provided that the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff shall be fixed by the Board within two months of receipt of the relevant tariff data from the entity after which the entity shall carry out adjustments with the customers from the date on which these regulations come into force with respect to the difference between the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff that the entity had so charged.

- (2) Every entity to which sub-regulation (2) or (3) of regulation 5 applies, shall submit to the Board such transportation rates as computed by it along with interactive spreadsheet calculation model (including formulae), the duly filled in formats and the statutory auditor's certificate as specified in Attachment 1 of Schedule B, if, as on the day these regulations come into force, the petroleum and petroleum products pipeline:
 - i. is not in operation, then at least six months before the likely date of commissioning of the petroleum and petroleum products pipeline, or within ninety days from the date on which these regulations come into force, whichever is later; or
 - ii. is already in operation, then, in relation to an entity referred to in –
 - (a) sub-regulation (1), (2), (3), and (4) of regulation 3 which has been commissioned after the notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2010, within ninety days from the date on which these regulations come into force; or
 - (b) sub-regulation (5) of regulation 3, at least six months before the completion of 10th year of operations or within ninety days from the date on which these regulations come into force, whichever is later.

Provided that the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff as applicable to entity listed at clause 6(2)(ii)(a) above shall be fixed by the Board within six months of receipt of the relevant tariff data from the entity after which the entity shall carry out adjustments with effect from the date on which these regulations come into force with the customers for the difference between the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff that the entity had so charged.

Provided further that the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff as applicable to entity listed at clause 6(2)(ii)(b) above shall be fixed by the Board within six months of receipt of the relevant tariff data from the entity after which the entity shall carry out adjustments with effect from the commencement of 11th year of operations with the customers for the difference between the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff that the entity had so charged.

7. Miscellaneous

If any question arises as to the interpretation of these regulations, the same shall be decided by the Board.

8. Repeal & Saving

Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2010 is hereby repealed, except as respective things done or omitted to be done under so repealed regulations.

Schedule A

[refer regulation 4 and regulation 5]

Procedure for determination of petroleum and petroleum products pipeline tariff through benchmarking

The petroleum and petroleum products pipeline transportation tariff (Class 180A—petroleum products other than SKO/LPG and Class 165—SKO/LPG, etc.) shall be determined basis the railway's goods tariff table of railway rate circular No. 19 of 2018 dated 31.10.2018 (effective from 1.11.2018).

The base tariff for petroleum and petroleum products pipeline shall be benchmarked at a level of seventy-five per cent of the tariffs as per railway's goods tariff table on a train load basis for equivalent rail distance along the petroleum and petroleum products pipeline route except LPG where it will be benchmarked at a level of one hundred per cent. Illustration of tariff calculation on above basis is given as Attachment 3 to Schedule A. The above base tariff shall remain fixed in accordance with the railway rate circular No. 19 of 2018 dated 31.10.2018 (effective from 1.11.2018) and shall not be changed due to any future revisions in the railway rate circular for the purpose of determination of petroleum and petroleum products pipeline tariff

One-time escalation of 17% (@3.40% from 2019-20 till 2023-24, based on 10 year WPI CAGR from 2013-14 to 2022-23) over the Railway's goods tariff table of above railway rate circular No.19 of 2018 shall be considered on the base tariff, however, the same shall be applied prospectively from the date of these regulations come into force till the end of financial year 2024-25.

From financial year 2025-26 onwards, annual escalation shall be considered, based on the "Wholesale price Index (WPI) Data (2011-12 = 100) for "All Group / Commodity", as published by the Office of Economic Adviser, Government of India, Ministry of Commerce and Industry, Department of Industrial Policy and Promotion (DIPP).

The CAGR of WPI from year FY 2013-14 to FY 2022-23 is 3.40 per cent. From financial year 2025-26 i.e. from 1.4.2025 onwards, an annual escalation factor of 3.40 per cent per annum shall be considered year on year basis. The Board may consider and decide revision in tariff escalation factor in case the change in CAGR of the WPI index for the previous 10 years on floating basis with a lag of one financial year preceding the financial year for which tariff is applicable, on either side, is 0.5 per cent or more. Illustration showing calculation of change in WPI on year-to-year basis is given as Attachment 2 to Schedule A.

Attachment 1 to Schedule A

The entity to which these regulations apply shall submit all technical and operating data, as given below, of the petroleum and petroleum products pipeline project, that may be required by the Board in determination of the petroleum and petroleum products pipeline tariff.

- (1) Map of the pipeline
- (2) Date of Commissioning of the pipeline
- (3) Petroleum Products being transported
- (4) Injection points in the pipeline
- (5) Delivery points in the pipeline
- (6) Pipeline distance of the pipeline
- (7) Equivalent rail distance of the pipeline

Attachment 2 to Schedule A

The WPI for past 10 years is as per the table below with a CAGR of 3.4 per cent.

2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
112.46	113.88	109.72	111.62	114.88	119.79

2019-20	2020-21	2021-22	2022-23
121.80	123.38	139.41	152.53

The CAGR is calculated on floating basis for past 10 years. Any change in CAGR beyond (+) or (-) 0.5 per cent will trigger the changes in the CAGR to be considered for tariff calculations.

For 2023-24, in case where WPI index is increased by 6 per cent over previous year, the CAGR will be calculated for the years 2014-15 to 2023-24. The table WPI index will be as follows –

2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20
113.88	109.72	111.62	114.88	119.79	121.80

2020-21	2021-22	2022-23	2023-24 (assumed)
123.38	139.41	152.53	161.68

The CAGR for the WPI trend above is 4.0 per cent which is beyond +0.5 per cent to that of 3.4 per cent. As a result, the WPI for the year will be considered as 4.0 per cent.

Alternately, for the year 2023-24 consider where WPI index is increased by 3 per cent over previous year, the WPI will be 157.10 and the corresponding CAGR for the years 2014-15 to 2023-24 will be calculated as 3.6 per cent. In such case the deviation from the initial CAGR, i.e., 3.4 per cent is below 0.5 per cent, so the tariffs will be calculated considering the CAGR of 3.4 per cent.

The trigger for changes in CAGR is restricted to a range of floating CAGR for 10 years beyond the range of 2.90 per cent - 3.90 per cent. Any change in the CAGR beyond this limit will be used as the WPI for tariff calculation.

Attachment 3 to Schedule A**Illustration-1 for LPG pipeline**

An LPG pipeline with equivalent rail distance of 770 km transporting LPG is assumed to have an injection point at A and multiple tap-off points (TOP) at B, C and D. Product flow is assumed only from injection at A to TOP B which is at a distance of 770 km. The pipeline has been commissioned before the notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2010.

Petroleum products pipeline transportation tariffs for such pipeline till the date on which these regulations come into force are determined through benchmarking against basic notional railway freight on train load basis for equivalent rail distance along pipeline route. For LPG, the pipeline tariff is benchmarked at 100 per cent of basic notional railway freight under class 165.

As per railway freight circular 2018 (Rates Circular No. 19 of 2018, TCR/1078/2018/15 dated 03.10.2018), applicable from 1st Nov 2018, freight rate is ₹1353.50/MT. The rates remained unchanged even as per Rates Circular No. 09 of 2021.

The existing pipeline tariff rates from FY 2018 to FY 2024 are as follows:

Year	Railway Freight (₹/MT)	Pipeline Tariff (₹/MT)		Year	Railway Freight (₹/MT)	Pipeline Tariff (₹/MT)
FY 2018	1244.60	1244.60		FY 2022	1353.50	1353.50
FY 2019	1353.50	1353.50		FY 2023	1353.50	1353.50
FY 2020	1353.50	1353.50		FY 2024	1353.50	1353.50
FY 2021	1353.50	1353.50				

The pipeline tariff rate from the 1st day of the month following the date of publication of these regulations in the Official Gazette shall be calculated with an escalation of 17 per cent on the tariff as per railway rate circular 2018 as above.

Therefore, the tariff from the date these regulations come into force till 31.03.2025 shall be calculated as ₹ 1,353.50 × (1 + 17%) which shall work out to ₹ 1583.60/MT. Subsequently, escalation is 3.4% w.e.f 1st April 2025 for 2025-26. Thereafter, an escalation to be considered on the basis of CAGR of the WPI to be applied on rolling basis in case of any change is (+/-) 0.5 as mentioned in Schedule-A. For instance, the tariff for following years with an escalation factor assuming same as 3.4 per cent year on year shall be as under:

Year	Till 31.3.2025(*)	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
Pipeline Tariff (₹/MT)	1583.60	1637.44	1693.11	1750.68	1810.20

*from the date these regulations come into force till 31.03.2025

Illustration-2 for POL pipeline

A pipeline with equivalent rail distance of 770 km transporting MS/HSD is assumed to have an injection point at A and multiple tap-off points (TOP) at B, C and D. Product flow is assumed only from injection at A to TOP B which

is at a distance of 770 km. The pipeline has been commissioned before the notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2010.

Petroleum products pipeline transportation tariffs for such pipelines till the date on which these regulations come into force are determined through benchmarking against basic notional railway freight on train load basis for equivalent rail distance along pipeline route. For petroleum products (MS, HSD, & ATF etc.) pipeline tariff is benchmarked at 75 per cent of basic notional railway freight under class 180A.

As per the railway freight circular No. 19 of 2018, TCR/1078/2018/15 dated 03.10.2018, the freight rate under class 180A for 770 km is ₹1,357.70/MT.

The existing pipeline tariff rates from FY 2018 to FY 2024 are as follows:

Year	Railway Freight (₹/MT)	Pipeline Tariff (₹/MT)		Year	Railway Freight (₹/MT)	Pipeline Tariff (₹/MT)
FY 2019	1357.70	1018.28		FY 2023	1357.70	1018.28
FY 2020	1357.70	1018.28		FY 2024	1357.70	1018.28
FY 2021	1357.70	1018.28				
FY 2022	1357.70	1018.28				

The pipeline tariff rate from the 1st day of the month following the date of publication of these regulations in the Official Gazette shall be calculated based on the escalation of 17 per cent on the tariff as per railway rate circular 2018.

Therefore, the tariff from effective date till 31.3.2025 shall be calculated as ₹1018.28 x (1+17%) which shall work out to ₹1191.39/MT. Subsequently, escalation is 3.4% w.e.f 1st April 2025 for 2025-26. Thereafter, an escalation to be considered on the basis of CAGR of the WPI to be applied on rolling basis in case of any change is (+/-) 0.5 as mentioned in Schedule-A. For instance, the tariff for following years with an escalation factor assuming same as 3.4 per cent year on year shall be as under:

Year	Till 31.03.2025(*)	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
Pipeline Tariff (₹/MT)	1191.39	1231.89	1273.78	1317.09	1361.87

*from the date these regulations come into force till 31.03.2025

Schedule B

[refer regulation 4 and regulation 5]

Procedure for determination of petroleum and petroleum products pipeline tariff through DCF

The Petroleum and petroleum products pipeline transportation tariff shall be determined by considering a reasonable rate of return on capital employed and a normative level of operating expenses of the pipeline.

Explanation: The expression “normative level” shall be with reference to a level, which is both reasonable and justifiable in terms of incurrence of capital and operating expenditure required for laying, building, operating, or expanding an efficient petroleum and petroleum products pipeline over its economic life.

1) Financial Feasibility

The entity to which these regulations apply shall submit all technical, operating, financial and cost data of the petroleum and petroleum products pipeline project, in the form at Attachment 1 of Schedule B that may be required by the Board in determination of the unit petroleum and petroleum product pipeline tariff.

2) Methodology for Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Tariff through consideration of a reasonable rate of return

The unit rate (₹/MT/KM) of petroleum and petroleum products pipeline tariff to be charged for a period shall be calculated based on the “Discounted Cash flow¹” (DCF) methodology considering the reasonable rate of return as specified in clause 3 to be the project’s internal rate of return. The parameters relevant to the applicability of the DCF methodology have been described in detail in clauses 4 to 6 below.

Note 1: For petroleum and petroleum products pipeline covered under sub-regulation (5) of regulation 3, DCF will be used for the economic life beyond 10th year of operation and tariff shall be determined considering net fixed assets (NFA) available at the beginning of the 11th year of operation.

Note 2: For petroleum and petroleum products pipeline covered under sub-regulation (1), (2), (3) or (4) of regulation 3 which has been commissioned before the notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum products Pipelines Transportation Tariff) Regulations, 2010, where the entity would like to change the tariff determination methodology of its respective petroleum and petroleum products pipeline from Schedule A to Schedule B due to substantial Capex infusion by the way of capacity augmentation, replacement, extension, or expansion, DCF will be used for the revised economic life of the pipeline considering the Net Fixed Assets from the date of approval of change in methodology from Schedule A to Schedule B by the Board or the date of commissioning of capacity augmentation, replacement, extension, or expansion of the pipeline, whichever is later.

3) Reasonable rate of return

The rate of return on capital employed shall be equal to twelve per cent post-tax. The rate of return on capital employed once applied to petroleum and petroleum products pipeline shall remain fixed for the entire economic life of the project.

Provided that in case of petroleum and petroleum products pipeline covered under sub-regulation (5) of regulation 3, the rate of return on capital employed shall be equal to twelve per cent calculated for the remaining economic life (starting from the 11th year of operations onwards and including extension in economic life, if any, from time to time beyond 25 years of operations) of the project by considering Net fixed assets available at the start of 11th year of operations.

¹ Discounted Cash Flow methodology refers to equating the actual/projected inflows from the revenue earnings out of applicable petroleum and petroleum product pipeline tariff with the actual/projected outflows of capital and operating expenditures over the economic life of the project by discounting these flows at the project’s reasonable rate of return. The inflows and outflows are considered at actuals till the date of the coming into force of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Amendment Regulations, 2024 and for the remaining economic life of the pipeline the inflows and outflows are estimated. These combined cashflows and outflows shall be used to arrive at the internal rate of return of the pipeline over the economic life.

Provided further that in case of petroleum and petroleum products pipeline covered under sub-regulation (1), (2), (3) or (4) of regulation 3 which has been commissioned before the notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum products Pipelines Transportation Tariff) Regulations, 2010, where an entity desires to change the tariff determination methodology of its petroleum and petroleum products pipeline from Schedule A to Schedule B due to substantial Capex infusion by the way of capacity augmentation, replacement, extension, or expansion, the rate of return on capital employed shall be equal to twelve per cent post-tax considering Net Fixed Assets of the pipeline on the date of approval of change in methodology from Schedule A to Schedule B by the Board or the date of commissioning of capacity augmentation, replacement, extension, or expansion of the pipeline, whichever is later.

Note: The pre-tax rate of return on capital employed shall be computed by grossing-up twelve per cent by the nominal rate of income tax applicable for corporate assesses as per the provisions of the income Tax Act, 1961, as amended from time to time.

Explanation- For removal of doubt, it is clarified that in case more than one nominal rates of income tax are available as an option to the entity under the law relating to income tax, the lowest of such nominal rates of income tax shall be considered for the purpose of grossing-up the post-tax rate of return of twelve per cent for computing pre-tax rate of return on capital employed.

4) Return on capital employed

- (1) The reasonable rate of return shall be applied on the total capital employed to determine the return on capital employed in the project over its economic life and the authorized entity shall be free to leverage the financing of the project in any suitable manner.
- (2) The total capital employed shall be equal to the gross fixed assets in the project less accumulated depreciation² plus normative working capital (equal to thirty days of operating costs excluding depreciation and eighteen days petroleum and petroleum product pipeline tariff receivables).
- (3) The gross fixed assets shall be equal to their actual historical cost of acquisition (including the cost of subsequent replacement or improvement or modification) or that normatively assessed by the Board,

whichever is lesser and required in the petroleum and petroleum product pipeline project over its economic life based on the principles³ to create and sustain an efficient infrastructure, namely:

- i. treatment of an investment in the fixed asset in determination of total capital employed shall be as per the basis indicated in Attachment 2;
- ii. appropriateness of the pipeline design and the operating philosophy with regards to maximum allowable operating flow;
- iii. optimization of the equipment and facilities such as, electric motors, metering systems, SCADA, firefighting required, based on an assessment of the appropriate available technology;
- iv. spur lines
- v. capital cost incurred for permissions from relevant authorities, compensation, insurance, project management and engineering, corporate environmental responsibility, contingencies applicable for laying the petroleum and petroleum products pipeline and;
- vi. assessment of the costs of major equipment and facilities in the petroleum and petroleum product pipeline, laying or building costs, project management consultancy and pre-operative expenditure:

² Depreciation shall be calculated based on the useful life of the asset as specified in Schedule-II to the Companies Act, 2013 on the value of gross fixed assets on a straight line method.

³ The basis and parameters identified here are not exhaustive and may vary depending upon the specific petroleum and petroleum products pipeline project under consideration which the Board may apply in a transparent manner.

5) Operating costs

Operating costs⁴ required in the operation and maintenance of the petroleum and petroleum product pipeline over its economic life shall be computed, on an actual basis covering following functional heads:

- i. Power for Mainline Pumping Units;
- ii. Chemicals;
- iii. Utilities: power & water;
- iv. Salaries and wages;
- v. Repairs and maintenance;
- vi. RoW Surveillance;
- vii. Administrative overheads [to the extent not classifiable under sub-clause (i) to sub-clause (vi)], related and also commensurate to the level of operations in the petroleum and petroleum product pipeline;
- viii. Transportation loss of the product in the pipeline shall be considered as 0.05 per cent of the actual volume, multiplied by the petroleum product price plus applicable transportation tariff.
Explanation: The price of the petroleum products shall be the average Refinery Transfer Price (RTP) at port as considered in the product pricing for buildup of Retail Selling Price for the applicable period.
- ix. Adjustment of Miscellaneous income against Operating Costs: Financial Year-wise actual revenue earned by the entity from the regulated asset base, including miscellaneous income realizable from a fixed asset included in the capital employed or out of an expense considered as an operating cost, but excluding interest income, profit or loss on sale or transfer of any fixed or other asset, shall be worked out. If considering such actual revenue, return earned by the entity on the date of review results in more than the allowed rate of return as per clause 3 of Schedule B, then adjustment would be made in the tariff to make the return earned by the entity on the date of review equal to the allowed rate of return as per clause 3 of Schedule B.

6) Volumes to be considered

A. In respect to pipeline of an entity listed at sub-regulation (1) which has been approved by the board for change in tariff determination methodology from Schedule A to Schedule B, sub-regulation (2) or sub-regulation (3) of regulation 5, volumes shall be considered as under:

- (1) The volumes of petroleum and petroleum products to be considered as divisor in the determination of the unit petroleum and petroleum product pipeline tariff over the economic life of the project shall be computed on a normative or actual basis, whichever is higher.

Provided that in case of future years, PNGRB shall consider the volumes taking into account various factors including normative volumes and likely future volumes as provided by the entity, if higher than the normative volumes.

Volumes on normative basis shall be calculated as indicated below:

- (a) The volume divisor for each of phase of petroleum and petroleum product pipeline for the first 10 years of its operations or any subsequent expansion in the capacity (other than expansion to which clause 6(A)(1)(c) is applicable) shall be arrived by multiplying the applicable percentage utilization for the year, as per the basis indicated below, with seventy five per cent of the capacity of each phase of petroleum and petroleum product pipeline or of petroleum and petroleum product pipeline or each expansion of capacity, as the case may be:

⁴ Operating costs are those which are necessary for a proper upkeep and maintenance of a tangible asset created for operation of the petroleum and petroleum products pipeline and does not include any financial cost, like, interest on loans, bad debts, sales promotion, advertisement expenses (except for tenders), expenditure incurred in raising or servicing of capital or debenture or bond or any debt, exchange variation on revenue account, but includes normal bank charges, bank guarantee charges, LC charges and bank charges for bid and performance bonds required as per the terms of authorization/ bidding for the pipeline.

Year of Pipeline operations	Percentage utilization	Year Pipeline operations	Percentage utilization
First	30%	Sixth	60%
Second	35%	Seventh	70%
Third	40%	Eighth	80%
Fourth	45%	Ninth	90%
Fifth	50%	Tenth and onwards	100%

- (b) The divisor for the eleventh and subsequent years of operation of each phase of petroleum and petroleum products pipeline or of petroleum and petroleum products pipeline or each expansion of capacity, as the case may be (other than expansion to which clause 6(A)(1)(c) is applicable) shall be equal to the seventy-five per cent of the capacity of petroleum and petroleum products pipeline or actual volumes, whichever is higher.
- (c) Notwithstanding anything contained in any other regulations, in case of addition of any petroleum and petroleum products source to a petroleum and petroleum products pipeline which comes any time after these regulations comes into force, any increase in the capacity of the pipeline, if any, because of such addition of such new source shall not be considered in the tariff determination for a period of five years from the date of commissioning of the pipeline connectivity due to the relevant source.
- B. Notwithstanding anything contained in any regulations made under the Act, 350 working days shall be considered in a year for the purpose of tariff determination under these regulations.

Provided that in respect to pipeline of an entity listed at sub-regulation (1) of regulation 5, which has been approved by the board for change in tariff determination methodology from Schedule A to Schedule B, the volumes to be considered for first 10 years of operation shall be counted from the date of start of pipeline operation and not from the date on which the change in tariff determination methodology from Schedule A to Schedule B has been accepted by the Board.

7) Adjustment of volume variation in Tariff computation

In respect to pipeline of an entity listed at sub-regulation (1) which has been approved by the board for change in tariff determination methodology from Schedule A to Schedule B, sub-regulation (2) or sub-regulation (3) of regulation 5, adjustment of volume variations shall be considered as under:

- (1) Adjustment shall be carried out in the normative volumes considered as per clause 6(A)(1) where normative being higher than actual volumes. The extent of adjustment shall be maximum upto the difference between actual volumes higher than the normative volumes considered in any of the year(s) of the economic life of the pipeline.
- (2) An audited statement showing actual volume shall be submitted by the entity to Board within three months after the conclusion of each financial year of petroleum and petroleum products pipeline operations to enable the Board to advise the necessary adjustments.
- (3) The tariff so adjusted shall also be applicable for the subsequent period till the same is modified, adjusted, or reviewed.

An illustration for volume adjustment is as follows:

Name of Pipeline: XYZ

- (1) Volumes at the time of inception

Year	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10
Capacity of Pipeline (MMTPA)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Normative %	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100
Normative volumes (MMTPA)	2.25	2.63	3.00	3.38	3.75	4.50	5.25	6.00	6.75	7.50

Year	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Total
Capacity of Pipeline (MMTPA)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Normative%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Normative volumes (MMTPA)	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	120

(2) Volume adjustment and volume after five years of inception

Year	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10
Capacity of Pipeline (MMTPA)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Normative%	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100
Normative volumes (MMTPA)	2.25	2.63	3.00	3.38	3.75	4.50	5.25	6.00	6.75	7.50
Actual volumes (MMTPA)	2.00	2.85	3.00	3.00	3.45	-	-	-	-	-
Normative Volumes After adjustment (MMTPA)	2.02	2.85	3.00	3.38	3.75	4.50	5.25	6.00	6.75	7.50

Adjustment	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	TOTAL
Surplus (Actual Volume > Normative Volume)		0.22				0.22
Deficit (Actual Volume < Normative Volume)	0.25		-	0.38	0.30	0.93
Setoff	0.22					0.22

Year	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Total
Capacity of Pipeline (MMTPA)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Normative%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Normative volumes (MMTPA)	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	120
Actual volumes (MMTPA)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Normative Volumes After adjustment (MMTPA)	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	120

(3) Volume adjustment and volume after 10 years of inception

Year	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10
Capacity of Pipeline (MMTPA)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Normative%	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100
Normative volumes (MMTPA)	2.25	2.63	3.00	3.38	3.75	4.50	5.25	6.00	6.75	7.50
Actual volumes (MMTPA)	2.00	2.85	3.00	3.00	3.45	4.45	5.20	5.75	6.85	8.25
Normative Volumes After adjustment (MMTPA)	2.00	2.85	3.00	3.00	3.45	4.45	5.20	5.95	6.85	8.25

Adjustment	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	TOTAL
Surplus (Actual Volume > Normative Volume)		0.22							0.10	0.75	1.07
Deficit (Actual Volume < Normative Volume)	0.25			0.38	0.30	0.05	0.05	0.25			1.28
Setoff	0.25			0.38	0.30	0.05	0.05	0.05			1.07

Year	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Total
Capacity of Pipeline (MMTPA)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Normative%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Normative volumes (MMTPA)	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	120
Actual volumes (MMTPA)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Normative Volumes After adjustment (MMTPA)	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	120

(4) Volume adjustment and volume after 15 years of inception

Year	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10
Capacity of Pipeline (MMTPA)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Normative%	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100
Normative volumes (MMTPA)	2.25	2.63	3.00	3.38	3.75	4.50	5.25	6.00	6.75	7.50
Actual volumes (MMTPA)	2.00	2.85	3.00	3.00	3.45	4.45	5.20	5.75	6.85	8.25
Normative Volumes After adjustment (MMTPA)	2.00	2.85	3.00	3.00	3.45	4.45	5.20	5.75	6.85	8.25

Particulars	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Total
Capacity of Pipeline (MMTPA)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Normative%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
Normative volumes (MMTPA)	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	120.00
Actual volumes (MMTPA)	8.50	8.75	9.00	9.25	9.50	-	-	-	-	-	
Normative Volumes After adjustment (MMTPA)	8.50	8.75	9.00	9.25	9.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	127.30

Adjustment	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10
Surplus (Actual Volume > Normative Volume)		0.22							0.10	0.75
Deficit (Actual Volume < Normative Volume)	0.25			0.38	0.30	0.05	0.05	0.25		
Setoff	0.25			0.38	0.30	0.05	0.05	0.25		

Adjustment	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	TOTAL
Surplus (Actual Volume > Normative Volume)	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	8.57
Deficit (Actual Volume < Normative Volume)						1.28
Setoff						1.28

Notes:

- i. Set Off Credit Volumes is the difference between actual volumes higher than normative volumes
- ii. Volume adjustment shall be done subject to maximum of cumulative Set Off credit volumes. Volume adjustment in any year cannot be more than difference in actual volume lower than normative volume.
- iii. Volume adjustment shall be allowed in such a way that volumes considered for tariff shall not be lower than the cumulative normative volumes on prospective basis over the economic life.
- iv. Such volume adjustment shall be allowed on FIFO basis.
- v. At the end of the economic life, if any set off credit of volumes is available, it will lapse.
- vi. In respect to petroleum and petroleum products pipeline listed at sub-regulation (1) or sub-regulation (3) of regulation 5, volume adjustment shall be applicable for the period from the date on which its transportation tariff is determined under Schedule-B. No adjustment or set off of Volumes shall be allowed for the period prior to that.

8) Economic Life

The economic life of the petroleum and petroleum product pipeline shall be as specified in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2010.

Notwithstanding anything contained in any regulations made under the Act, any replacement of the pipeline, in excess of five per cent of the length of the pipeline including spur-lines and tie-in lines, before the completion of the economic life, shall not be considered for tariff determination if approval of the Board has not been obtained by the entity for such replacement.

9) Procedure for calculating unit petroleum and petroleum products pipeline tariff

- (1) Prior to determination of the petroleum and petroleum products pipeline tariff, the Board shall issue a public notice on its website containing a public consultation document providing an opportunity to stakeholders (including the entity concerned) to participate in the determination of the petroleum and petroleum products pipeline tariff.
- (2) Stakeholders (including the entity concerned) may submit their comments in writing within fifteen days from the date of webhosting of the public notice.
- (3) On the expiry of the period provided for stakeholder comments as referred to in sub-regulation (2), the Board shall forward the comments received to the entity concerned for it to submit its response within fifteen days of the receipt thereof.
- (4) The Board may, if it deems necessary, convene an open house meeting, inviting inter-alia the stakeholders who have submitted their comments and the authorized entity concerned for discussions.
- (5) The Board shall after completing the aforesaid procedure and considering all the inputs so collected, determine, by order, the transportation tariff for the petroleum and petroleum products pipeline and publish the same on its website.

10) Determination of petroleum and petroleum products pipeline tariff

- (1) The entity shall submit for Board's approval the data for determination of the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff from the date on which these regulations come into force in the form and time frame specified under regulation 5 along-with the provisional computations of the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff;
- (2) The unit petroleum and petroleum products pipeline tariff shall be determined for the petroleum and petroleum products pipeline over its economic life and levelized during-
 - (a) the period applicable for the initial unit petroleum and petroleum products pipeline tariff;
 - (b) the period of five consecutive years after the end of the initial unit petroleum and petroleum products pipeline tariff; and
 - (c) the period between any two consecutive tariff reviews.
- (3) The initial unit petroleum and petroleum products pipeline tariff as specified under sub-clause (2) shall apply for the period upto the first tariff review until the time the same is revised by the Board;
- (4) The entity shall submit computation of the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff in the form specified under regulation 6 at the time of each tariff review within three months of the –
 - a) end of the last year of the five consecutive years after the initial unit petroleum and petroleum products pipeline tariff; or
 - b) end of the preceding tariff review period:

Provided that the computation shall consider the actual cost, financial and operational data or that normatively assessed by the Board, whichever is lesser in respect of the period specified under sub-clause (a) or (b) as the case may be.

- (5) The adjustment on account of variation in the initial unit petroleum and petroleum products pipeline tariff and tariff determined under tariff review shall be made in the DCF calculations and the derived tariff shall be charged from the customers on prospective basis till next review, that is, the tariff shall be applicable from the first day of the month, following the month, in which the tariff order is issued by the Board.
- (6) Adjustments on account of the variations with respect to actuals in the capital, operating costs and volumes during the five consecutive years after the initial unit petroleum and petroleum products pipeline tariff or any tariff review shall be made in the DCF calculations in respective years as required.
- (7) The Board may, either on its own or on the entity's request, carry out a review of the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff any time between two tariff reviews, as the case may be, considering-
 - a) applicable nominal rate of income tax used for grossing-up the rate of return on capital employed;
 - b) sudden change in any parameter used in the determination of the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff.
- (8) The initial unit petroleum and petroleum products pipeline tariff, unit petroleum and petroleum products pipeline tariff for the period of five consecutive financial years after the initial unit petroleum and petroleum products pipeline tariff and the unit petroleum and petroleum products pipeline tariff fixed after any tariff review thereafter shall continue to apply till the time the same is revised by the Board.

An Illustration of DCF calculations is given at Attachment-3 to Schedule-B

Attachment 1 to Schedule B

Capital Cost Summary

S.No.	Description of items	Additional details	Amount(₹/lakh)
1.	Survey and Field Engineering (Details in attachment 1(a))		
2.	Land		
		Station	
		RCP/SV	
		Others (Details in attachment 1(b))	
		Sub Total	
3.	RoU Compensation		
4.	Crop Compensation		
5.	Permissions for RoU		
6.	Mainline Pipes (Coated) (Details in attachment 1(c))		
7.	Mainline Construction (Details in attachment 1(d))		
8.	Pump Station and Terminal (Details in attachment 1(e))		
		Civil	
		Electrical	
		Mechanical	
		Instrumentation; F&G	
		Sub Total	
9.	RCP/SV Stations		
		Civil	
		Electrical	
		Mechanical (M/L Materials)	
		Instrumentation; F&G	
		Sub Total	
10.	Cathodic Protection		
11.	Telecommunication and Telesupervisory (SCADA)		
		Sub Total (1-11)	
12.	Contingencies		
13.	Project Management and Engineering, Insurance		
14.	Corporate Environmental Responsibility		
		Total Project Cost w/o IDC and Margin Money	
15.	Interest During Construction (IDC)		
16.	Margin money for working capital		
		Total Project Cost	

Attachment 1(a)**Format for Survey Expenses**

S No.	Description of items	Amount (₹/lakh)
1	Reconnaissance Survey	
2	Population Density Index	
3	Detailed Engineering Survey	
4	Other Survey, if any (please specify the name of each survey and its cost)	

Attachment 1(b)

S. No	Details	Amount (₹/lakh)
1	Land requirement for colonies/townships	
2	Land (Others to be specified)	

Attachment 1(c)

S. No	Pipeline Diameter	Qty (km)	Amount (₹/lakh)
1			
2			

Attachment 1(d)

S. No	Pipeline Diameter	Qty (km)	Value/inch km	HDD/Open Cut	Amount (₹/lakh)
1					
2					

Attachment 1(e)

S. No	Details	Type (Civil, Electrical, Mechanical Instrumentation)	Amount (₹/lakh)
1	Mainline pumping units including prime movers (MLPUs)		
2	Valves		
3	Sump pump & motor		
4	Scrapper barrels		
5	Fire alarm & detection system		
6	Fire hydrant network and related facilities		

7	Power cum Motor Control Center (PCC/MCC)		
8	PLC based control system		
9	Control buildings, etc.		

Attachment 1 (f)
Profit and Loss Account (\$) (₹/ lakh)

Sr. No.	Description	Year 11	Year 2	Year 3	Year 4	----	Year 25
1	Total inflows						
a	Revenue from petroleum and petroleum products pipeline tariff						
2	Total operating cost outflows(*)						
a	Consumables and chemicals						
b	Utilities – (Power fuel and water)						
c	Salaries						
d	Repair and maintenance						
e	Gen. administrative expenses (including bank charges on bid bond and performance bond as per grant of authorization)						
f	Any other expenses (to be detailed)						
g	Insurance (including on line-fill quantity)						
3	Profit before depreciation interest and tax (PBDIT) (1 - 2)						
4	Interest on working capital borrowings to the extent utilized in working capital requirement for above expenses (with rates)						
5	Interest on term loan (with rates)						
6	Profit before depreciation and tax (PBDT) (3-4-5)						
7	Depreciation on SLM basis and miscellaneous expenses written off (give details of each)						
8	Profit before tax (PBT) (6-7)						
9	Tax provision (provide as per income tax rules in force)						
10	Profit after tax (PAT) (8-9)						
	Cash from operation (CFO) (10+7) – To be transferred to cash flow sheet						

(\$) Actual or estimates, wherever applicable

(*) Excluding all direct, indirect and allocated common cost beyond transportation of petroleum and petroleum products pipeline. Financial costs and selling expenses to be excluded

Notes:

- Copy of Audited Profit and Loss Account to be attached wherever applicable.
- In respect of actuals wherever figures are not matching with the audited books of accounts, a reconciliation with the books of accounts/audited trial balances duly certified by a practicing Chartered Accountant.

Attachment 1(g)
Annual Operating Cost Summary

S.No.	Description of items	Additional details	Amount (₹/lakh)
A	Variable Operating Cost		
1.	Power (for Prime Mover)		
2.	Chemical		
3.	Others	Sub Total	
B	Fixed Operating Cost		
3.	Manpower		
4.	General Administrative Expenses		
5.	RoU Surveillance		
6.	Pipeline Transmission Loss (0.05% -		
7	Repair and Maintenance		
7A	Mainline		
7B	Pump Station and others		
8	Others		
		Sub Total	
		Total Annual Operating Cost	

Attachment 1 (h)

Cashflow Statement
Amount (₹/lakh)

Sr. No.	Year	Construction period			Economic Life			
		Year- 3	Year- 2	Year- 1	Year- 1	Year- 2	Year- 3	----- Year25
1	Sources of funds							
a	Equity or Preference							
b	Equity (*)							
c	Term Loans and							
d	short term loans							
e	Cash from operations							
	Bank borrowings for							
	working capital							
	Others (please							
	specify)							
2	Uses of funds							
a	Capital expenditure							
b	Normal/additional							
c	capital expenditure							
d	Increase or							
e	(decrease) in net							
f	working capital							
	Repayment of loans							
	Dividends to equity							
	Holders							

g	Tax on distributable Profits								
	Others (please specify)								
3	Cash surplus or (deficit)								
A	Opening cash Balance								
B	Closing cash balance								

(*) **Redemption details to be given.**

**Attachment 1 (i)
Balance Sheet\$**

Year	Construction period			Economic Life				
	Year 3	Year 2	Year 1	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	-----
Assets								
Gross fixed assets								
Less: Accumulated depreciation (*)								
Net Fixed assets								
Net current assets								
Cash and bank balance								
Investments								
Miscellaneous fixed assets								
Deferred revenue								
Expenditure								
Others (please specify)								
Liabilities								
New worth								
Equity capital								
Preference share capital (**)								
Reserves								
Debt								
Rupee term loans								
FC term loans								
Bank borrowings for working capital								
Others (please specify)								

(\$) Actuals or estimates, wherever applicable

(*) Asset head-wise depreciation calculations to be provided

(**) To the extent non-redeemable. Redeemable preference capital to be shown under debt.

Notes:

- a) Copy of audited Balance Sheet to be attached, wherever applicable

- b) In respect of actuals wherever figures are not matching with the audited books of accounts, a reconciliation with the books of accounts/audited trial balances duly certified by a practicing Chartered Accountant need be provided.

Attachment 2 to Schedule B

Treatment of a fixed asset in the determination of return on total capital employed for petroleum and petroleum products pipeline tariff.

The basis of considering fixed assets in a petroleum and petroleum products pipeline in the determination of the return on total capital employed shall be as per the following norms: -

- (1) A fixed asset in a petroleum and petroleum products pipeline is a tangible asset having a useful operating life of more than one year and is integral to the generation of revenues through petroleum and petroleum products pipeline tariff. Investment in securities, goodwill, current assets, accumulated loss not written-off, work-in-progress, etc. are not fixed assets.
- (2) Any change in the historical cost of the fixed asset due to revaluation or capitalization of losses shall not be considered. However, cost incurred in improvements, modification, expansion or replacement of any fixed asset shall be considered in line with the treatment prescribed in the mandatory accounting standards of The Institute of Chartered Accountants of India.
- (3) Only the cost of land purchased and used for the putting the facilities essential to the petroleum and petroleum products pipeline shall be considered. Land purchased for any future use (such as for putting-up facilities required for expansion of capacity in petroleum and petroleum products pipeline for its extension) shall be considered only when used.
- (4) A fixed asset shall be considered for return on capital employed on a “rolling basis” till the end of the economic life of the petroleum and petroleum products pipeline project, provided it is not de-commissioned. On de-commissioning of the fixed asset, the value realized on its sale or scrapping should be considered as a project inflow in the DCF calculations. In the terminal year of the economic life, the residual value of the fixed asset, which is the difference between the original cost less the amount of accumulated depreciation shall be treated as a project inflow in the DCF calculations for petroleum and petroleum products pipeline tariff.
- (5) Treatment of line-fill quantities in petroleum and petroleum products pipeline shall be as per the procedure indicated below: -
 - a) Assessment of the quantity of petroleum and petroleum products pipeline required as line-fill in the petroleum and petroleum products pipeline as and when commissioned shall as be specified in the relevant regulations for the technical standards and specifications, including safety standards.
 - b) The line-fill value of petroleum and petroleum products in petroleum and petroleum products pipeline and included in the total capital employed for determination of the weighted average petroleum and petroleum products pipeline tariff shall be considered as a non-depreciating fixed asset and the value to remain fixed over the economic life of the project.
 - c) The value of the line-fill volume shall be derived by multiplying the volume of line-fill by the average cost of petroleum and petroleum products at the point on injection of petroleum and petroleum products into the petroleum and petroleum products pipeline at the time of commissioning of the petroleum and petroleum products pipeline.
 - d) The salvage value of the line-fill volume at the end of the economic life of the project shall be equal to its value assessed at the time of its capitalization specified under sub-clause (b) and shall be considered as a project inflow.

Attachment 3 to Schedule B**Illustration -1 for LPG pipeline**

An LPG pipeline with equivalent rail distance of 770 km transporting LPG is assumed to have an injection point at A and multiple tap-off points (TOP) at B, C and D. Product flow is assumed only from injection at A to TOP B which is at a distance of 770 km. The pipeline has commissioned after the notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2010.

Petroleum products pipeline transportation tariffs for such pipelines till the date on which these regulations come into force are determined through benchmarking against basic notional railway freight on train load basis for equivalent rail distance along pipeline route. For LPG, the pipeline tariff is benchmarked at 100 per cent of basic notional railway freight under class 165.

The capacity of the pipeline is considered as 2.67 MMTPA and diameter is considered as 12” and pipeline is assumed to have commenced its operations from 2017.

The actual volumes of product transported have been considered basis normative volumes (in MMTPA) as per the table below:

Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13
0.6	0.70	0.80	0.90	1.00	1.20	1.40	1.60	1.80	2.00	2.00	2.00	2.00

Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25
2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

The capex has been assumed at ₹ 1,478 crore and opex is assumed at ₹ 77 crore for the first year with an escalation of 3 per cent per year. The tariff rates from FY 2017 to FY 2024 based on railway tariff are as follows:

Year	FY 2017	FY 2018	FY 2019(*)	FY 2020	FY 2021
Railway Freight (₹/MT)	1,244.60	1,244.60	1,244.60	1,353.50	1,353.50
Pipeline Tariff (₹/MT)	1,244.60	1,244.60	1,244.60	1,353.50	1,353.50
Pipeline Tariff (₹/MT/Km)	1.62	1.62	1.62	1.76	1.76

(*) The Railway tariff of FY2018 has been considered as same that of FY 2018 for convenience purpose though said railway tariff was revised w.e.f. 01.11.2018

Year	FY 2022	FY 2023	FY 2024
Railway Freight (₹/MT)	1,353.50	1,353.50	1,353.50
Pipeline Tariff (₹/MT)	1,353.50	1,353.50	1,353.50
Pipeline Tariff (₹/MT/Km)	1.76	1.76	1.76

Cash flows for these 8 years are as per the table below:

Year	Computation	Y -1	Y1	Y2	Y3	Y4
Pipeline Tariff (₹/MT/km)	A	-	1.62	1.62	1.62	1.76
Cash Inflow						
Revenues (₹/ crore)	B= A* Volume	-	74.84	87.32	99.79	121.97
Cash Outflow						
Capex (₹/ crore)	C	1,478.40	-	-	-	-

Year	Computation	Y -1	Y1	Y2	Y3	Y4
Opex (₹/ crore)	D	-	77.00	79.31	81.69	84.14
Net cash flow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	B - C - D	(1,478.40)	(2.16)	8.01	18.10	37.83

Year	Computation	Y5	Y6	Y7	Y8
Pipeline Tariff (₹/MT/km)	A	1.76	1.76	1.76	1.76
Cash Inflow					
Revenues (₹/ crore)	B=A* Volume	135.52	162.62	189.73	216.83
Cash Outflow					
Capex (₹/ crore)	C	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	D	86.66	89.26	91.94	94.70
Net cash flow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	B - C - D	48.86	73.36	97.79	122.13

The tariff rates from FY 2025 onwards are calculated on cost plus basis. The cashflows (primarily revenue and in turn tariffs) are calculated such that project returns are capped at 12 per cent post tax over the entire economic life. The cashflows and corresponding levelized tariff which yield the post-tax returns @12 per cent are as per the table below:

Year	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17
Calculated Tariff (₹/MT/km)	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72
Cash Inflow									
Revenues (₹/ crore)	792.79	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88
Cash Outflow									
Capex (₹/ crore)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	97.54	100.47	103.48	106.59	109.78	113.08	116.47	119.96	123.56
Net cash flow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	695.25	780.41	777.40	774.29	771.10	767.80	764.41	760.92	757.32

Year	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25
Calculated Tariff (₹/MT/km)	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72
Cash Inflow								
Revenues (₹/ crore)	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88	880.88
Cash Outflow								
Capex (₹/ crore)	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	127.27	131.09	135.02	139.07	143.24	147.54	151.97	156.53
Net cash flow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	753.61	749.79	745.86	741.81	737.64	733.34	728.91	724.35

Illustration -2 for POL pipeline

A POL pipeline with equivalent rail distance of 770 km transporting POL is assumed to have an injection point at A and multiple tap-off points(TOP) at B, C and D. Product flow is assumed only from injection at A to TOP B which is

at a distance of 770 kms. The pipeline has commissioned after the notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2010.

Petroleum products pipeline transportation tariffs for such pipelines till the date of this notification are determined through benchmarking against basic notional railway freight on train load basis for equivalent rail distance along pipeline route. For petroleum products (MS, HSD, & ATF etc.) pipeline tariff is benchmarked at 75 per cent of basic notional railway freight under class 180A.

The capacity of the pipeline is considered as 2.67 MMTPA and diameter is considered as 12” and pipeline is assumed to commence its operations from 2017.

The actual volumes have been considered basis normative volumes (in MMTPA) as per the table below:

Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13
0.6	0.70	0.80	0.90	1.00	1.20	1.40	1.60	1.80	2.00	2.00	2.00	2.00

Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25
2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00

The capex has been assumed at ₹1,293.60 crore and opex is assumed at ₹77 crore for the first year with an escalation of 3.00 per cent per year. The tariff rates from 2017 to 2023 based on railway tariff are as follows:

Year	FY 2017	FY 2018	FY 2019	FY 2020	FY 2021
Railway Freight (₹/MT)	1,357.70	1,357.70	1,357.70	1,357.70	1,357.70
Pipeline Tariff (₹/MT)	1018.28	1018.28	1018.28	1018.28	1018.28
Pipeline Tariff (₹/MT/Km)	1.32	1.32	1.32	1.32	1.32

Year	FY 2022	FY 2023	FY 2024
Railway Freight (₹/MT)	1,357.70	1,357.70	1,357.70
Pipeline Tariff (₹/MT)	1018.28	1018.28	1018.28
Pipeline Tariff (₹/MT/Km)	1.32	1.32	1.32

Cash flows for these 8 years are as per the table below:

Year	Computation	Y -1	Y1	Y2	Y3	Y4
Pipeline Tariff (₹/MT/km)	A		1.32	1.32	1.32	1.32
Cash Inflow						
Revenues (₹/ crore)	B= A* Volume	-	61.10	71.28	81.46	91.65
Cash Outflow						
Capex (₹/ crore)	C	1,293.60	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	D	-	77.00	79.31	81.69	84.14
Net cash flow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	B - C - D	(1,293.60)	(15.90)	(8.03)	(0.23)	7.51

Year	Computation	Y5	Y6	Y7	Y8
Pipeline Tariff (₹/MT/km)	A	1.32	1.32	1.32	1.32
Cash Inflow					
Revenues (₹/ crore)	B=A* Volume	101.83	122.19	142.56	162.92
Cash Outflow					

Year	Computation	Y5	Y6	Y7	Y8
Capex (₹/ crore)	C	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	D	86.66	89.26	91.94	94.70
Net cash flow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	B - C - D	15.16	32.93	50.62	68.22

The tariff rates from FY 2025 onwards are calculated on cost plus basis. The cashflows (primarily revenue and in turn tariffs) are calculated such that project returns are capped at 12 per cent post tax over the entire economic life. The cashflows and corresponding levelized tariff which yield the post-tax returns @12 per cent are as per the table below:

Year	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17
Calculated Tariff (₹/MT/km)	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47
Cash Inflow									
Revenues (₹/ crore)	758.14	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38
Cash Outflow									
Capex (₹/ crore)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	97.54	100.47	103.48	106.59	109.78	113.08	116.47	119.96	123.56
Net cash flow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	660.60	741.91	738.90	735.79	732.60	729.30	725.91	722.42	718.82

Year	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25
Calculated Tariff (₹/MT/km)	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47	5.47
Cash Inflow								
Revenues (₹/ crore)	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38	842.38
Cash Outflow								
Capex (₹/ crore)	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	127.27	131.09	135.02	139.07	143.24	147.54	151.97	156.53
Net cash flow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	715.11	711.29	707.36	703.31	699.14	694.84	690.41	685.85

Illustration-3 for multi-tap off point LPG pipeline

An LPG pipeline of length 910 km transporting product is assumed to have an injection point at A and multiple tap-off points (TOP) at B, C and D. TOP B is at a distance of 770 km, TOP C is at a distance of 880 km and TOP D is at a distance of 910 km. The product flow is assumed from A to all the three tap-off (TOP) points equally. The pipeline has commissioned after the notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2010.

Petroleum products pipeline transportation tariffs for such pipelines till the date on which these regulations come into force are determined through benchmarking against basic notional railway freight on train load basis for equivalent rail distance along pipeline route. For LPG, the pipeline tariff is benchmarked at 100 per cent of basic notional railway freight under class 165.

The capacity of the pipeline is considered as 2.67 MMTPA and diameter is considered as 12" and pipeline is assumed to have commenced its operations from 2017.

The actual volumes of product transported have been considered basis normative volumes split into 3 delivery points (in MMTPA) as per the table below:

The volumes are considered as per the table below:

Route	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13
A-B	0.20	0.23	0.27	0.30	0.33	0.40	0.47	0.53	0.60	0.67	0.67	0.67	0.67
A-C	0.20	0.23	0.27	0.30	0.33	0.40	0.47	0.53	0.60	0.67	0.67	0.67	0.67
A-D	0.20	0.23	0.27	0.30	0.33	0.40	0.47	0.53	0.60	0.67	0.67	0.67	0.67

Route	Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25
A-B	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
A-C	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
A-D	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67

The capex has been assumed at ₹ 1,578 crore and opex is assumed at ₹ 88 crore for the first year with an escalation of 3 per cent per year. The tariff rates from FY 2017 to FY 2024 based on railway tariff are as follows:

Year	FY 2017	FY 2018	FY 2019(*)	FY 2020	FY 2021
Railway Freight (₹/MT) – TOP B	1,244.60	1,244.60	1,244.60	1,353.50	1,353.50
Railway Freight (₹/MT) – TOP C	1390.50	1390.50	1390.50	1512.10	1512.10
Railway Freight (₹/MT) – TOP D	1463.10	1463.10	1463.10	1591.10	1591.10
Pipeline Tariff (₹/MT) – TOP B	1,244.60	1,244.60	1,244.60	1,353.50	1,353.50
Pipeline Tariff (₹/MT) – TOP C	1390.50	1390.50	1390.50	1512.10	1512.10
Pipeline Tariff (₹/MT) – TOP D	1463.10	1463.10	1463.10	1591.10	1591.10

(*) The Railway tariff of FY2018 has been considered as same that of FY 2018 for convenience purpose though said railway tariff was revised w.e.f. 01.11.2018

Year	FY 2022	FY 2023	FY 2024
Railway Freight (₹/MT) – TOP B	1,353.50	1,353.50	1,353.50
Railway Freight (₹/MT) – TOP C	1512.10	1512.10	1512.10
Railway Freight (₹/MT) – TOP D	1591.10	1591.10	1591.10
Pipeline Tariff (₹/MT) – TOP B	1,353.50	1,353.50	1,353.50

Pipeline Tariff (₹/MT) – TOP C	1512.10	1512.10	1512.10
Pipeline Tariff (₹/MT) – TOP D	1591.10	1591.10	1591.10

Cash flows for these 8 years are as per the table below:

Year	Computation	Y -1	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8
Cash Inflow										
Revenues (₹/ crore)	B= A* Volume	-	81.96	95.62	109.29	133.70	148.56	178.27	207.98	237.69
Cash Outflow										
Capex (₹/ crore)	C	1,578.40	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	D	-	88.00	90.64	93.36	96.16	99.04	102.02	105.08	108.23
Net cash flow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	B - C - D	(1,578.40)	(6.04)	4.98	15.93	37.54	49.51	76.25	102.90	129.46

The tariff rates from FY 2025 onwards are calculated on cost plus basis. The cashflows (primarily revenue and in turn tariffs) are calculated such that project returns are capped at 12 per cent post tax over the entire economic life. The cashflows and corresponding levelized tariff which yield the post-tax returns @12 per cent are as per the table below:

Year	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17
Calculated Tariff (₹/MT/km)	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57
Cash Inflow									
Revenues (₹/ crore)	855.45	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50
Cash Outflow									
Capex (₹/ crore)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	111.48	114.82	118.26	121.81	125.47	129.23	133.11	137.10	141.21
Net cash flow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	743.98	835.68	832.24	828.69	825.04	821.27	817.40	813.40	809.29

Year	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25
Calculated Tariff (₹/MT/km)	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57	5.57
Cash Inflow								
Revenues (₹/ crore)	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50	950.50
Cash Outflow								
Capex (₹/ crore)	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	145.45	149.81	154.31	158.94	163.71	168.62	173.68	178.89
Net cash flow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	805.05	800.69	796.19	791.57	786.80	781.89	776.83	1,050.47

Illustration -4 for Bid out pipeline

A petroleum product pipeline of length 770 km transporting product is assumed to have an injection point at A and multiple tap-off points (TOP) at B, C and D. Product flow is assumed only from injection at A to TOP B which is at a distance of 770 km. The pipeline has been commissioned under sub regulation 5 of the regulation 3 and tariff for the first 10 years is as per the tariff rate quoted in the bid.

The capacity of the pipeline is considered as 10 MMTPA and diameter is considered as 24 inches and pipeline is assumed to commence its operations from 2014. The capex and opex numbers are assumed to be taken from the bid documents.

The actual volumes of product transported have been considered basis normative volumes (in MMTPA) as per the table below:

Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13
2.25	2.63	3.00	3.38	3.75	4.50	5.25	6.00	6.75	7.50	7.50	7.50	7.50
Y14	Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25	
7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	7.50	

Cashflows for these 10 years are as per the table below:

Year	Computation	Y -1	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5
Fixed Bid Tariff (₹/MT)	A	-	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Variable Bid Tariff (₹/MT/km)	V	-	2.24	2.98	3.46	3.86	4.26
Cash Inflow							
Revenues (₹/ crore)	B= A* Volume + V* Volume * Distance	-	388.08	603.48	799.26	1,004.61	1,230.08
Cash Outflow							
Capex (₹/ crore)	C	1,570.80	-	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	D	-	539.00	555.17	571.83	588.98	606.65
Net cashflow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	B - C - D	(1,570.80)	(150.92)	48.31	227.44	415.63	623.43

Year	Computation	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10
Fixed Bid Tariff (₹/MT)	A	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Variable Bid Tariff (₹/MT/km)	V	4.66	5.06	5.46	5.86	6.26
Cash Inflow						
Revenues (₹/ crore)	B= A* Volume + V* Volume * Distance	1,614.69	2,045.51	2,522.53	3,045.74	3,615.16
Cash Outflow						
Capex (₹/ crore)	C	-	-	-	-	-

Year	Computation	Y6	Y7	Y8	Y9	Y10
Opex (₹/ crore)	D	624.85	643.59	662.90	682.79	703.27
Net cashflow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	B - C - D	989.85	1,401.92	1,859.62	2,362.95	2,911.88

The tariff rates from operational year 11th onwards are calculated considering the NFA in the 11th year operation. The cashflows for rest of the economic life (primarily revenue and in turn tariffs) are calculated such that project returns are capped at 12 per cent post tax. The cashflows and corresponding levelized tariff which yield the post-tax returns @ 12 per cent are as per the table below:

Year	Y11	Y12	Y13	Y14	Y15	Y16	Y17
Calculated Tariff (₹/MT/km)	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69
Cash Inflow							
Revenue (₹/ crore)	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75
Cash Outflow							
Capex (₹/ crore)	973.90	-	-	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	724.37	746.10	768.49	791.54	815.29	839.74	864.94
Net cashflow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	(721.52)	230.65	208.27	185.21	161.47	137.01	111.81

Year	Y18	Y19	Y20	Y21	Y22	Y23	Y24	Y25
Calculated Tariff (₹/MT/km)	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69	1.69
Cash Inflow								
Revenues (₹/ crore)	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75	976.75
Cash Outflow								
Capex (₹/ crore)	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex (₹/ crore)	890.88	917.61	945.14	973.49	1,002.70	1,032.78	1,063.76	1,095.68
Net cashflow Pre-Tax for project IRR (₹/ crore)	85.87	59.14	31.61	3.26	(25.95)	(56.03)	(87.01)	158.58

VANDANA SHARMA, Secy.

[ADVT.-III/4/Exty./315/2024-25]