



पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड
Petroleum and Natural Gas Regulatory Board



वार्षिक रिपोर्ट
ANNUAL REPORT
2020-21

पीएनजीआरबी दृष्टिकोण

पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस का न्यूनतम लागत पर कारगर परिवहन और वितरण करने के लिए बुनियादी ढांचे में निवेश करके तथा कंपनियों में उचित व्यापार पद्धतियों और प्रतिस्पर्धा के जरिए उपभोक्ता हितों की सर्वाधिक सुरक्षा करने के लिए तीव्र और क्रमबद्ध विकास के माध्यम से सक्रिय ऊर्जा बाजार का सृजन करना ताकि भारतीय अर्थव्यवस्था में प्रतिस्पर्धा को बढ़ाया जा सके और ग्राहक संतुष्टि सुनिश्चित की जा सके।



विषय सूची

भाग	विवरण	पृष्ठ
—	मुख्य विशेषताएं	4
—	अध्यक्ष और सदस्यों का संक्षिप्त विवरण	5
—	बोर्ड की शक्तियां और कार्य	10
भाग 1	सामान्य	11
(क)	सामान्य आर्थिक परिदृश्य की समीक्षा	11
(ख)	वैश्विक तेल और गैस परिदृश्य	12
(ग)	घरेलू तेल और गैस परिदृश्य	14
(घ)	भारत के तेल और गैस क्षेत्र पर कोविड-19 का प्रभाव	17
(ङ)	उत्कृष्ट अंतर्राष्ट्रीय ऊर्जा/तेल और गैस विनियामक प्रथाओं और भारतीय संदर्भ में इन्हें अपनाना	19
(च)	गैर-भेदभाव के पहुंच (खुली पहुंच) सुनिश्चित करने के लिए की गई गतिविधियां	24
भाग 2	नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण (सीजीडी) नेटवर्क	25
2.1	पंजीकरण और प्राधिकार	25
2.2	संस्थाओं के बीच निष्पक्ष व्यापार और प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देकर उपभोक्ताओं के हितों की सुरक्षा	27
2.3	निर्बाध और पर्याप्त आपूर्ति के लिए निगरानी	27
2.4	सीजीडी नेटवर्क की क्षमता का निर्धारण	29
2.5	प्राधिकार रद्द करना और जुर्माना लगाना	29
2.6	भारत में सीजीडी बुनियादी ढांचे की वर्तमान स्थिति	29
भाग 3	प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एनजीपीएल)	30
3.1	पंजीकरण और प्राधिकार	30
3.2	वर्ष 2020-21 में प्रदान किए गए प्राधिकार	30
3.3	निविदा के तहत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	32
3.4	प्रक्रिया के अधीन रुचि की अभिव्यक्ति/प्रस्ताव	32
3.5	परिवहन दरों का विनियमन	32
3.6	प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई	37
3.7	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों को प्राधिकृत करने की समापन अनुसूची की समय-सीमा में विस्तार	37
3.8	प्राधिकार रद्द करना	38
3.9	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का विवरण और निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें	38
3.10	भारत का गैस अवसंरचना मानचित्र	39
3.11	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की क्षमता का निर्धारण	39
भाग 4	पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (पीपीपीएल)	40
4.1	पंजीकरण और प्राधिकार	40
4.2	परिवहन दरों का विनियमन	42
4.3	प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई	42
4.4	प्राधिकृत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों की समापन सूची का विस्तार	42
4.5	प्रचालन/निर्माण के अंतर्गत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें	42

भाग 5	गैस व्यापार विनियम	43
5.1	विनियामक ढांचा	43
5.2	प्रथम गैस विनियम का प्राधिकार	43
भाग 6	तकनीकी मानक	44
6.1	विनियामक ढांचा	44
6.2	सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टताओं का विकास	44
6.3	सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टताओं में संशोधन	45
6.4	आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना	46
6.5	पीएनजीआरबी विनियमों का अनुपालन	46
6.6	एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस)	49
6.7	क्षमता निर्माण	50
6.8	अमेरिकन सोसायटी ऑफ मैकेनिकल इंजीनियर्स के साथ समझौता-ज्ञापन (एसएसएमई)	50
भाग 7	विवाद समाधान	51
भाग 8	संगठनात्मक मामले	53
8.1	बोर्ड	53
8.2	मानव संसाधन	54
8.3	सूचना का अधिकार अधिनियम (आरटीआई), 2005	55
8.4	राजभाषा का कार्यान्वयन और प्रोत्साहन	56
8.5	नए विनियम/संशोधित करना	58
भाग 9	वित्त और लेखा	60
9.1	अन्य प्रभार लगाना	60
9.2	अधिशेष निधि का निवेश	60
9.3	केंद्र सरकार से अनुदान	61
9.4	असंतुलन और अधिक उपयोग प्रभारों हेतु वसूली	61
9.5	पंचवर्षीय वित्तीय विवेकताएं	62
9.6	खातों का वार्षिक विवरण	62
अनुलग्नक—क	9वें सीजीडी बोली दौर में सीजीडी प्राधिकार/लक्ष्य	82
अनुलग्नक—ख	10वें सीजीडी बोली दौर में सीजीडी प्राधिकार/लक्ष्य	85
अनुलग्नक—ग	पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 42 के तहत 8वें सीजीडी बोली दौर तक सीजीडी प्राधिकार, पूर्व—पीएनजीआरबी प्राधिकार और प्राधिकार	87
अनुलग्नक—घ	11वें सीजीडी बोली दौर के लिए भौगोलिक क्षेत्रों की सूची	90
अनुलग्नक—ङ	सीजीडी नेटवर्क के लिए प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई	92
अनुलग्नक—च	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई का विवरण	94
अनुलग्नक—छ	प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (परिचालन, आंशिक रूप से चालू और निर्माणाधीन)	95
अनुलग्नक—ज	पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (परिचालन और निर्माणाधीन)	107

मुख्य विशेषताएं

बोर्ड ने कई पहलें शुरू की हैं, जिनकी मुख्य विशेषताओं को नीचे संक्षेप में दर्शाया गया है:

1. 3411 कि.मी. प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों बिछाने के लिए प्राधिकार।
2. केंद्र सरकार द्वारा अधिकृत 660 कि.मी. लंबी नुमालीगढ़-सिलीगुड़ी पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन की स्वीकृति।
3. सीजीडी नेटवर्क के लिए 64 प्रगति समीक्षा बैठकें/सुनवाई की गईं तथा एनजीपीएल और पीपीपीएल के लिए 20 प्रगति समीक्षा बैठकें/सुनवाई आयोजित की गईं।
4. सीजीडी नेटवर्क में 'अप्रत्याशित घटना' पर विचार करने के लिए दिशा-निर्देश तैयार करके जारी किए गए।
5. सीजीडी नेटवर्क की टी4एस लेखापरीक्षा के लिए 15, एनजीपीएल की टी4एस लेखापरीक्षा के लिए 12, पीपीपीएल की टी4एस लेखापरीक्षा के लिए 10, एलएनजी सुविधाओं की टी4एस लेखापरीक्षा के लिए 7, एलपीजी भंडारण, रखरखाव और बॉटलिंग सुविधाओं की टी4एस लेखापरीक्षा के लिए 7, सीजीडी नेटवर्क की आईएमएस लेखापरीक्षा के लिए 5, एनजीपीएल की आईएमएस लेखापरीक्षा के लिए 6 और ईआरडीएमपी प्रमाणन के लिए 10 अर्थात् 72 टीपीआई की पैलबद्धता।
6. जांच समितियों द्वारा 4 बड़ी घटनाओं की जांच की गई।
7. पेट्रोलियम प्रतिष्ठानों के लिए पीएनजीआरबी टी4एस विनियमों की अधिसूचना।
8. एएसएमई और पीएनजीआरबी के बीच संयुक्त सहयोग विकसित करने के लिए 17 अगस्त, 2020 को अमेरिकन सोसाइटी ऑफ मैकेनिकल इंजीनियर्स (एएसएमई) के साथ एक समझौता-ज्ञापन पर हस्ताक्षर किए।
9. पैल में शामिल तृतीय-पक्ष एजेंसियों के लिए दो क्षमता निर्माण कार्यशालाओं का आयोजन किया।
10. पीएनजीआरबी ने पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (गैस विनियम) विनियम, 2020 अधिसूचित किया। पीएनजीआरबी ने 2 दिसंबर, 2020 को भारतीय गैस विनियम को भारत के पहले अधिकृत गैस विनियम के रूप में अधिकृत किया।
11. पीएनजीआरबी ने तृतीय पक्ष की कंपनियों को सीजीडी नेटवर्क की खुली पहुंच के लिए पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क को सामान्य वाहक या संविदा वाहक घोषित करने के लिए मार्गदर्शी सिद्धांत) विनियम, 2020 अधिसूचित किया।
12. पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड ने (सीजीडी के लिए परिवहन दर और सीएनजी के लिए परिवहन दर का निर्धारण) विनियम, 2020 को अधिसूचित किया।
13. पीएनजीआरबी ने मौजूदा (सीजीडी नेटवर्क के लिए पहुंच संहिता) विनियम, 2011 को निरस्त कर दिया और पीएनजीआरबी (सीजीडी नेटवर्क के लिए पहुंच संहिता) विनियम, 2020 के नए सेट को अधिसूचित किया।
14. पीएनजीआरबी ने देश के 33% भौगोलिक क्षेत्र और इसकी 26% आबादी को कवर करते हुए 65 भौगोलिक क्षेत्रों को अधिकृत करने के लिए 17.09.2021 को 11वां सीजीडी बोली दौर शुरू किया है। सीजीडी बोली के 11वें दौर के सफलतापूर्वक पूरा होने के बाद, भारत के भौगोलिक क्षेत्र का 86% और इसकी 96% आबादी की सीजीडी नेटवर्क तक पहुंच होगी।

अध्यक्ष और सदस्यों का संक्षिप्त विवरण



श्री दिनेश कुमार सराफ

अध्यक्ष

(03 दिसंबर, 2020 तक)

श्री दिनेश कुमार सराफ का जन्म 3 सितंबर, 1957 को हुआ था। आपने वर्ष 1976 में श्री राम कॉलेज ऑफ कामर्स, दिल्ली विश्वविद्यालय से वाणिज्य में स्नातक और उसी विश्वविद्यालय से स्नातकोत्तर की उपाधि प्राप्त की। श्री सराफ भारत के लागत लेखाकार संस्थान और भारत के कंपनी सचिव संस्थान के एक सहयोगी सदस्य हैं।

तेल और गैस उद्योग में आपको साढ़े तीन दशक का अनुभव प्राप्त है। ऑयल इंडिया लिमिटेड में आपने तेल और गैस के क्षेत्र में अपना कैरियर शुरू किया और वहां वर्ष 1991 तक कार्य किया जहाँ पर आपने तेल क्षेत्र में ई एंड पी के विभिन्न पहलुओं का अनुभव प्राप्त किया। उसके पश्चात आपने ओएनजीसी में कार्यभार ग्रहण किया और निगमित कार्यालयों में विभिन्न स्तर पर प्रमुख दायित्वों का निर्वहन किया। इनमें ओएनजीसी को एक सांविधिक आयोग से वाणिज्यिक निगम में परिवर्तित करने, इसकी वित्तीय पुनर्संरचना और मूल्यांकन करना सम्मिलित है। 1997 से 2000 तक की अवधि के दौरान श्री सराफ भारत सरकार की तेल समन्वय समिति में कार्यरत रहे, जहाँ आपने भारत के तेल और गैस उद्योग के क्षेत्र में गहन अनुभव प्राप्त किया। भारत के तेल और गैस क्षेत्र को विनियमित करने हेतु प्रक्रिया का मसौदा तैयार करने में आपने प्रमुख भूमिका निभाई।

श्री सराफ ने फरवरी, 2005 से दिसंबर, 2007 तक ओएनजीसी विदेश लिमिटेड में निदेशक (वित्त) के रूप में कार्य किया। इस अवधि के दौरान श्री सराफ ने सीरिया, ब्राजील, कोलंबिया, वेनेजुएला, क्यूबा, मिस्र और म्यांमार में महत्वपूर्ण अधिग्रहण लेन-देन की वार्ताओं में मुख्य भूमिकाएं निभाईं। इस अवधि के दौरान ओएनजीसी विदेश लिमिटेड के क्रियाकलापों, उत्पादन, राजस्व और लाभ में उल्लेखनीय वृद्धि हुई।

दिसंबर, 2007 से अगस्त, 2011 के दौरान आपने ओएनजीसी के निदेशक वित्त और उसके समूह मुख्य वित्तीय अधिकारी के रूप में कार्य किया। आपने ओएनजीसी में सुदृढ़ निगमित शासन प्रणाली की शुरुआत की और कई सुव्यवस्थित सुधारों का नेतृत्व किया। आपकी उपलब्धियों के सम्मान में सीएनबीसी द्वारा वर्ष 2009 और 2011 में भारत के तेल और गैस क्षेत्र में आपको सर्वश्रेष्ठ मुख्य वित्तीय अधिकारी के पुरस्कार से सम्मानित किया गया।

श्री सराफ ने सितम्बर, 2011 में ओएनजीसी विदेश लिमिटेड के प्रबंध निदेशक और मुख्य कार्यकारी अधिकारी के रूप में कार्यभार ग्रहण किया। ओएनजीसी विदेश लिमिटेड के प्रबंध निदेशक और मुख्य कार्यकारी अधिकारी के रूप में आपने प्रतिबद्ध लक्ष्यों को प्राप्त करने के लिए प्रणालियों और प्रक्रियाओं को संस्थागत रूप प्रदान किया। प्रमुख अधिग्रहणों के जोखिम निर्धारण और जोखिमों को कम करने के लिए “शून्य आधारित जोखिम समीक्षा” की अवधारणा आरंभ की। आपने कंपनी के मुख्य अधिग्रहणों जैसे बीसी-10 ब्लॉक ब्राजील, एनईएमईडी ब्लॉक मिस्र, एएफपीसी प्रोजेक्ट सीरिया, एमईसीएल प्रोजेक्ट कोलम्बिया, रोवुमा एरिया ब्लॉक-1, मोजांबिक ऑफशोर आदि में कंपनी का नेतृत्व किया तथा अन्य अधिग्रहणों के लिए वार्ता करने वाले दल का मार्गदर्शन किया जिसके परिणामस्वरूप पर्याप्त बचत हुई। आपको परियोजना प्रबंधन एसोसिएट्स-इंडिया (पीएमए-इंडिया) द्वारा सीईपीएम-पीएमए फेलोशिप से सम्मानित किया गया।

मार्च, 2014 से सितंबर, 2017 के दौरान श्री सर्राफ ओएनजीसी के अध्यक्ष तथा प्रबंध निदेशक और इसकी समूह कंपनियों—ओएनजीसी विदेश लिमिटेड; मैंगलौर रिफाइनरी एंड पेट्रोकेमिकल्स लिमिटेड; ओएनजीसी पेट्रो—एडिंशंस लिमिटेड; ओएनजीसी मैंगलौर पेट्रोकेमिकल्स लिमिटेड; मैंगलौर एसईजैड लिमिटेड; ओएनजीसी त्रिपुरा पावर कंपनी लिमिटेड के लिए और पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड के बोर्ड में निदेशक के पद पर रहे। आप ग्लोबल कंपैक्ट नेटवर्क इंडिया के अध्यक्ष और पेट्रोटेक सोसायटी एंड फेडरेशन ऑफ पेट्रोलियम इंडस्ट्री के अध्यक्ष भी रहे।

आप वैज्ञानिक और औद्योगिक अनुसंधान परिषद् (सीएसआईआर) के शासी निकाय के सदस्य हैं और अब सीएसआईआर के भारतीय पेट्रोलियम अनुसंधान परिषद् संस्थान, देहरादून के अध्यक्ष हैं।

आपने तेल और गैस की घटती कीमतों के सर्वाधिक कठिन दौर में ओएनजीसी का नेतृत्व किया, व्यवसाय में नए निवेश को कम नहीं होने दिया, कई बड़ी परियोजनाओं की रूपरेखा बनाई और उनका कार्यान्वयन किया, घटते उत्पादन की प्रवृत्ति को बहाल किया, संगठन के स्तर पर दक्षता बढ़ाने का नेतृत्व किया, कठिन परिवेश के होते हुए भी कर्मचारियों के मनोबल को बनाए रखने, स्टार्ट-अप प्रोत्साहन, अनुसंधान और विकास एवं उद्योग-शिक्षा सहयोग आदि पर बल दिया।



श्री सतपाल गर्ग

सदस्य

(14 अगस्त, 2021 तक)

श्री सतपाल गर्ग, 27 जुलाई 2017 को पीएनजीआरबी के सदस्य के रूप में शामिल हुए और आपने 1976 में दिल्ली विश्वविद्यालय से बी.कॉम (ऑनर्स) की उपाधि प्राप्त की। श्री गर्ग भारत के सनदी लेखाकार संस्थान की ओर से फेलो चार्टर्ड एकाउंटेंट और भारत के कंपनी सचिव संस्थान की ओर से फेलो कंपनी सचिव तथा भारत के लागत लेखाकार संस्थान के सहयोगी सदस्य हैं।

पीएनजीआरबी में कार्यभार ग्रहण करने से पहले श्री सतपाल गर्ग ने घरेलू और अंतर्राष्ट्रीय ईएंडपी उद्योग में 35 वर्ष का व्यावसायिक अनुभव प्राप्त किया था। आपने दो वर्ष से अधिक समय तक एक लेखा फर्म में कार्य करने के पश्चात् वर्ष 1982 में भारत की अग्रणी प्रमुख तेल और गैस कंपनी—ऑयल एंड नेचुरल गैस कॉर्पोरेशन लिमिटेड में वित्त एवं लेखा अधिकारी के रूप में कार्य करना आरंभ किया। पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड में आने से पूर्व आपका पूर्व कार्यकाल सितम्बर, 2008 से अगस्त, 2016 तक निदेशक (वित्त) के रूप में रहा। आपने मार्च, 2014 से अगस्त, 2014 तक ओएनजीसी विदेश लिमिटेड के प्रबंध निदेशक का अतिरिक्त कार्यभार भी संभाला।

ओएनजीसी विदेश में निदेशक (वित्त) के रूप में श्री गर्ग ने कंपनी की आंतरिक नियंत्रण, लेखांकन प्रणालियों, बजटीय नियंत्रण, अधिग्रहण और व्यवसाय विकास क्रियाकलापों को सरल और सुदृढ़ बनाने में महत्वपूर्ण योगदान दिया और घरेलू व अंतर्राष्ट्रीय दोनों बाजारों में निधियां जुटाने में सहयोग दिया। आपकी उपलब्धियों के सम्मान में आपको वर्ष 2015 में भारतीय सनदी लेखाकार संस्थान द्वारा सर्वोत्कृष्ट मुख्य वित्तीय अधिकारी का पुरस्कार प्रदान किया गया।

इससे पूर्व ओएनजीसी में आप ओएनजीसी द्वारा भारतीय रिफाइनरी (एमआरपीएल) की अधिग्रहण प्रक्रिया, इसकी पुनर्संरचना और इसके अधिग्रहण के एक वर्ष के अंदर घाटे वाली कंपनी से लाभ अर्जित करने वाली कंपनी के रूप में परिवर्तित करने के कार्य में लगे रहे। आपने ओएनजीसी की इक्विटी की विनिवेश प्रक्रिया का कार्य भी किया जो उस समय भारत सरकार द्वारा किया गया अब तक का सबसे बड़ा विनिवेश है। आपने सितंबर, 2008 में ओएनजीसी विदेश लिमिटेड के निदेशक (वित्त) का कार्यभार ग्रहण करने से लगभग एक वर्ष पूर्व ओएनजीसी में कंपनी सचिव के रूप में भी कार्य किया।

श्री गर्ग ओएनजीसी विदेश लिमिटेड में निदेशक (वित्त) के अपने कार्यकाल के दौरान ओएनजीसी विदेश लिमिटेड की कई सहायक कंपनियों के बोर्ड के अध्यक्ष/निदेशक भी रहे हैं।



श्री एस. रथ

सदस्य (आई एंड टी)

(18 मई, 2020 तक)

श्री एस. रथ 04 दिसम्बर, 2017 को सदस्य के रूप में पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड में सम्मिलित हुए थे। आपको तेल और गैस उद्योग में विविध भौगोलिक क्षेत्रों और कार्यों का 38 से भी अधिक वर्षों का अनुभव है। आपने भारतीय प्रौद्योगिकी संस्थान, खड़गपुर से (1977) एप्लाइड जिओलॉजी में एम.एससी. की डिग्री और इंदिरा गांधी राष्ट्रीय मुक्त विश्वविद्यालय से प्रबंधन में डिप्लोमा प्राप्त किया। आपने भूवैज्ञानिक सर्वेक्षण ऑफ जापान द्वारा संचालित अपतटीय पूर्वक्षक पाठ्यक्रम भी किया। भू-वैज्ञानिक के रूप में कार्य शुरू करते हुए आपने बाद में ऑयल इंडिया लिमिटेड के बोर्ड में निदेशक (प्रचालन) के रूप में कार्य किया और आपने कंपनी की ड्रिलिंग, उत्पादन (कच्चा तेल, प्राकृतिक गैस व एलपीजी), वाणिज्यिक तथा इसके पाइपलाइन व्यवसाय के दायित्वों का निर्वहन किया। आप ब्रह्मपुत्र क्रेकर एंड पॉलिमर लिमिटेड (बीसीपीएल) और ऑयल इंडिया इन्टरनेशनल लिमिटेड (ओआईआईएल) के बोर्ड के सदस्य भी रहे हैं।

ऑयल इंडिया लिमिटेड के बोर्ड में सम्मिलित होने से पूर्व श्री रथ हाइड्रोकार्बन महानिदेशालय (डीजीएच), जो तेल निकालने और विकास का काम करने वाली पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय की अपस्ट्रीम विनियामक शाखा है, में उप महानिदेशक रहे। पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड के बोर्ड में नियुक्ति के समय आप फेडरेशन ऑफ इंडियन पेट्रोलियम इण्डस्ट्री (एफआईपीआई) – जो पूर्व में पेट्रोफेड के नाम से जानी जाती थी – में निदेशक (अन्वेषण एवं विकास) के रूप में कार्य कर रहे थे और ऑयल इंडिया लिमिटेड से 2015 में सेवानिवृत्त होने तक आप इस पद पर रहे।

समग्र हाइड्रोकार्बन व्यवसाय क्षेत्र में अपने अनुभव के अतिरिक्त, श्री रथ को संगठन स्तरीय नीतिगत परिवर्तन प्रबंधन का भी अनुभव है। ऑयल इंडिया लिमिटेड में आपने मुख्य समन्वयक के रूप में इसकी प्रारंभिक पहल का नेतृत्व किया। आपने 'ब्रेकिंग बैरियर्स' नामक एक पुस्तक लिखी है जिसे बुक लाइन द्वारा प्रकाशित किया गया है। इसमें परिवर्तन की यात्रा और प्रक्रिया से एकत्रित ज्ञान का तिथिवार वर्णन किया गया है। एक उत्सुक पाठक के रूप में आपने काफी यात्राएं कीं और आप बेहतर भविष्य के लिए काम करते हुए खुली और सकारात्मक मानसिकता रखने में दृढ़ विश्वास रखते हैं।



श्री गजेन्द्र सिंह

सदस्य

श्री गजेन्द्र सिंह 9 अगस्त 2021 को पीएनजीआरबी के सदस्य के रूप में शामिल हुए। इससे पहले, आप भारत की राष्ट्रीय और सबसे बड़ी प्राकृतिक गैस कंपनी गेल (इंडिया) लिमिटेड में निदेशक (विपणन) थे। ओएनजीसी के साथ अपना करियर शुरू करने के बाद आप 1986 में गेल में शामिल हुए थे, जब भारतीय गैस क्षेत्र अपने शुरुआती चरण में था। तभी से आपने भारत में गैस बाजार और बुनियादी ढांचे के विकास की दिशा में महत्वपूर्ण भूमिका निभाई है।

श्री सिंह ने गेल में पाइपलाइनों तथा गैस प्रक्रिया संयंत्रों के अन्वेषण और उत्पादन, संचालन और रखरखाव से लेकर गैस स्रोत और विपणन तक संपूर्ण गैस मूल्य श्रृंखला में विभिन्न नेतृत्व और महत्वपूर्ण पदों पर कार्य किया है। गेल के निदेशक (विपणन) के रूप में, आपने गेल के प्राकृतिक गैस, पेट्रोरसायन, सीजीडी और तरल हाइड्रोकार्बन व्यवसायों को गति दी और सुदृढ़ किया। आप उर्वरक क्षेत्र के लिए भारत सरकार की अधिकार प्राप्त गैस पूल समिति के सदस्य भी थे और आपने कृषि उपज में सुधार के लिए सरकार की पहल का समर्थन करने के लिए विश्वसनीय गैस आपूर्ति सुनिश्चित करने में महत्वपूर्ण भूमिका निभाई थी। आप इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड (आईजीएल), महाराष्ट्र नेचुरल गैस लिमिटेड (एमएनजीएल), बंगाल गैस कंपनी लिमिटेड (बीजीसीएल) के अध्यक्ष और गेल गैस लिमिटेड में निदेशक रहे हैं, जो भारत में प्रमुख सीजीडी कंपनियां हैं। आप गेल ग्लोबल सिंगापुर प्राइवेट लिमिटेड (जीजीएसपीएल), जो गेल की अंतरराष्ट्रीय व्यापार शाखा है, के अध्यक्ष भी थे।

श्री सिंह ने विपणन दृष्टिकोण अपनाते हुए और एक बहु-परिसंपत्ति आधारित पोर्टफोलियो बनाकर गेल को एक पसंदीदा गैस आपूर्तिकर्ता बनाने के लिए लगभग एकाधिकार की स्थिति में ला दिया। आप गैस उद्योग को बढ़ावा देने के लिए विभिन्न पहलों को लागू करने में सफल रहे हैं और आपने विभिन्न शहरों में नगर गैस परियोजनाओं के विकास का बीड़ा उठाया है, जिसने भारत के खुदरा गैस बाजार, सीएनजी और पीएनजी में विकास का मार्ग प्रशस्त किया है।

श्री सिंह को भारत में कई पहलों को पहली बार लागू करने का श्रेय जाता है, और गेल के लिए, भारतीय ग्राहकों के लिए पहले स्पॉट एलएनजी कार्गो का विपणन करना, एलएनजी लागत और प्रचालन अनुकूलन के लिए गंतव्य और समय की अदला-बदली करना, प्रति वर्ष मल्टी मिलियन टन के लिए अंतर्राष्ट्रीय एलएनजी विपणन और गेल के एलएनजी शिपिंग कारोबार की शुरुआत करना शामिल है। आप गैस कंपनियों को न्यायसंगत और निष्पक्ष अवसर प्रदान करने के प्रबल समर्थक रहे हैं, और निदेशक (विपणन) के रूप में अपने कार्यकाल के दौरान आपने भारत में पहली बार ओपन एक्सेस के तहत पाइपलाइन क्षमता की बुकिंग के लिए ऑनलाइन प्रणाली की शुरुआत की, जिसकी उद्योग द्वारा पारदर्शिता और व्यापार करने में आसानी के लिए सराहना की गई।

श्री सिंह ने राष्ट्रीय और अंतर्राष्ट्रीय मंचों पर भारतीय गैस क्षेत्र का प्रतिनिधित्व किया है और आप स्वच्छ ऊर्जा को बढ़ावा देने के लिए नीति निर्माताओं के साथ उत्कृष्ट संबंध विकसित करने के लिए जाने जाते हैं।

श्री गजेन्द्र सिंह ने अपनी स्कूली शिक्षा मसूरी से की और देहरादून से इलेक्ट्रॉनिक्स में स्नातकोत्तर किया है।



बोर्ड की शक्तियां और कार्य

अधिनियम की धारा 11 के अनुसार, बोर्ड:

- (क) कंपनियों के बीच उचित व्यापार और प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देते हुए उपभोक्ताओं के हितों की सुरक्षा करना;
- (ख) निम्नलिखित कार्यों के लिए कंपनियों का पंजीकरण करना –
 - i. अधिसूचित पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों और केंद्रीय सरकार की संविदात्मक बाध्यताओं के अधीन रहते हुए प्राकृतिक गैस का विपणन;
 - ii. तरलीकृत प्राकृतिक गैस टर्मिनलों की स्थापना और प्रचालन;
 - iii. ऐसी क्षमता से अधिक, जो विनियमों द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए, पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद या प्राकृतिक गैस के लिए भंडारण की सुविधाओं की स्थापना;
- (ग) निम्नलिखित कार्यों के लिए कंपनियों को प्राधिकार देना—
 - i. सामान्य वाहक या संविदा वाहक पाइपलाइन बिछाना, निर्माण करना, प्रचालन या विस्तार करना;
 - ii. नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क को बिछाना, निर्माण करना, प्रचालन करना या विस्तार करना;
- (घ) पाइपलाइनों को सामान्य वाहक या अनुबंध वाहक के रूप में घोषित करना;
- (ङ) विनियमों द्वारा निम्नलिखित का विनियमन करना, –
 - i. सामान्य वाहक या संविदात्मक वाहक तक पहुँच ताकि उचित व्यापार और कंपनियों के बीच प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा दिया जा सके और उस प्रयोजन के लिए पाइपलाइन पहुँच कोड संहिता का निर्धारण करना;
 - ii. सामान्य वाहक या संविदात्मक वाहक के लिए परिवहन दरें;
 - iii. नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क तक पहुँच ताकि पाइपलाइन पहुँच संहिता के अनुसार उचित व्यापार और कंपनियों के बीच प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा दिया जा सके;
- (च) अधिसूचित पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद और प्राकृतिक गैस के संबंध में*—
 - i. पर्याप्त उपलब्धता सुनिश्चित करना;
 - ii. सभी फुटकर विक्रय केंद्रों पर उपभोक्ताओं के लिए कंपनी द्वारा निर्धारित अधिकतम फुटकर मूल्यों के संबंध में जानकारी के प्रदर्शन को सुनिश्चित करना;
 - iii. मूल्यों की निगरानी करना और कंपनियों द्वारा प्रतिबंधात्मक व्यापार पद्धतियों का रोकने के लिए निवारक उपाय करना;
 - iv. पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के लिए साम्यिक वितरण सुनिश्चित करना;
 - v. फुटकर विक्रय केंद्रों के लिए फुटकर सेवा बाध्यताओं और कंपनियों के लिए विपणन सेवा बाध्यताओं के लिए विनियमों द्वारा उपबंध बनाना और उनका प्रवर्तन करना;
 - vi. परिवहन दरों की निगरानी और कंपनियों के अवरोधक व्यापारिक व्यवहार के निवारण हेतु सुधारात्मक कार्रवाई करना;
- (छ) विनियमों द्वारा यथा निर्धारित शुल्क और अन्य प्रभार लगाना;
- (ज) पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस से संबंधित क्रियाकलापों के संबंध में सूचनाओं का डेटा बैंक रखना;
- (झ) विनियमों द्वारा तकनीकी मानकों और विनिर्देशों को अधिकथित करना जिसके अंतर्गत पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों, प्राकृतिक गैस से संबंधित क्रियाकलापों में सुरक्षा मानक हैं, जिसमें डाउनस्ट्रीम पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस क्षेत्र के संबंध में पाइपलाइन और बुनियादी ढांचा परियोजनाओं का निर्माण और प्रचालन सम्मिलित हैं;
- (ञ) ऐसे अन्य कार्य करना जो इस अधिनियम के प्रावधानों को पूरा करने के लिए केंद्र सरकार द्वारा उसे सौंपे जा सकते हैं। दिनांक 01.07.2020 को सरकार ने गैस व्यापार विनियम(यों) की स्थापना और संचालन को विनियमित करने के लिए पीएनजीआरबी को अधिनियम की धारा 11(ज) के अंतर्गत निर्दिष्ट कार्य को अधिनियम की धारा 42 के तहत निर्देश जारी किए हैं।

*चूंकि सरकार द्वारा किसी भी पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद और प्राकृतिक गैस को अधिसूचित नहीं किया गया है, इसलिए बोर्ड ऊपर (ख) (झ) और (च) में दिए गए कार्य करने की स्थिति में नहीं है।



भाग 1: सामान्य

(क) सामान्य आर्थिक परिदृश्य की समीक्षा

2018 और 2019 में दुनिया की समग्र वास्तविक जीडीपी वृद्धि क्रमशः 3.6% और 2.9% थी। तथापि, 2020 के दौरान, यह मुख्य रूप से कोविड-19 महामारी के प्रकोप के कारण 3.27% तक सीमित गई। इसके अलावा, जुलाई, 2021 में अंतर्राष्ट्रीय मुद्रा कोष द्वारा जारी विश्व के आर्थिक दृष्टिकोण के अनुसार, वैश्विक अर्थव्यवस्था में 2021 में 60% और 2022 में 49% वृद्धि होने का अनुमान है।

ऐतिहासिक रूप से, भारत क्रमशः 2017-18 और 2018-19 में 7.2% और 6.1% की सकल घरेलू उत्पाद की वृद्धि दर प्राप्त कर सका था, जो दुनिया की सबसे तेजी से बढ़ती प्रमुख अर्थव्यवस्थाओं में से एक है। तथापि, वित्त वर्ष 2019-20 के दौरान, कोविड-19 महामारी और कुछ अन्य कारणों से वास्तविक सकल घरेलू उत्पाद की वृद्धि दर 6.1% के अनुमान की तुलना में 4% तक कम हो गई। तथापि, महामारी के जारी रहने के कारण, सकल घरेलू उत्पाद वित्त वर्ष 2020-21 में (-) 7.3% तक घट गया, चौथी तिमाही में, इसमें बहाली के संकेत दिखाई दिए, जब सकल घरेलू उत्पाद में 1.6% की वृद्धि दर्ज की गई।

भारतीय अर्थव्यवस्था के कुछ महत्वपूर्ण घटनाक्रम इस प्रकार हैं:

- भारत का विदेशी मुद्रा भंडार मार्च 2020 में 477.807 अरब डॉलर से 20.76% बढ़कर मार्च, 2021 में 576.984 अरब डॉलर हो गया है, अर्थात् पिछले वर्ष की तुलना में इसमें 99.177 अरब अमेरिकी डॉलर की वृद्धि हुई है।
- वित्त वर्ष 2020-21 के दौरान भारत से माल निर्यात वर्ष दर वर्ष 7.26 प्रतिशत घटकर 290.63 अरब डॉलर रह गया है, जो 2019-20 में 313.36 अरब अमेरिकी डॉलर था, यह मुख्य रूप से रत्नों और आभूषणों तथा पेट्रोलियम उत्पादों के निर्यात में गिरावट के कारण था। सेवा निर्यात वृद्धि भी 2019-20 में 215.01 अरब अमेरिकी डॉलर से घटकर वित्त वर्ष 2020-21 में 202.56 अरब अमेरिकी डॉलर हो गई है जो वैश्विक स्थिति को देखते हुए काफी कम है। आयात भी 2020-21 में 16.53% घटकर 505.94 अरब डॉलर रह गया, जो 2019-20 में 606.13 अरब अमेरिकी डॉलर था। 2020-21 में व्यापार घाटा 2019-20 में 77.76 अरब डॉलर से घटकर 12.74 अरब डॉलर हो गया है।
- एक अत्यंत चुनौतीपूर्ण वर्ष के बावजूद, वित्त वर्ष 2020-21 के दौरान निवल प्रत्यक्ष कर संग्रह 9.05 ट्रिलियन रुपए के संशोधित बजट अनुमानों की तुलना में 9.45 ट्रिलियन रुपए हो गया, जो लगभग 4.46% की वृद्धि को दर्शाता है।
- वित्त वर्ष 2020-21 के लिए अप्रत्यक्ष कर संग्रह (जीएसटी और गैर-जीएसटी) से पता चलता है कि वित्त वर्ष 2019-20 के 9.54 ट्रिलियन रुपए की तुलना में वित्त वर्ष 2019-20 में निवल राजस्व संग्रह 10.71 ट्रिलियन रुपए (अंतिम) है, जिससे 12.3% की वृद्धि दर्ज की गई। वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए निवल अप्रत्यक्ष कर संग्रह से पता चलता है कि संशोधित बजट अनुमानों का 108.2% हासिल कर लिया गया है।
- सरकार द्वारा प्रत्यक्ष विदेशी निवेश (एफडीआई) नीतिगत सुधारों, निवेश सुगमता और व्यापार करने में आसानी के क्षेत्रों पर किए गए उपायों के कारण देश में एफडीआई का प्रवाह बढ़ा है। वित्त वर्ष 2020-21 के दौरान भारत ने अब तक का सबसे अधिक कुल एफडीआई प्रवाह 81.72 अरब अमेरिकी डॉलर का निवेश किया है और यह वित्त वर्ष 2019-20 के दौरान 74.39 अरब अमेरिकी डॉलर की तुलना में 10% अधिक है। पिछले वित्त वर्ष 2019-20 (49.98 अरब अमेरिकी डॉलर) की तुलना में वित्त वर्ष 2020-21 (59.64 अरब अमेरिकी डॉलर) में एफडीआई इक्विटी प्रवाह में 19% की वृद्धि हुई। एफडीआई इक्विटी प्रवाह को आकर्षित करने वाले शीर्ष क्षेत्रों में कंप्यूटर सॉफ्टवेयर और हार्डवेयर (44%), निर्माण/बुनियादी ढांचा गतिविधियां (13%) और सेवा क्षेत्र (8%) शामिल थे।
- मुख्य रूप से कोविड-19 महामारी के कारण वित्त वर्ष 2019-20 की तुलना में वित्त वर्ष 2020-21 के दौरान भारत के औद्योगिक उत्पादन सूचकांक (आईआईपी) में (-) 6.5% की वृद्धि दर्ज की गई। आईआईपी ने पिछले वर्ष कम लॉकडाउन लगाए जाने को देखते हुए, पिछले वर्ष की इसी अवधि की तुलना में अप्रैल-मई 2021 में 35.8% की वृद्धि दर्ज की।
- सामान्य उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सीपीआई) प्रवाह सभी वस्तुओं के लिए मुद्रास्फीति 2020-21 में मामूली रूप से बढ़कर 5.52 प्रतिशत हो गया, जो 2019-20 में 4.5 प्रतिशत था।



- विश्व बैंक डूइंग बिजनेस (डीबी) की रिपोर्ट, 2020 के अनुसार व्यापार करने में आसानी के तहत भारत की रैंकिंग 190 देशों में 2019 में 142वें पायदान से सुधरकर 63वें पायदान पर आ गई। छह वर्ष में, भारत की रैंकिंग 2014 में 142वें स्थान से सुधरकर 79वें स्थान पर तथा 2019 में 63वें स्थान पर आ गई, जो प्रमुख अर्थव्यवस्था के लिए एक रिकॉर्ड है।
- वित्त वर्ष 2020-21 के दौरान भारत सरकार द्वारा हाल ही में भुरु की गई कुछ पहलें एवं विकास नीचे सूचीबद्ध हैं:
- (क) प्रधानमंत्री श्री नरेंद्र मोदी ने 13.10.2021 को पीएम गति शक्ति का शुभारंभ किया। पीएम गति शक्ति आगामी कनेक्टिविटी परियोजनाओं, अन्य व्यापारिक केंद्रों, औद्योगिक क्षेत्रों और आसपास के परिवे 1 के बारे में सार्वजनिक और व्यावसायिक समुदाय की जानकारी प्रदान करेगी। इससे निवेशक उपयुक्त स्थानों पर अपने व्यवसायों की योजना बना सकेंगे जिससे तालमेल बढ़ेगा। इससे रोजगार के कई अवसर पैदा होंगे और अर्थव्यवस्था को बढ़ावा मिलेगा। इससे संभार-तंत्र लागत में कटौती और आपूर्ति श्रृंखलाओं में सुधार करके स्थानीय उत्पादों की वैश्विक प्रतिस्पर्धात्मकता में सुधार होगा तथा स्थानीय उद्योग और उपभोक्ताओं के लिए उचित संपर्क भी सुनिश्चित होगा।
- (ख) प्रधानमंत्री ने 12 मई, 2020 को 'आत्मनिर्भर भारत अभियान' के तहत 20 लाख करोड़ रुपये के आर्थिक पैकेज की घोषणा की है ताकि हमारे देश को कोरोना वायरस संकट (हमें आत्मनिर्भर बनाकर) से बचाया जा सके। यह पैकेज भारत की जीडीपी के 10 फीसदी के बराबर है। विशेष आर्थिक पैकेज में मजदूरों, किसानों, ईमानदार करदाताओं, एमएसएमई और कुटीर उद्योग पर जोर दिया गया है। घोषणा करते हुए माननीय प्रधानमंत्री ने कहा कि जब भारत आत्मनिर्भर बनने की बात करता है, तो यह भारत की आत्मनिर्भरता में आत्मकेंद्रित प्रणाली की वकालत नहीं करता है; इसमें पूरी दुनिया की खु 1हाली, सहयोग और शांति की चिंता है।
- (ग) पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एमओपी एंड एनजी) ने तेल एवं गैस सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रमों/एमओपी एंड एनजी संगठनों के परामर्श से प्रवासी श्रमिकों के लिए किफायती किराया आवास परिसर योजना (एआरएचसी) के तहत 50,000 आवास इकाइयों (डीयू) का निर्माण करने की योजना बनाई है।
- (घ) मई 2016 में, पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एमओपीएनजी) ने ग्रामीण और वंचित परिवारों को एलपीजी जैसे स्वच्छ खाना पकाने का ईंधन उपलब्ध कराने के उद्देश्य से एक प्रमुख योजना के रूप में प्रधानमंत्री उज्ज्वला योजना (पीएमयूवाई) की शुरुआत की। 7 सितंबर 2019 को माननीय प्रधानमंत्री ने महाराष्ट्र के औरंगाबाद में 8वां करोड़ एलपीजी कनेक्शन सौंपा।
- (ङ) वित्त वर्ष 21-22 के केंद्रीय बजट में भारत सरकार की माननीय वित्त मंत्री श्रीमती निर्मला सीतारमण ने कहा कि पीएमयूवाई योजना के तहत अतिरिक्त 1 करोड़ एलपीजी कनेक्शन जारी करने का प्रावधान किया गया है। इस चरण में प्रवासी परिवारों को विशेष सुविधा दी गई है।
- (च) कोविड-19 के आर्थिक जवाब के तहत प्रधानमंत्री गरीब कल्याण पैकेज (पीएमजीकेपी) के तहत पीएमयूवाई लाभार्थियों को 31.12.2020 तक तीन एलपीजी रिफिल तक मुफ्त एलपीजी सिलेंडर उपलब्ध कराए जा रहे हैं। ओएमसी ने इस योजना के तहत पीएमयूवाई लाभार्थियों को 1413.38 लाख रिफिल वितरित किए हैं और 7.5 करोड़ से अधिक पीएमयूवाई लाभार्थियों ने इस योजना के तहत मुफ्त सिलेंडर का लाभ उठाया है।
- (छ) (हाइब्रिड) इलेक्ट्रिक वाहनों को तेजी से अपनाने और उनका निर्माण करने की योजना फेम के तहत, सरकार ने इलेक्ट्रिक बसों की मांग को प्रोत्साहित करने से वित्तीय वर्ष 2020-21 के दौरान सहायता दिए जाने वाले ईवीएस की संख्या 1,650 से बढ़ाकर 5,000; इलेक्ट्रिक चार पहिया वाहनों के लिए 1,650 से 3,000 तक; इलेक्ट्रिक दोपहिया वाहनों के लिए 33,000 से 40,000 तक कर दी है।
- (ज) माननीय प्रधानमंत्री ने भारत के 75वें स्वतंत्रता दिवस पर राष्ट्रीय हाइड्रोजन मिशन (एनएचएम) के शुभारंभ की घोषणा करते हुए कहा कि इसका उद्देश्य देश को हरित हाइड्रोजन के उत्पादन और निर्यात के लिए एक वैश्विक केंद्र बनाना है। प्रधानमंत्री की घोषणा के आधार पर 2021 बजट में किए गए प्रस्ताव से एनएचएम को आगे लागू किया जा सकेगा जिससे हाइड्रोजन का उत्पादन "हरित शक्ति स्रोतों से" हो सकेगा।

(ख) वैश्विक तेल और गैस परिदृश्य

मई 2021 की ओपेक मासिक तेल बाजार रिपोर्ट के अनुसार, विश्व तेल की मांग 2019 में 99.98 एमबी/दिन से कोविड-19 महामारी के कारण 9.48 एमबी/दिन कम हो गई है अर्थात् 2020 में 90.51 एमबी/दिन। रिपोर्ट के



अनुसार, 2021 में तेल की मांग में 96.46 एमबी/दिन की वृद्धि, अर्थात् 5.95 एमबी/दिन की वृद्धि होने की संभावना है। अंतर्राष्ट्रीय ऊर्जा एजेंसी (आईईए) ने अप्रैल 2021 की अपनी बाजार रिपोर्ट में कहा है कि कैलेंडर वर्ष 2021 में मांग के 96.7 एमबी/दिन तक पहुंचने की उम्मीद है।

एच1 कैलेंडर वर्ष 2021 के लिए अपेक्षित कमजोर आंकड़ों के बावजूद, जहां कुछ प्रमुख उपभोक्ता देशों में वृद्धि के बावजूद रिकवरी अस्थिर बनी रही, बेहतर आर्थिक पूर्वानुमान और ठोस त्वरित संकेतकों के कारण वार्षिक वृद्धि में सुधार होने की उम्मीद है।

वास्तव में, चीन ने वैश्व कच्चे तेल की मांग रिकवरी को गति दी है। चीन ने पिछले वर्ष की समाप्ति की तुलना में वर्ष के शुरू में अपने कच्चे तेल के आयात को काफी बढ़ाया, जिससे वैश्विक तेल की मांग को बढ़ाने में मदद मिली। दिसंबर में अपेक्षाकृत कमजोर आयात की तुलना में स्वतंत्र रिफाइनरों द्वारा 2021 में सुदृढ़ खरीद आधार पर अपने आवंटित आयात कोटे का उपयोग शुरू करने से चीन के तेल आयात के जनवरी में अधिकतम 32 प्रतिशत तक बढ़ने का अनुमान है। चीन के जनवरी में कच्चे तेल का आयात लगभग 12 मिलियन बैरल प्रति दिन (बीपीडी) तक पहुंचने का अनुमान है जो दिसंबर में 9.06 मिलियन बीपीडी आयात से 32.4 प्रतिशत अधिक है।

विश्व तेल की आपूर्ति अमेरिकी उत्पादन में मंदी से उबरने के बाद मार्च में 1.7 एमबी/दिन से बढ़कर 92.9 एमबी/दिन हो गई। अमेरिका, ब्राजील और जैव ईंधन से आगे और लाभ प्राप्त होने से अप्रैल में वैश्विक आपूर्ति में सुधार होने की संभावना है, जबकि ओपेक+कटौती में भाग लेने वाले उत्पादक प्रवाह को सीमित करना जारी रखे हुए हैं। गैर-ओपेक+ को 2020 में 1.3 एमबी/दिन की गिरावट के बाद 2021 में 610 केबी/दिन का लाभ प्राप्त होने की उम्मीद है। 2020 में 600 केबी/दिन नुकसान के बाद अमेरिकी आपूर्ति में 100 केबी/दिन की गिरावट होना तय है।

2020 के पहले छह महीनों के दौरान, बाजार अनिश्चितताएं सभी ऊर्जा स्रोतों के लिए कायम हैं। मांग में ये अनिश्चितताएं कच्चे तेल की कीमतों में परिलक्षित हुईं, जिससे असाधारण उतार-चढ़ाव सामने आए। संकट की शुरुआत में, कई प्रमुख बाजारों में ईंधन की मांग में गिरावट, जनवरी में 64 डॉलर प्रति बैरल की मासिक औसत से घटकर अप्रैल में 18 डॉलर प्रति बैरल हो गई। तेल की कीमत, आपूर्ति की कमी से भी प्रभावित हुई। चूंकि अर्थव्यवस्था फिर से खुल गई है, ऊर्जा वस्तुओं में आंशिक वृद्धि फिर से लौटने लगी है: उदाहरण के लिए, तीसरी तिमाही 2020 के अंत तक, चीन में तेल की मांग पूर्व कोविड-19 के स्तर पर वापस आ गई थी, तथा यूरोप और उत्तरी अमेरिका में गिरावट के 50 प्रतिशत की रिकवरी कर ली गई थी। नवंबर में ब्रेंट क्रूड ऑयल स्पॉट की कीमतें औसतन 43 डॉलर प्रति बैरल तक बढ़ गईं, जो अक्तूबर के प्रति बैरल औसत से 3 डॉलर प्रति बैरल की बढ़ोतरी है। ठोस आर्थिक संभावनाओं ने नवंबर से कीमतों को तेजी से बढ़ाया है। ब्रेंट मार्च 2021 के बाद से 65 डॉलर/बैरल और 85 डॉलर/बैरल के बीच कारोबार कर रहा है।

अंतर्राष्ट्रीय ऊर्जा एजेंसी (आईईए) की रिपोर्ट के अनुसार, 2020 में 4% की गिरावट के बाद प्राकृतिक गैस की मांग 2021 में उत्तरोत्तर ठीक होने की उम्मीद है क्योंकि परिपक्व बाजारों में खपत संकट से पहले के स्तर के करीब पहुंच गई है, जबकि अर्थव्यवस्था के फिर से सुधरने से बाजार लाभ उबरने लगा है और प्राकृतिक गैस की कीमतों में कमी हुई है। तथापि, 2020 संकट के प्रभाव से मध्यम अवधि की विकास क्षमता पर असर पड़ने की उम्मीद है, जिसके परिणामस्वरूप पूर्वानुमान अवधि, 2019 की तुलना में 2025 तक लगभग 75 बीसीएम वृद्धि हानि हुई है। इस पूर्वानुमान से इस अवधि के दौरान प्रति वर्ष औसतन वृद्धि दर 1.5% होने की उम्मीद है।

एशिया प्रशांत क्षेत्र का आने वाले वर्षों में वृद्धिशील वैश्विक गैस की खपत का आधा से अधिक हिस्सा है, जो मुख्य रूप से चीन और भारत में गैस के विकास से प्रेरित है। हालांकि इन दोनों बाजारों के लिए प्राकृतिक गैस की संभावनाएं सुदृढ़ बनी हुई हैं, लेकिन संकट के बाद के माहौल में यह दृष्टिकोण काफी हद तक चीन और भारत की भावी नीतिगत दिशा और रिकवरी पर निर्भर करता है। मौजूदा आर्थिक रुझान और अनिश्चितता के बावजूद, प्राकृतिक गैस से अभी भी दोनों देशों में ऊर्जा मिश्रण में गैस की भूमिका बढ़ाने के लिए चल रहे सुधारों से ठोस नीतिगत लाभ होगा। उद्योग क्षेत्र में भावी वृद्धि, जो दोनों देशों में वृद्धिशील गैस की मांग का मुख्य कारण है, औद्योगिक वस्तुओं के लिए घरेलू और निर्यात बाजारों दोनों में व्यापक रूप से आर्थिक सुधार की गति पर निर्भर करेगा।

चीन की प्राकृतिक गैस की मांग 2021 में एक नया रिकॉर्ड स्थापित कर सकती है क्योंकि देश की अर्थव्यवस्था अधिकांश देशों की तुलना में महामारी से तेजी से उभर रही है और यह अपने दीर्घकालिक पर्यावरण संरक्षण लक्ष्यों को पूरा करने की दिशा में अग्रसर है। एसएंडपी ग्लोबल प्लेट्स एनालिटिक्स का अनुमान है कि चीन में गैस की मांग 2021 में 360 बिलियन घन मीटर तक पहुंच जाएगी, जो 2020 में अनुमानित 332 बीसीएम से 8.4% अधिक है। यह 2019 में 313 बीसीएम पर थी।



वैश्विक रिफाइनरी थ्रूपुट ने 2019 के बाद पहली बार मार्च, 2021 में वर्ष के पहले के स्तर को प्राप्त कर लिया है, जिससे अमेरिका में माह दर माह ठोस रिकवरी पर 1 एमबी/दिन की वृद्धि हुई है। इसके बावजूद, 75.9 एमबी/दिन पर, वैश्विक रिफाइनरी सुधार फिर भी मार्च 2019 से कम अर्थात् 4.4 एमबी/दिन था। अप्रैल से अगस्त 2021 तक क्रूड थ्रूपुट में 6.8 एमबी/दिन की बढ़ोतरी का पूर्वानुमान है।

वैश्विक तरलीकृत प्राकृतिक गैस (एलएनजी) व्यापार 2020 में 358 मिलियन टन से बढ़कर 2019 में 358 मिलियन टन हो गया, जिसके परिणामस्वरूप कोविड-19 महामारी के कारण अभूतपूर्व अस्थिरता पैदा हुई जिसके परिणामस्वरूप दुनिया भर में लॉकडाउन हुआ। 25 फरवरी, 2021 को प्रकाशित शेल के नवीनतम वार्षिक एलएनजी आउटलुक के अनुसार, हालांकि विकास मामूली रहा है, मात्रा में वृद्धि एक वर्ष में वैश्विक एलएनजी बाजार के लचीलेपन को दर्शाती है जिससे कई ट्रिलियन डॉलर के वैश्विक सकल घरेलू उत्पाद का नुकसान हुआ क्योंकि बड़ी और छोटी अर्थव्यवस्थाओं ने कोविड-19 प्रकोप को रोकने के लिए संघर्ष किया।

चीन और भारत ने महामारी फैलने के बाद एलएनजी की मांग में रिकवरी की अगुआई की। चीन ने अपने एलएनजी आयात को 7 मिलियन टन बढ़ाकर 67 मिलियन टन कर दिया, जो साल के लिए 11% बढ़ा है। 2060 तक कार्बन तटस्थ बनने के लक्ष्य की चीन की घोषणा से उम्मीद है कि वह महत्वपूर्ण भूमिका निभाते हुए गैस के माध्यम से अपनी एलएनजी की मांग को जारी रखेगा, जो इमारतों, भारी उद्योग, शिपिंग और भारी शुल्क सड़क परिवहन जैसे हार्ड-टू-एबेट क्षेत्रों को कार्बन मुक्त करने में कारगर हो सकती हैं। भारत ने 2020 में आयात में 11% की वृद्धि की क्योंकि उसने अपने घरेलू गैस उत्पादन को पूरा करने के लिए कम कीमत वाली एलएनजी का लाभ उठाया।

दो अन्य प्रमुख एशियाई एलएनजी आयातक देशों – जापान और दक्षिण कोरिया ने भी 2020 में निवल-शून्य उत्सर्जन लक्ष्यों की घोषणा की थी। अपने निवल- शून्य लक्ष्य को पूरा करने के लिए दक्षिण कोरिया का लक्ष्य 2034 तक कोयले से चलने वाले 24 बिजली संयंत्रों को स्वच्छ-दहन एलएनजी में बदलना है।

वैश्विक एलएनजी की कीमतों में वर्ष के भुरु में रिकॉर्ड कमी हुई, लेकिन 12 महीने की अवधि समाप्त होने पर एशिया के कुछ भागों में मांग छह साल के उच्च स्तर पर समाप्त हुई और आपूर्ति कम होने के बावजूद सर्दियों की खरीद में वृद्धि हुई। लचीली अमेरिकी आपूर्ति सहित यूरोप में मांग ने 2020 की पहली छमाही में वैश्विक एलएनजी बाजार को संतुलित बनाने में मदद की। हालांकि, अन्य बेसिनों में आपूर्ति के बंद होने, संरचनात्मक बाधाओं और वर्ष के दौरान बाद में भीर्ष मौसम के परिणामस्वरूप कीमतों में वृद्धि हुई। मार्च 2020 में स्पॉट-एलएनजी (जापान कोरिया मार्कर) के अनुबंध आधारित मूल्य का औसत मई 2020 में 2.2 अमेरिकी डॉलर से लेकर जनवरी, 2021 में 18.5 अमेरिकी डॉलर तक रहा।

डेट नोर्सके वेरिटास समूह के डीएनवी जीएल द्वारा तेल और गैस 2050 – ऊर्जा परिवर्तन दृष्टिकोण के पूर्वानुमान के अनुसार, तेल और गैस को हमारी पूर्वानुमान अवधि के दौरान ऊर्जा मिश्रण में बहुत महत्वपूर्ण भूमिका निभानी होगी। उपर्युक्त रिपोर्ट में कहा गया है कि यद्यपि हम नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से इस मिश्रण की व्यापक हिस्सेदारी लेने की उम्मीद करते हैं, हम 2050 में दुनिया की प्राथमिक ऊर्जा आपूर्ति के 44% के लिए तेल और गैस की भविष्यवाणी करते हैं।

डीएनवी की उपर्युक्त रिपोर्ट में यह बात सामने आई है कि 2050 तक गैस दुनिया का प्राथमिक ऊर्जा स्रोत बनने के लिए तैयार है, और जीवाश्म ईंधन की अंतिम भीर्ष मांग का अनुभव 2035 में होगा। गैस, परिवर्तन के दौरान परिवर्तनीय नवीकरणीय ऊर्जा के साथ ऊर्जा सुरक्षा का समर्थन करने में केंद्रीय भूमिका निभा सकता है। अपनी मूल्य श्रृंखला से मीथेन उत्सर्जन में कटौती करके और गैस आधारित बिजली उत्पादन के लिए बड़े पैमाने पर कार्बन एकत्रीकरण एवं भंडारण (सीसीएस) की व्यवस्था में सुधार करके अपने कार्बन उत्सर्जन को कम करने के अवसर मौजूद हैं। हम 2022 में तेल की मांग के अधिकतम होने की उम्मीद करते हैं।

(ग) घरेलू तेल और गैस परिदृश्य

भारत का कच्चे तेल का उत्पादन 2015-16 में 36.9 मिलियन टन से गिरकर 2016-17 में 36 करोड़ टन हो गया। नकारात्मक वृद्धि का रुझान बाद के वर्षों में भी जारी रहा, क्योंकि 2017-18 में उत्पादन 35.7 मिलियन टन से 2018-19 में 34.2 मिलियन टन, 2019-20 में 32.16 मिलियन टन और 2020-21 में 30.5 मिलियन टन हो गया।



खपत के तेज गति से बढ़ने और घरेलू उत्पादन में गिरावट के साथ भारत की तेल आयात निर्भरता 2017-18 में 82.9 प्रतिशत से बढ़कर 2018-19 में 83.7 प्रतिशत हो गई है, जो वित्त वर्ष 2019-20 और 2020-21 में और बढ़कर 85 प्रतिशत हो गई है। ऐतिहासिक रूप से 2015-16 में आयात पर निर्भरता 80.6 प्रतिशत थी, जो 2016-17 में बढ़कर 81.7 प्रतिशत हो गई।

विश्व स्तर पर गैर-ओईसीडी पेट्रोलियम खपत वृद्धि में भारत का सबसे बड़ा योगदान है। भारत की तेल खपत 2016-17 में 194.6 मिलियन टन से बढ़कर 2017-18 में 206.2 मिलियन टन और 2018-19 में 213.2 हो गई। 2019-20 में खपत लगभग स्थिर रही, जबकि मार्च, 2020 से महामारी के प्रभाव के कारण यह 9.1% कम होकर 194.6 मिलियन टन हो गई।

भारत का तेल आयात 2018-19 में तेजी से बढ़कर 111.9 अरब डॉलर हो गया, जो 2017-18 में 87.8 अरब अमेरिकी डॉलर था। वित्त वर्ष 2019-20 के लिए कच्चे तेल का आयात 227 करोड़ टन था और उस पर विदेशी मुद्रा का खर्च लगभग 102.2 अरब अमेरिकी डॉलर था, जो खर्च में लगभग 9% की कमी थी। तेल आयात और घटकर 198.2 करोड़ टन रह गया, जिसमें विदेशी मुद्रा व्यय 61.9 अरब डॉलर है। विदेशी मुद्रा व्यय में कमी आंशिक रूप से कम खपत और आंशिक रूप से अंतर्राष्ट्रीय कीमतों में कमी के कारण होती है।

वित्त वर्ष 2020-21 के दौरान ब्रेंट क्रूड की औसत कीमत 44.55/बैरल पर रही, जो वर्ष दर वर्ष आधार पर 27% (लगभग) कम है, जबकि वर्ष 2019-20 के दौरान कच्चे तेल की भारतीय बॉस्केट 44.82/बैरल थी, जो वित्त वर्ष 2019-20 से 31% (लगभग) कम है।

भारत का लक्ष्य 2030 तक देश के प्राकृतिक गैस की हिस्सेदारी को मौजूदा 6.2% से बढ़ाकर 15% ऊर्जा मिश्रण करके गैस आधारित अर्थव्यवस्था की ओर बढ़ना है। सरकार, नीति निर्माता, विनियामक, उद्योग जगत की कंपनियां सभी क्षेत्रों में प्राकृतिक गैस के उपयोग को बढ़ावा देकर इस लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए अपनी महत्वपूर्ण भूमिका निभा रही हैं।

वित्त वर्ष 2018-19 के दौरान सकल प्राकृतिक गैस का उत्पादन वित्त वर्ष 2015-16 के बाद 32.874 बीसीएम पर सबसे अधिक था। तथापि, प्राकृतिक गैस उत्पादन 2019-20 में 31.180 बीसीएम और 2020-21 में 28.67 बीसीएम तक कम हो गया है, लेकिन केजी बेसिन में गहरे पानी की परियोजनाओं से आने वाले वर्षों में इसमें वृद्धि होने की संभावना है। ओएनजीसी की मेगा अपतटीय गहरे पानी की परियोजना केजी-डीडब्ल्यूएन-98/2 का योगदान मई 2021 तक 2.5-3 मिलियन मानक घन मीटर प्रतिदिन होने की संभावना है जिसके परिणामस्वरूप गैस उत्पादन में 2024 तक 35 बीसीएम की वृद्धि होगी। इसके अलावा, रिलायंस उद्योग ने घोषणा की कि केजी डी-6 ब्लॉक के 3 क्षेत्रों जैसे आर-क्लस्टर, सैटेलाइट क्लस्टर और एमजे क्षेत्र से उनका संयुक्त उत्पादन 2024 तक 30 एमएमसीसीडी होने की उम्मीद है।

वित्त वर्ष 2019-20 में गैस की खपत 5% बढ़कर ~64 बीसीएम तक पहुंच गई। तथापि, खपत घटकर 60.5 बीसीएम रह गई, वित्त वर्ष 2020-21 के दौरान 5.5% की गिरावट आई क्योंकि कोविड से जुड़े लॉकडाउन ने छोटे उद्योगों और परिवहन क्षेत्र की मांग को प्रभावित किया। मांग में कमी के कारण, वित्त वर्ष 2019-20 में एलएनजी आयात में वर्ष दर वर्ष 17% की वृद्धि हुई जो वित्त वर्ष 2018-19 में 21.7 एमएमटी से 25.6 एमएमटी तक पहुंच गया था। चूंकि घरेलू गैस उत्पादन में गिरावट गैस की खपत में कमी से अधिक थी, इसलिए कुल गैस खपत में आयातित एलएनजी का हिस्सा वित्त वर्ष 19-20 में 53% से मामूली बढ़कर वित्त वर्ष 20-21 में 54% हो गया। भारत में रीगस नेम प्लेट क्षमता 2025 तक मौजूदा 35 एमएमटीपीए से लगभग दोगुनी होकर 69 एमएमटीपीए होने की उम्मीद है।

बिजली और उर्वरक क्षेत्र पिछले कुछ वर्षों में दो प्रमुख गैस खपत वाले क्षेत्र बने हुए हैं, जो खपत में लगभग 50% का योगदान देते हैं, जिसके बाद नगर गैस वितरण आता है, जो भारत में कुल प्राकृतिक गैस खपत का लगभग 18% योगदान देता है और सभी क्षेत्रों के बीच उच्चतम चक्रवृद्धि वार्षिक वृद्धि दर (सीएजीआर) प्रदर्शित करता है। तथापि, वित्त वर्ष 20-21 में कोविड से जुड़े लॉकडाउन के दौरान छोटे उद्योगों और परिवहन क्षेत्र की ओर से मांग घटने के कारण सीजीडी क्षेत्र की खपत में मामूली गिरावट आई। इस तथ्य को ध्यान में रखते हुए कि पीएनजीआरबी ने पहले ही देश के भौगोलिक क्षेत्र का 53% अधिकृत कर दिया है जो देश की 71% आबादी को कवर करता है, सीजीडी क्षेत्र की वृद्धि से आने वाले दशक में प्राकृतिक गैस की खपत के विकास में महत्वपूर्ण भूमिका निभाए जाने की उम्मीद है। आईसीएफ द्वारा इंडिया नेशनल गैस ग्रिड पर किए जा रहे अध्ययन के अनुसार, 2030 में कुल गैस खपत में सीजीडी का योगदान 32% से 38% के बीच बढ़ने की संभावना है।



सरकार द्वारा हर छह महीने में घरेलू गैस की कीमत तय की जाती है। घरेलू गैस की कीमत जो अंतरराष्ट्रीय केंद्रों की कीमतों से जुड़ी हुई है, पिछली अवधि (अप्रैल-सितंबर 2020) में 2.39/एमएमबीटीयू अमेरिकी डॉलर की गैस कीमत की तुलना में अक्टूबर 2020-मार्च 2021 के दौरान 1.79/एमएमबीटीयू अमेरिकी डॉलर तक कम हो गई थी। जबकि, वैकल्पिक ईंधन की कीमतों से जुड़े कठिन क्षेत्रों (गहरे पानी और उच्च दबाव वाले उच्च तापमान क्षेत्रों) से उत्पादित गैस के अधिकतम मूल्य को क्रमशः इसी अवधि के लिए 561/एमएमबीटीयू अमेरिकी डॉलर से संशोधित करके 4.06/एमएमबीटीयू किया गया है। अप्रैल-सितंबर 2021 की अवधि के लिए, घरेलू गैस की कीमत 1.79/एमएमबीटीयू अमेरिकी डॉलर पर स्थिर रही जबकि अधिकतम मूल्य और घटकर 3.62 अमेरिकी डॉलर रह गया है।

भारत में एलएनजी की कीमतें मुख्य रूप से विभिन्न कंपनियों द्वारा हस्ताक्षरित दीर्घकालिक अनुबंधों पर आधारित हैं। स्पाट कीमतें अंतरराष्ट्रीय बेंचमार्क और माल ढुलाई दरों पर निर्भर करती हैं। मार्च 2020 में स्पाट-एलएनजी (जापान कोरिया मार्कर) के अनुबंध आधारित मूल्य का औसत मई 2020 में 2.2 अमेरिकी डॉलर से लेकर जनवरी, 2021 में 18.5 अमेरिकी डॉलर तक है।

कार्यान्वयन के तहत प्रमुख गैस पाइपलाइन परियोजनाओं का एक सार (जून, 2021 तक) निम्न प्रकार है:

जगदीशपुर – हल्दिया – बोकारो – धामरा पाइपलाइन परियोजना (जेएचबीडीपीएल), बरौनी- गुवाहाटी पाइपलाइन परियोजना (बीजीपीएल) तथा धामरा-पारादीप-हल्दिया पाइपलाइन परियोजना – पूर्वी भारत के लिए प्रधानमंत्री ऊर्जा गंगा (पीएमजीयू)

गेल 3,546 कि.मी. पाइपलाइन परियोजना का निष्पादन कर रहा है। पाइपलाइन की 3,546 कि.मी. अधिकृत लंबाई में से 30.06.2021 तक लगभग 2,154 कि.मी. तक पाइपलाइन बिछाने का कार्य पूरा हो चुका है। वाराणसी, गोरखपुर, पटना और बरौनी (750 कि.मी.) तक स्पर लाइनों सहित फूलपुर से डोभी तक परियोजना का पहला चरण 2019 में चालू किया गया है और इसमें गैस भरी गई है। इसके अलावा, डोभी से दुर्गापुर तक 347 कि.मी. लंबी पाइपलाइन 07.02.2021 को चालू कर दी गई है। एक प्रमुख समर्थक के रूप में, भारत सरकार ने सितंबर 2016 में इस पाइपलाइन परियोजना के लिए 40% अनुदान प्रदान करने का नीतिगत निर्णय लिया था। इस परियोजना का समय पर विकास करने का उद्देश्य गोरखपुर, बरौनी और सिंदरी में स्थित 3 उर्वरक संयंत्रों और दुर्गापुर में नई उर्वरक इकाई के पुनरुद्धार में सहयोग करना है। यह पूरी परियोजना उत्तर प्रदेश, बिहार, झारखंड, ओडिशा, पश्चिम बंगाल और असम जैसे छह राज्यों को शामिल करते हुए पूर्वी और पूर्वोत्तर क्षेत्र की ऊर्जा मांग को पूरा करेगी।

• पूर्वोत्तर क्षेत्र (एनईआर) गैस ग्रिड

पांच (05) तेल और गैस सीपीएसई अर्थात् गेल, आईओसीएल, ओआईएल, ओएनजीसी और एनआरएल नाम के एक संयुक्त उद्यम को सभी पूर्वोत्तर राज्यों अर्थात् असम, सिक्किम, मिजोरम, मणिपुर, अरुणाचल प्रदेश, त्रिपुरा, नागालैंड और मेघालय में ट्रंक पाइपलाइन कनेक्टिविटी का चरणबद्ध तरीके से विकास करने की जिम्मेदारी सौंपी गई है। इन पाइपलाइनों (अनुमानित लंबाई 1,656 कि.मी.) का मुख्य उद्देश्य पूर्वोत्तर राज्यों में उत्पादित घरेलू प्राकृतिक गैस का परिवहन करना होगा और यह पहले स्थानीय आवश्यकताओं को पूरा करेगा। यह एनईआर ग्रिड को राष्ट्रीय गैस ग्रिड से भी जोड़ेगा। 24" गुवाहाटी-नुमालीगढ़ पाइपलाइन खंड की निर्माण गतिविधियां जनवरी, 2021 से शुरू की गई हैं।

• कोच्चि-कूटनाड-बेंगलोर-मैंगलोर पाइपलाइन परियोजना (केकेबीएमपीएल):

गेल (इंडिया) लिमिटेड 1,104 कि.मी. लंबी कोच्चि-कूटनाड-बेंगलोर-मैंगलोर पाइपलाइन (केएमबीपीएल) परियोजना बिछा रहा है। कोच्चि क्षेत्र में 41 कि.मी. पाइपलाइन और कोच्चि से मंगलौर तक 450 कि.मी. पाइपलाइन चालू कर दी गई है। शेष खंड अर्थात् कूटनाड से बंगलौर खंड के लिए निर्माण कार्य प्रगति पर है। कूटनाड-वालायार, पलक्कड़ (केरल सीमा तक) की 94 कि.मी. पाइपलाइन और कृष्णागिरी-बेंगलुरु खंड की 22 कि.मी. पाइपलाइन (कर्नाटक खंड) चालू की गई है।

• एन्नोर-तिरुवल्लूर-बेंगलोर-नागापट्टनम-मदुरै-तूतीकोरिन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (ईटीबीएनएमटीपीएल):

आईओसीएल एन्नोर-तिरुवल्लूर-बेंगलोर-नागापट्टनम-मदुरै-तूतीकोरिन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (ईटीबीएनएमटीपीएल) की लंबाई 1,431 कि.मी. है। यह पाइपलाइन नए एन्नोर एलएनजी टर्मिनल को क्षेत्र के विभिन्न मांग केंद्रों से जोड़ेगी। एन्नोर से मनाली तक 22.5 कि.मी. पाइपलाइन खंड और रामनाथपुरम से तूतीकोरिन तक 143 कि.मी. पाइपलाइन खंड चालू हो चुका है।



• **श्रीकाकुलम से अंगुल प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एसएपीएल):**

गेल 690 कि.मी. लंबी श्रीकाकुलम – अंगुल पाइपलाइन (एसएपीएल) परियोजना का निष्पादन कर रहा है। 30.06.2021 के अनुसार, पीएमसी की नियुक्ति 03.01.2020 को की गई है। 290 कि.मी. लाइन पाइप साइट पर प्रदान कर दी गई है। शेष आर्डर दिए गए लाइन पाइप का निर्माण किया जा रहा है। विस्तृत सर्वेक्षण पूरा कर लिया गया है।

• **मुंबई-नागपुर-झारसुगुड़ा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एमएनजेपीएल):**

गेल मुंबई-नागपुर-झारसुगुड़ा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एमएनजेपीएल) बिछा रहा है, जिसकी लंबाई 1,755 कि.मी. है, जिसे 15.05.2020 को अधिकृत किया गया है। यह पाइपलाइन मुंबई से भुरु होगी और महाराष्ट्र, छत्तीसगढ़ और ओडिशा राज्यों से होकर गुजरेगी। पीएमसी को 17.12.2020 को प्रदान की गई थी। मुंबई-नागपुर खंड के लिए विस्तृत सर्वेक्षण पूरा कर लिया गया है। लाइन पाइप आर्डर 24" x 533 कि.मी. के लिए दिया गया था और 363 कि.मी. के लिए पाइप की डिलीवरी पूरी हो गई है। मैसर्स एमएसआरडीसी से आरओयू आवंटन-पत्र 30.12.2020 को प्राप्त हुआ है।

(घ) भारत के तेल और गैस क्षेत्र पर कोविड-19 का प्रभाव:

कोविड-19 प्रकोप ने वैश्विक तेल और गैस क्षेत्र को गंभीर रूप से प्रभावित किया है जिसने मांग में मंदी के साथ मिलकर आपूर्ति अधिशेष का दोहरा झटका दिया है। इसने अपस्ट्रीम, डाउनस्ट्रीम, प्राकृतिक गैस और रसायन और पेट्रोरसायन क्षेत्र को अलग-अलग स्तर तक प्रभावित किया है।

अपस्ट्रीम क्षेत्र में कच्चे तेल की कीमतों में तेज गिरावट का सीधा असर सामने जाता है। भारतीय अपस्ट्रीम कंपनियों को मुख्य रूप से वस्तु की कीमतों और सेवा लागत के अंतराल के कारण तत्काल नकदी समस्या का सामना करना पड़ता है। आगामी खोजों से मुद्रीकरण में विलंब के साथ-साथ पूंजी की कमी और व्यवहार्यता समस्याओं का सामना करना पड़ेगा। भारत में स्थानीय अपस्ट्रीम तेल क्षेत्र बाजार कमजोर है और आयात पर निर्भर है। घरेलू तेल और गैस उत्पादन पर प्रभाव मध्यम रहा है लेकिन कोविड-19 के प्रसार और उपभोक्ता खंडों की वसूली के आधार पर यह तेज हो सकता है – कच्चे तेल के उत्पादन और प्राकृतिक गैस उत्पादन में 2020 में लॉकडाउन के दौरान क्रमशः 2.4% और 9.5% की कमी आई।

भारतीय प्राकृतिक गैस क्षेत्र डाउनस्ट्रीम मांग में परिवर्तन और आपूर्ति श्रृंखला व्यवधान से मुख्य रूप से प्रभावित है। सीजीडी, रिफाइनरियों और पेट्रोरसायन, औद्योगिक आदि जैसे उपभोग क्षेत्रों में गिरावट के कारण प्राकृतिक गैस के उठान में गिरावट आई। लॉकडाउन के दौरान घरेलू प्राकृतिक गैस और आरएलएनजी की मांग में 20-22% की गिरावट आई है। भारत का एलएनजी पोर्टफोलियो काफी हद तक कच्चे तेल की कीमतों में सूचीबद्ध होता है और एलएनजी की कीमतें मार्च 2020 से सितंबर, 2020 तक कोविड-19 से पहले की अवधि की तुलना में निचले स्तर पर बनी हुई हैं। गैस वितरण कंपनियों और संबद्ध सेवाओं को आपूर्ति-श्रृंखला व्यवधान के कारण कार्यशील पूंजी, खरीद, सीएनजी संचालन, प्राकृतिक गैस उठान और फंसे हुए कार्यबल के कारण पूंजी परियोजनाओं में देरी के कारण नकारात्मक प्रभाव पड़ता है। पाइपलाइनों, सीजीडी और आर-एलएनजी परियोजनाओं के निर्माण और बिछाने में भी देरी हो रही है तथा वे अप्रत्याशित स्थितियों का सामना कर रहे हैं।

डाउनस्ट्रीम क्षेत्र की खपत भारत की पेट्रोलियम खपत में गिरावट से एक दशक के निचले स्तर पर आ गई। ईंधन की खपत में गिरावट काफी हद तक रोकथाम उपायों और आर्थिक बाधाओं के कारण थी। तेल विपणन कंपनियों (ओएमसी) तत्काल वित्तीय कमी और नकदी प्रवाह पर प्रभाव का सामना कर रही थीं। कार्यशील पूंजी आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए ओएमसीज को अल्पकालिक ऋण जारी करना पड़ा। एचएसडी और एमएस तथा अन्य उत्पाद क्षेत्र की तुलना में मांग की धीमी रिकवरी के कारण विमानन ईंधन क्षेत्र पर लंबे समय तक नकारात्मक असर पड़ने की उम्मीद थी, तथापि, घरेलू हवाई यात्रा के कारण यह अच्छी गति से उबर रहा है, हालांकि कोविड-19 की दूसरी लहर ने ज्यादातर अंतरराष्ट्रीय यात्रा को प्रभावित किया है।

मार्च 2020 के महीने में भारत के पेट्रोलियम उत्पादों की खपत में -17.8% की वृद्धि दर्ज की गई थी, जबकि फरवरी 2020 के दौरान कोविड-19 के प्रभाव के कारण 4.5% की वृद्धि हुई थी। तथापि, मार्च 2021 के दौरान पेट्रोलियम उत्पादों की खपत बढ़कर 19.4 एमएमटी हो गई, जबकि पिछले वर्ष मार्च में यह 16.1 एमएमटी थी। अप्रैल 2021 की तुलना में अप्रैल 2021 के महीने में लगभग हर उत्पाद की खपत में वृद्धि देखी गई जैसे एलपीजी 0.04%, नेपथा



55.12%, विमानन टर्बाइन ईंधन (एटीएफ) 643.63%, डीजल (एचएसडी) 105.31%, पेट्रोल (एमएस) 145.01%, कोलतार (25.87%), भट्ठी तेल और लो सल्फर हैवी स्टॉक (एफओ/एलएसएस) (85.32%), ल्यूब्स (50%), पेटकोक (108.47%) और उत्पादों को "अन्य" 45.51% के तहत वर्गीकृत किया गया। अप्रैल 2021 के दौरान कच्चे तेल की प्रोसेसिंग 19.9 एमएमटी थी, जो मार्च 2021 के दौरान 1.0% की गिरावट की तुलना में अप्रैल 2020 से 34.9% अधिक थी।

पेट्रोलियम उत्पादों की खपत अप्रैल 2020 में निचले स्तर तक पहुंच गई अर्थात् फरवरी, 2020 की खपत की तुलना में कुल गिरावट 48.39% तक पहुंच गई। हालांकि लॉकडाउन के बाद सुधार शुरू हुआ, जून 2020 की खपत फरवरी की खपत का 89.38% थी जो अगस्त, 2020 में यह फिर से घटकर 78.97% रह गई।

तथापि, अप्रैल 2020 की तुलना में अप्रैल 2021 में कुल खपत में 80.92% की वृद्धि हुई। मार्च 2021 के दौरान 0.7% की गिरावट की तुलना में, अप्रैल 2020 के मुकाबले अप्रैल 2021 के दौरान पेट्रोलियम उत्पादों के उत्पादन में 30.9% की वृद्धि देखी गई। फरवरी 2020 से अप्रैल 2021 तक पेट्रोलियम उत्पादों की खपत की तुलना नीचे तालिका में दी गई है:

पेट्रोलियम उत्पादों की खपत ('000 मीट्रिक टन)

उत्पाद	फरवरी-20	अप्रैल-20	अगस्त-20	फरवरी की तुलना में अप्रैल में परिवर्तन (%)	फरवरी की तुलना में अगस्त में परिवर्तन (%)	अप्रैल-21	अप्रैल-20 की तुलना में अप्रैल-21 में परिवर्तन (%)
एलपीजी	2115	2112	2275	-0.14	7.56	2114	0.04
नेपथा	1279	791	1073	-38.15	-16.10	1272	55.12
एमएस	2511	972	2381	-61.29	-5.17	2384	145.01
एटीएफ	690	55	256	-92.02	-62.85	409	643.63
एसकेओ	185	129	132	-30.27	-28.33	105	-18.60
एचएसडी	7160	3253	4849	-54.56	-32.27	6679	105.31
एलडीओ	54	28	60	-48.14	11.08	92	228.57
लुब्रिकेंट और ग्रीस	326	172	309	-47.23	-5.14	258	50
एफओ और एलएसएस	503	293	499	-41.74	-0.63	543	85.32
बिटुमन	670	187	316	-72.08	-52.83	658	251.87
पेट्रोलियम कोक	1786	775	1376	-56.60	-22.96	1624	108.47
अन्य	946	602	863	-36.36	-8.72	876	45.51
कुल	18223	9369	14391	-48.58	-21.03	17014	81.6

स्रोत: पेट्रोलियम योजना और विश्लेषण प्रकोष्ठ

प्राकृतिक गैस की खपत पर भी प्रभाव पड़ा है और यदि फरवरी 2020 और अप्रैल 2020 के महीने की तुलना करें तो हमने प्राकृतिक गैस की खपत में 18.38% की समग्र गिरावट देखी है। मई, 2020 में गिरावट लगभग रुक गई थी जो सिर्फ 1.62% थी। तथापि, मार्च 2021 माह के लिए प्राकृतिक गैस की कुल खपत 162.88 एमएमसीएम थी जो पिछले वर्ष के इसी माह की तुलना में 17.47% अधिक थी। फरवरी-2020 से मार्च 2021 की अवधि के लिए क्षेत्र-वार गैस की खपत नीचे तालिका में दी गई है:



प्राकृतिक गैस की क्षेत्रीय खपत (एमएमएसएसीडी में)

क्षेत्र	फरवरी-20	मार्च-20	अप्रैल-20	अगस्त-20	फरवरी की तुलना में अप्रैल में गिरावट (%)	फरवरी की तुलना में अगस्त में गिरावट (%)	मार्च-21	मार्च-20 की तुलना में मार्च-21 में परिवर्तन (%)
उर्वरक	47.31	41.77	42.97	47.65	-9.18	0.71	44.86	7.39
नगर गैस	30.45	25.06	12.70	20.81	-58.29	-31.67	33.16	32.32
विद्युत	29.00	22.58	25.27	30.87	-12.87	6.45	28.23	25.02
रिफाइनरी	24.21	23.45	24.37	21.16	0.66	-12.58	19.53	-16.71
पेट्रोरसायन	10.03	9.58	7.03	9.71	-29.91	-3.24	10.5	9.60
अन्य	18.69	16.19	18.00	18.65	-3.69	-0.24	26.6	64.29
कुल	159.69	138.65	130.33	148.84	-18.38	-6.80	162.88	17.47

स्रोत: पेट्रोलियम योजना एवं विश्लेषण प्रकोष्ठ

अप्रैल, 2021 माह के लिए प्राकृतिक गैस का सकल उत्पादन 2651 एमएमसीएम था जो पिछले वर्ष के इसी महीने की तुलना में 22.7% अधिक था। अप्रैल, 2021 के महीने के लिए एलएनजी आयात 2655 एमएमसीएम था जो अप्रैल 2020 की तुलना में 45.2% अधिक था।

वैश्विक पेट्रोरसायन बाजार वृद्धि ने अतीत में वैश्विक सकल घरेलू उत्पाद की वृद्धि के साथ एक मजबूत संबंध देखा है और विश्व सकल घरेलू उत्पाद की वृद्धि के अनुरूप 2020 में मौन मांग देखने की उम्मीद है। एसएमई क्षेत्र पर मांग निर्भरता की वजह से नकद प्रवाह पर भी बड़ा असर देखने को मिला है। अंतिम उत्पाद और फीडस्टॉक दोनों की आयात निर्भरता का प्रभाव भी इस क्षेत्र पर पड़ रहा है।

ड. उत्कृष्ट अंतर्राष्ट्रीय ऊर्जा/तेल और गैस विनियामक प्रथाओं और भारतीय संदर्भ में इन्हें अपनाना:

1. खुली पहुंच/अलग-अलग संघटकों (अनबंडलिंग) पर अंतर्राष्ट्रीय पद्धतियों का संक्षिप्त विवरण

ब्रिटेन (यू.के.)

ब्रिटिश गैस का गठन वर्ष 1949 में किया गया था। उस समय क्लेमेंट एटली सरकार गैस अधिनियम, 1949 लेकर आई थी, जिसके कारण 1,000 स्थानीय, राज्य स्तरीय और नगर-पालिका गैस आपूर्ति कंपनियों का समेकन किया गया था जिससे अंततः 12 क्षेत्रीय गैस बोर्डों का गठन हुआ। इसके पश्चात् इन 12 क्षेत्रीय गैस बोर्डों को समेकित करके ब्रिटिश गैस कारपोरेशन का गठन किया गया। वर्ष 1986 में नए 'दि गैस एक्ट' के साथ ब्रिटिश गैस कारपोरेशन का निजीकरण कर दिया गया और समग्र प्राकृतिक गैस मूल्य श्रृंखला अर्थात् अपस्ट्रीम, मिडस्ट्रीम और डाउनस्ट्रीम के हितों के लिए एक एकीकृत प्राकृतिक गैस कंपनी का गठन किया गया। इसके परिणामस्वरूप, यूनाइटेड किंगडम में प्राकृतिक गैस बाजार में सीमित वृद्धि दर्ज हुई। आगे चलकर वर्ष 1990 में ब्रिटिश गैस कारपोरेशन को तीन अलग अलग कंपनियों में बांटकर बंद कर दिया गया। ये तीनों कंपनियां प्राकृतिक गैस मूल्य श्रृंखला अर्थात् बीजी ग्रुप (अपस्ट्रीम), नैशनल ग्रिड (मिडस्ट्रीम) और सेन्ट्रिका (डाउनस्ट्रीम) की अलग-अलग जरूरतों को पूरा कर रही थीं।

भारत सरकार पीएनजीआरबी विनियमों के अनुसार कुछ गैस कंपनियों के कानूनी बंटवारे द्वारा विपणन और परिवहन कार्यों को अलग करने पर भी विचार कर रही है।



ब्रिटेन सरकार द्वारा हाल में लागू कुछ ऊर्जा नीतियां:

- नवंबर 2018 में, ब्रिटेन सरकार ने सीसीयूएस (कार्बन एकत्रण उपभोग भंडारण) 'कार्य योजना' प्रकाशित की थी, जिसकी रूपरेखा 2020 के मध्य से शुरू होने वाले पहले सीसीयूएस सुविधा केंद्र का विकास करने के लिए बनाई गई है। दस्तावेज में सरकार और उद्योग द्वारा अगले चरण की भागीदारी में उठाए जाने वाले कदमों का उल्लेख किया गया है ताकि सरकार को लागत में पर्याप्त कमी करने के लिए 2030 के दशक के दौरान बड़े पैमाने पर सीसीयूएस को तैनात करने का विकल्प मिल सके। इससे ब्रिटेन को 2030 के दशक के दौरान बड़े पैमाने पर सीसीयूएस को तैनात करने के विकल्प को पूरा करने की उनकी इच्छा को पूरा करने में मदद मिलेगी, जो पर्याप्त रूप से आने वाली लागत के अध्यधीन है।
- जलवायु परिवर्तन अधिनियम 2008 (2050 लक्ष्य संशोधन) आदेश 2019 एक नीति है जो 27 जून 2019 को लागू हुई, इससे पहले जीएचजी उत्सर्जन को 80% के मुकाबले 100% कम करना था।
- 2040 तक सभी नए वाहनों को प्रभावी ढंग से शून्य उत्सर्जन होना चाहिए। सरकार ने "स्वचालित और इलेक्ट्रिक वाहन अधिनियम 2018" लागू किया, जो उन्हें इलेक्ट्रिक वाहनों से संबंधित मुद्दों से निपटने के लिए कानून बनाने का अधिकार प्रदान करता है।
- सरकार ने छोटे पैमाने पर नवीकरणीय संबंधी सहायता के लिए "स्मार्ट निर्यात गारंटी" योजना शुरू की। इससे छोटे पैमाने पर नवीकरणीय कंपनियों को 5 मेगावाट की न्यूनतम क्षमता के साथ बिजली आपूर्तिकर्ताओं से निर्यात की गई बिजली के लिए भुगतान प्राप्त करने में सक्षम बनाया जाएगा।

संयुक्त राज्य अमरीका (यूएसए)

संयुक्त राज्य अमरीका में वर्ष 1978 के प्राकृतिक गैस नीति अधिनियम के पश्चात् बढ़ती हुई कीमतों में चरणबद्ध रूप से गिरावट शुरू हुई। वर्ष 1985 में एफईआरसी आदेश 436 के साथ गैस मार्केट से "खुली पहुंच" के लिए पाइपलाइनों का परिवर्तन शुरू हुआ। नेचुरल गैस वैलहैड डिक्स्ट्रोल एक्ट, 1989 से बढ़ती हुई कीमतों को अंततः नियंत्रित मुक्त किया गया। एफईआरसी आदेश 636 से 1992 में 'अंतरराज्यीय प्राकृतिक गैस सेवाओं की पुनः संरचना (अंतिम नियम)' जारी किया गया, जिससे पाइपलाइनों की खुली पहुंच कैरियर में अंतरण का कार्य पूरा हुआ जो एफईआरसी आदेश 436 से शुरू हुआ था। अनबंडलिंग प्रक्रिया के परिणामस्वरूप समेकित कंपनियों द्वारा अंतिम प्रयोक्ताओं के साथ किए गए दीर्घकालीन गैस परिवहन करारों के कारण कानूनी मुकदमों की संख्या में बड़ी संख्या में वृद्धि हो गई। तथापि, इन मामलों के समाधान के लिए ट्रांसपोर्टर्स को मामला दर मामला आधार पर अंतरण शुल्क प्रदान किया गया था।

अमेरिकी सरकार द्वारा हाल में लागू कुछ ऊर्जा नीतियां

- अतिरिक्त नवीकरणीय ऊर्जा का भंडारण करने के लिए, संघ सरकार ने 2018 के प्रारंभ में एफईआरसी आदेश 841 जारी किया। इस आदेश के तहत प्रत्येक ग्रिड ऑपरेटर को थोक बाजार में भंडारण को एकीकृत करने की योजना प्रस्तुत करने की आवश्यकता थी।
- 2020 के अंत में, अमेरिकी सरकार लिथियम बैटरियों के बाजार में चीन का मुकाबला करने के लिए दुर्लभ पृथ्वी धातुओं का अधिक खनन कर रही है।
- 'फेडरल प्रोडक्शन टैक्स क्रेडिट्स' जैसी नीतियां विद्युत परियोजनाओं के लिए निर्माण वित्त प्रदान करती हैं, जिनकी अक्षय ऊर्जा की बढ़ती हिस्सेदारी में प्रमुख भूमिका थी।

स्पेन

स्पेन की गैस की खपत 2014 और 2017 (+4.6%/वर्ष) के बीच तेजी से बढ़ी और 2018 (31 बीसीएम) में लगभग स्थिर रही। यह 2019 में लगभग 15% बढ़कर 35 बीसीएम से अधिक हो गई, क्योंकि बिजली क्षेत्र में गैस की खपत आसमान छू रही थी (+49%, कोयले से उत्पादन के स्थान पर गैस का प्रतिस्थापन जारी रहा)। स्पेन का अपना तरलीकृत प्राकृतिक गैस का उत्पादन बहुत कम है और यह अधिकांशतः तरलीकृत प्राकृतिक गैस आयात पर निर्भर है। स्पेन की सरकार द्वारा गैस पाइपलाइनों का राष्ट्रीय स्तर पर नेटवर्क बिछाने के उद्देश्य से वर्ष 1972 में स्पेन की



राष्ट्रीय गैस कंपनी, ईएनएगैस की स्थापना की गई। 1994 में निजीकरण होने के पश्चात् गैस नैचुरल ने कंपनी में नियंत्रित भागीदारी प्राप्त की। वर्ष 2001 में रॉयल डिक्री 949 के माध्यम से बुनियादी गैस ढांचे पर तृतीय पक्ष की पहुँच का अधिदेश दिया गया। वर्ष 2011 में हाइड्रोकार्बन्स अधिनियम के आशोधन के पश्चात् ईएनएगैस को दो नई कंपनियों जैसे ट्रांसमिशन सिस्टम ऑपरेटर के रूप में ईएनएगैस क्षेत्र ट्रांसपोर्ट, एस.ए.यू. को तथा स्पेनिश गैस सिस्टम ऑपरेटर के रूप में ईएनएगैस जीटीएस, एस.ए.यू. में बांटा गया।

II. गैस व्यापार केंद्र पर अंतर्राष्ट्रीय सर्वोत्तम पद्धतियां

वैश्विक रूप से पिछले कुछ दशकों से हब आधारित लेन-देन के माध्यम से गैस के व्यापार का विकास हो रहा है। अमरीका में हब के माध्यम से गैस का व्यापार 1990 के दशक से शुरू हुआ था, ब्रिटेन ने 1990 के दशक के मध्य में अपना केंद्र शुरू किया था, महाद्वीपीय यूरोप ने 2000 के दशक में कई केंद्र स्थापित किए व ऑस्ट्रेलिया ने पूर्व 10 वर्षों में अपने स्थानीय और राष्ट्रीय केंद्र स्थापित किए हैं। प्रचालन के दौरान उपर्युक्त देशों को हुए अनुभवों को देखते हुए बहुत सी जानकारी का अनुमान लगाया जा सकता है।

जिन बाजारों ने अपने गैस व्यापार बाजार स्थापित किए हैं, उनके पास बाजार वृद्धि और विकास करने की अपनी विविध विशेषताएं हैं। तथापि इन बाजारों में कई वर्षों से कुछ कारण सामने आए हैं जो इसकी वृद्धि और विकास को बढ़ाने के लिए उत्तरदायी हैं।

पाइपलाइन क्षमता का व्यापार एक प्रमुख विनियामक सर्वोत्तम पद्धति है जिसे प्राकृतिक गैस व्यापार बाजारों द्वारा अपनाया गया है। ऑस्ट्रेलिया ने वर्ष 2016 में अपने गैस बाजारों के विकास को बढ़ावा देने के लिए मुख्य उपायों का पता लगाने के लिए ईस्ट कोस्ट गैस बाजार समीक्षा की थी। इनमें से कुछ मुख्य उपाय इस प्रकार हैं:-

- नामांकन की अंतिम समय-सीमा के तुरंत बाद आयोजित की जाने वाली अनुबंधित परंतु गैर-नामांकित पाइपलाइन क्षमता की एक दिन बाद नीलामी की पद्धति की शुरुआत।
- क्षमता को और अधिक प्रतिस्थापित करने एवं प्राप्ति और सुपुर्दगी केंद्रों में जहाज वाहकों को बेहतर लचीलापन देने के लिए क्षमता करारों के उपबंधों का मानकीकरण।
- नीलामी से पूर्व क्षमताधारकों द्वारा बिक्री को आसान बनाने और विनियम आधारित व्यापार व्यवस्था उपलब्ध कराने के लिए पाइपलाइन क्षमता व्यापार मंचों का विकास करना।
- सार्वजनिक रूप से उपलब्ध इलैक्ट्रॉनिक मंचों के माध्यम से पाइपलाइन क्षमता और केंद्र सेवाओं के गौण व्यापारों के संबंध में और अधिक विस्तृत जानकारी का प्रकाशन सुनिश्चित करना।

III. सख्त सूचना प्रकटीकरण विनियम

स्वतन्त्र तृतीय पक्षधारकों द्वारा पाइपलाइनों तक पहुँच बनाने में पारदर्शिता प्राप्त करने की एक पूर्व अपेक्षा यह है कि उनके पास पाइपलाइन क्षमता उपलब्धता और अन्य महत्वपूर्ण विवरणों जैसे पाइपलाइन में रुकावट का स्तर, गैस की गुणवत्ता की विशिष्टियों आदि की अपेक्षित सूचना होना आवश्यक है। इन सूचनाओं की उपयोगिता दो लगातार अपडेट के बीच की समयावधि के दौरान अंतराल को कम करते हुए प्राप्त की जाती है। विभिन्न देशों ने अपने अपने बाजारों के विकास की अवस्थाओं के आधार पर और बाजार प्रचालनों के साथ तय की गई मुख्य जानकारी के आधार पर विभिन्न प्रकार के विनियम बनाए हैं जिससे यह सुनिश्चित हो सके कि इनमें उनकी सूचना का उपयुक्त प्रकार से प्रकटन किया गया है।

उदाहरण के लिए ऑस्ट्रेलिया ने राष्ट्रीय गैस बुलेटिन बोर्ड का गठन किया है जो व्यवसाय परिचालन के लिए उपयोग किया गया एक महत्वपूर्ण साधन है। खुलासा किए गए आंकड़ों में निम्नलिखित शामिल हैं:-

- सभी पाइपलाइनों/एलएनजी टर्मिनलों/गैस उत्पादन क्षेत्रों आदि के साथ पूर्वी ऑस्ट्रेलिया का चित्रात्मक निरूपण।
- लाइन पैक की स्थिति।



- गैस का अंतरप्रवाह और खपत।
- भागीदार और उनसे संबंधित विवरण
- रुकावट का स्तर और क्षमता उपलब्धता दृष्टिकोण
- परिसंपत्तियों की नामपट्ट क्षमता।

बाजार प्रचालनों के संबंध में ऊपर दी गई प्रत्येक सूचना का अपना महत्व है। तथापि, सभी प्रमुख कंपनियों (जहाजवाहकों और परिवहन चालकों सहित) द्वारा गैस प्रवाह सूचना प्रस्तुत करना, (उपभोक्ताओं द्वारा) गैस खपत की सूचना देना और रुकावट के स्तर के दृष्टिकोण आदि जैसी कुछ विशेषताएं उल्लेखनीय हैं। गैस प्रवाह और गैस खपत की जानकारी से ऑस्ट्रेलिया एनर्जी मार्केट ऑपरेटर (ईएएमओ) को व्यापार में सामंजस्य बैठाने और इससे संबंधित शुल्कों का हिसाब लगाने में आसानी होती है। इससे बिलिंग को पारदर्शी बनाने और उचित बाजार प्रचालनों को बढ़ावा मिलता है। इसके अतिरिक्त रुकावट के स्तर के दृष्टिकोण से संभावित जहाजवाहकों को अपनी अपेक्षाओं के अनुसार क्षमता पहुँच की योजना बनाने में आसानी होती है।

यह देखते हुए कि सभी पाइपलाइनें तकनीकी और प्रचालनात्मक रूप से व्यवहार्य नहीं हो सकतीं, अमरीका की चालू गैस पाइपलाइनों के आकार और सीमा को ध्यान में रखते हुए सभी पाइपलाइनों के संबंध में सूचनाओं के लिए एकल मंच बनाया गया। इसलिए प्रत्येक पाइपलाइन कंपनी अपेक्षित सूचना को प्रकट करने के लिए अपने स्वयं का इलेक्ट्रॉनिक प्लेटफॉर्म रखती है। खुलासा की गई अधिकांश सूचना ऑस्ट्रेलिया में प्रचलित जानकारी जैसी ही है। तथापि, अमरीका के प्लेटफॉर्म की उल्लेखनीय जानकारी में दैनिक असंतुलनों की पारदर्शी सूचना देना और प्रत्येक घंटे के आधार पर वास्तविक गैस प्रवाह की गुणवत्ता शामिल हैं।

जैसाकि पहले बताया गया है कि ब्रिटेन के एकसमान नेटवर्क कोड में राष्ट्रीय ट्रंक लाइनों और स्थानीय वितरण क्षेत्र दोनों शामिल हैं। ब्रिटेन की राष्ट्रीय ग्रिड रिपोर्टिंग प्रणालियां इन दोनों नेटवर्क की क्षमताओं की सूचना देती हैं।

पीएनजीआरबी ने सार्वजनिक टिप्पणियां प्राप्त करने के लिए जुलाई 2020 में वेबहोस्टेड गैस विनियम विनियम किया है और गैस बुलेटिन बोर्ड और मानकीकृत जीटीए के लिए नियमों का मसौदा तैयार कर रहा है, जिसे प्राकृतिक गैस व्यापार विनियम/केंद्र की पूर्व-आवश्यकता माना जाता है। बुलेटिन बोर्ड दैनिक/वास्तविक समय के आधार पर विभिन्न पाइपलाइन नेटवर्क में उपलब्ध क्षमताओं की सभी प्रासंगिक जानकारी को शामिल करेगा।

IV. व्यक्तिगत सेवा करारों के लिए बहु मानकीकृत ट्रांसमिशन करार:

अंतर्राष्ट्रीय रूप से यूरोप महाद्वीप, ब्रिटेन और अमरीका जैसे कई देशों में तृतीय पक्षकार पाइपलाइन क्षमताओं तक पहुँच बनाने में सीमित विलंब सुनिश्चित करने के लिए बोली में ट्रांसमिशन करारों की निबंधन एवं शर्तों के मानकीकरण द्वारा द्विपक्षीय वार्ता के लिए कम समय लेने के इच्छुक होते हैं।

उदाहरण के लिए, आस्ट्रेलिया ने निम्नलिखित कई प्रकार की सेवाएं आरंभ की हैं, जो प्राकृतिक गैस का व्यापार करने वाले अन्य बाजारों की तुलना में इसे अंतर्राष्ट्रीय रूप से अद्वितीय बनाती हैं:

- **ऋण सेवा:** इस उदाहरण में एक जहाजवाहक को किसी विशेष दिन पाइपलाइन से गैस निकालने की अनुमति दी जाती है, परंतु परस्पर सहमत अवधि के अनुसार जहाजवाहक को उसी पाइपलाइन में उतनी ही मात्रा में गैस को पुनः डालना होता है। इस प्रकार, इस मामले में जहाजवाहक को उस विशिष्ट दिवस को गैस की कीमत और ट्रांसमिशन प्रभार दोनों नहीं देने पड़ते। यह सेवा उन मामलों के लिए विशेष रूप से एक आदर्श सेवा है जहाँ आपूर्ति की कटौती की मात्रा नोट की जाती है या नकदी की उपलब्धता में थोड़े समय के लिए अंतर रहता है। इस मामले में परिवहन चालक अपने अनुसार गैसों में असंतुलन की अधिग्रहण योजना बना सकते हैं।
- **पार्किंग सेवा:** जब पार्किंग सेवा का विकल्प दिया जाता है, तो जहाजवाहक एक निश्चित मात्रा में गैस को पाइपलाइन में डाल सकता है और परस्पर सहमत दिन में उतनी ही मात्रा में गैस निकाल सकता है। यह सेवा उन कंपनियों के लिए आदर्श सेवा है जिन्होंने गैस की बिक्री-खरीद के दीर्घकालिक करार किए हैं परंतु प्रचालनात्मक कारणों से गैस की मांग में अंतर है। इस मामले में परिवहन चालक अपने अनुसार असंतुलन गैसों की अपनी अधिग्रहण योजना बना सकते हैं।



- **अबाधित क्षमता:** जब यह सेवा प्रदान की जाती है तो परिवहन चालकों के पास जहाजवाहक को तीन घंटे का नोटिस देकर गैस प्रवाह में कटौती करने का अधिकार होता है। इस सेवा के लिए लिया जाने वाला शुल्क सामान्यतः निश्चित सेवा के लिए अन्यथा लिए जाने वाले शुल्क पर छूट होता है।

V. हब ट्रेडिंग से बाहर:

आस्ट्रेलिया ने भी 'इन-पाइप ट्रेडिंग' की अवधारणा का विकास किया है, जिसमें पाइपलाइन में गैस डालने का स्वामित्व अधिकार होता है परंतु गैस बाहर निकालते समय स्वामित्व अधिकार में बदलाव हो सकता है। इस मामले में निर्धारित प्रवेश बिंदु के बिना पाइपलाइन में गैस डाली जाती है। गैस डालने के पश्चात् जहाजवाहक ट्रेड के संबंध में अन्य कंपनियों से वार्ता करके मूल्य, मात्रा, सुपुर्दगी स्थान आदि का निर्धारण करता है। सहमत मात्रा और सुपुर्दगी केंद्र के संबंध में सहमत शर्तों के अनुसार परिवहन चालक को सूचना भेजी जाती है। तब क्रेता निर्धारित सुपुर्दगी केंद्र से इसके बराबर मात्रा में गैस निकालता है। इस संबंध में गैस प्रवाह की दो श्रेणियां नोट की जाती हैं, जो इस प्रकार हैं:

सकल पूल: जब गैस की समग्र मात्रा का स्वामित्व अधिकार गैस डालते समय जहाजवाहक के पास होता है।

निवल पूल: जब गैस का एक भाग डालने का अनुबंध पहले ही किसी अन्य कंपनी को दिया जा चुका होता है और गैस के शेष भाग के लिए स्वामित्व अधिकार जहाजवाहक के पास ही रहता है।

VI. तृतीय पक्ष उपलब्धता के लिए कम अवधि:

बाजारों में तरलता को बढ़ावा देने के लिए, गैस के क्रय-विक्रय करारों को हब आधारित लेन-देन के माध्यम से जोड़ा जाता है और अल्प अवधि के अनुबंध डिजाइन किए गए हैं। इन अनुबंधों का उद्देश्य चक्रीय मांग सहित ग्राहकों को सेवा देना और बढ़ती हुई मांग को पूरा करना है। इसके परिणामस्वरूप, दिवस-पूर्व और आंतरिक-दिवस अनुबंधों को प्रमुखता मिली है। जहाजवाहकों के वित्तीय जोखिमों को कम करने के लिए इसी अवधि के गैस संचलन करारों की रूपरेखा बनाई गई है।

VII. क्षमता वृद्धि के लिए जहाजवाहकों/उपभोक्ताओं को याचिका देने की अनुमति:

फेडरल एनर्जी रेग्यूलेटरी कमीशन (एफईआरसी) अमरीकी गैस और बिजली विनियामक विनियम अवरोध पाए जाने की स्थिति में कुछ गैस पाइपलाइन में क्षमता बढ़ाने के लिए संभावित गैस उपभोक्ताओं को याचिका देने की अनुमति देता है। इस मामले में एफईआरसी याचिकाओं की उपयुक्तता का पता लगाने के लिए सार्वजनिक परामर्श करने के लिए कार्यक्रम आयोजित करता है। यदि याचिकाओं की अनुमति दी जाती है तो पाइपलाइन क्षमता को बढ़ाने की लागत याचिकाकर्ता द्वारा वहन की जाती है और पाइपलाइन कंपनी को कोई पूंजीगत व्यय करने की आवश्यकता नहीं होती।

VIII. दंड:

उद्योग भागीदारों द्वारा अनुपालन सुनिश्चित करने में नागरिक दंड ने उत्प्रेरक का काम किया है। इससे आकड़ों का प्रकटीकरण करने के नियमों एवं विनियमों के अनुपालन में विशेष सहायता मिली है। आस्ट्रेलिया ने विभिन्न दीवानी अपराधों के लिए निम्नलिखित उत्कृष्ट दंड का निर्धारण किया है:-

- एईएमओ के द्वारा घोषित कार्य प्रणाली के संबंध में किसी कार्य या शक्ति या उपयोग या कथित निष्पादन या उपयोग के मामले में-2 मिलियन ऑस्ट्रेलियाई डालर;
- एईएमओ की घोषित प्रणाली कार्यों के संबंध में किसी कार्य या शक्ति के निष्पादन या उपयोग अथवा कथित निष्पादन या उपयोग के मामले में - 2 मिलियन ऑस्ट्रेलियाई डालर;
- प्रत्येक व्यक्ति, जिसे किसी संगत घटना के परिणामस्वरूप हानि होती है, को नेचुरल गैस सर्विसेज बुलेटिन बोर्ड के प्रचालक के रूप में अपनी हैसियत से एईएमओ को बुलेटिन बोर्ड सूचना देने के संबंध में प्रत्येक व्यक्ति की सिविल मौद्रिक देयता की अधिकतम राशि -400,000 ऑस्ट्रेलियाई डालर;



पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड देश में गैस और पाइपलाइन क्षमता में व्यापार की सुविधा प्रदान करने और प्राकृतिक गैस की खपत को बढ़ाने के लिए भारतीय संदर्भ में विद्यमान विनियमों में संशोधन कर रहा है और नए विनियम बना रहा है।

च. गैर-भेदभाव के पहुँच (खुली पहुँच) सुनिश्चित करने के लिए की गई गतिविधियाँ:

किसी भेदभाव के बिना प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों पर सभी सामान्य वाहकों या संविदा वाहकों की पहुँच सुनिश्चित करने के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड ने यह अधिदेश दिया है कि सभी परिवहन चालकों द्वारा पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के सामान्य वाहक या संविदा वाहक के लिए पहुँच संहिता) विनियम, 2008 की अनुसूची-1 में विनिर्दिष्ट तरीके और प्रपत्र के अनुसार प्रत्येक माह की पहली तारीख को केंद्रवार प्रविष्टि और बाहर निकलने तथा प्रत्येक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की उपलब्ध क्षमता की घोषणा करनी होगी और इसे अनिवार्य रूप से अपनी वेबसाइट पर प्रदर्शित करना होगा। ट्रांससपोर्टर्स द्वारा यह सूचना बोर्ड को भेजी जानी अपेक्षित है और बोर्ड भी इसे अपनी वेबसाइट पर डालेगा ताकि गैस ग्राहक अपनी क्षमता की बुकिंग के लिए बिना किसी भेदभाव के इन विवरणों को प्राप्त कर सकें।

गैस ट्रेडिंग हब के कार्यान्वयन के लिए वास्तविक समय आधार पर पाइपलाइन का विवरण प्राप्त करना एक बुनियादी आवश्यकता है। तदनुसार, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड ऐसी अपेक्षाओं के अनुरूप पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के सामान्य वाहक या संविदा वाहक के लिए पहुँच संहिता) विनियम, 2008 में संशोधन करने का कार्य कर रहा है। ऐसा अनुमान है कि समान पहुँच कोड विनियम तथा गैस ट्रेडिंग हब के कार्यान्वयन से संबंधित अन्य विनियमों में संशोधन की पूरी प्रक्रिया 2021-22 में पूरी हो जाएगी।



भाग 2: नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण (सीजीडी) नेटवर्क

2.1 पंजीकरण और प्राधिकार:

2.1.1 प्राधिकार पर विनियामक फ्रेमवर्क

पीएनजीआरबी ने पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर अथवा स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्कों को बिछाने, निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना) विनियम, 2008 (सीजीडी प्राधिकार विनियम) को अधिसूचित किया था। इन विनियमों के अंतर्गत पीएनजीआरबी निम्नलिखित प्रक्रिया के अनुसार सीजीडी नेटवर्क प्राधिकार प्रदान करता है:

(क) रुचि की अभिव्यक्ति (ईओआई) मार्ग: सीजीडी नेटवर्क का विस्तार करने की इच्छुक कोई भी संस्था बोर्ड को रुचि की अभिव्यक्ति का प्रस्ताव भेज सकती है। प्रारंभिक मूल्यांकन के पश्चात् बोर्ड या तो एक खुला विज्ञापन जारी करता है या सार्वजनिक परामर्श प्रक्रिया आरंभ करता है। बोर्ड प्राप्त राय और विभिन्न मानदण्डों को ध्यान में रखते हुए प्रस्तावित सीजीडी नेटवर्क के लिए क्षेत्र का निर्धारण कर सकता है और इसके लिए बोलियां आमंत्रित कर सकता है। विनियम 4(1)

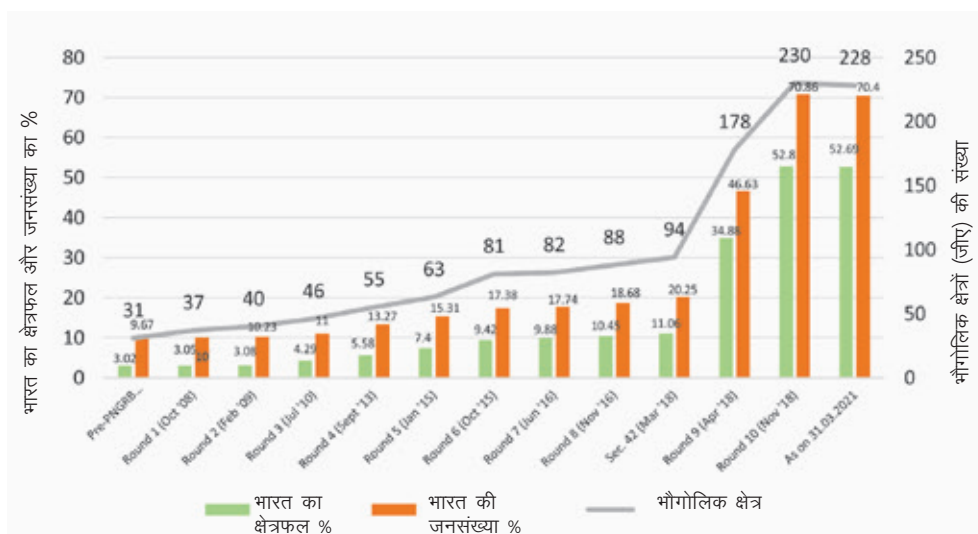
(ख) स्वतः संज्ञान में लेने का मार्ग: बोर्ड किसी विनिर्दिष्ट भौगोलिक क्षेत्र के लिए नगर गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, निर्माण, प्रचालन करने या विस्तार करने की इच्छुक कंपनियों से स्वतः संज्ञान लेते हुए भी बोलियां आमंत्रित कर सकता है। विनियम 4(2)

(ग) विनियम 17 के अंतर्गत: बोर्ड निर्धारित दिवस 1 अक्टूबर, 2007 से पूर्व नगर गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, निर्माण, प्रचालन करने या विस्तार करने के लिए कंपनियों को केंद्र सरकार द्वारा प्राधिकार देने की स्वीकृति दे सकता है।

(घ) विनियम 18 के अंतर्गत: बोर्ड केंद्र सरकार द्वारा प्राधिकृत न की गई कंपनियों को निर्धारित दिन 1 अक्टूबर, 2007 से पूर्व नगर गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए नगर गैस वितरण नेटवर्क के लिए प्राधिकार दे सकता है। मुख्य रूप से ये ऐसे भौगोलिक क्षेत्र हैं, जहाँ किसी कंपनी द्वारा नियत तारीख से पूर्व नगर गैस वितरण प्राधिकार विनियम में विनिर्दिष्ट सीमा तक भौतिक प्रगति और वित्तीय प्रतिबद्धता की जा चुकी है।

2.1.2 9वीं और 10वीं सीजीडी बोली सीमा के दौरान पीएनजी घरेलू कनेक्शनों, सीएनजी स्टेशनों और स्टील पाइपलाइन के संबंध में सीजीडी कंपनियों द्वारा की गई प्रतिबद्धता सहित भौगोलिक क्षेत्रों का विवरण क्रमशः अनुबंध क और अनुबंध ख में दिया गया है। 8वें सीजीडी बोली दौर तक अधिकृत सीजीडी नेटवर्क का विवरण अनुबंध ग में दिया गया है।

भारत में नगर गैस वितरण प्राधिकरण का सनैपशॉट





सीजीडी प्राधिकारों की श्रेणी	भारत का क्षेत्र		भारत की जनसंख्या		भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	
	श्रेणी-वार	संचयी	श्रेणी-वार	संचयी	श्रेणी-वार	संचयी
पीएनजीआरबी-पूर्व (2009 के बाद)	3.02	3.02	9.67	9.67	31	31
दौर 1 (अक्टूबर '08)	0.03	3.05	0.33	10	6	37
दौर 2 (फ़रवरी '09)	0.03	3.08	0.23	10.23	3	40
दौर 3 (जुलाई '10)	1.21	4.29	0.77	11	6	46
दौर 4 (सितंबर '13)	1.29	5.58	2.27	13.27	9	55
दौर 5 (जनवरी '15)	1.82	7.4	2.04	15.31	8	63
दौर 6 (अक्टूबर '15)	2.02	9.42	2.07	17.38	18	81
दौर 7 (जून '16)	0.46	9.88	0.36	17.74	1	82
दौर 8 (नवंबर '16)	0.57	10.45	0.94	18.68	6	88
धारा 42 (मार्च '18)	0.61	11.06	1.57	20.25	6	94
दौर 9 (अप्रैल '18)	23.82	34.88	26.38	46.63	86	180
दौर 10 (नवंबर '18)	17.92	52.8	24.23	70.86	50	230
31.03.2021 तक	—	52.69	—	70.4	—	228

टिप्पणी: लुधियाना और कच्छ (पूर्व) गैस के सीजीडी प्राधिकार को पीएनजीआरबी द्वारा 03.12.2020 को रद्द कर दिया गया था।

2.1.3 11वां सीजीडी बोली दौर:

पीएनजीआरबी ने सीजीडी नेटवर्क के विकास के लिए अब तक 27 राज्यों और संघ राज्य क्षेत्र में फैले 228 भौगोलिक क्षेत्रों को अधिकृत किया है। देश में प्राकृतिक गैस की पहुंच को और बढ़ाने के लिए पीएनजीआरबी ने 17.09.2021 को 11 सीजीडी बोली दौर के तहत 65 भौगोलिक क्षेत्रों (206 पूर्ण जिलों और 2 आंशिक जिलों) के लिए बोलियां आमंत्रित की हैं और बोली प्रक्रिया चल रही है। 65 भौगोलिक क्षेत्र 19 राज्यों और 1 संघ राज्य क्षेत्र (जम्मू-कश्मीर) में फैले हुए हैं और उनके आसपास मौजूदा और निर्माणाधीन पाइपलाइनों पर आधारित हैं। इन 65 भौगोलिक क्षेत्रों को प्रदान करने के बाद, भारत के भौगोलिक क्षेत्र का 86% और इसकी 96% आबादी सीजीडी नेटवर्क के तहत कवर की जाएगी। इन 65 भौगोलिक क्षेत्रों को प्रदान करने के बाद, 17 राज्यों – आंध्र प्रदेश, गोवा, गुजरात, हरियाणा, कर्नाटक, केरल, पंजाब, राजस्थान, तमिलनाडु, तेलंगाना, ओडिशा, महाराष्ट्र, छत्तीसगढ़, हिमाचल प्रदेश, मध्य प्रदेश, त्रिपुरा और उत्तराखंड के साथ-साथ 3 संघ राज्य क्षेत्रों – दिल्ली, चंडीगढ़ और दादरा नगर हवेली तथा दमन और दीव सीजीडी नेटवर्क के विकास के लिए पूरी तरह से अधिकृत होगा। 11वें दौर के लिए संभावित भौगोलिक क्षेत्रों का विवरण अनुलग्नक-घ में दिया गया है।

2.1.4 सीजीडी नेटवर्क में तृतीय पक्ष का एक्सेस

मौजूदा भौगोलिक क्षेत्र को सामान्य वाहक या संविदा वाहक घोषित करने और भौगोलिक क्षेत्रों, जहां अधिकृत संस्थाओं ने अपनी विपणन विनिष्ठाओं को पूरा कर लिया है, में तीसरे पक्ष तक पहुंच की अनुमति देने के लिए पीएनजीआरबी ने पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क को सामान्य वाहक या संविदा वाहक के रूप में घोषित करने के लिए मार्गदर्शी सिद्धांत) विनियम 2020 को 30.09.2020 को अधिसूचित किया है, जिसमें सीजीडी नेटवर्क को पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 20 के तहत सीजीडी नेटवर्क को सामान्य वाहक या संविदा वाहक घोषित करने के लिए बोर्ड द्वारा पालन किए जाने वाले प्रावधानों को निर्धारित किया गया है। इसके अलावा, पीएनजीआरबी ने 23.11.2020 को पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए पहुंच संहिता) विनियम, 2020 को अधिसूचित किया, जो भौगोलिक क्षेत्र में किसी अधिकृत इकाई



और किसी भी शिपर पर लागू होगा जो उस भौगोलिक क्षेत्र में सीजीडी नेटवर्क में क्षमता का उपयोग करना चाहता है। एक बार किसी भी सीजीडी नेटवर्क को सामान्य वाहक या संविदा वाहक के रूप में घोषित किया जाता है, तो शिपर तक पहुंच को सीजीडी नेटवर्क में उपलब्ध सामान्य वाहक या संविदा वाहक क्षमता का उपयोग करने की अनुमति दी जाएगी। तृतीय पक्ष संस्था (शिपर्सी) तक खुली पहुंच उक्त पहुंच संहिता विनियमों द्वारा शासित होगी और यह भौगोलिक क्षेत्र में प्रतिस्पर्धा बढ़ाने और उपभोक्ताओं को लचीलापन प्रदान करने में मदद करेगी। इससे भौगोलिक क्षेत्र के गैर-सेवा वाले क्षेत्रों में प्राकृतिक गैस की पहुंच में भी लाभ होगा।

2.1.5 सीजीडी विनियम में संशोधन और स्पष्टीकरण:

9वें और 10वें सीजीडी बोली दौर के अनुभव और हितधारकों की प्रतिक्रिया के आधार पर, यह महसूस किया गया था कि सीजीडी विनियमों को कुछ और अच्छा बनाए जाने की आवश्यकता है। तदनुसार, सीजीडी प्राधिकार विनियमों में कुछ संशोधनों को 07.09.2021 को अधिसूचित किया गया है।

भौगोलिक रूप से बड़े और फैले हुए सीजीडी नेटवर्क के लिए कनेक्टिविटी के मुद्दे का समाधान करने और ट्रंक पाइपलाइनों के साथ त्वरित अनुबंध कनेक्टिविटी सुनिश्चित करने के लिए, अधिकृत भौगोलिक क्षेत्र (जीए) के बाहर सिटी गेट स्टेशन (सीजीएस) की स्थापना के बारे में एक स्पष्टीकरण शामिल किया गया है। पीएनजीआरबी में (तकनीकी मानक और विनिर्देश जिनमें नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानक शामिल हैं) विनियम, 2008 की राजपत्रित अधिसूचना 30 जून, 2020 को जारी की। यह कुछ क्षेत्रों में सीजीडी नेटवर्क के तीव्र विकास की सुविधा प्रदान करेगा।

इसके अलावा, पीएनजीआरबी ने दिनांक 2 जून, 2020 की सार्वजनिक सूचना द्वारा स्पष्ट किया कि कोई भी संस्था किसी भी भौगोलिक क्षेत्र (जीए) या किसी अन्य स्थान पर एलएनजी स्टेशन स्थापित कर सकती है, भले ही वह उस भौगोलिक क्षेत्र के लिए अधिकृत संस्था न हो। तथापि, ऐसी संस्था पीएनजीआरबी अधिनियम के प्रावधानों और उसके तहत बनाए गए विनियमों, जैसे टी4एस विनियमों का अनुपालन करेगी। इसके बाद, इस संबंध में हितधारकों के प्रश्नों का 23 जुलाई, 2020 को सार्वजनिक सूचना के आधार पर जवाब दिया गया था।

2.2 संस्थाओं के बीच निष्पक्ष व्यापार और प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देकर उपभोक्ताओं के हितों की सुरक्षा:

2.2.1 विपणन विशिष्टता अवधि की समाप्ति के बाद सीजीडी नेटवर्क को सामान्य वाहक घोषित करने के लिए, बोर्ड ने हितधारक परामर्श के बाद 30 सितंबर, 2020 को पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क को सामान्य वाहक या अनुबंध वाहक के रूप में घोषित करने के लिए मार्गदर्शक सिद्धांत) विनियम, 2020 अधिसूचित किया है, जिसमें सामान्य वाहक जैसे क्षेत्रों की घोषणा करने के लिए सिद्धांतों और प्रक्रिया का मार्गदर्शन करना शामिल है।

2.2.2 इसके अलावा, पीएनजीआरबी ने सीजीडी नेटवर्क को सामान्य वाहक या संविदा वाहक के रूप में घोषित करने के मुद्दे पर सभी हितधारकों से टिप्पणियां आमंत्रित करने के लिए 13.09.2021 को 54 भौगोलिक क्षेत्रों के संबंध में सार्वजनिक नोटिस जारी किया है।

2.3 निर्बाध और पर्याप्त आपूर्ति के लिए निगरानी

2.3.1 प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई:

पहले से ही प्राधिकृत भौगोलिक क्षेत्रों में पीएनजी/संपीडित प्राकृतिक गैस के दायरे को बढ़ाने के उद्देश्य से प्राधिकृत एजेंसियों को सौंपे गए न्यूनतम कार्य कार्यक्रम (एमडब्ल्यूपी) के अनुसार उनके कार्यों की निगरानी करने के लिए संबंधित भौगोलिक क्षेत्रों हेतु नगर गैस वितरण कंपनियों के साथ प्रगति समीक्षा बैठकों और सुनवाई का आयोजन किया गया।



प्राधिकृत संस्थाओं को एमडब्ल्यूपी प्राप्त करने में कमी के मामले में त्वरित योजनाएं प्रस्तुत करने के लिए कहा गया था। इन समीक्षा बैठकों और सुनवाई के दौरान बोर्ड के निर्देशों के अनुरूप सीजीडी संस्थाओं द्वारा प्रस्तुत की गई त्वरित योजनाओं/भावी योजनाओं की बारीकी से निगरानी की जाती है ताकि संबंधित एमडब्ल्यूपी और/या त्वरित योजनाओं के अनुसार संस्थाओं द्वारा गतिविधियों को समय पर पूरा किया जा सके।

1 अप्रैल, 2020 से 30 सितंबर, 2021 तक की अवधि के दौरान सीजीडी नेटवर्क के लिए आयोजित प्रगति समीक्षा बैठकों और सुनवाई की एक सूची **अनुलग्नक ड** में दी गई है।

2.3.2 गैस आपूर्ति समझौता (जीएसए) और वित्तीय समापन (एफसी):

सीजीडी प्राधिकार विनियमों के विनियम 11 के प्रावधानों के अनुसार, प्राधिकार की तारीख से 270 दिनों के भीतर, सीजीडी नेटवर्क के विकास के लिए बोर्ड द्वारा अधिकृत संस्थाओं को प्राकृतिक गैस अनुबंध/गैस आपूर्ति समझौते (जीएसए) और वित्तीय समापन (एफसी) प्राप्त करना आवश्यक है।

जीएसए और एफसी की स्वीकृति की स्थिति निम्नानुसार है:

विवरण	प्राकृतिक गैस अनुबंध/गैस आपूर्ति करार (जीएसए)	वित्तीय समापन (एफसी)
अवधि, जिसके दौरान स्वीकृत/अनुमोदित/प्रस्तुत		
वित्त वर्ष 2018–19	26	22
वित्त वर्ष 2019–20	94	119
वित्त वर्ष 2020–21	16	39
वित्त वर्ष 2021–22 (अप्रैल–सितंबर, 2021)	09	03

2.3.3 संस्थाओं द्वारा अधिकृत भौगोलिक क्षेत्रों में सीजीडी नेटवर्क के कार्यान्वयन को कारगर बनाने के लिए निम्नलिखित कदम उठाए गए हैं:

- अधिकृत भौगोलिक क्षेत्रों में अप्रत्याशित स्थितियों के मामलों में सीजीडी प्राधिकार विनियमों के संबंध में पूरा की जाने वाली आवश्यकताओं और प्रक्रिया में अधिक स्पष्टता लाने के लिए सीजीडी नेटवर्क में अप्रत्याशित स्थितियों पर विचार करने हेतु दिशा-निर्देश तैयार किए गए और इन्हें 26.10.2020 को जारी किया गया था।
- कोविड-19 महामारी ने दुनिया भर में विभिन्न क्षेत्रों को प्रभावित किया है। इसके कारण, सीजीडी संस्थाएं प्राधिकारों के अपने दायित्वों का निर्वहन नहीं कर सकतीं और अपने संबंधित भौगोलिक क्षेत्रों में सीजीडी नेटवर्क के कार्यान्वयन में कई समस्याओं का सामना करना पड़ा। सीजीडी संस्थाओं को राहत प्रदान करने के लिए, पीएनजीआरबी ने कोविड-19 के कारण 185 भौगोलिक क्षेत्रों के संबंध में 41 सीजीडी संस्थाओं को सामान्य वाहक या संविदा वाहक के दायरे से एमडब्ल्यूपी लक्ष्यों और विशिष्टता के संदर्भ में समय विस्तार किया है।
- कुछ सीजीडी संस्थाओं को भी अप्रत्याशित स्थितियों अर्थात् बाढ़ के कारण अपने अधिकृत भौगोलिक क्षेत्रों में काम रोके जाने का सामना करना पड़ा था। बाढ़ के कारण सीजीडी संस्थाएं जिस खोई हुई अवधि में कार्य निष्पादन नहीं कर सकतीं, उसे कवर करने के लिए पीएनजीआरबी ने बाढ़ के कारण एमडब्ल्यूपी लक्ष्यों और विशिष्टता के संदर्भ में एमडब्ल्यूपी लक्ष्यों और सामान्य वाहक या संविदा वाहक के दायरे से 14 भौगोलिक क्षेत्रों का समय विस्तार किया था।



2.4 सीजीडी नेटवर्क की क्षमता का निर्धारण

सीजीडी नेटवर्क की क्षमता पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क की क्षमता का निर्धारण) विनियम, 2015 के प्रावधानों के अनुसार निर्धारित की जाती है। इसलिए निर्धारित की गई क्षमता विभिन्न उद्देश्यों के लिए वेब-होस्ट की जाती है, जिसमें संगत नियमों के तहत गैर-भेदभावपूर्ण आधार पर उपलब्ध क्षमता प्रदान करना शामिल है।

2.5 प्राधिकार रद्द करना और जुर्माना लगाना

2.5.1 लुधियाना और कच्छ (पूर्व) भौगोलिक क्षेत्रों के लिए जय माधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड के नेतृत्व वाले परिसंघ का प्राधिकार 03.12.2020 को एमडब्ल्यूपी लक्ष्यों और वित्तीय समापन की उपलब्धि न होने और सीजीडी प्राधिकार को विनियमों के विनियम 11 और 16 के साथ पठित पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 23 के तहत सीधे दस्तावेज प्रस्तुत करने के कारण समाप्त कर दिया गया था और इन दो भौगोलिक क्षेत्रों के 100% पीबीजी को भुना लिया गया था।

2.5.2 सीजीडी प्राधिकार विनियमों के विनियम 16 के तहत एमडब्ल्यूपी लक्ष्य की उपलब्धि न होने के कारण 03.12.2020 को जालंधर भौगोलिक क्षेत्र के लिए 50% पीबीजी को भुनाया गया था।

- भौगोलिक क्षेत्रों को रद्द करने के संबंध में उपर्युक्त मामले न्यायाधीन हैं।

2.6 भारत में सीजीडी बुनियादी ढांचे की वर्तमान स्थिति

मापदंड	सभी भौगोलिक क्षेत्र				
	मार्च, 2018	मार्च, 2019	मार्च, 2020	मार्च, 2021	अगस्त, 2021
घरेलू पीएनजी कनेक्शन (लाख)	42.02	54.04	65.59	78.20	80.74
वाणिज्यिक पीएनजी कनेक्शन	27,260	28,085	30,703	32,339	33,102
औद्योगिक पीएनजी कनेक्शन	7,472	8,783	10,391	11,803	12,443
कुल पीएनजी कनेक्शन (लाख)	42.36	54.41	66	78.64	81.20
सीएनजी स्टेशन	1,315	1,742	2,187	3,094	3,369
स्टील पाइपलाइन (इंच-किमी)	44,362	48,715	65,534	93,112	1,03,661
एमडीपीई पाइपलाइन (इंच-किमी)	93,648	1,13,277	1,78,279	2,04,538	2,16,340



भाग 3: प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एनजीपीएल)

3.1 पंजीकरण और प्राधिकार:

3.1.1 प्राधिकार पर विनियामक ढांचा:

पीएनजीआरबी ने प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के विकास के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों को बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2008 को अधिसूचित किया है। पीएनजीआरबी निम्नलिखित प्रावधानों के अनुसार प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के विकास के लिए प्राधिकार प्रदान करता है:—

(क) रुचि की अभिव्यक्ति: प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार के लिए इच्छुक कंपनी बोर्ड को रुचि की अभिव्यक्ति प्रस्तुत करेगी। यदि रुचि की अभिव्यक्ति मानदंडों को पूरा करती है तो बोर्ड एक खुला विज्ञापन जारी करता है और सार्वजनिक परामर्श प्रक्रिया शुरू करता है। प्राप्त विचारों के आधार पर बोर्ड रुचि की अभिव्यक्ति को अस्वीकार कर सकता है या संशोधन के साथ या उसके बिना प्रस्ताव को आगे बढ़ा सकता है और उसके लिए बोलियां आमंत्रित कर सकता है।

(ख) स्वतः संज्ञान आधार पर: बोर्ड किसी भी पद्धति द्वारा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार के लिए कंपनी के चयन की प्रक्रिया में भाग लेने के लिए कंपनियों को आमंत्रित करने हेतु एक प्रस्ताव दे सकता है।

(ग) विनियम 17 के अंतर्गत: बोर्ड नियत दिन अर्थात् 1 अक्टूबर, 2007 से पहले प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार के लिए केंद्र सरकार द्वारा प्राधिकृत कंपनियों को केंद्र सरकार के प्राधिकार की स्वीकृति जारी करता है।

(घ) विनियम 18 के अंतर्गत: बोर्ड नियत दिन अर्थात् 1 अक्टूबर, 2007 से पहले प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार के लिए केंद्र सरकार द्वारा प्राधिकृत नहीं होने वाली कंपनियों को प्राधिकार प्रदान करता है। मोटे तौर पर ये प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें हैं, जहाँ किसी कंपनी ने नियत दिन से पूर्व प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्राधिकार विनियमों में विनिर्दिष्ट सीमा तक भौतिक प्रगति और वित्तीय प्रतिबद्धता आदि से पहले की थी।

3.2 वर्ष 2020–21 में प्रदान किए गए प्राधिकार:

पीएनजीआरबी ने पीएनजीआरबी अधिनियम के प्रावधानों और उसके तहत अधिसूचित विनियमों के अंतर्गत निम्नलिखित प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के बिछाने, निर्माण, संचालन या विस्तार के लिए संबंधित संस्थाओं को प्राधिकार जारी किए हैं। इन पाइपलाइनों को प्राधिकार की तारीख से तीन वर्ष की अवधि के भीतर पूरा किया जाना है।

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	पाइपलाइन का मार्ग	पाइपलाइन का विवरण	जारी करने की तिथि	अधिकृत इकाई
क	पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 42 के तहत पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय में भारत सरकार द्वारा पीएनजीआरबी को जारी नीतिगत निदेश के अनुसरण में।				
1.	पूर्वोत्तर गैस ग्रिड	गुवाहाटी—नुमालीगढ़—दीमापुर—कोहिमा—इंफाल—गोहपुट—सीजीएस ईटानगर, सिलीगुड़ी — सीजीएस गंगटोक, गुवाहाटी — शिलांग—सिलचर— पानीसागर—अग्रतला — सीजीएस आइजवाल।	लंबाई: 1656 किमी व्यास: 24" से 12" क्षमता: 4.75 एमएमसीएमडी	17.11.2020	इंद्रधनुष गैस ग्रिड लिमिटेड



क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	पाइपलाइन का मार्ग	पाइपलाइन का विवरण	जारी करने की तिथि	अधिकृत इकाई
ख	एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 5 के तहत अधिकृत				
2.	मुंबई – नागपुर –झारसुगुड़ा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	मुंबई– नागपुर – रायपुर – बिलासपुर – कोरबा – रायगढ़ –झारसुगुड़ा	लंबाई: 1755 किमी व्यास: 24" / 18" / 12" क्षमता: 16.5 एमएमसीएमडी	15.05.2020	गेल (इंडिया) लिमिटेड
ग	एनजीपीएल प्राधिकरण विनियमों के विनियम 19(2) के तहत समर्पित पाइपलाइनों के बाद स्वीकृत				
3.	ओएनजीसी पूंड़ी क्षेत्रों से महाराज सोपस इंडस्ट्री प्राइवेट लिमिटेड	पूंड़ी से अमापेटई	लंबाई: 200 मीटर क्षमता: 200 एससीएम	29.09.2020	महाराज सोपस इंडस्ट्री प्राइवेट लिमिटेड
घ	एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 21(1) के तहत अनुबंध कनेक्टिविटी				
4.	मौजूदा गेल के कावेरी बेसिन नेटवर्क पर कराइकल बंदरगाह से चेम्पलास्ट/ पीपीसीएल तक एजीपीकेएलपीएल के प्रस्तावित एलएनजी टर्मिनल से अनुबंध	एजीपी कराइकल एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड के मौजूदा नरीमनम पर कराइकल पोर्ट से चेम्पलास्ट/ पीपीसीएल तक प्रस्तावित एलएनजी टर्मिनल-कुथैलाम प्राकृतिक गैस पाइपलाइन सब-नेटवर्क गेल का कावेरी बेसिन नेटवर्क	लंबाई: 8 कि.मी. व्यास: 18" क्षमता: 2 एमएमसीएमडी	24.07.2020	एजीपी कराइकल एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड
5.	प्रस्तावित एलएनजी टर्मिनल, काकीनाडा डीप वाटर सी पोर्ट से एनएफसीएल टर्मिनल, पूर्वी गोदावरी जिले में गेल के केजी बेसिन नेटवर्क तक अनुबंध कनेक्टिविटी	प्रस्तावित एलएनजी टर्मिनल, काकीनाडा गहरे पानी सागर बंदरगाह एनएफसीएल टर्मिनल, पूर्वी गोदावरी जिले में गेल के केजी बेसिन नेटवर्क के लिए	लंबाई: 4 कि.मी. क्षमता: 6.31 एमएमसीएमडी	04.12.2020	ईस्ट कोस्ट कंसे 1न्स प्राइवेट लिमिटेड
ड.	एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 21(3) के तहत स्पर लाइन				
6.	दवेचा, जालोर– एचआरआरएल रिफाइनरी स्परलाइन	एमबीपीएल के बाड़मेर–पाली खंड पर दवेचा, जालोर (एसवी-01 स्टेशन) राजस्थान के पंचपदरा में एचआरआरएल रिफाइनरी तक	लंबाई: 90 कि.मी. व्यास: 18" क्षमता: 3 एमएमसीएमडी	01.09.2020	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड

*पाइपलाइन की लंबाई में ट्रंक लाइन + स्पर लाइनों की लंबाई शामिल है।
क्षमताओं में सामान्य वाहक क्षमता, जहां भी लागू हो, शामिल है।



3.3 निविदा के तहत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन:-

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	मार्ग	विवरण (लंबाई, क्षमता)	बोली जमा करने की अंतिम तिथि
1.	लंगतला — पचपदरा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	लंगतला — पचपदरा	लंबाई: 290 कि.मी. क्षमता: 4.0 एमएमसीएमडी	27.12.2021

3.4 रुचि की अभिव्यक्ति/प्रस्ताव प्रक्रियाधीन:-

वर्ष 2020-21 के दौरान पीएनजीआरबी को प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के विकास के लिए पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के निर्माण, संचालन या विस्तार के लिए संस्थाओं को अधिकृत करना) के तहत निम्नलिखित ईओआई/प्रस्ताव प्राप्त हुए हैं।

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	मार्ग	विवरण (लंबाई, क्षमता)	कंपनी	दिनांक
1.	कोंडापाली-तिरुपति प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	कोंडापल्ली अमरावती-नेसाराओपेटा — पोडली — तिरुपति	लंबाई- 440 कि.मी. क्षमता- 4 एमएमसीएमडी	गेल (इंडिया) लिमिटेड	17.11.2020
2.	बोकारो सीबीएम ब्लॉक से जगदीशपुर-हल्दिया- बोकारो हल्दिया प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (जेएचबीडीपीएल) तक कनेक्टिविटी	जेएचबीडीपीएल के बोकारो-धामरा सेक्शन पर ओएनजीसी बोकारो सीबीएम से एसवी-01ए	लंबाई — 23 कि.मी. क्षमता- 0.991 एमएमसीएमडी	गेल (इंडिया) लिमिटेड	04.05.2020
3.	झरिया सीबीएम प्रखंड से जेएचबीडीपीएल पाइप लाइन से कनेक्टिविटी	जेएचबीडीपीएल के धोबी-दुर्गापुर प्रखंड पर सीबीएम प्रखंड से एसवी-28 तक ओएनजीसी झरिया	लंबाई: 6 कि.मी. क्षमता: 0.869 एमएमसीएमडी	गेल (इंडिया) लिमिटेड	04.05.2020
4.	अंजार से पालनपुर तक स्परलाइन	अंजार से पालनपुर	लंबाई: 274 कि.मी. क्षमता: 12 एमएमसीएमडी	गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड	21.12.2020
5.	जामनगर से द्वारका तक स्परलाइन	जामनगर से द्वारका	लंबाई: 100 कि.मी. क्षमता: 3 एमएमसीएमडी	गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड	18.01.2021

3.5 परिवहन दरों का विनियमन

3.5.1 विनियामक ढांचा

पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 11(ड)(ii) के अनुसरण में, पीएनजीबीआर को सामान्य वाहक और संविदा वाहक पाइपलाइन का उपयोग करने के लिए जहाजवाहकों पर बिना किसी भेदभाव के शुल्क सुनिश्चित करने हेतु सामान्य वाहकों और संविदा वाहकों के लिए परिवहन दर को विनियमन द्वारा विनियमित करने का अधिकार



प्राप्त है। पीएनजीआरबी द्वारा प्राधिकृत पाइपलाइनों के लिए परिवहन दरें बोली के माध्यम से बोली प्रक्रिया में निर्धारित की जाती हैं तथा प्राधिकार पत्रों में उनका विशेष रूप से उल्लेख किया जाता है और वे पीएनजीआरबी की वेबसाइट पर भी उपलब्ध हैं। बोली प्रक्रिया से भिन्न तरीके (अर्थात् पहले से विद्यमान पाइपलाइनों और अधिनियम की धारा 42 के अंतर्गत अधिकृत) से प्राधिकृत पाइपलाइनों के लिए परिवहन दरें निम्नानुसार निर्धारित की जाती हैं:

बोर्ड ने पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण) विनियम, 2008 को अधिसूचित किया है। इस विनियम के अनुसार बोली के माध्यम से भिन्न किसी अन्य तरीके से प्राधिकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के संबंध में प्रशुल्क निर्धारित किया जाता है जो मुख्य रूप से डीसीएफ पद्धति को लागू करते हुए और कुछ अन्य मापदंडों से नियोजित पूंजी पर 12% का कर पश्चात् प्रतिलाभ है।

3.5.2 जारी टैरिफ आदेश

1 अप्रैल, 2018 से 31 मार्च, 2020 तककी अवधि के दौरान, पीएनजीआरबी ने टैरिफ आदेश जारी किए, जिसमें पहले इसके द्वारा निर्धारित अनंतिम टैरिफ को अंतिम रूप दिया गया था, इसके अलावा, बोर्ड द्वारा पूर्व में निर्धारित अनंतिम टैरिफ की तुलना और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क के लिए निर्धारित अंतिम टैरिफ नीचे दिया गया है:

क्र. सं.	पाइपलाइन नेटवर्क का नाम	पीएनजीआरबी के टैरिफ ऑर्डर की तारीख	2019-20 (एमएमएस सीएमड) के दौरान परिवहन की गई मात्रा	अनंतिम शुल्क (रुपए/एमएमबीटीयू) प्रभावी तिथि	अंतिम टैरिफ (रुपए/एमएमबीटीयू)	अनंतिम/अंतिम टैरिफ की तुलना में % वृद्धि
					प्रभावी तिथि	संभावित रूप से लागू किए जा रहे टैरिफ के कारण % प्रभाव
1	गुजरात प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क (गैल)					
(क)	बड़ौदा उप-नेटवर्क	27.09.2018	2.624	7.81 20.11.2008	27.59 01.04.2018	353% 209%
(ख)	मोटवान उप-नेटवर्क	27.09.2018	0.003	0.78 20.11.2008	2.77 01.04.2018	355% 219%
(ग)	कादी-कलोल नेटवर्क	27.09.2018	0.062	1.84 20.11.2008	61.61 01.04.2018	3378% 2748%
(घ)	कलोल-रामोल नेटवर्क	27.09.2018	0	6.86 20.11.2008	1.9 01.04.2018	-28% -60%
(ङ)	मेहसाणा सन-नेटवर्क	27.09.2018	0.057	1.86 20.11.2008	14.82 01.04.2018	797% 587%
(च)	पलियाड उप-नेटवर्क	27.09.2018	0.01	0.58 20.11.2008	4.56 01.04.2018	786% 574%
(छ)	पूर्व हजीरा उप-नेटवर्क	27.09.2018	0.032	0.42 20.11.2008	1.1 01.04.2018	262% 133%



क्र. सं.	पाइपलाइन नेटवर्क का नाम	पीएनजीआरबी के टैरिफ ऑर्डर की तारीख	2019-20 (एमएमएस सीएमड) के दौरान परिवहन की गई मात्रा	अनंतिम शुल्क (रुपए/एमएमबीटीयू) प्रभावी तिथि	अंतिम टैरिफ (रुपए/एमएमबीटीयू)	अनंतिम / अंतिम टैरिफ की तुलना में % वृद्धि
					प्रभावी तिथि	संभावित रूप से लागू किए जा रहे टैरिफ के कारण % प्रभाव
2	दुकली महाराजगंज प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (गेल)	27.09.2018	0.043	6.13 20.11.2008	46.37 01.04.2018	756% 545%
3	उच्च दबाव गुजरात गैस ग्रिड (जीएसपीएल)	27.09.2018	24.72	26.58 27.07.2012	34.00 01.04.2018	128% 19%
4	अगरतला क्षेत्रीय प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (गेल)	27.09.2018	1.26	5.80 20.11.2008	45.89 01.04.2018	791% 604%
5	कम दबाव गुजरात गैस ग्रिड (जीएसपीएल)	27.09.2018	2.95	1.88 27.07.2012	4.08 01.04.2018	217% 76%
6	दहेज उरन पनवेल धाबोल प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क (गेल)	27.09.2018	12.62	24.49 20.11.2008	37.78 01.04.2018	154% 43%
7	दादरी-पानीपत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (आईओसीएल)	27.09.2018	4.46	10.20 18.07.2010	16.46 01.04.2018	161% 43%
8	उरान-ट्रॉम्बे नेचुरल गैस पाइपलाइन (ओएनजीसी)	02.11.2018	3.60	5.70 20.11.2008	34.73 01.04.2019	609% 428%
9	हजीरा अंकलेश्वर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (जीजीएल)	12.03.2019	0.99	4.92 20.11.2008	9.34 01.04.2019	90% 65%
10	ईस्ट वेस्ट नेचुरल गैस पाइपलाइन (ईडब्ल्यूएनजीपीएल) (पीआईएल)	12.03.2019	18.78	52.23 20.11.2008	71.66 01.04.2019	37% 30%
11	एचवीजे- जीआरईपी- डीवीपीएल ("एचवीजे") और डीवीपीएल/ जीईएपी उन्नयन ("एचवीजे उन्नयन") (गेल) (टिप्पणी 1 देखें)		69.03			
क	एचवीजे	04.06.2019		25.46 20.11.2008	41.11 01.07.2019	लागू नहीं
ख	एचवीजे उन्नयन	04.06.2019		53.65 27.03.2010	41.11 01.07.2019	



क्र. सं.	पाइपलाइन नेटवर्क का नाम	पीएनजीआरबी के टैरिफ ऑर्डर की तारीख	2019-20 (एमएमएस सीएमड) के दौरान परिवहन की गई मात्रा	अनंतिम शुल्क (रुपए/एमएमबीटीयू) प्रभावी तिथि	अंतिम टैरिफ (रुपए/एमएमबीटीयू) प्रभावी तिथि	अनंतिम/अंतिम टैरिफ की तुलना में % वृद्धि संभावित रूप से लागू किए जा रहे टैरिफ के कारण % प्रभाव
12	मुंबई क्षेत्रीय प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क (गैल)					
क	उरान-थाल-उसर उप-नेटवर्क	04.06.2019	2.12	3.49 20.11.2008	6.03 01.07.2019	73% 63%
ख	ट्रॉम्बे-आरसीएफ उप-नेटवर्क	04.06.2019	2.77	1.04 20.11.2008	25.15 01.07.2019	2318% 1968%
13	असम प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (गैल)	04.06.2019	2.12	4.05 20.11.2008	1.81 01.07.2019	-55% लागू नहीं
14	जगदीशपुर-हल्दिया-बोकारो-धामरा पाइपलाइन ("ऊर्जा गंगा")-चरण-1 (गैल)	04.06.2019	0.01	63.46 01.07.2019	लागू नहीं लागू नहीं	लागू नहीं
15	के.जी. बेसिन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (गैल)	28.06.2019	4.56	45.32 16.03.2016	16.14 01.07.2019	-64% -41%
16	दाभोल-बैंगलोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (गैल)	09.08.2019	0.92	40.83 01.04.2016	45.38 01.09.2019	11% 5%

टिप्पणी: पीएनजीआरबी ने एचवीजे और एचवीजे उन्नयन के लिए एकीकृत टैरिफ जारी किया है।

3.5.3 समाधान किए गए मामले

अंतिम टैरिफ आदेश जारी करते समय पीएनजीआरबी ने निम्नलिखित मामलों का समाधान किया है:

(क) निवल नियत परिसंपत्तियां: पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण) विनियम, 2008 के अनुसार, नियोजित निधि पर 12% कर पश्चात् प्रतिलाभ का प्रावधान किया गया है। शुल्क की गणना बढ़ाकृत नकद-प्रवाह (नकदी आयजन्य निवेश) प्रणाली के आधार पर की जाती है। तदनुसार, निवल अचल परिसंपत्तियों को शुल्क गणना के प्रथम वर्ष में बहिर्वाह माना जाता है। विभिन्न पाइपलाइनों के संबंध में कंपनियों द्वारा शुल्क जमा करते समय यह देखा गया है कि वे अपने बही खातों में मूल्यहास की अलग-अलग दरें लिख रहे हैं/कर रहे थे। पीएनजीआरबी ने पूर्व शुल्क आदेशों में बही खातों के अनुसार निवल अचल परिसंपत्तियों पर विचार किया है जबकि कंपनियां पाइपलाइन के 30 वर्ष के आर्थिक जीवन के आधार पर निवल अचल परिसंपत्तियों का दावा कर रही थीं जिसके कारण परिवहन कंपनियों द्वारा विभिन्न मुकदमे दायर किए गए। पीएनजीआरबी ने विभिन्न कंपनियों के दावों की समीक्षा की और एक-समान आधार पर शुल्क विनियमों के अनुसार पाइपलाइन के आर्थिक जीवन पर उपयुक्त प्रतिलाभ प्रदान करने के लिए 30 वर्ष के आर्थिक जीवन के आधार पर (अर्थात् एसएलएम प्रणाली द्वारा 3.17% की दर से पाइपलाइन का मूल्यहास) शुल्क परिगणन के पूर्व वर्ष में निवल अचल परिसंपत्ति पर विचार किया था।

(ख) मात्रा विभाजक: पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन शुल्क का निर्धारण) विनियम, 2008 के अनुसार प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के संचालन के 5 वर्ष पूरे होने पर मात्रा



को 100% क्षमता और पूर्व वर्ष के लिए सामान्य वाहक क्षमता के अधीन वास्तविक मात्रा प्रवाह या वास्तविक कमी 7 जनवरी, 2016 तक उच्चतर हो, पर आधारित माना जाता है। इसके अतिरिक्त उपर्युक्त विनियम में किए गए 8 जनवरी, 2016 से प्रभावी संशोधन के अनुसार प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के प्रचालन के छठे और उसके बाद के वर्षों के लिए मात्रा विभाजक की गई अनुबंध क्षमता और बुक की गई सामान्य वाहक क्षमता या क्षमता का पचहत्तर प्रतिशत, जो भी अधिक हो, के बराबर होगी। पीएनजीआरबी ने अपने पूर्व शुल्क आदेशों में पीएनजीआरबी से पहले की पाइपलाइनों के लिए प्रवाह के रूप में 100% क्षमता पर विचार किया है जिससे परिवहन कंपनियों द्वारा कई मुकदमे दायर किए गए। पीएनजीआरबी ने जारी किए गए अपने अंतिम प्रशुल्क आदेशों में पाइपलाइन संचालन के छठे वर्ष से 7 जनवरी, 2016 तक 75% क्षमता और पूर्व वर्षों के लिए सामान्य वाहक क्षमता के अंतर्गत वास्तविक मात्रा प्रवाह या वास्तविक, जो भी अधिक हो, पर विचार किया है।

(ग) चरण-वार क्षमता निर्माण: पूर्व के प्रशुल्क आदेशों में, जहां प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों को कई चरणों में बिछाया गया था, पीएनजीआरबी ने परिवहन प्रशुल्क की गणना करते समय पिछले चरण के कमीशन होने पर पाइपलाइन की कुल क्षमता पर विचार किया है तथा वास्तविक और भावी पूंजीगत व्यय का योग और वास्तविक और भावी परिचालन व्यय के कुल योग को ध्यान में रखा है। इस दृष्टिकोण के साथ पूर्व चरण से जुड़े ग्राहकों को आगामी चरण का खर्च उठाना पड़ा था। इस परिदृश्य को संतुलित करने के लिए पीएनजीआरबी ने हाल ही के प्रशुल्क आदेशों में यह विचार किया है कि परिवहन प्रशुल्क निर्धारित करने के लिए वास्तविक चरण(णों) और कमीशन किए गए कैपेक्स और ओपेक्स के अनुसार प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की क्षमता को ध्यान में रखा जाए।

3.5.4 पीएनजीआरबी निम्नलिखित प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के टैरिफ की समीक्षा कर रहा है:

- (क) कोच्चि-कूट्टनाद बंगलौर मंगलौर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन
- (ख) चौनसा-झज्जर-हिसार प्राकृतिक गैस पाइपलाइन
- (ग) दादरी-बवाना-नंगल प्राकृतिक गैस पाइपलाइन
- (घ) कावेरी बेसिन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन

3.5.5 इसके अतिरिक्त पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2008 में निम्नलिखित संशोधन किए गए थे:

(क) कर की दर: स्पष्टीकरण- संदेह को दूर करने के लिए, यह स्पष्ट किया जाता है कि आयकर से संबंधित कानून के तहत एक विकल्प के रूप में आयकर की एक से अधिक दरें उपलब्ध हैं, आयकर से संबंधित कानून के तहत ऐसी मामूली दरों में से सबसे कम आयकर को नियोजित पूंजी पर प्रतिलाभ के कर-पूर्व दर की गणना के लिए बारह प्रतिशत के कर पश्चात् दर प्रतिलाभ को सकल के उद्देश्य के लिए माना जाएगा।

(ख) प्रशुल्क समीक्षा: अंतिम प्रशुल्क के निर्धारण अथवा प्रशुल्क समीक्षा के तत्काल पश्चात् 1-2 वर्षों के आंकड़ों के अद्यतीकरण पर आधारित प्रशुल्क समीक्षा की निष्फल कार्रवाई से बचने के लिए प्रशुल्क विनियम के विनियम 2(1)(ज) में निम्नलिखित खंड शामिल किया गया है:

“बशर्ते आगे कि दो प्रशुल्क समीक्षाओं के बीच का अंतर उस वित्तीय वर्ष की समाप्ति के बाद निरंतर दो वित्तीय वर्षों से कम न हो जिसमें अंतिम शुल्क का निर्धारण हुआ हो:

बशर्ते यह भी कि प्रशुल्क की समीक्षा प्रथम अनसूची क के खंड 9 के उप-खंड (9) के प्रावधानों के अनुसार पहले भी की जा सकती है।”



(ग) **प्रशुल्क आदेशों का पूर्व प्रभाव से लागू होना:** इस संशोधन से पूर्व प्रशुल्क विनियम के विनियम 9(4) के अनुसार “अनंतिम प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रशुल्क में भिन्नता और अंतिम प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस प्रशुल्क के कारण समायोजन डीसीएफ गणना में किया जाएगा और निर्धारित प्रशुल्क अगली समीक्षा तक संभावित आधार पर ग्राहकों से वसूला जाएगा अर्थात् यदि 30 सितंबर से पूर्व प्रशुल्क आदेश जारी किया जाता है तो प्रशुल्क, वित्तीय वर्ष जिसमें प्रशुल्क आदेश जारी किया जाता है, 1 अप्रैल से लागू होगा अन्यथा प्रशुल्क अगले वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल से लागू होगा”।

ग्राहकों को उनकी कीमतों में प्रशुल्क में वृद्धि/कमी के प्रभाव से निपटने और पूर्वव्यापी प्रभाव से प्रशुल्क के कार्यान्वयन के कारण किसी भी कठिनाई से बचने और साथ ही प्रशुल्क में वृद्धि के मामले में ट्रांसपोर्टर द्वारा संबंधित कंपनियों/उपभोक्ताओं से अल्प वसूली के पिछले मुद्दे को समाप्त करने के लिए प्रशुल्क विनियम के विनियम 9(4) में निम्नलिखित संशोधन किए गए थे:

“अस्थायी प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रशुल्क में भिन्नता के कारण समायोजन, अंतिम प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रशुल्क तथा प्रशुल्क समीक्षा के अंतर्गत निर्धारित प्रशुल्क को डीसीएफ गणना में शामिल किया जाएगा तथा निर्धारित प्रशुल्क को अगली समीक्षा तक पूर्व व्यापी प्रभाव से ग्राहकों से वसूला जाएगा अर्थात् प्रशुल्क उस महीने के बाद, जिसमें प्रशुल्क आदेश (आंचलिक प्रशुल्क के लागू होने के मामले में आंचलिक प्रशुल्क) बोर्ड द्वारा जारी किया जाता है, वाले महीने के पहले दिन से लागू होगा।”

(घ) **एकीकृत टैरिफ विनियमों को पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) द्वितीय संशोधन विनियम, 2020 के माध्यम से 23.11.2020 को अधिसूचित किया गया था।** एकीकृत टैरिफ का अर्थ है प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ, राष्ट्रीय गैस ग्रिड प्रणाली में, भारत के भीतर ऐसी सभी प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नेटवर्क जो पूरी तरह से एक दूसरे से जुड़े हुए हैं। एकीकृत टैरिफ व्यापक टैरिफ को समाप्त करेगा और ग्राहकों को प्राकृतिक गैस ग्रिड प्रणाली की कई परस्पर पाइपलाइनों में किसी भी टर्मिनल/स्रोत से गैस का स्रोत लेने की छूट देगा और इस प्रकार उन्हें भौगोलिक स्थानों के संदर्भ में, विशेष रूप से भौगोलिक स्थानों में उपभोक्ताओं के लिए, प्राकृतिक गैस के स्रोत से दूर होने की समस्याओं से निपटने में सक्षम बनाएगा।

(ङ) पीएनजीआरबी ने (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) तीसरा संशोधन विनियम, 2020 में टैरिफ के निर्धारण के लिए कुछ महत्वपूर्ण परिवर्तन किए हैं, अर्थात् टैरिफ गणना में आईएमएस सेवाओं के कारण 50% आय को शामिल करना, 10 प्रतिशत या उससे अधिक क्षमता में विस्तार के कारण टैरिफ की सीमा, यह स्पष्टीकरण जारी किया गया कि दो प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के बीच किसी भी अंतरसंबंध को विस्तार या प्रसार या कनेक्टिविटी में अनुबंध, 30 वर्ष का आर्थिक जीवन आदि नहीं माना जाएगा।

3.6 प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई:

प्राधिकार प्रदान करने के बाद, पीएनजीआरबी बोर्ड द्वारा प्राधिकृत की गई पाइपलाइनों की परियोजनाओं को पूरा करवाने के लिए निरंतर उनकी निगरानी कर रहा है। इस प्रयोजन के लिए 1 अप्रैल, 2020 से 30 सितंबर, 2021 तक की अवधि के दौरान प्राधिकृत कंपनियों के साथ अनुबंध ‘च’ में उल्लिखित विवरण के अनुसार प्रगति समीक्षा बैठकें/सुनवाई आयोजित की गई थीं।

3.7 प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों को प्राधिकृत करने की समापन अनुसूची की समय-सीमा में विस्तार:

पीएनजीआरबी ने 1 अप्रैल, 2020 से 30 सितंबर, 2021 तक की अवधि के दौरान निम्नलिखित प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों को पूरा करने के लिए कुछ शर्तों के अधीन समय-सीमा को बढ़ाया है:



क्र. सं.	कंपनी का नाम	पाइपलाइन का नाम	समापन की अनुसूचित तारीख	तक बढ़ाया गया
1	गेल (इंडिया) लिमिटेड	जगदीशपुर— हल्दिया— बोकारो— धामरा— बरौनी— गुवाहाटी	जेएचबीडीपीएल: 31.12.2020 बीजीपीएल: 28.02.2021	31.12.2021
2	गेल (इंडिया) लिमिटेड	चेनसा—झज्जर—हिसार	30.09.2020	31.05.2021
3	गेल (इंडिया) लिमिटेड	दादरी—बवाना—नंगल	31.08.2020	30.04.2021
4	आंध्र प्रदेश गैस डिस्ट्रीब्यूशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड	काकीनाडा — वाइजेग — श्रीकाकुलम	केवीपीएल: जून, 2020 वीएसपीएल: जून, 2021	केवीपीएल: जून, 2021 वीएसपीएल: जून, 2022
5	एच—एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	जयगढ़— मंगलौर	जून, 2020	मार्च, 2021
6	इंडियन ऑयल कॉरपोरेशन लिमिटेड	एन्नोर — तूतीकोरिन	फरवरी, 2021	फरवरी, 2022
7	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड	मेहसाणा — भटिंडा	दिसंबर, 2020	एमबीपीएल चरण 2 — जून, 2021 स्पर लाइनें — दिसंबर, 2022

3.8 प्राधिकार रद्द करना/समय—पूर्व बंद करना:

वर्ष 2020—21 के दौरान किसी प्राधिकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को रद्द नहीं किया गया था।

गुरदासपुर में भटिंडा—जम्मू—श्रीनगर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को समय—पूर्व बंद करना:

बोर्ड ने भटिंडा—जम्मू—श्रीनगर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (बीजेएसपीएल) को गुरदासपुर में समाप्त करने का निर्णय लिया।

3.9 प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों और निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का विवरण:

अनुलग्नक छ में प्रचालन के अधीन और निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का विवरण दिया गया है।



3.10 भारत का गैस अवसंरचना मानचित्र



3.11 प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की क्षमता का निर्धारण

पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की क्षमता पीएनजीआरबी (पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए क्षमता निर्धारण), विनियम, 2010 के प्रावधानों के अनुसार निर्धारित की जाती है। इस प्रकार निर्धारित की गई क्षमता को विभिन्न प्रयोजनों के लिए वेब-होस्ट किया जाता है जिसमें संगत नियमों के अंतर्गत गैर-भेदभावपूर्ण आधार पर उपलब्ध क्षमता तक पहुंच प्रदान करना और प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए प्रशुल्क का निर्धारण करना शामिल है।



भाग 4: पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (पीपीपीएल)

4.1 पंजीकरण और प्राधिकार

4.1.1 प्राधिकार का विनियामक ढांचा

पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के विकास के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा "पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइप लाइनें बिछाना, निर्माण, प्रचालन और विस्तार के लिए कंपनियों को प्राधिकृत करना) विनियम, 2010 (पीपीपीएल प्राधिकार विनियम) को 1 सितंबर, 2010 को अधिसूचित किया गया है।

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा निम्नलिखित प्रावधानों के अंतर्गत पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों के विकास के लिए प्राधिकार दिया जाता है जो पूर्व में उल्लिखित प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के प्राधिकार के समान है:-

- (क) रुचि की अभिव्यक्ति
- (ख) स्वतः संज्ञान मार्ग
- (ग) विनियम 17 के अंतर्गत
- (घ) विनियम 18 के अंतर्गत

4.1.2 वर्ष 2020-21 में दिए गए प्राधिकार:-

वर्ष 2020-21 के दौरान पीएनजीआरबी ने पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के विकास के लिए संबंधित संस्थाओं को निम्नलिखित प्राधिकार प्रदान किए हैं:

क्र. सं.	पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन का नाम	पाइपलाइन का मार्ग	पाइपलाइन का विवरण	प्राधिकार देने की तारीख	अधिकृत कंपनी
क.	पीपीपीएल प्राधिकरण विनियमों के विनियम 5 के तहत अधिकृत				
ख	पीपीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 17 के तहत अनंतिम रूप से स्वीकृत				
2.	नुमालीगढ़-सिलीगुड़ी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	नुमालीगढ़-सिलीगुड़ी	लंबाई: 660 कि.मी. व्यास: 16" क्षमता: 1.721 एमएमटीपीए	29.09.2020	ऑयल इंडिया लिमिटेड
ग.	पीपीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 19(2) के तहत अधिकृत				
3.	ओपॉल, दाहेज से दीपक फेनोलिक्स लिमिटेड, दाहेज	ओपॉल, दाहेज से दीपक फेनोलिक्स लिमिटेड, दाहेज	लंबाई: 2.495 कि.मी. क्षमता: 150,00 एमटीपीए	23.11.2020	रिलायंस गैस पाइपलाइन लिमिटेड



क्र. सं.	पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन का नाम	पाइपलाइन का मार्ग	पाइपलाइन का विवरण	प्राधिकार देने की तारीख	अधिकृत कंपनी
4.	ओएनजीसी सी2, सी3 संयंत्र से ओएनजीसी पेट्रो एडि न्स संयंत्र (ओपीएएल) तक क्रमशः समर्पित पाइपलाइन	ओएनजीसी सी2, सी3 संयंत्र से ओएनजीसी पेट्रो एडिशनस संयंत्र (ओपीएएल) क्रमशः	लंबाई: सी2 पाइपलाइन: 8.33 कि.मी. सी3 पाइपलाइन: 10.2 कि.मी. सी4 पाइपलाइन: 10.2 कि.मी. केटीपीए में क्षमता: सी2 पाइपलाइन: 535 सी3 पाइपलाइन: 271 सी4 पाइपलाइन: 167	02.12.2020	ओएनजीसी पीएट्रो एडिशनस लिमिटेड (ओपॉल)
5.	जीसीपीटीसीएल से ओएनजीसी पेट्रो एडिशन संयंत्र (ओपॉल)	जीसीपीटीसीएल से ओएनजीसी पेट्रो एडिशनस संयंत्र (ओपॉल)	लंबाई: 10.68 कि.मी. क्षमता: 1500 केटीपीए	02.12.2020	ओपॉल

4.1.3 निविदा प्रक्रिया के तहत बोलियां आमंत्रित करना:—

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	मार्ग	विवरण (लंबाई, क्षमता)	बोली प्रस्तुत करने की अंतिम तिथि
1.	जेएनपीटी से नवी मुंबई इंटरनेशनल एयरपोर्ट पेट्रोलियम एंड पेट्रोलियम उत्पाद (एटीएफ) पाइपलाइन	जेएनपीटी टर्मिनल— नवी मुंबई	लंबाई: 15 कि.मी. क्षमता: 2 एमएमटीपीए	07.12.2021
2.	देवांगन्धी—चित्रदुर्ग पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	देवांगन्धी—चित्रदुर्ग (कर्नाटक)	लंबाई: 230 कि.मी. क्षमता: 1.00 एमएमटीपीए	28.10.2019 (एपीटीईएल द्वारा लगाए गए स्थगन आदेश पर मूल्य बोली खोलने पर प्रतिबंध लगाना)

4.1.4 वर्ष 2020–21 में ईओआई पर कार्रवाई:

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	मार्ग	विवरण	संस्था	दिनांक
1.	पलवल से जेवर एयरपोर्ट पेट्रोलियम एंड पेट्रोलियम उत्पाद (एटीएफ) पाइपलाइन	पलवल से प्रस्तावित जेवर अंतरराष्ट्रीय हवाई अड्डा	लंबाई: 36 कि.मी. क्षमता: 2.5 एमएमटीपीए	इंडियन ऑयल कॉरपोरेशन लिमिटेड	24.12.2020



4.2 परिवहन दरों का विनियमन

4.2.1 विनियामक तंत्र

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन शुल्क का निर्धारण) विनियम, 2010 के विनियम 5 के अनुसार, परिवहन के वैकल्पिक मोड अर्थात् रेल में पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ बेंचमार्किंग द्वारा पचहत्तर प्रतिशत के स्तर पर निर्धारित किए जाएंगे, सिवाय एलपीजी को छोड़कर जहां यह पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन मार्ग के बराबर रेल दूरी के लिए ट्रेन लोड के आधार पर एक-सौ प्रतिशत होगा और विनियम 3 के तहत शामिल किसी कंपनी पर लागू होगा।

4.2.2 जारी टैरिफ आदेश

मौजूदा विनियमों के संदर्भ में, पीएनजीआरबी ने वित्त वर्ष 2019-20 के दौरान निम्नलिखित टैरिफ आदेश (टीओ) जारी किए हैं:

क्र.सं.	पाइपलाइन नेटवर्क का नाम	पाइपलाइन	आदेश की तारीख
1.	जामनगर-लोनी एलपीजी पाइपलाइन	गेल	04.06.2019
2.	वाइजेग-सिकंदराबाद एलपीजी पाइपलाइन	गेल	04.06.2019
3.	मैंगलोर-हसन-बैंगलोर उत्पाद पाइपलाइन	पेट्रोनेट एमएचबी लिमिटेड	04.06.2019
4.	मुंद्रा-दिल्ली उत्पाद पाइपलाइन	एचपीसीएल	04.06.2019
5.	चेन्नई-त्रिची-मदुरै उत्पाद पाइपलाइन; देवांगोथी-देवनहल्ली एटीएफ पाइपलाइन; पारादीप-रायपुर-रांची उत्पाद पाइपलाइन	आईओसीएल	04.06.2019

पीएनजीआरबी ने संशोधन विनियम अधिसूचित करते हुए पूर्व में इन विनियमों का समय-समय पर विस्तार किया है। अंतिम संशोधन विनियम 28 सितंबर, 2020 को अधिसूचित किया गया था जो 30 सितंबर, 2021 तक वैध है।

4.3 प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई:

प्राधिकार प्रदान करने के बाद, पीएनजीआरबी बोर्ड द्वारा अधिकृत पाइपलाइनों को समय पर पूरा करने के लिए पाइपलाइन परियोजनाओं की निरंतर निगरानी कर रहा है। इसके लिए, नीचे दी गई सूचना के अनुसार, 1 अप्रैल, 2020 से 30 सितंबर, 2021 की अवधि के दौरान प्राधिकृत संस्थाओं के साथ प्रगति समीक्षा बैठकें/सुनवाई की गई:

क्र. सं.	इकाई का नाम	पाइपलाइन का नाम	बैठक/सुनवाई की तारीख
1	आईएमसी लिमिटेड	एन्नोर पोर्ट-मनाली औद्योगिक क्षेत्र	06.08.2020

4.4 प्राधिकृत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों की समापन अनुसूची का विस्तार:

1 अप्रैल, 2020 से 30 सितंबर, 2021 तक की अवधि के दौरान, पीएनजीआरबी ने निम्नलिखित पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों को पूरा करने के लिए कुछ शर्तों के अधीन समय बढ़ाने की अनुमति दी है:

क्र. सं.	इकाई का नाम	पाइपलाइन का नाम	पूरा होने की निर्धारित तिथि	तक बढ़ाया गया
1	आईएचबी प्राइवेट लिमिटेड	कांडला - गोरखपुर	दिसंबर, 2021	दिसंबर, 2022

4.5 प्रचालन/निर्माण के अंतर्गत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें:

30.06.2021 तक प्रचालन और निर्माणाधीन पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों का विवरण अनुबंध-ज पर दिया गया है।



भाग 5: गैस व्यापार विनियम

5.1 विनियामक ढांचा

बोर्ड ने पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (गैस विनियम) विनियम, 2020 को पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 42(2) के तहत 1 जुलाई, 2020 को केंद्र सरकार द्वारा जारी निर्देश के अनुपालन में बनाया, जिसमें पीएनजीआरबी को धारा 11(ज) के अंतर्गत गैस व्यापार विनियम(यों) की स्थापना और संचालन को विनियमित करने का कार्य सौंपा गया था जिससे देश में गैस-आधारित अर्थव्यवस्था का सूत्रपात करने के लिए एक मुक्त गैस बाजार विकसित करके उपयुक्त वितरण सुरक्षित करने और प्राकृतिक गैस की उपलब्धता बढ़ाने की उम्मीद है। गैस विनियम और समाशोधन कॉर्पोरेशनों की स्थापना और प्रचालन को विनियमित करने के लिए 28 सितंबर, 2020 को इन विनियमों को अधिसूचित किया गया था। गैस विनियम देश में एक कुशल और सुदृढ़ गैस बाजार को बढ़ावा देने के लिए निष्पक्ष और पारदर्शी तरीके से गैस व्यापार को बढ़ावा देने हेतु एक व्यापारिक मंच प्रदान करेगा।

5.2 प्रथम गैस विनियम का प्राधिकार

पीएनजीआरबी द्वारा इंडिया गैस एक्सचेंज लिमिटेड (आईजीएक्स) को 02.12.2020 को प्रथम गैस एक्सचेंज के रूप में अधिकृत किया गया है। आईजीएक्स ने विभिन्न केंद्रों और विभिन्न प्रकार के ठेकों के तहत दिसंबर, 2020 से 13 जुलाई, 2021 की अवधि के दौरान 6,82,450 एमएमबीटीयू प्राकृतिक गैस का कारोबार किया।



भाग 6: तकनीकी मानक

6.1 विनियामक ढांचा

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 की धारा 11(i) के अनुसार बोर्ड पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस, जिसमें डाउनस्ट्रीम पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस क्षेत्र से संबंधित पाइपलाइनों और अवसंरचना परियोजनाओं का निर्माण और प्रचालन शामिल है, से संबद्ध क्रियाकलापों में सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों का निर्धारण विनियमों द्वारा करेगा।

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा ऊपर निर्धारित कार्यों के अनुरूप पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस क्षेत्र से संबंधित क्रियाकलापों में सुरक्षा मानकों सहित मौजूदा तकनीकी मानकों और विशिष्टियों में कमियों का पता लगाने और उनकी समीक्षा करने के लिए अगस्त, 2007 में एक सलाहकार समिति गठित की गई थी।

6.2 सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टताओं का विकास

6.2.1 तकनीकी मानकों और विशिष्टताओं को अंतिम रूप देने की प्रक्रिया

सभी कंपनियों के बीच मानकों, संहिताओं और सर्वोत्तम प्रथाओं, मिडस्ट्रीम और डाउनस्ट्रीम स्थापनाओं, सरकारी अवसंरचना और पर्यावरण की सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिए विभिन्न उप-समितियों का गठन किया गया है। बोर्ड ने इन उप समितियों में न केवल इस क्षेत्र में काम करने वाली कंपनियों, अपितु संबंधित सरकारी एजेंसियों, उद्योग निकायों, तकनीकी संस्थानों आदि के प्रतिनिधित्व का प्रयास किया है। ये उप-समितियां इस विषय पर प्रचलित राष्ट्रीय/अंतर्राष्ट्रीय मानकों, उद्योग प्रथाओं, प्रौद्योगिकीय उन्नति आदि का अध्ययन करती हैं और सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों के विकास के लिए प्रक्रिया पर पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड विनियम में यथा वर्णित उपबंधों के अनुसार मसौदा मानक बनाती हैं।

संबंधित उप समितियों/उप समूहों द्वारा अंतिम मसौदा विनियमों पर बोर्ड द्वारा विचार किया जाता है। आशोधन, यदि कोई हो, तथा बोर्ड द्वारा मसौदे के अनुमोदन के पश्चात इसे सार्वजनिक परामर्श के लिए पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड की वेबसाइट पर डाला जाता है। जनता और हितधारकों से प्राप्त सुझावों पर विचार-विमर्श हेतु ओपन हाउस चर्चा का आयोजन किया जाता है। ओपन हाउस चर्चा के आधार पर मसौदा विनियमों को अंतिम रूप दिया जाता है, उनकी विधिक संवीक्षा की जाती है, उनका हिंदी में अनुवाद किया जाता है और इस पर बोर्ड द्वारा अनुमोदन तथा औपचारिक अधिसूचना का विचार किया जाता है।

6.2.2 सुरक्षा मानकों सहित निम्नलिखित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों को मार्च, 2021 तक अधिसूचित किया गया था:

- i. नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क (2008),
- ii. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (2009),
- iii. पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (2016)
- iv. आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (2010)
- v. तृतीय पक्ष अनुरूपता आकलन (2015)
- vi. तरलीकृत प्राकृतिक गैस सुविधाएं (2018)
- vii. ऑटोमोटिव ईंधन का वितरण (2018)
- viii. एलपीजी भंडारण, रखरखाव और बॉटलिंग सुविधाएं (2019), और
- ix. पेट्रोलियम संस्थापन (2020)



6.2.3 वर्तमान में सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विनिर्देशों का निम्नलिखित क्षेत्रों में विकास किया जा रहा है:

- i. पेट्रोलियम रिफाइनरियां और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र
- ii. एलएनजी का मोबाइल वितरण
- iii. सीएनजी का मोबाइल वितरण
- iv. ऑटोमोटिव ईंधन की घर-घर जाकर डिलीवरी
- v. खुदरा बिक्री केंद्रों पर ईवी चार्जिंग स्टेशन और बैटरी की अदला-बदली की सुविधाएं

इन विनियमों को मार्च, 2022 तक अधिसूचित किए जाने की उम्मीद है। इन विनियमों की अधिसूचना के साथ, मिडस्ट्रीम और डाउनस्ट्रीम पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस की संपूर्ण गतिविधियों को सुरक्षा मानकों सहित पीएनजीआरबी के तकनीकी मानकों और विशिष्टताओं द्वारा कवर किया जाएगा।

6.3 सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टताओं में संशोधन

6.3.1 अधिसूचित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों में नवीनतम प्रौद्योगिकीय विकास, उद्योग अनुभव आदि पर विचार करते हुए समय-समय पर संशोधन किया जाता है। कंपनियों द्वारा अथवा स्वतः प्रस्तुत किए गए संशोधन प्रस्तावों की समीक्षा तकनीकी उप समिति द्वारा की जाती है। संशोधन प्रक्रिया नए विनियमों के विकास जैसी है और यह सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों के विकास की प्रक्रिया पर पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड विनियम में यथा वर्णित उपबंधों के अनुरूप है। संशोधन/समीक्षा एक अनवरत प्रक्रिया है जैसे सुरक्षा से समझौता किए बिना क्षेत्र में विकास करने के लिए सीपीडी विनियमों में महत्वपूर्ण संशोधन किए जा रहे हैं।

6.3.2 सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विनिर्देशों में मार्च, 2021 तक निम्नलिखित संशोधन किए गए थे:

- i. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन विनियम, 2009,
- ii. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन विनियम, 2014,
- iii. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन, 2015
- iv. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन विनियम, 2016,
- v. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन विनियम, 2016,
- vi. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2019,
- vii. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2020
- viii. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) दूसरा संशोधन विनियम, 2020
- ix. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2012,
- x. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2014,



- xi. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2015,
- xii. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2018,
- xiii. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2020,
- xiv. पीएनजीआरबी (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2017,
- xv. पीएनजीआरबी (ऑटोमोटिव ईंधन के वितरण के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2020,
- xvi. पीएनजीआरबी (आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) के लिए आचरण संहिता) संशोधन विनियम, 2015
- xvii. पीएनजीआरबी (आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) के लिए आचरण संहिता) संशोधन विनियम, 2020
- xviii. पीएनजीआरबी (सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों के विकास की प्रक्रिया और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2015,
- xix. पीएनजीआरबी (तकनीकी मानकों के विकास की प्रक्रिया और सुरक्षा मानकों सहित विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2020
- xx. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए अखंडता प्रबंधन प्रणाली) संशोधन विनियम, 2020
- xxi. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए अखंडता प्रबंधन प्रणाली) संशोधन विनियम, 2020
- xxii. पीएनजीआरबी (पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की निर्धारित क्षमता) संशोधन विनियम, 2015, और
- xxiii. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क की निर्धारित क्षमता) संशोधन विनियम, 2020.

6.4 आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना

- 6.4.1 आपातकाल प्रबंधन, हताहतों की संख्या कम करने, संपत्ति, मशीनरी की क्षति में कमी लाने जनसाधारण और पर्यावरण की सुरक्षा आदि के लिए, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड [आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना के लिए आचरण संहिता (ईआरडीएमपी)] विनियम, 2010 को अधिसूचित किया गया है। ये विनियम पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस से संबंधित परिशोधन, प्रौद्योगिकी, भंडारण, प्रचालन, परिवहन, वितरण, पेट्रोलियम वितरण आदि जैसे सभी डाउनस्ट्रीम पेट्रोलियम क्रियाकलापों पर लागू होते हैं।
- 6.4.2 पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना के लिए आचरण संहिता विनियम, 2010 की अनुसूची के अनुसरण में मिडस्ट्रीम और डाउनस्ट्रीम तेल और गैस क्षेत्रों की कंपनियों को प्रमाणित तृतीय पक्ष निरीक्षक एजेंसी (टीपीआईए) और उनकी सुविधाओं के लिए बोर्ड द्वारा अनुमोदित आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) प्रलेखों का विकास करना और प्रस्तुत किया जाना अपेक्षित है।

6.5 पीएनजीआरबी विनियमों का अनुपालन

- 6.5.1 गैस विनियामक बोर्ड (तृतीय पक्ष की पुष्टि का आकलन) विनियम, 2015 के अनुरूप अपनी तकनीकी क्षमता आदि के निर्धारण के माध्यम से तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसियों द्वारा निरीक्षक के माध्यम से या बोर्ड द्वारा सीधे ही की जाती है। इन विनियमों में अन्य बातों के साथ-साथ टीपीआईए, इस समय आईएसओ/आईईसी 17020 या



अन्य किसी उपयुक्त मानक और/या ऊपर निर्दिष्ट पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड विनियमों के अनुपालन के लिए निरीक्षण करने के लिए उनकी दक्षता, सत्यनिष्ठा, निष्पक्षता आदि सुनिश्चित करने के लिए बोर्ड द्वारा अनुमोदित अन्य किसी प्रणाली के अनुसार नेशनल एक्रिडिटेशन बोर्ड फॉर सर्टिफिकेशन बाडीज (एनएबीसीबी) के लिए मान्यता देने वाले निकाय द्वारा मान्यता देने की अपेक्षा की व्यवस्था है। स्वतंत्र सूचीबद्ध टीपीआईए द्वारा निरीक्षण अंतर्राष्ट्रीय पद्धति के अनुरूप किया जाता है जहाँ विनियामक मानक निर्धारित करते हैं और स्वतंत्र तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसी के माध्यम से कंपनियों द्वारा अनुपालन सुनिश्चित किया जाता है। तथापि, सुरक्षा सुनिश्चित करने का मुख्य उत्तरदायित्व स्वयं कंपनी का ही होता है।

6.5.2 पीएनजीआरबी को तृतीय पक्ष अनुरूपता आकलन पर अपने विनियमों का समर्थन करने के लिए मान्यता सेवाएं प्रदान करने हेतु पीएनजीआरबी और विशेष रूप से क्यूसीआई के बीच सहयोग के लिए क्वालिटी काउंसिल आफ इंडिया (क्यूसीआई) के साथ एक समझौता-ज्ञापन पर हस्ताक्षर किए गए हैं। तदनुसार, बोर्ड द्वारा पैनल में रखी गई तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसियों को आईएसओ 17020 के अनुसार मान्यता दी जाएगी। वैकल्पिक रूप से, अपने कार्मिकों की क्षमता और विनियमों के अनुरूप अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए एक वर्ष के अंदर प्रमाणन प्राप्त किया जाएगा। पीएनजीआरबी के अधिकारियों को तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसियों द्वारा निरीक्षण/प्रमाणन की प्रक्रिया को सृदृढ़ बनाने के लिए प्रमाणन निकायों के लिए राष्ट्रीय प्रमाणन बोर्ड के बोर्ड में नामित किया गया है।

6.5.3 पैनल में शामिल तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसियों (टीपीआईए) की संख्या

क्षेत्र	मार्च, 2020 तक पैनलबद्ध	अप्रैल, 2020 से मार्च, 2021 के दौरान पैनलबद्धता	अप्रैल, 2020 से मार्च, 2021 तक के दौरान समाप्त पैनलबद्धता	अप्रैल, 2021 से मई, 2021 के दौरान पैनलबद्ध	अप्रैल, 2021 से मई, 2021 के दौरान समाप्त पैनलबद्धता	मई, 2021 को पैनलबद्धता
टी4एस विनियम						
नगर गैस वितरण नेटवर्क	18	15	13	8	3	25
प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	17	12	13	7	2	21
पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	8	10	5	4	2	15
एलएनजी सुविधाएं	0	7	0	2	0	9
एलपीजी भंडारण, रखरखाव और बॉटलिंग सुविधाएं	0	7	0	3	0	10
पेट्रोलियम संस्थापन	0	0	0	1	0	1
आईएमएस विनियम						
सीजीडी नेटवर्क	6	5	5	3	0	9



क्षेत्र	मार्च, 2020 तक पैनलबद्ध	अप्रैल, 2020 से मार्च, 2021 के दौरान पैनलबद्धता	अप्रैल, 2020 से मार्च, 2021 तक के दौरान समाप्त पैनलबद्धता	अप्रैल, 2021 से मई, 2021 के दौरान पैनलबद्ध	अप्रैल, 2021 से मई, 2021 के दौरान समाप्त पैनलबद्धता	मई, 2021 को पैनलबद्धता
प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	5	6	4	2	0	9
ईआरडीएमपी विनियम						
ईआरडीएमपी	11	10	8	4	2	15

6.5.4 कंपनियों द्वारा तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसियों से कराई गई तकनीकी लेखा परीक्षा की रिपोर्ट और विनियमों के उपबंधों के अनुसार समाधान योजना को प्रस्तुत करना अपेक्षित है। पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा इन विनियमों के अनुपालन और तकनीकी लेखा परीक्षा में पाई गई गैर-अनुरूपताओं की निगरानी की जाती है और विभिन्न सिफारिशों का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए कंपनियों के साथ समयबद्ध रूप से समीक्षा बैठकों का आयोजन किया जाता है। इसके अतिरिक्त, उद्योग से सेवानिवृत्त तकनीकी कार्मिकों सहित विशेषज्ञों का एक पैनल बनाया गया है जो अनुपालन, मूल्यांकन आदि की प्रक्रिया को और सुदृढ़ बनाने के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड की ओर से तकनीकी निरीक्षक, आकस्मिक जांच, क्षमता निर्धारित आदि करता है। निम्नलिखित सारणी अप्रैल, 2020 से मार्च, 2021 तक की अवधि के दौरान की गई लेखा परीक्षा/निरीक्षण/प्रमाणन को दर्शाती है:

क्र. सं.	क्षेत्र	मार्च, 2020 तक	अप्रैल, 2020 से मार्च, 2021	कुल
1	नगर गैस वितरण नेटवर्क	140	24	164
2	प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	127	13	140
3	पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	50	14	64
4	ईआरडीएमपी	1299	305	1604

6.5.5 इसके अतिरिक्त, पीएनजीआरबी द्वारा गठित बहु-अनुशासनात्मक टीमों में उद्योग के सदस्य, विशेषज्ञों के पैनल शामिल हैं और पीएनजीआरबी ने निम्नलिखित निरीक्षण किए हैं।

क्र.सं.	क्षेत्र	सितंबर, 2015 से मार्च, 2020	अप्रैल, 2020 से मार्च, 2021	कुल
1	नगर गैस वितरण नेटवर्क	4	—	4
2	प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	2	—	2
3	पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	7	—	7
4	तरलीकृत प्राकृतिक गैस सुविधाएं	4	—	4

6.5.6 नगर गैस वितरण नेटवर्कों, प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों, पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों, स्थापनाओं आदि में दुर्घटनाओं के लिए घटना डेटाबेस रखा जाता है और विवरण, पर्यवेक्षण, कारण और सीख का विवरण देते हुए बड़ी घटनाओं का विश्लेषण किया जाता है तथा वेबसाइट पर सुझाव आमंत्रित किए जाते हैं ताकि इसकी पुनरावृत्ति रोकने के लिए उद्योग द्वारा निवारक उपाय किए जा सकें। इसके अतिरिक्त, चुनिंदा बड़ी घटनाओं की जांच करने के लिए उद्योग के विशेषज्ञों और पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड को शामिल करके जांच समितियों का गठन किया जाता है जिससे कमियों, असफलता के कारणों का पता लगाया जा सके और ऐसी घटनाओं की पुनरावृत्ति को रोकने की सीख मिल सके।



अप्रैल, 2020 से मार्च, 2021 की अवधि के दौरान सड़क दुर्घटनाओं सहित मुख्य घटनाओं का विवरण इस प्रकार है

अवधि	बाल-बाल बचने वाली घटनाएं	मामूली	बड़ी	*मौत	*चोटें
अप्रैल, 2020 से मार्च, 2021	80094	10914	314	172	109

*2020-21 के दौरान 286 सड़क दुर्घटनाएं हुईं जिसके परिणामस्वरूप 148 मौतें हुईं और 96 लोग घायल हुए।

6.5.7 पीएनजीआरबी ने कमियों का पता लगाने, असफलता का कारण निश्चित करने, पुनरावृत्ति से बचाव के लिए उपचारी उपाय सुझाने और निम्नलिखित घटनाओं का उत्तरदायित्व तय करने के लिए जांच समितियाँ गठित की हैं:

- 24.09.2020 को ओएनजीसी हजीरा संयंत्र में बड़ी आग लगी।
- 07.10.2020 को भुवनेश्वर के राजभवन स्क्वायर फिलिंग सेंटर में आईओसीएल खुदरा बिक्री केंद्र में आग लगने की बड़ी घटना।
- 22.12.2020 को आवासीय सोसायटी, कलोल, अहमदाबाद में बड़ी घटना।
- 29.01.2021 को राजस्थान के अजमेर स्थित बीपीसीएल के खुदरा बिक्री केंद्र में आग लगने की बड़ी घटना।

संबंधित समितियों की जांच रिपोर्टों को संबंधित संगठनों को अनुपालन के लिए भेज दिया गया है। कंपनियों से प्राप्त होने वाली अनुपालन की स्थिति की निगरानी की जाती है। इसके अलावा, इन रिपोर्टों के निष्कर्षों को संबंधित उद्योग के सदस्यों के साथ समान घटनाओं की पुनरावृत्ति को रोकने के लिए उनके यहां लागू सिफारिशों के अनुपालन के लिए साझा किया जाता है।

6.6 एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस)

6.6.1 एकीकृत प्रबंधन प्रणाली विनियमों में शहरी गैस वितरण नेटवर्क और प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए प्रभावी और सक्षम एकीकृत प्रबंधन योजना का विकास और कार्यान्वयन करने की मूलभूत विशेषताएं और अपेक्षाएं दी गई हैं। पीएनजीआरबी द्वारा प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों और नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्कों के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली पर निम्नलिखित विनियम अधिसूचित किए गए हैं:

क) पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए अखंडता प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2012

ख) पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए अखंडता प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2013

6.6.2 अखंडता प्रबंधन प्रणाली विनियमों में निम्नलिखित संशोधनों को अप्रैल, 2020 से मार्च, 2021 तक अधिसूचित किया गया है:

क) पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए अखंडता प्रबंधन प्रणाली) संशोधन विनियम, 2020.

इ) पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए अखंडता प्रबंधन प्रणाली) संशोधन विनियम, 2020.

6.6.3 पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के संबंध में एकीकृत प्रबंधन प्रणाली पर विनियमों को अंतिम रूप दिया जा रहा है।

6.6.4 आईएमएस दस्तावेज प्रस्तुत करने की स्थिति इस प्रकार है:

क्षेत्र	मार्च, 2020 तक कई सुविधाओं के लिए प्राप्त दस्तावेज	अप्रैल, 2020 से मार्च, 2021 तक कई सुविधाओं के लिए प्राप्त दस्तावेज	कुल
नगर गैस वितरण नेटवर्क	54	2	56
प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	43	1	44

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेजों में देखे गए इन नियमों और गैर-अनुरूपताओं के अनुपालन की निगरानी पीएनजीआरबी द्वारा की जाती है और इन विनियमों का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए नियमित रूप से उचित कार्रवाई की जाती है।



6.7 क्षमता निर्माण

जागरूकता पैदा करने और सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिए पीएनजीआरबी के अधिकारियों ने तेल एवं गैस उद्योग, राष्ट्रीय आपदा प्रबंधन प्राधिकरण (एनडीएमए), पर्यावरण और वन मंत्रालय तथा फ़ैडरेशन ऑफ़ इंडियन चैंबर्स ऑफ़ कॉमर्स एंड इण्डस्ट्री (फ़िक्की) द्वारा प्रौद्योगिकी उन्नयन, मुस्तैदी, स्थल पर या स्थल से परे आपात योजना का उपयोग करके उपशमन योजना, बंदरगाहों तथा पाइपलाइनों या अन्य माध्यमों से खतरनाक रसायनों, पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस के परिवहन के मामले में नवीन उपाय अपनाने आदि के संबंध में सूचना का आदान-प्रदान करने लिए देश भर के विभिन्न शहरों में आयोजित विभिन्न कार्यशालाओं/प्रशिक्षण कार्यक्रमों में भाग लिया था। संगत पीएनजीआरबी विनियमों के अंतर्गत तकनीकी आवश्यकताओं के संदर्भ में तेल और गैस स्थापनाओं पर उच्चस्तरीय सुरक्षा बनाए रखने के साथ-साथ आपात स्थितियों और आपदा प्रबंधन से प्रभावी ढंग से निपटने के प्रबंधन के संदर्भ में उद्योगों और विभिन्न संगठनों के अतिरिक्त राज्य सरकारों, जिला प्राधिकारियों, स्थानीय निकायों, समुदाय को जानकारी देने पर बल दिया गया है।

नगर गैस वितरण नेटवर्क, प्राकृतिक गैस, पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों पाइपलाइनों, एलएनजी सुविधाओं, एलपीजी भंडारण, रखरखाव और बॉटलिंग सुविधाओं के अनुरूप आकलन करने के लिए टीपीआईए की क्षमताओं को बढ़ाने हेतु पीएनजीआरबी के तकनीकी मानकों और विनिर्देशों के अनुसार, जिसमें सुरक्षा मानकों और ईआरडीएमपी विनियमों के अनुसार ईआरडीएमपी दस्तावेजों का प्रमाणीकरण, टी4एस और सितंबर, 2020 में आईएमएस के लिए सभी पैनल में मान्यता-प्राप्त टीपीआईए हेतु तथा ईआरडीएमपी विनियमों के लिए जनवरी, 2021 में क्षमता निर्माण कार्यशाला का आयोजन शामिल था, ताकि प्रमाणपत्रों की प्रक्रिया में एकरूपता लाने तथा पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस से निपटने वाली सुविधाओं/प्रतिष्ठानों पर सुरक्षा मानकों के उच्चतम मानकों को बनाए रखा जा सके।

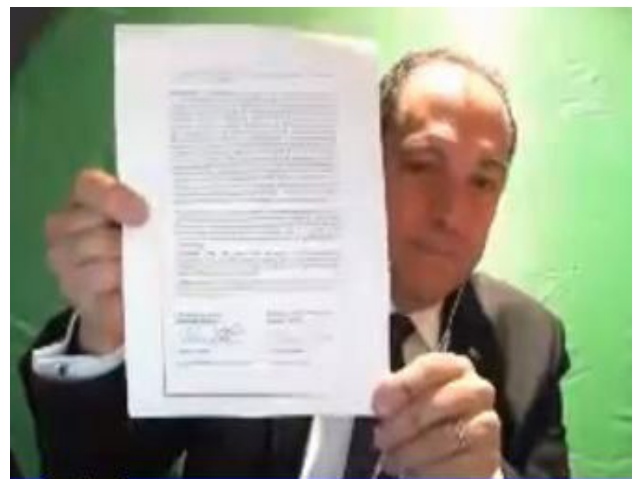
6.8 अमेरिकन सोसायटी ऑफ़ मैकेनिकल इंजीनियर्स (एएसएमई) के साथ समझौता-ज्ञापन

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड ने एएसएमई और पीएनजीआरबी के बीच संयुक्त सहयोग को विकसित करने के लिए 17 अगस्त, 2020 को अमेरिकन सोसाइटी ऑफ़ मैकेनिकल इंजीनियर्स (एएसएमई) के साथ एक समझौता-ज्ञापन पर हस्ताक्षर किए हैं:

- दो संगठनों के बीच संचार की सुविधा;
- जहां संभव हो, वहां काम के प्रयासों के दोहरापन से बचना;
- मानकों/नियमों और अनुरूपता मूल्यांकन प्रणाली का ज्ञान विकसित करना;
- भारत के भीतर तेल और गैस क्षेत्र में अनुरूपता मूल्यांकन और निरीक्षण के लिए मानकों, प्रमाणन और विनियामक विकास के लिए एएसएमई की और अधिक मानक विशेषज्ञता हासिल करना।



आभासी एमओयू हस्ताक्षर समारोह में पीएनजीआरबी, नई दिल्ली से श्री सतपाल गर्ग, सदस्य एवं श्रीमती वंदना शर्मा, सचिव



आभासी एमओयू हस्ताक्षर समारोह में मुख्य कार्यकारी अधिकारी एवं कार्यकारी और निदेशक श्री थॉमस कॉस्टबिले ने एएसएमई, अमेरिका की ओर से हस्ताक्षर किए



भाग 7: विवाद समाधान

- 7.1 पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक अधिनियम, 2006 की धारा 12 द्वारा बोर्ड को उसकी सीमा में आने वाले मामलों से संबंधित किसी भी विवाद पर अधिनिर्णय लेने और निपटाने तथा विनिर्दिष्ट क्रियाकलापों से संबंधित शिकायतें प्राप्त करने और उन पर निर्णय लेने की शक्ति प्रदान की गई है। इसकी प्रक्रिया अधिनियम के अध्याय-V में निर्धारित की गई है। इन उपबंधों के अधीन किसी याचिका या शिकायत को प्राप्त करने, कार्रवाई करने तथा निर्णय लेने की विस्तृत प्रक्रिया पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (व्यवसाय संचालन, शिकायतें प्राप्त करना और जाँच करना) विनियम, 2007 में दी गई है।
- 7.2 यहाँ यह उल्लेख करना उपयुक्त होगा कि पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 12(1)(क) के उपबंधों के अनुसार यदि पक्षकार मध्यस्थता के लिए सहमत हो जाते हैं तो बोर्ड किसी विवाद या मामले पर निर्णय नहीं दे सकता है और उसका निपटान नहीं कर सकता है। इसके अतिरिक्त बोर्ड के समक्ष शिकायत दर्ज करने के लिए अधिनियम की धारा 25(1) बोर्ड को किसी उपभोक्ता की किसी ऐसी शिकायत को दायर करने से भी रोकती है जो उपभोक्ता संरक्षण अधिनियम, 1986 के अधीन उपभोक्ता विवाद निवारण मंच के समक्ष रखी जाने योग्य है।
- 7.3 30 सितम्बर, 2021 तक बोर्ड के समक्ष निम्नलिखित मामले लंबित हैं:

क्र.सं.	मामला संख्या	मामला विवरण	टिप्पणियाँ
1.	विधिक/13/2013	जीएमआर वेमागिरी पावर जेनरेशन लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
2.	विधिक/32/2013	जीएमआर एनर्जी लिमिटेड बनाम गेल(इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
3.	विधिक/33/2013	लैंकोकोंडापाली पावर लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
4.	विधिक/34/2013	कोनसीमा गैस लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
5.	विधिक/36/2013	जीवीके गौतमी पावर लिमिटेड बनाम गेल(इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
6.	विधिक/37/2013	जीवीके इंडस्ट्रीज लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
7.	विधिक/75/2013	फिलाटेक्स इंडिया लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
8.	विधिक/42/2013	टाटा पावर दिल्ली डिस्ट्रीब्यूशन लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
9.	विधिक/43/2013	आरजीआईएल बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
10.	विधिक/53/2013	एस्सार पावर लिमिटेड बनाम गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड	लंबित*
11.	विधिक/60/2013	सीएलपी इंडिया लिमिटेड बनाम गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड	लंबित*
12.	विधिक/245/2018	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम अडानी गैस लिमिटेड	लंबित*
13.	विधिक/11/2019	गुजरात स्टेट पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड (2016 के अपील नंबर 290 में एपीटेल से रिमांड पर)।	लंबित*
14.	विधिक/7/2019	गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड बनाम एस्सार स्टील (इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
15.	विधिक/199/2016	एच एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड बनाम इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	आदेश के लिए आरक्षित
16.	विधिक/237/2017	पायनियर गैस पावर लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित
17.	विधिक/275/2018	भाग्यनगर गैस लिमिटेड बनाम ऑयल एंड नेचुरल गैस कॉर्पोरेशन लिमिटेड	लंबित



क्र.सं.	मामला संख्या	मामला विवरण	टिप्पणियां
18.	विधिक / 264 / 2018	चरोटर गैस सहकारी मंडली लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित
19.	विधिक / 265 / 2018	भाग्यनगर गैस लिमिटेड बनाम मेघा इंजीनियरिंग इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	अनिर्णित काल के लिए
20.	विधिक / 267 / 2018	साबरमती गैस लिमिटेड बनाम क्रिस्टल सिरेमिक इंडस्ट्रीज प्रा. लिमिटेड	लंबित
21.	विधिक / 247 / 2018	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम सेंट गोबैन प्राइवेट लिमिटेड	लंबित
22.	विधिक / 09 / 2019	साबरमती गैस लिमिटेड बनाम गेल (भारत) लिमिटेड	लंबित
23.	विधिक / 10 / 2019	साबरमती गैस लिमिटेड बनाम गेल (भारत) लिमिटेड	लंबित
24.	विधिक / 12 / 2019	मैसर्स हल्दिन हेंज फाइन ग्लास प्राइवेट लिमिटेड बनाम मैसर्स गुजरात गैस लिमिटेड	लंबित
25.	विधिक / बीसी-1 / 1 / 2019	महानगर गैस लिमिटेड बनाम गेल और अन्य	लंबित
26.	पीएनजीआरबी / विधिक / बीसी-1 / 17 / 2020	डिब्रूगढ़ टी गैस ग्रिड बनाम असम गैस कंपनी लिमिटेड	प्रत्युत्तर के लिए लंबित
27.	पीएनजीआरबी / विधिक / बीसी-1 / 18 / 2020	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम चारोतर गैस सहकारी मंडली लिमिटेड (पुनर्विचार याचिका)	आदेश के लिए आरक्षित
28.	पीएनजीआरबी / विधिक / बीसी-1 / 19 / 2020	महाराष्ट्र नेचुरल गैस लिमिटेड बनाम महेश गैस प्राइवेट लिमिटेड	अगले आदेश तक स्थगित
29.	विधिक / बीसी-1 / 20 / 2020	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	अनिर्णित काल के लिए
30.	विधिक / बीसी-1 / 21 / 2020	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	अनिर्णित काल के लिए

*बोर्ड के समक्ष अधिनिर्णय के लिए लंबित



भाग 8: संगठनात्मक मामले

8.1 बोर्ड:

8.1.1. पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 के अनुसार, बोर्ड में अध्यक्ष, सदस्य (विधि) और तीन अन्य सदस्य होते हैं। 1 अप्रैल, 2020 से 30 सितंबर, 2021 के दौरान बोर्ड के सदस्यों के नाम और कार्यकाल नीचे दिए गए हैं:

क्र.सं.	पदनाम	नाम	कार्यकाल की अवधि
1	अध्यक्ष	श्री डी.के. सर्राफ	3 दिसंबर, 2020 तक
2	सदस्य	श्री सतपाल गर्ग	14 अगस्त, 2021
3	सदस्य	श्री एस. रथ	18 मई, 2020 तक
4	सदस्य	श्री गजेंद्र सिंह	14 जून, 2025 तक

8.1.2 बोर्ड के सचिव का नाम और कार्यकाल नीचे दिया गया है:

क्र.सं.	पदनाम	नाम	कार्यकाल की अवधि
1	सचिव	श्रीमती वंदना शर्मा	25 जुलाई, 2022

8.1.3 बोर्ड की बैठकें:

1 अप्रैल, 2020 से 31 मार्च, 2021 के दौरान बोर्ड की आठ बैठकें आयोजित की गईं और 1 अप्रैल, 2021 से 30 सितंबर, 2021 के दौरान बोर्ड की एक बैठक आयोजित की गई थी।

1 अप्रैल, 2020 से 31 मार्च, 2021 के दौरान

क्र.सं.	बोर्ड की बैठक सं.	दिनांक
1	97वीं	05.06.2020
2	98वीं	26.06.2020
3	99वीं	23.07.2020
4	100वीं	31.08.2020
5	101वीं	25.09.2020
6	102वीं	04.11.2020
7	103वीं	20.11.2020 और 23.11.2020
8	104वीं	01.12.2020

1 अप्रैल, 2021 से 30 सितंबर, 2021 के दौरान

क्र.सं.	बोर्ड की बैठक सं.	दिनांक
1	105वीं	12.08.2021 और 13.08.2021



8.2 मानव संसाधन:

8.2.1 पीएनजीआरबी की स्वीकृत जनशक्ति अध्यक्ष, सदस्य और सचिव के पदों को छोड़कर संख्या 44 है। पीएनजीआरबी में स्वीकृत पद तेल एवं गैस के सार्वजनिक क्षेत्र के उद्यमों और केन्द्र सरकार के विभागों से प्रतिनियुक्ति पर लिए गए अधिकारियों द्वारा भरे जा रहे हैं। कोई सीधी भर्ती नहीं हुई है। वित्त मंत्रालय (व्यय विभाग) द्वारा अनुमोदित स्वीकृत पद नीचे दिए गए हैं:

क्र.सं.	स्वीकृत पदों का विवरण	स्वीकृत जनशक्ति
1	सलाहकार	4
2	संयुक्त सलाहकार	4
3	उपनिदेशक	4
4	सहायक निदेशक	2
5	पीपीएस	1
6	लेखाकार	1
7	रोकड़िया	1
8	बैंच अधिकारी	1
9	निजी सचिव	9
10	निजी सहायक	6
11	सहायक-सह-डाटा एंट्री अधिकारी	6
12	वरिष्ठ सचिवालय सहायक	5
	कुल	44

8.2.2 बोर्ड द्वारा समय-समय पर प्रत्येक प्रभाग की कार्य की मात्रा के अनुसार अपेक्षित परामर्शदाताओं की नियुक्ति की जाती है। बोर्ड द्वारा ऐसी नियुक्ति की प्रक्रिया और निबंधनों व शर्तों का निर्धारण करने के लिए विनियम बनाए गए हैं। 01 अप्रैल, 2020 से 31 मार्च, 2021 की अवधि के दौरान बोर्ड द्वारा 10 परामर्शदाताओं की नियुक्ति की गई थी और 01 अप्रैल, 2020 से 30 सितंबर, 2021 की अवधि के दौरान 4 परामर्शदाताओं की नियुक्ति की गई थी। 30 सितंबर, 2021 को परामर्शदाताओं की स्थिति निम्नानुसार है:

प्रभाग	स्तर- I	स्तर- II	स्तर- III	स्तर-IV
विधि	3	1	—	—
तकनीकी (इंजी.)	11	—	—	—
वित्त	2	—	—	1
प्रशासन	3	—	—	—
कुल	19	1	—	1

8.2.3 हाल ही में, पीएनजीआरबी (वेतन, भत्ते और अधिकारियों और कर्मचारियों की सेवा की अन्य शर्तें) नियम, 2020 वर्ष के दौरान अधिसूचित किए गए थे और केंद्र सरकार से पीएनजीआरबी में प्रतिनियुक्ति पर अधिकारियों और कर्मचारियों की नियुक्ति और वैकल्पिक रूप से अल्पकालिक संविदा आधार पर शुरू की गई थी। निम्नलिखित अधिकारियों और कर्मचारियों को केंद्र सरकार से प्रतिनियुक्त किया गया है:



क्र.सं.	स्वीकृत पदों का विवरण	केंद्र सरकार से प्रतिनियुक्ति पर गए अधिकारी / कर्मचारी
1	संयुक्त सलाहकार	1
2	उप निदेशक	4
3	वरिष्ठ सचिवालय सहायक	1
	कुल	6

8.2.4 मानव संसाधन विकास

निम्नलिखित प्रशिक्षण कार्यक्रमों के माध्यम से अधिकारियों/सलाहकारों का क्षमता निर्माण:

- क) श्री तारीक अहमद ए. सिंधि, उप परामर्शदाता और सुश्री वीणा राजू, सहायक परामर्शदाता ने एफओआईआर द्वारा 17 अक्टूबर, 2020 को आयोजित विनियामक भासन में त्रैमासिक ऑनलाइन प्रमाण-पत्र पाठ्यक्रम में भाग लिया।
- ख) श्री मो. तनवीर अख्तर, संयुक्त सलाहकार और श्री सतीश चंद गुप्ता, सहायक सलाहकार ने 7-18 दिसंबर, 2020 के दौरान एफओआईआर के दो सप्ताह के ऑनलाइन क्षमता निर्माण कार्यक्रम में भाग लिया।
- ग) श्री अंकुर जैन, सहायक सलाहकार और सुश्री पिकी मेहरा, सहायक परामर्शदाता ने 4-22 जनवरी, 2021 के दौरान एफओआईआर के तीन सप्ताह के ऑनलाइन क्षमता निर्माण कार्यक्रम में भाग लिया।
- घ) श्री मो. तनवीर अख्तर, संयुक्त सलाहकार और श्री अभिषेक गर्ग, सहायक परामर्शदाता ने 06 फरवरी, 2021 से एफओआईआर के "विनियामक शासन" त्रैमासिक ऑनलाइन प्रमाण-पत्र पाठ्यक्रम के दूसरे बैच में भाग लिया।
- ड.) श्री अंकुर जैन, सहायक सलाहकार और सुश्री पिकी मेहरा, सहायक परामर्शदाता ने 26 फरवरी, 2021 को 'इंडिया गैस एक्सचेंज' पर वर्चुअल कांफ्रेंस में बतौर परामर्शदाता शिरकत की।
- च) श्री एस.सी. गुप्ता, संयुक्त सलाहकार और श्री आशीष रंजन, सहायक परामर्शदाता ने 4 से 5 मार्च, 2021 को ले मेरिडियन, दिल्ली में एनजीवी इंडिया रिस्कर सम्मेलन के 5वें संस्करण में भाग लिया।
- छ) श्री खाजा मोहिदीन, उप सलाहकार, श्री विशाल गज्जर, सहायक परामर्शदाता और सुश्री भव्या शर्मा, सहायक परामर्शदाता ने 15 से 19 मार्च 2021 के दौरान गुणवत्तापूर्ण बुनियादी ढांचे में सर्वोत्तम प्रथाओं पर यूके-इंडिया कार्यशाला में भाग लिया।
- ज) सुश्री पुरवा राठौड़, सहायक सलाहकार और श्री हर्षिल एल. कथिया, सहायक परामर्शदाता ने 26-27 अगस्त, 2021 के दौरान आरटीआई अधिनियम, 2005 की धारा 4 के तहत अनुपालन के संबंध में पारदर्शिता लेखापरीक्षा पर 2 दिवसीय वेबिनार में भाग लिया।
- झ) श्री अनिल कुमार गर्ग, संयुक्त सलाहकार और श्री अभिषेक राज, उप निदेशक ने 12 से 24 सितंबर, 2021 के दौरान एफओआईआर के दो सप्ताह के ऑनलाइन क्षमता निर्माण कार्यक्रम में भाग लिया।

8.3 सूचना का अधिकार (आरटीआई) अधिनियम, 2005

- 8.3.1** सूचना का अधिकार (आरटीआई) अधिनियम, 2005 का उद्देश्य एक पारदर्शी, उत्तरदायी, नागरिक-अनुकूल पद्धति के माध्यम से उत्तम अभिशासन प्रणाली के उद्देश्यों को पूरा करना तथा जनसाधारण में सभी सूचनाओं का प्रसार करना है। सूचना का अधिकार अधिनियम प्रकोष्ठ की अध्यक्षता नोडल अधिकारी श्री अनिल कुमार गर्ग, संयुक्त सलाहकार द्वारा की जाती हैं जहाँ सूचना का अधिकार अधिनियम के अंतर्गत जानकारी प्राप्त करने के लिए आवेदन प्राप्त होते हैं। इसके अतिरिक्त सूचना का अधिकार की सूचनाएं अब कार्मिक और प्रशिक्षण विभाग के ऑनलाइन आरटीआईएमआइएस पोर्टल से भी ली जा रही हैं।



8.3.2 जनसाधारण के लिए संगठन का विवरण, इसके क्रियाकलाप और कर्तव्य तथा सीपीआईओ और अपीलीय प्राधिकारी आदि का पदनाम आदि पब्लिक डोमेन पर प्रदर्शित किए जाते हैं। बोर्ड सूचना का अधिकार अधिनियम, 2005 की धारा 4(2) के अंतर्गत पीएनजीआरबी की वेबसाइट को अद्यतन करके नियमित अंतराल पर स्वतः जनसाधारण को सूचना भी उपलब्ध करवा रहा है।

8.3.3 पीएनजीआरबी ने आरटीआई अधिनियम के प्रावधानों के अनुसार विभिन्न उत्तरदायित्वों का निर्वाह करने के लिए निम्नलिखित अधिकारियों को केंद्रीय लोक सूचना अधिकारी के रूप में नामित किया है:

क्र.सं.	प्रभाग	सीपीआईओ	पदनाम
1	निगरानी	के. किट्टपा	संयुक्त सलाहकार प्रभारी (निगरानी)
2	प्रशासन और विधि	अनिल कुमार गर्ग	संयुक्त सलाहकार (प्र शासन)
3	वित्त और विनियम	पंकज भूटानी	संयुक्त सलाहकार (वित्त एवं विनियम)
4	प्राधिकार एवं तकनीकी	एस.सी. गुप्ता	संयुक्त सलाहकार (प्राधिकार एवं तकनीकी)
5	वाणिज्यिक	हरवीन कौर	उप सलाहकार (वाणिज्यिक)

पीएनजीआरबी की सचिव सुश्री वंदना शर्मा अपीलीय प्राधिकारी हैं।

8.3.4 आरटीआई/अपीलों का विवरण इस प्रकार है

अवधि	आरटीआई प्राप्त	31.03.2021 को लंबित	अपील प्राप्त	31.03.2021 को लंबित
1 अप्रैल, 2020 से 31 मार्च 2021	177	10	15	0

अवधि	आरटीआई प्राप्त	30.09.2021 को लंबित	अपील प्राप्त	30.09.2021 को लंबित
1 अप्रैल, 2021 से 30 सितंबर, 2021	98	7	10	2

8.4 राजभाषा का कार्यान्वयन और प्रोत्साहन

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा राजभाषा नीति के कार्यान्वयन और राजभाषा संवर्धन और प्रोत्साहन देने के लिए कई क्रियाकलाप किए गए।

01.04.2020 से 30.09.2021 तक की अवधि के दौरान, राजभाषा के उत्तरोत्तर प्रयोग को बढ़ावा देने और राजभाषा से संबंधित अधिनियमों, नियमों और आदेशों का अनुपालन करने के लिए चार हिंदी कार्यशालाओं का आयोजन किया गया। अगस्त 2020 माह में हिंदी में निबंध लेखन पर एक प्रतियोगिता का भी आयोजन किया गया था।

भाषाई समरसता के प्रचार-प्रसार और कर्मचारियों को अपने रोजमर्रा के कार्यों में हिंदी के उत्तरोत्तर प्रयोग के लिए प्रेरित करने हेतु 14 से 28 सितंबर, 2020 तक की अवधि के दौरान हिंदी पखवाड़ा भी मनाया गया। हिंदी पखवाड़े के दौरान वाद-विवाद, निबंध लेखन, तकनीकी शब्दावली, अनुवाद प्रतियोगिता और लेखन प्रतियोगिता जैसे विभिन्न कार्यक्रम आयोजित किए गए। इस कार्यक्रम में कर्मचारियों ने बढ़-चढ़कर भाग लिया। फरवरी, 2021 माह में हिंदी में महिला सशक्तिकरण एवं समाज विषय पर लेखन प्रतियोगिता का आयोजन किया गया। 8 मार्च, 2021 को 'महिला अचीवर्स' विषय पर महिला दिवस काफी धूमधाम से मनाया गया और पूरा कार्यक्रम हिंदी में आयोजित किया गया।

सरकारी दिशा-निर्देशों के अनुपालन में पीएनजीआरबी वेबसाइट को संशोधित किया गया और 10 मार्च, 2021 को द्विभाषी इंटरफेस के साथ फिर से लॉन्च किया गया।



15 जुलाई, 2021 को "अंतर्राष्ट्रीय योग दिवस" विषय पर हिंदी निबंध लेखन प्रतियोगिता का भी आयोजन किया गया। 14 से 28 सितंबर, 2021 तक हिंदी पखवाड़ा भी मनाया गया। इस पखवाड़े का उद्घाटन 14 सितंबर, 2021 को किया गया था। इस अवसर पर राजभाषा शपथ ली गई। हिंदी पखवाड़े के दौरान हिंदी 'शब्द ज्ञान', वाद-विवाद और प्रश्नोत्तरी प्रतियोगिता जैसे विभिन्न कार्यक्रम आयोजित किए गए। पखवाड़े का समापन समारोह 28 सितंबर, 2021 को आयोजित किया गया। इस समारोह की कुछ झलकियां इस प्रकार हैं:-



कर्मचारियों को हिंदी पढ़ने के लिए प्रोत्साहित करने हेतु कार्यालय पुस्तकालय के लिए पर्याप्त संख्या में हिंदी पुस्तकें खरीदी गई हैं।

राजभाषा कार्यान्वयन समिति राजभाषा कार्यान्वयन नीति की निगरानी के लिए नियमित बैठकें आयोजित करती है। पीएनजीआरबी नगर राजभाषा कार्यान्वयन समिति का सदस्य भी है। यह दैनिक कामकाज में हिंदी के उपयोग को अधिकतम करने के लिए सतत प्रयत्न गील रहता है।



8.5 नए विनियम/संशोधित करना

8.5.1 पीएनजीआरबी ने 1 अप्रैल, 2020 से 31 मार्च 2021 और 1 अप्रैल, 2021 से 30 सितंबर, 2021 की अवधि के दौरान निम्नलिखित विनियम/संशोधन विनियम जारी किए हैं:

1 अप्रैल, 2020 से 31 मार्च, 2021 की अवधि के दौरान:

क्र. सं.	विनियम	अधिसूचना क्र.सं.	प्रकाशित तिथि
1	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (बोर्ड की बैठकें) संशोधन विनियम, 2020	164	04.05.2020
2	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (शुल्क और अन्य प्रभार लगाना) संशोधन विनियम, 2020	168	13.05.2020
3	पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (असंतुलन प्रबंधन सेवा) संशोधन विनियम, 2020	233	19.06.2020
4	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2020	237	01.07.2020
5	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) तीसरा संशोधन विनियम, 2020	236	01.07.2020
6	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2020	263	22.07.2020
7	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम, ऑटो एलपीजी और सीएनजी का वितरण करने वाले खुदरा दुकानों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2020	368	15.09.2020
8	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) दूसरा संशोधन विनियम, 2020	369	15.09.2020
9	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपातकालीन प्रतिक्रियाओं और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) के लिए आचरण संहिता) संशोधन विनियम, 2020	370	17.09.2020
10	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (शुल्क और अन्य प्रभार लगाना) दूसरा संशोधन, 2020	398— I	29.09.2020
11	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन भुल्क का निर्धारण) चौथा संशोधन विनियम, 2020	398— II	29.09.2020
12	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (गैस विनियम) विनियम, 2020	398— III	29.09.2020
13	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क को सामान्य वाहक या संविदा वाहक के रूप में घोषित करने के लिए मार्गदर्शक सिद्धांत) विनियम, 2020,	402	30.09.2020



क्र. सं.	विनियम	अधिसूचना क्र.सं.	प्रकाशित तिथि
14	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, निर्माण, संचालन या विस्तार करने के लिए संस्थाओं को अधिकृत करना) संशोधन विनियम, 2020	403	30.09.2020
15	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क का क्षमता निर्धारण) संशोधन विनियम, 2020	404	30.09.2020
16	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम प्रतिष्ठानों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) विनियम, 2020	499	11.11.2020
17	पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (असंतुलन प्रबंधन सेवाएं) द्वितीय संशोधन विनियम, 2020	500	11.11.2020
18	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) दूसरा संशोधन विनियम, 2020	518	23.11.2020
19	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) तीसरा संशोधन विनियम, 2020	519	23.11.2020
20	पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (असंतुलन प्रबंधन सेवाएं) तृतीय संशोधन विनियम, 2020	520	23.11.2020
21	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए एक्सेस कोड) विनियम, 2020	521	23.11.2020
22	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए अखंडता प्रबंधन प्रणाली) संशोधन विनियम, 2020	522	23.11.2020
23	पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए अखंडता प्रबंधन प्रणाली) संशोधन विनियम, 2020	523	23.11.2020
24	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (तकनीकी मानकों के विकास की प्रक्रिया और सुरक्षा मानकों सहित विशिष्टताओं) संशोधन विनियम, 2020	524	23.11.2020
25	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (सीजीडी के लिए परिवहन दर का निर्धारण और सीएनजी के लिए परिवहन दर) विनियम, 2020	525	23.11.2020

1 अप्रैल, 2021 से 30 सितंबर, 2021 की अवधि के दौरान:

1	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए अखंडता प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2021	383	27.08.2021
2	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (सुरक्षा मानक नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2021	384	27.08.2021
3	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (शुल्क और अन्य प्रभार लगाना) संशोधन विनियम, 2021	385	27.08.2021
4	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क बिछाना, निर्माण, संचालन या विस्तार करने के लिए संस्थाओं को अधिकृत करना) संशोधन विनियम, 2021	386	07.09.2021
5	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (तृतीय पक्ष अनुरूपता आकलन) संशोधन विनियम, 2021	396	16.09.2021



भाग 9: वित्त और लेखा

9.1 अन्य प्रभार लगाना

9.1.1 धारा 61(2)(छ) के साथ पठित धारा 11(छ) द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए बोर्ड ने पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (शुल्क एवं अन्य प्रभार उगाही) विनियम, 2007 (अन्य प्रभार विनियम) को तैयार किया था जिसे 26 नवंबर 2007 को अधिसूचित किया गया था। बाद में अन्य प्रभार विनियमों में संशोधन किया गया था और उन्हें 07 जून 2010, 21 जून 2013, 3 जनवरी 2019, 13 मई 2020 और 28 सितंबर, 2020 को अधिसूचित किया गया था।

9.1.2 अन्य शुल्क विनियम को वित्तीय वर्ष 2018-19 के दौरान संशोधित किया गया है और 3 जनवरी, 2019 को अधिसूचित किया गया है जो 1 अप्रैल, 2019 से प्रभावी है। अन्य प्रभार के संशोधन ऊर्ध्वगामी हैं क्योंकि अन्य प्रभार 2007 से व्यावहारिक रूप से संशोधित नहीं किए गए थे और पीएनजीआरबी की गतिविधियों में वृद्धि के कारण इसके व्ययों में हाल ही में वृद्धि हुई है। संशोधित विनियमों के अनुसार मोटे तौर पर अन्य प्रभार कंपनियों द्वारा निम्नानुसार देय हैं:

(क) नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के मामले में देय अन्य प्रभार भौगोलिक क्षेत्र की जनसंख्या और वित्तीय वर्ष से समाप्त होने वाले वर्षों की संख्या से संबद्ध होते हैं जिसमें बोर्ड द्वारा प्राधिकार को स्वीकृति दी गई थी या स्वीकार किया गया था।

(ख) किसी भी प्रकृति की प्राकृतिक गैस पाइपलाइन या पेट्रोलियम या पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन के मामले में अन्य प्रभार निम्नानुसार देय हैं:

- परिचालन आरंभ करने से पूर्व अन्य प्रभार देय पाइपलाइन की लंबाई (50 कि.मी. से अधिक या 50 कि.मी. तक) के आधार पर (रु. 5,00,000 या रु. 1,00,000) देय हैं।
- परिचालन आरंभ होने के पश्चात् अन्य प्रभार देय राजस्व के 0.02: पर आधारित होते हैं बशर्ते पाइपलाइन की लंबाई (50 कि.मी. से अधिक या 50 कि.मी. तक) के आधार पर न्यूनतम प्रभार (रु. 5,00,000 या रु. 1,00,000) देय हैं।

(ग) "निर्माण की अवधि" के लिए वित्तीय वर्ष 2018-19 तक भुगतान किए गए अन्य प्रभार के लिए क्योंकि ब्याजमुक्त जमाराशि को संशोधित विनियम के अधीन देय अन्य शुल्कों के विरुद्ध समायोजित किया गया है। तथापि, संशोधित विनियमों के अनुसार, इन जमा राशियों को अब लागू अन्य शुल्कों के खिलाफ समायोजित किया जाता है।

(घ) विलंब भुगतान अधिभार प्रत्येक माह के लिए 1% या बकाया राशि पर उसके भाग के लिए वित्त वर्ष 2019-20 के बादसे भुगतान की देय तारीख के बाद अन्य शुल्क के भुगतान में देरी के लिए लागू किया गया है। ऐसा अधिभार 31 मार्च, 2019 तक अन्य शुल्कों के पिछले बकाया पर 1 अप्रैल, 2019 से भी देय होगा।

9.1.3 28 सितंबर, 2020 को अधिसूचित संशोधन के माध्यम से, गैस विनियम और समाशोधन कॉर्पोरेशनों के संबंध में शुल्क और अन्य प्रभार के संबंध में प्रावधान विनियमों में शामिल किए गए हैं।

9.2 अधिशेष निधि का निवेश

सावधि जमा (टीडी) के रूप में अल्पकालिक अधिशेष निधियों के निवेश की नीति को बोर्ड द्वारा 28 फरवरी, 2018 को आयोजित अपनी 72वीं बैठक में अनुमोदित किया गया था। इस नीति में बाद में और समय-समय पर और संशोधन किया गया है। उक्त नीति के अनुसार, बोर्ड द्वारा निवेश के लिए उपलब्ध एक करोड़ रुपए से अधिक की अधिशेष निधियों के निवेश के लिए प्रतिस्पर्धी बोलियां आमंत्रित की जाती हैं। उक्त नीति के अनुसार, 31 मार्च, 2021 तक 580.52 करोड़ रुपए (पीएनजीआरबी निधि – 302.80 करोड़ रुपए और एस्करो खाता 277.72 करोड़ रुपए) का निवेश सार्वजनिक क्षेत्र के पांच बैंकों में किया गया है।



9.3 केंद्र सरकार से अनुदान

9.3.1 पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 38 के संदर्भ में, केंद्र सरकार सहायता अनुदान के रूप में वार्षिक बजट आवंटित करती है। वेतन और भत्ते और प्रशासनिक खर्चों सहित सभी खर्च आम तौर पर केंद्र सरकार द्वारा आवंटित वार्षिक बजट से पूरे किए जा रहे हैं।

पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 39(3) के संदर्भ में, केंद्र सरकार वेतन, भत्ते और अन्य सभी खर्चों के लिए पीएनजीआरबी की बजटीय आवश्यकताओं की सिफारिश करने के लिए एक समिति का गठन करती है।

9.3.2 अपने खर्चों को पूरा करने के लिए पीएनजीआरबी आय का उपयोग

बोर्ड ने निर्णय लिया कि पीएनजीआरबी निधि का उपयोग वित्तीय वर्ष 2020-21 से अपने खर्चों को पूरा करने के लिए किया जाए। इससे सरकारी खजाने से बोर्ड के खर्च का बोझ भी हटेगा।

पीएनजीआरबी ने वित्त वर्ष 2020-21 के लिए अप्रैल और मई 2020 के महीनों के लिए (कुल स्वीकृत 23.53 करोड़ रुपये की अनुदान के मुकाबले 3.48 करोड़ रुपये) निकाला है। पीएनजीआरबी ने 1 जून, 2020 से सहायता अनुदान लेना बंद कर दिया है तथा अपने खर्चों का प्रबंधन ब्याज तथा आवर्ती शुल्क और अन्य शुल्कों से उत्पन्न अपनी आय के भीतर कर रहा है।

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय ने पीएनजीआरबी को कॉर्पस निधि पर ब्याज तथा आवर्ती शुल्क और अन्य शुल्कों से प्राप्त आय से 75% खर्चों को पूरा करने के लिए उपयोग करने की अनुमति दी है।

9.4 असंतुलन और अधिक उपयोग प्रभारों हेतु वसूली

बोर्ड ने 13 अगस्त, 2019 को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (सामान्य वाहक या संविदा वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की प्राप्ति संहिता) संशोधन विनियम, 2019 को अधिसूचित किया है। उक्त संशोधन के संदर्भ में ट्रांसपोर्टर्स द्वारा अब तक असंतुलन और अधिक समय लगने के कारण वसूली गई राशि और कंपनी के एस्करो खाते में रखी गई राशि को पीएनजीआरबी द्वारा खोले गए नए एस्करो खाते में स्थानांतरित किया जाता है। इसके अतिरिक्त ट्रांसपोर्टर्स द्वारा भविष्य में वसूली जाने वाली असंतुलन और अधिक समय लगने के प्रभारों को तिमाही आधार पर अंतरित किया जाना होता है। बोर्ड इन राशियों के उपयोग के लिए अपेक्षित विनियम तैयार करेगा।

विभिन्न कंपनियों द्वारा जमा की गई धनराशि और उससे अर्जित ब्याज का विवरण नीचे तालिका में दिया गया है:

रुपए करोड़ में

	वित्त वर्ष 2020-21
वर्ष की शुरुआत में शेष	264.71
वर्ष के दौरान कंपनियों द्वारा हस्तांतरित	5.74
वर्ष के दौरान प्राप्त और अर्जित ब्याज	15.71
वर्ष के अंत में शेष राशि	286.15
में निवेश किया गया:	
बैंकों के पास सावधि जमा (फिक्सड डिपॉजिट)	277.72
अर्जित ब्याज लेकिन देय नहीं	8.11
स्रोत पर काटा गया कर	0.31



9.5 पांच वर्ष की वित्तीय विशेषताएं

रुपए करोड़ में

	वित्त वर्ष 2016-17	वित्त वर्ष 2017-18	वित्त वर्ष 2018-19	वित्त वर्ष 2019-20	वित्त वर्ष 2020-21
भारत सरकार से अनुदान-सहायता	15.23	18.34	28.71	19.10	3.48
ब्याज	6.36	7.45	12.29	17.72	17.29
अन्य प्रभारों की वसूली (गत वर्षों और अधिभार के लिए)	0.43	2.56	4.13	23.70	23.03
सीजीडी नेटवर्क और पाइपलाइन के लिए आवेदन शुल्क	3.04	0.85	74.63	1.70	0.92
अन्य प्राप्तियां	7.12	27.70	2.13	4.48	5.34
कुल सकल प्राप्तियां	32.18	56.90	121.89	66.70	50.06
व्यय (पिछले वर्षों सहित)	16.50	17.99	37.33	26.43	25.40
निवल प्राप्तियां	15.68	38.91	84.56	40.27	24.66
मूल्यह्रास	0.15	0.10	0.30	0.44	0.56
पिछले वर्षों के लिए आयकर का प्रावधान	—	7.78	2.17	(5.31)	—
पीएनजीआरबी निधि में अंतरित किया गया निवल अधिशेष	15.53	31.03	82.09	45.14	24.10

9.6 खातों का वार्षिक विवरण

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय ने 5 जून, 2020 की अधिसूचना द्वारा पीएनजीआरबी (वार्षिक विवरण और लेखा रिकॉर्ड) संशोधन नियम, 2020 प्रकाशित किया। वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए खातों का वार्षिक विवरण संशोधित नियमों में निर्धारित प्रारूप के अनुसार तैयार किया गया है।

वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए खातों का वार्षिक विवरण सीएंडएजी द्वारा लेखा परीक्षित किया गया है। यह सी एंड ए जी की प्रथक लेखा-परीक्षा रिपोर्ट के साथ संलग्न है।



पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

31 मार्च, 2021 को तुलन-पत्र

(रुपए लाख में)

	अनुसूची	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
कॉर्पस/पूँजीगत निधि और देयताएं			
पीएनजीआरबी फंड	1	24,773.30	22,364.27
वर्तमान देनदारियां और प्रावधान	2	35,772.12	34,279.72
कुल		60,545.42	56,643.99
परिसंपत्तियां			
अचल परिसंपत्तियां	3	144.46	172.38
चालू परिसंपत्तियां, ऋण, अग्रिम, आदि	4	60,400.96	56,471.61
कुल		60,545.42	56,643.99
महत्वपूर्ण लेखांकन नीतियां	11		
आकस्मिक देनदारियां और लेखा टिप्पणियां	12		

पंकज भूटानी
संयुक्त सलाहकार

वंदना शर्मा
सचिव

गजेन्द्र सिंह
सदस्य

सतपाल गर्ग
सदस्य

स्थान: नई दिल्ली

दिनांक: 12 अगस्त, 2021



पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

31 मार्च, 2021 को समाप्त वर्ष के लिए आय एवं व्यय लेखा

(रुपए लाख में)

	अनुसूची	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
आय			
भुल्क, अन्य प्रभार और जुर्माने से प्राप्त आय		2,886.61	2,648.69
अनुदान / सब्सिडी	6	348.46	1,909.98
अर्जित ब्याज	7	1,728.49	1,771.90
अन्य आय	8	6.92	0.99
पूर्व अवधि आय (अनुलग्नक-क)		35.58	338.83
कुल (क)		5,006.06	6,670.39
व्यय			
स्थापना व्यय	9	1,169.91	1,268.81
अन्य प्रशासनिक व्यय आदि	10	1,361.33	1,370.41
अवमूल्यन	3	56.31	44.02
आयकर के लिए प्रावधान		-	(530.92)
पूर्व अवधि व्यय (अनुलग्नक-क)		9.48	4.20
कुल (ख)		2,597.03	2,156.52
पीएनजीआरबी निधि में अग्रेनीत अधिशेष / (घाटा) शेष		2,409.03	4,513.87
महत्वपूर्ण लेखांकन नीतियां	11		
आकस्मिक देयताएं और लेखा टिप्पणियां	12		

पंकज भूटानी
संयुक्त सलाहकार

वंदना शर्मा
सचिव

गजेन्द्र सिंह
सदस्य

सतपाल गर्ग
सदस्य

स्थान: नई दिल्ली

दिनांक: 12 अगस्त, 2021



31 मार्च, 2021 तक तुलन-पत्र का भाग बनने वाली अनुसूचियां

अनुसूची-1

पीएनजीआरबी निधि

(रुपए लाख में)

	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
वर्ष के प्रारंभ में भोश	22,364.27	17,865.09
जोड़ें: प्रतिधारित आय समायोजन (अनुलग्नक ख)	-	(14.69)
जमा/(कटौती): आय एवं व्यय खाते से हस्तांतरित निवल आय/(व्यय) का शेष	2,409.03	4,513.87
वर्ष के अंत में शेष राशि	24,773.30	22,364.27

अनुसूची-2

वर्तमान देयताएं और प्रावधान

(रुपए लाख में)

	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क. वर्तमान देयताएं		
1. विविध लेनदार:		
क) माल के लिए	-	-
ख) अन्य	123.25	268.96
2. सांविधिक देयताएं		
क) अतिदेय	-	-
ख) अन्य	31.75	66.43
3. अन्य चालू देयताएं		
क) असंतुलन और अधिक समय लगने की प्रभार राशि (अनुसूची 12ग लेखा टिप्पणियां में टिप्पण सं.8 देखें)	28,614.96	26,470.52
ख) शुल्क की वसूली एवं अन्य प्रभार विनियम, 2007 के अंतर्गत ब्याजमुक्त जमा राशि	1,513.54	1,688.84
ग) प्राप्त सुरक्षा जमा राशि	2,319.62	2,524.49
घ) अग्रिम – अन्य प्रभार	-	1.07
कुल (क)	32,603.12	31,020.31
ख. प्रावधान		
1. कराधान के लिए ("लेखा टिप्पणियों" की अनुसूची 12ग में टिप्पणी सं. 9.2 देखें)		262.16
2. अन्य		
क) अग्रिम – मुकदमेबाजी के अधीन भुनाई गई निष्पादन बैंक गारंटियां (अनुसूची 12ग "लेखा टिप्पणियां" में टिप्पण सं.4 देखें)	3,130.00	2,847.50
ख) व्यय के लिए प्रावधान	39.00	149.75
योग (ख)	3,169.00	3,259.41
योग (क+ख)	35,772.12	34,279.72



अनुसूची-3

नियत परिसंपत्तियां

विवरण	सकल ब्लॉक						मूल्यहास			निवल ब्लॉक	
	1 अप्रैल 2020 तक	वर्ष के दौरान जमा	वर्ष के दौरान कटौती	31 मार्च 2021 तक	1 अप्रैल, 2020 तक	वर्ष के लिए मूल्यहास	हटाया गया	31 मार्च, 2021 तक	31 मार्च, 2021 तक	1 अप्रैल, 2020 तक	1 अप्रैल, 2020 तक
क. नियत परिसंपत्तियां:											
कार्यालय उपकरण	37.60	60.00	1.19	96.41	12.45	17.40	1.13	28.72	67.69	25.15	
फर्नीचर और फिक्स्चर	6.50	8.67	-	15.17	2.15	1.50	-	3.65	11.52	4.35	
विद्युत उपकरण	2.87	(2.87)	-	-	2.87	(2.87)	-	-	-	-	
कंप्यूटर	76.03	2.16	9.07	69.12	49.33	10.95	8.43	51.85	17.27	26.70	
कंप्यूटर सॉफ्टवेयर	158.71	16.63	117.30	58.04	148.19	18.74	117.30	49.63	8.41	10.52	
नेटवर्क और सर्वर	303.17	7.82	208.15	102.84	249.64	11.38	197.75	63.27	39.57	53.53	
पुस्तक और प्रकाशन	0.52	-	-	0.52	0.52	-	-	0.52	-	-	
योग	585.40	92.41	335.71	342.10	465.15	57.10	324.61	197.64	144.46	120.25	
पिछले वर्ष	565.31	20.09	-	585.40	421.13	44.02	-	465.15	120.25		
ख. चल रहा पूंजीगत कार्य	52.13		52.13						-	52.13	
योग	637.53								144.46	172.38	



अनुसूची-4

वर्तमान परिसंपत्तियां, ऋण, अग्रिम आदि

(रुपए लाख में)

	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क. वर्तमान परिसंपत्तियां:		
1. बैंक में जमा शेष :		
अनुसूचित बैंकों के साथ:		
— चालू खातों पर		
क) पीएनजीआरबी निधियां	9.26	30.68
ख) असंतुलन और अधिक समय लगने का प्रभार	0.42	5.00
— जमा खाते		
क) सावधि जमा: पीएनजीआरबी निधियां	27,908.23	26,586.60
ख) सावधि जमा: असंतुलन और अधिक समय लगने का प्रभार	27,589.04	24,873.29
ग) सावधि जमा: एपीटीईएल निर्देश पर (अनुसूची 12 ग 'लेखा टिप्पणियों' में टिप्पणी सं. 3 देखें)	2,244.22	2,105.00
घ) सीएलटीडी: पीएनजीआरबी निधि	127.27	35.23
ड.) सीएलटीडी: एस्क्रो खाता	183.43	522.11
2. अर्जित ब्याज:		
— पीएनजीआरबी निधियां	1,005.81	915.02
— असंतुलन और अधिक समय लगने का प्रभार	810.77	889.81
— एपीटीईएल	57.78	70.97
योग (क)	59,936.23	56,033.71
ख. ऋण, अग्रिम और अन्य परिसंपत्तियां		
1. अग्रिम और अन्य राशियाँ नकद या वस्तु के रूप में प्राप्त किए जाने वाले मूल्य के लिए वसूली योग्य हैं:		
क) पूर्वभुगतानों पर	7.95	2.83
ख) अन्य		
सुरक्षा जमा राशि का भुगतान	0.06	0.06
स्रोत पर कर की कटौती		
— पीएनजीआरबी निधि	40.03	41.63
— असंतुलन और अधिक समय का प्रभार लेना	31.30	180.31
— अन्य	1.30	-
अन्य विविध देनदार—जीईसीएल	0.45	0.45
अन्य विविध देनदार—अन्य प्रभार	365.24	202.02
नेशनल बिल्डिंग कंस्ट्रक्शन कॉरपोरेशन लिमिटेड		
घटा: संदिग्ध वसूली के लिए प्रावधान (अनुसूची 12 ग 'लेखा टिप्पणियां' में टिप्पण सं.11 देखें)	75.78 (75.78)	75.78 (75.78)
कर्मचारियों को अग्रिम	-	0.02
आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों को अग्रिम	0.98	10.58
बिक्री निपटाने के लिए रखी गई/परिसंपत्तियां	10.88	-
लेनदारों से वसूली योग्य टीडीएस	6.54	-
कुल (ख)	464.73	437.90
कुल (क+ख)	60,400.96	56,471.61



31 मार्च, 2021 को समाप्त वर्ष के लिए आय एवं व्यय का भाग बनने वाली अनुसूचियां

अनुसूची-5

शुल्क, अन्य प्रभार और जुर्माने से आय

(रुपए लाख में)

	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1) शुल्क और अन्य प्रभार		
— सीजीडी नेटवर्क और पाइपलाइन के लिए आवेदन शुल्क	92.00	170.00
— अन्य प्रभारों की लेवी	2,205.65	2001.41
(स्रोत पर कर कटौती सहित 2.65 लाख रुपए (पिछले वर्ष 6.85 लाख रुपए)		
— अन्य प्रभारों पर अधिभार	61.85	30.36
— तृतीय पक्ष निरीक्षण भुल्क	40.00	36.25
— शिकायत शुल्क	16.02	2.02
— विविध सेवाओं के लिए शुल्क	10.59	4.84
— गैस विनिमय के लिए आवेदन शुल्क	3.00	-
ख) जुर्माना		
— जुर्माना	457.50	403.81
कुल	2,886.61	2,648.69

अनुसूची-6

अनुदान/राज सहायता

(रुपए लाख में)

	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1) केंद्र सरकार	348.46	1,909.00
2) पिछले वर्ष के दौरान उपयोग	-	0.98
कुल	348.46	1909.98

अनुसूची-7

अर्जित ब्याज

(रुपए लाख में)

	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1) सावधि जमा पर:		
अनुसूचित बैंकों के साथ	1,728.49	1,771.90
कुल	1,728.49	1,771.90



अनुसूची-8

अन्य आय

(रुपए लाख में)

	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1) परिसंपत्तियों की बिक्री/निपटान पर लाभ	0.14	-
2) विविध आय—		
क) आयकर वापसी पर ब्याज	6.09	0.17
ख) कंप्यूटर किराया प्रभार की वसूली	0.02	0.03
ग) निविदा दस्तावेजों की बिक्री	0.20	0.75
घ) आरटीआई शुल्क	0.02	-
ड) अन्य	0.45	0.04
कुल	6.92	0.99

अनुसूची-9

स्थापना व्यय

(रुपए लाख में)

	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1) वेतन और मजदूरी	1,159.55	1,260.51
2) कर्मचारियों की सेवानिवृत्ति और सेवानिवृत्तिलाभ पर व्यय	6.00	6.77
3) अन्य		
क) चिकित्सा व्यय	0.24	0.04
ख) छुट्टी का नकद भुगतान	4.00	0.01
ग) छुट्टी यात्रा रियायत	0.05	1.40
घ) भविष्य निधि पर ब्याज	-	0.08
ड.) ब्रीफ केस	0.07	-
कुल	1,169.91	1,268.81

अनुसूची-10

अन्य प्रशासनिक व्यय आदि

(रुपए लाख में)

	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
(1) बिजली और विद्युत	8.30	11.63
(2) मरम्मत और रखरखाव	4.98	43.78
(3) किराया, दरें और कर	693.53	535.09
(4) वाहन चलाना और रखरखाव	13.67	29.69
(5) डाक, टेलीफोन और संचार शुल्क	10.00	7.97
(6) मुद्रण और लेखन-सामग्री	11.85	26.64
(7) यात्रा और संवहन व्यय	(1.56)	27.46
(8) अंादान व्यय	1.84	4.00



	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
(9) लेखा परीक्षक पारिश्रमिक	(7.86)	3.00
(10) आतिथ्य खर्च	16.16	16.11
(11) व्यावसायिक शुल्क	469.11	526.04
(12) विज्ञापन और प्रचार	40.37	12.33
(13) अन्य		
(क) आकस्मिक श्रम व्यय	67.74	65.34
(ख) हिंदी राजभाषा व्यय	0.23	0.30
(ग) विविध व्यय	9.71	38.50
(घ) समाचार-पत्र	0.17	0.61
(ङ) सुरक्षा व्यय	23.09	21.92
कुल	1,361.33	1,370.41

अनुलग्नक-क

पूर्व अवधि समायोजन लेखा

(रुपए लाख में)

	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
आय		
— अन्य प्रभार लगाना (स्रोत पर कर कटौती सहित रु. 0.00 लाख (पिछला वर्ष – रु.7.23 लाख))	32.72	338.83
— अन्य प्रभारों पर अधिभार	2.86	-
कुल आय (क)	35.58	338.83
व्यय		
— घरेलू यात्रा	0.07	0.08
— सूचना प्रौद्योगिकी व्यय	1.22	2.46
— व्यावसायिक व्यय-विधि	2.40	1.66
— पेशेवर	0.89	-
— अंशदान	0.32	-
— टेलीफोन कार्यालय	3.79	-
— मूल्यहास	0.79	-
कुल व्यय (ख)	9.48	4.20
व्यय की तुलना में निवल पूर्व अवधि आय (क-ख)	26.10	334.63

अनुलग्नक-ख

प्रतिधारित आय समायोजन

(रुपए लाख में)

	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
स्रोत पर कर कटौती- वित्त वर्ष 2012-13	-	(14.69)
कुल	-	(14.69)



अनुसूची-11 – महत्वपूर्ण लेखांकन नीतियां

1. वार्षिक लेखा विवरण पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (लेखा और अभिलेखों का वार्षिक विवरण) नियम, 2017 में यथा संशोधित प्रारूप के अनुसार प्रोद्भूत आधार पर तैयार किया गया है तथा इसमें पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (वार्षिक लेखा एवं अभिलेख विवरण) नियम, 2020 द्वारा संशोधन किया गया है।
2. **अचल परिसंपत्तियां:** अचल परिसंपत्तियों को अधिग्रहण की लागत पर दर्ज किया जाता है जिसमें आवक माल ढुलाई, शुल्क और कर तथा इसके वांछित प्रयोग के लिए इसकी कार्यशील स्थिति में परिसंपत्ति को लाने की अन्य कोई संबंध लागत शामिल होती है।
3. **मूल्यहास**
 - क) मूल्यहास कंपनी अधिनियम, 2013 में विनिर्दिष्ट दरों पर सीधी पद्धति पर उपलब्ध कराया जाता है। वर्ष के दौरान अचल संपत्तियों से परिवर्धन/कटौती के संबंध में, मूल्यहास यथानुपात के आधार पर माना जाता है।
 - ख) रु. 5000 या उससे कम लागत वाली परिसंपत्तियों का पूरी तरह से पूंजीकरण के वर्ष में मूल्यहास हो जाता है।
 - ग) अमूर्त परिसंपत्तियों, अर्थात् कंप्यूटर सॉफ्टवेयर, आदि का उपयोगी जीवन के दौरान अधिग्रहण की लागत का 100% मूल्यहास हो जाता है।
4. **सरकारी अनुदान/राजसहायता:** सरकारी अनुदान/राज सहायता को प्राप्ति के आधार पर हिसाब में लिखा गया है।
5. **विदेशी मुद्रा का लेन-देन:** विदेशी मुद्रा का लेन-देन उस तिथि को प्रभावी विनिमय दर पर दर्ज किया गया है।
6. **सेवानिवृत्ति लाभ:** अध्यक्ष, सदस्य और सचिव के संबंध में संचयी छुट्टी नकदीकरण लाभ, अवकाश वेतन का प्रावधान और कर्मचारियों को पेंशन अंशदान का लेखांकन प्रोद्भूत आधार पर किया गया है। सेवानिवृत्ति लाभों की गणना इस आधार पर की गई है कि कर्मचारी प्रत्येक वर्ष के अंत में हितलाभ प्राप्त करने के हकदार हैं। सरकारी क्षेत्र के उपक्रमों से प्रतिनियुक्ति पर आए कर्मचारियों के संबंध में प्रावधान मूल कंपनी द्वारा किया जाता है और संबद्ध कंपनियाँ पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड से इसका दावा करती हैं।
7. **पूर्व अवधि समायोजन:** पिछले वर्षों की आय या व्यय, जिससे एक या एकाधिक अवधियों में देयताएं प्रावधान करने में त्रुटियां चूक होने के परिणामस्वरूप उत्पन्न होती हैं, को “पूर्व-अवधि समायोजन” खाते में दर्शाया जाता है।
8. **राजस्व मान्यता:**
 - 8.1 अन्य प्रभारों का लेखांकन प्रोद्भूत आधार पर किया गया है। तथापि, 2018-19 तक की अवधि के लिए इसे प्राप्ति आधार पर दर्ज किया गया है।
 - 8.2 कार्य-निष्पादन बैंक गारंटी के नकदीकरण या अन्यथा वसूल किए गए जुर्माने का लेखांकन आय के रूप में किया गया है। तथापि, यदि इन जुर्मानों की वसूली एप्टेल, उच्च न्यायालय अथवा उच्चतम न्यायालय में मुकदमेबाजी के अधीन हैं तो इसका लेखांकन अंतिम न्यायिक निर्णय आने तक “भुनाई गई निष्पादन बैंक गारंटी – मुकदमेबाजी के अधीन” देयता के रूप में किया जाता है। अंतिम न्यायिक निर्णय प्राप्त होने पर तदनुसार इनका लेखांकन किया जाता है।
9. **प्रावधान:** माप में पर्याप्त मात्रा में आकलन से संबंधित प्रावधानों को मान्यता दी जाती है जब पिछली घटनाओं के परिणामस्वरूप वर्तमान देयता हो और यह संभव है कि संसाधनों का बहिर्वाह होगा।



अनुसूची-12 – आकस्मिक देनदारियां और लेखा टिप्पणियां

क. आकस्मिक देयता

आयकर के संबंध में विवादित मांगें: 1.73 लाख रुपए (पिछला वर्ष: 1.73 लाख रुपए) (टिप्पणी 9.1 देखें);

ख. वर्तमान परिसंपत्तियां, ऋण और अग्रिम

प्रबंधन की राय में, वर्तमान परिसंपत्ति ऋण और अग्रिमों को व्यापार की साधारण पद्धति से प्राप्ति होने का एक मूल्य है, जो तुलन-पत्र में दिखाई गई कुल राशि के बराबर है।

ग. लेखाओं पर टिप्पणियां

- बोर्ड को अप्रैल और मई 2020 के महीनों के लिए 348.46 लाख रुपए का सहायता अनुदान प्राप्त हुआ है। इसके बाद पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय से पूंजी और राजस्व व्यय को पूरा करने के लिए कोई अनुदान-सहायता नहीं मांगी गई। 01 जून 2020 से पीएनजीआरबी के कुल व्यय को पीएनजीआरबी निधि पर प्राप्त ब्याज तथा भुल्क और अन्य प्रभारों से प्राप्त आवर्ती आय से पूरा किया गया था।
- वर्ष के दौरान निम्नलिखित लेखांकन नीति में परिवर्तन किया गया है:
 - मूल्यह्रास नीति को परिसंपत्ति के उपयोगी जीवन के दौरान 100: पर अमूर्त परिसंपत्तियों, अर्थात् कंप्यूटर सॉफ्टवेयर आदि को चार्ज करने के लिए बदल दिया गया है। इसके परिणामस्वरूप, वर्ष 2020-21 के दौरान मूल्यह्रास राशि में 7.81 लाख रुपए की वृद्धि हुई है।
- पीएनजीआरबी को गेल (इंडिया) लिमिटेड (प्रतिवादी) के खिलाफ मैसर्स श्रीवंथी एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड (05 मार्च 2015 को पीएनजीआरबी द्वारा स्वीकृत), मैसर्स बीटा इंफ्राटेक प्राइवेट लिमिटेड और मैसर्स गामा इंफ्राप्रोप प्राइवेट लिमिटेड (10 मार्च 2015 को पीएनजीआरबी द्वारा स्वीकृत) से शिकायत मिली थी। पीएनजीआरबी ने 11 अप्रैल 2015 के आदेश द्वारा प्रतिवादी को अपनी प्रतिबंधात्मक व्यापार प्रथाओं को बंद करने का निर्देश दिया और पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 28 के तहत प्रतिवादी पर 10 लाख रुपए का जुर्माना लगाया और आज की तारीख से एक महीने के भीतर याचिकाकर्ता को बैंक गारंटी और सुरक्षा जमा वापस करने का निर्देश दिया।
 - गेल ने इस आदेश को एपीटेल में चुनौती दी। एपीटेल ने एक अंतरिम आदेश पारित किया और गेल को निर्देश दिया कि वह सुरक्षा जमा को पीएनजीआरबी के पास जमा करे जो इसे सामान्य शर्तों पर किसी भी राष्ट्रीयकृत बैंक में निवेश करेगा। साथ ही यह भी निर्देश दिया कि ब्याज के साथ-साथ यह राशि अपील में पारित किए जाने वाले अंतिम आदेश का पालन करेगी। तदनुसार, गेल ने सितंबर 2016 में पीएनजीआरबी के पास 1,750.63 लाख रुपए जमा किए थे।
 - पीएनजीआरबी अधिाेश निधियों के अल्पावधि निवेश के लिए पैनल में शामिल सार्वजनिक क्षेत्र के बैंक में इसका निवेश कर रहा है और यह राशि 31 मार्च, 2021 (मूल राशि 2,244.22 लाख रुपए और 57.78 लाख रुपए अर्जित ब्याज) तक बढ़कर 2,302.00 लाख रुपए हो गई है।
- लक्ष्यों को प्राप्त करने में चूक आदि के कारण पीएनजीआरबी द्वारा कंपनियों से प्राप्त निम्नलिखित निष्पादन बैंक गारंटी (पीबीजी) भुनाना, मुकदमेबाजी के विभिन्न चरणों में है। इस तरह की मुकदमेबाजी लंबित होने तक, इन राशियों को "वर्तमान देनदारियों और प्रावधानों" के रूप में "अग्रिम- मुकदमेबाजी के तहत भुनाई गई पीबीजी" के रूप में दिखाया गया है। अंतिम आदेश सुनाए जाने पर लेखांकन की समीक्षा की जाएगी।



अनुसूची 2ख में दर्शाई गई मुकदमेबाजी के तहत भुनाई गई पीबीजी के लिए अग्रिमों का विवरण इस प्रकार है:

(रुपए लाख में)

क्र.सं.	इकाई का नाम	भौगोलिक क्षेत्र / पाइपलाइन	2020-21	2019-20
1	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	उरन-चकन-शिकारपुर एलपीजी पाइपलाइन	-	77.50
2	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड	भटिंडा-जम्मू-श्रीनगर एनजी पाइपलाइन	-	380.00
3	जे माधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	जालंधर भौगोलिक क्षेत्र	100.00	-
4	जे माधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	कच्छ (ई) भौगोलिक क्षेत्र	200.00	-
5	जे माधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	लुधियाना भौगोलिक क्षेत्र	300.00	-
6	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड	मेहसाणा-भटिंडा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	500.00	500.00
7	जीएसपीएल इंडिया ट्रांस्को लिमिटेड	मल्लावरम-भीलवाड़ा-भोपाल-विजयपुर-प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	500.00	500.00
8	केईआई-आरएसओएस पेट्रोलियम एंड एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	यानम भौगोलिक क्षेत्र	660.00	660.00
9	केईआई-आरएसओएस पेट्रोलियम एंड एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	एन्नोर-नेल्लोर एनजी पाइपलाइन	730.00	730.00
10	डीएसएम इंफ्राटेक प्राइवेट लिमिटेड और सौमाया माइनिंग प्राइवेट लिमिटेड का संयुक्त उद्यम	मथुरा भौगोलिक क्षेत्र	140.00	-
कुल			3,130.00	2,847.50

ऊपर तालिका में क्र.सं. 1 और 2 के संबंध में, कोई अपील दायर नहीं की गई है। तदनुसार, इसे वर्ष 2020-21 के दौरान "गुल्क, अन्य प्रभार और जुर्माने से प्राप्त आय" के तहत उप-शीर्ष "दंड" के तहत आय के रूप में दर्ज किया गया है।

- वर्ष 2014-15 के दौरान ग्रेट ईस्टर्न एनर्जी कारपोरेशन लिमिटेड पर बोर्ड द्वारा लगाए गए 50.00 लाख रुपए का जुर्माना कंपनी ने माननीय दिल्ली उच्च न्यायालय में जमा किया था। चूंकि राशि पीएनजीआरबी द्वारा प्राप्त नहीं की गई और मामला न्यायाधीन है, इसलिए इसे न तो आय के रूप में और न ही देयता के रूप में माना गया है।
- बोर्ड को किसी विशिष्ट अचल परिसंपत्ति से संबंधित कोई अनुदान प्राप्त नहीं हुआ है। बोर्ड द्वारा धारित अचल परिसंपत्तियां अपनी गतिविधियों को चलाने के लिए और इसका स्वामित्व बोर्ड में निहित है।
- वर्ष 2020-21 में विदेशी यात्रा के लिए डीए/टीए व्यय विदेशी मुद्रा शून्य है। (पिछले वर्ष: 3.93 लाख रुपए) की राशि खर्च की गई थी।
- बोर्ड ने पीएनजीआरबी (सामान्य वाहक या संविदा वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए एक्सेस कोड) संशोधन नियम, 2019 को 13 अगस्त, 2019 को अधिसूचित किया। उक्त संशोधन के संदर्भ में, गैस परिवहन कंपनियों द्वारा राशि को असंतुलन और अधिक समय लगने के कारण लिए गए प्रभारों के रूप में एकत्र किया गया था और पूर्व में उनके द्वारा एस्क्रो खाते में रखी गई राशि बोर्ड द्वारा खोले गए एस्करो खाते में स्थानांतरित कर दी गई है। इसके अलावा, ऐसी कंपनियों को तिमाही आधार पर बोर्ड को उनके द्वारा एकत्र किए गए असंतुलन और अधिक समय लगने के प्रभारों को स्थानांतरित करने की भी आवश्यकता होती है।

तदनुसार, वर्ष 2019-20 में बोर्ड को विभिन्न कंपनियों (गैल (इंडिया) लिमिटेड द्वारा समर्थित सावधि जमा में 12,509.48 लाख रुपए सहित) से बोर्ड द्वारा प्राप्त कुल 25,073.04 लाख रुपए की राशि प्राप्त हुई थी, जिन्हें पहले कंपनियों द्वारा



उनके द्वारा रखे गए एस्करो खाते में जमा किया गया था। इसके अलावा, वर्ष 2020-21 के दौरान विभिन्न गैस परिवहन करने वाली कंपनियों से 573.85 लाख रुपए की राशि प्राप्त हुई है। इन धनराशि की प्राप्ति के लिए भारतीय स्टेट बैंक के साथ अलग से बैंक खाता खोला गया है। इस तरह प्राप्त राशि अधिशेष निधियों के निवेश के लिए सूचीबद्ध सार्वजनिक क्षेत्र के बैंकों में सावधि जमा/सीएलटीडी में जमा की जाती है।

31 मार्च, 2021 को 28,614.96 लाख रुपए (पिछले वर्ष: 26,470.52 लाख रुपए) की राशि वर्तमान देनदारियों के तहत "असंतुलन और अधिक समय लगने पर प्रभार" के रूप में दर्ज की गई है, जो वर्तमान परिसंपत्तियों, ऋण, अग्रिमों आदि के तहत निम्नलिखित प्रमुखों द्वारा दर्शाई गई है:

(रुपए लाख में)

शीर्षक	विवरण	2020-21	2019-20
निवेश वर्तमान परिसंपत्तियां	बैंक भोश- अनुसूचित बैंकों में:- - चालू खाता - जमा खाता - सीएलटीडी अर्जित ब्याज	0.42 27,589.04 183.43 810.77	5.00 24,873.29 522.11 889.81
ऋण, अग्रिम और अन्य परिसंपत्तियां	स्रोत पर कर कटौती	31.30	180.31
कुल		28,614.96	26,470.52

9. केंद्रीय प्रत्यक्ष कर बोर्ड ने 2014-15 से 2023-24 तक के निर्धारण वर्षों के लिए आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 10(46) के तहत बोर्ड को प्राप्त होने वाली कुछ आय के संबंध में कर छूट दी है।

9.1. वर्ष 2019-20 के दौरान, बोर्ड को आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 156 के तहत आयकर अधिकारियों से एक नोटिस प्राप्त हुआ जिसमें आकलन वर्ष 2012-13 के संबंध में 6.65 लाख रुपए के आयकर की मांग की गई। बोर्ड ने वर्ष 2019-20 के दौरान आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 154 के तहत सुधार आवेदन दायर किया और देय राशि 4.92 लाख रुपए है। आयकर विभाग से सुधार आदेश की प्राप्ति होने पर, वर्ष 2020-21 के दौरान पीएनजीआरबी ने 4.92 लाख रुपए जमा किए और 1.73 लाख रुपए के अंतर को आकस्मिक देयता के रूप में 31 मार्च, 2021 (पिछले वर्ष: 1.73 लाख रुपए) के रूप में दिखाया गया है।

9.2. आयकर विभाग ने वित्त अधिनियम 2020 में "विवाद से विवास अधिनियम 2020" द्वारा एक योजना शुरू की। योजना के अनुसार, कोई निर्धारिती जिसने नामित प्राधिकरण के समक्ष अपील दायर की है और योजना का विकल्प चुनता है, उसे ब्याज और दंड की छूट दी जाती है तथा उसे 31 मार्च 2020 तक केवल विवादित कर राशि का भुगतान करना है। भुगतान की अंतिम तिथि समय-समय पर बढ़ाई गई है। चूंकि बोर्ड ने 13 मार्च, 2020 को हुई बैठक में इस योजना का लाभ उठाने का निर्णय लिया था, इसलिए आय कर विभाग के साथ मार्च, 2021 माह में निर्धारण वर्ष 2011-12 के लिए 257.24 लाख रुपए (152.46 लाख रुपए) और निर्धारण वर्ष 2010-11 के लिए 104.78 लाख रुपए की राशि का भुगतान किया गया था। ऊपर उल्लिखित अनुसार आयकर विभाग को भुगतान किए गए कराधान/राशि के प्रावधान का विवरण अनुसूची 2ख में दर्शाया गया है:

(लाख रुपए में)

विवरण	2020-21	2019-20
1. निर्धारण वर्ष 2010-11		
आयकर के लिए प्रावधान (ब्याज सहित)	152.46	539.12
घटाएं: वर्ष के दौरान आयकर का भुगतान	152.46	107.82
घटाएं: स्रोत पर कर कटौती	-	10.63
जोड़ें: 31 मार्च, 2019 तक मांग पर ब्याज	-	66.94
घटाएं: वर्ष के दौरान लौटाया गया ब्याज	-	335.15



विवरण	2020- 21	2019-20
आयकर का प्रावधान	-	152.46
2. मूल्यांकन वर्ष 2011-12		
आयकर के लिए प्रावधान (ब्याज सहित)	104.78	371.49
घटाएं: वर्ष के दौरान आयकर का भुगतान	104.78	74.3
घटाएं: स्रोत पर कर कटौती	-	9.49
जोड़ें: 31 मार्च, 2019 तक मांग पर ब्याज	-	5.11
घटाएं: वर्ष के दौरान लौटाया गया ब्याज	-	188.01
आयकर का प्रावधान	-	104.78
3. निर्धारण वर्ष 2012-13		
आयकर का प्रावधान	4.92	12.67
घटाएं: वर्ष के दौरान वापस लिखा गया प्रावधान	-	7.75
घटाएं: वर्ष के दौरान आयकर का भुगतान	4.92	-
आयकर का प्रावधान	-	4.92
4. वर्ष के अंत में आयकर के लिए कुल प्रावधान ((1) +(2) + (3))	-	262.16

- वर्ष 2020-21 के दौरान पीएनजीआरबी ने इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड के साथ पीएनजीआरबी कार्यालय परिसर के लिए 03 नवंबर 2020 से 01 जनवरी 2019 तक किराए के समझौते का नवीनीकरण किया। समझौते के अनुसार, 01 जनवरी 2019 से 31 दिसंबर 2019 तक की अवधि के लिए किराया 211.75 रुपये प्रति वर्ग फुट से बढ़कर 231.00 रुपये प्रति वर्ग फुट हो गया है तथा 01 जनवरी 2020 से 31 दिसंबर 2022 तक की अवधि के लिए किराया 254.10/ वर्ग फीट (15,500 वर्ग फुट मापक्षेत्र के लिए) है जो क्रमशः 42.25 लाख रुपये और 46.47 लाख रुपये प्रति माह बनता है (18% जीएसटी सहित जिसमें 32.05 रुपये प्रति वर्ग फुट की रखरखाव राशि शामिल नहीं है)।
- किदवाई नगर (पूर्व), नई दिल्ली में प्रस्तावित कार्यालय परिसर में जगह आवंटन के लिए अगस्त, 2013 में सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रम नेशनल बिल्डिंग्स कंस्ट्रक्शन कॉरपोरेशन लिमिटेड (एनबीसीसी) को 666.68 लाख रुपये की आवेदन राशि का भुगतान किया गया था। वित्त मंत्रालय की ओर से जारी किफायती निर्देशों को देखते हुए, चालू वित्त वर्ष के दौरान किसी नई योजना पर विचार नहीं किया जाएगा, पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय ने जनवरी 2014 में बताया था कि चालू वर्ष में पीएनजीआरबी को कोई बजटीय सहायता उपलब्ध नहीं कराई जा सकती और पीएनजीआरबी को एनबीसीसी को दी गई आवेदन राशि को वापस लेने की सलाह दी। एनबीसीसी ने कार्यालय की जगह की लागत का 1% होने के नाते 75.78 लाख रुपये की राशि में कटौती करने के बाद जून, 2016 में ही 590.90 लाख रुपये की राशि वापस कर दी। इस मामले को शहरी विकास मंत्रालय के साथ उठाया जा रहा है, जो एनबीसीसी का प्रशासनिक मंत्रालय है। 75.78 लाख रुपये की राशि एनबीसीसी को अग्रिम के रूप में दर्शाई गई है और इसके लिए "संदिग्ध वसूली के लिए प्रावधान" भीर्ष के तहत व्यवस्था की गई है।
- पिछले वर्ष के आंकड़ों को वर्तमान वर्ष के आंकड़ों के साथ, जहां भी आवश्यक हो, के साथ तुलना करने के लिए पुनर्व्यवस्थित/पुनः समूहीकृत किया गया है।
- अनुसूचियां 1 से 12 ग को 31 मार्च, 2021 तक के तुलन-पत्र के एक अभिन्न भाग के रूप में संलग्न किया गया है और इससे उस वर्ष के आय एवं व्यय का खाता समाप्त हो जाता है।

पंकज भूटानी
संयुक्त सलाहकार

वंदना शर्मा
सचिव

गजेन्द्र सिंह
सदस्य

सतपाल गर्ग
सदस्य

स्थान: नई दिल्ली

दिनांक: 12 अगस्त, 2021



पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

31 मार्च, 2021 को समाप्त वर्ष के लिए प्राप्तियां और भुगतान विवरण

(रुपए लाख में)

प्राप्तियां	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष	भुगतान	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
I. प्रारंभिक शेष			I. व्यय		
क) हाथ में नकदी	-	-	क) स्थापना व्यय	1,346.13	1,118.68
ख) बैंक में शेष			ख) प्रशासनिक व्यय	1,397.70	1,347.77
i) पीएनजीआरबी निधियां	30.68	199.97	II. अचल परिसंपत्तियां और चल रहा कार्य एवं सीडब्ल्यूआईपी पर व्यय		
ii) असंतुलन और अधिक समय प्रभार	5.00	-			
ग) जमा खाता			क) अचल परिसंपत्तियों की खरीद	74.80	20.09
i) पीएनजीआरबी निधियां		23,663.32	III. अन्य भुगतान		
ii) असंतुलन और अधिक समय प्रभार	25,395.40	-	वेतन से वसूली	45.43	60.39
II. प्राप्त अनुदान			आयकर		-
क) भारत सरकार से	348.46	1,909.00	विक्रेताओं के लिए अग्रिम	0.98	1.39
III. निवेश से आय			कर्मचारियों को अग्रिम		0.02
क) असंतुलन और अधिभार प्रभार पर गेल द्वारा सावधि जमा का पृष्ठानकन	-	12,509.48	सुरक्षा जमा राशि का रिफंड	330.63	538.23
IV. प्राप्त ब्याज			पूर्व प्रदत्त व्यय	7.95	1.54
क) पीएनजीआरबी निधियां	1,776.50	1,692.29	IV. अंतिम शेष		
ख) असंतुलन और अधिक समय प्रभार	1,649.62	327.37	क) हाथ में नकदी	-	-
V. अन्य आय			ख) बैंक में शेष		
शुल्क	168.37	213.89	i) पीएनजीआरबी निधियां	9.26	30.68
अन्य प्रभार (अधिभार सहित)		2,096.24	ii) असंतुलन और अधिक समय प्रभार	0.42	5.00
जुर्माना	740.00	730.00	ग) जमा खातों पर		



प्राप्तियां	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष	भुगतान	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
VI. अन्य कोई प्राप्तियां			i) पीएनजीआरबी निधियां	30,279.72	28,726.83
ब्याज मुक्त सुरक्षा जमा	60.14	1,301.43	ii) असंतुलन और अधिक समय प्रभार	27,772.47	25,395.40
सुरक्षा जमा	0.15	31.88			
असंतुलन और अधिक समय प्रभार	573.85	12,563.55			
आईटी विभाग से टीडीएस का रिफंड	26.24	6.12			
आईटी विभाग से टीडीएस का रिफंड-एस्करो	149.02	-			
देनदारों से प्राप्त राशि	24.90				
कर्मचारियों से वसूला गया अग्रिम	-	0.41			
अन्य प्रभारों के कारण अग्रिम		1.07			
कुल	61,527.65	57,246.02	कुल	61,527.65	57,246.02

पंकज भूटानी
संयुक्त सलाहकार

वंदना शर्मा
सचिव

गजेन्द्र सिंह
सदस्य

सतपाल गर्ग
सदस्य

स्थान: नई दिल्ली

दिनांक: 12 अगस्त, 2021



31 मार्च, 2020–21 को समाप्त वर्ष के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड के लेखा जोखा पर भारत के नियंत्रक और महा लेखापरीक्षक की पृथक लेखा परीक्षा रिपोर्ट

- हमने पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम 2006 की धारा 40 (2) के साथ पठित नियंत्रक और महालेखापरीक्षक के (कर्तव्य, शक्ति व सेवाओं की शर्तें) अधिनियम, 1971 की धारा 19 (2) के अधीन 31 मार्च, 2021 की स्थिति अनुसार पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पीएनजीआरबी), नई दिल्ली के संलग्न तुलन-पत्र तथा संबंधित तारीख को समाप्त वर्ष के आय और व्यय खाते/प्राप्तियाँ और भुगतान खाते की लेखा परीक्षा की है। इन वित्तीय विवरणों को तैयार करने का उत्तरदायित्व पीएनजीआरबी के प्रबन्धन का है। हमारा दायित्व हमारी लेखा परीक्षा के आधार पर इन वित्तीय विवरणों पर अपनी राय व्यक्त करना है।
- इस पृथक लेखा परीक्षा रिपोर्ट में सर्वोत्तम लेखा परीक्षा पद्धतियों, लेखांकन मानकों और प्रकटन मानदंडों आदि के अनुरूप केवल वर्गीकरण के संबंध में लेखांकन उपचार पर भारत के नियंत्रक और महालेखापरीक्षक (सीएजी) की टिप्पणियाँ दी हैं। विधि, नियमों, विनियमों (औचित्य और नियमितता) तथा दक्षता व कार्य – निष्पादन पहलुओं आदि के अनुपालन के संबंध में, यदि कोई हो, तो अलग से निरीक्षण रिपोर्टें/सीएजी लेखा परीक्षा रिपोर्टें में अलग से दी गई हैं।
- हमने भारत में सामान्यतः स्वीकृत लेखा परीक्षा मानकों के अनुसार लेखा परीक्षा का संचालन किया है। इन मानकों में यह अपेक्षित है कि हम लेखा परीक्षा का निष्पादन और कार्य इस प्रकार करें कि इस बात का आश्वासन प्राप्त हो कि ये वित्तीय विवरण महत्वपूर्ण गलतबयानी से मुक्त हैं। लेखा परीक्षा में वित्तीय विवरणों में दी गई राशियों और प्रकटन के समर्थन में साक्ष्यों की परीक्षण आधार पर जांच करना सम्मिलित है। लेखा परीक्षा में प्रबंधन द्वारा प्रयुक्त लेखांकन सिद्धान्तों और महत्वपूर्ण अनुमानों का निर्धारण एवं वित्तीय विवरणों के समग्र प्रस्तुतीकरण का मूल्यांकन करना भी सम्मिलित है। हमें आशा है कि हमारी लेखा परीक्षा हमारी राय के लिए आधार उपलब्ध कराती है।
- हमारी लेखा परीक्षा के आधार पर हम यह भी रिपोर्ट करते हैं कि:
 - हमने सभी जानकारी व स्पष्टीकरण प्राप्त किए जो कि हमारी जानकारी और विश्वास में लेखा परीक्षा कि प्रयोजनार्थ आवश्यक थे।
 - इस रिपोर्ट से संबंधित बैलेंस शीट और आय और व्यय खाता/प्राप्ति और भुगतान खाते को भारत सरकार द्वारा अनुमोदित प्रारूप में तैयार किया गया है।
 - हमारी राय में पीएनजीआरबी द्वारा उपयुक्त खाता बहियाँ और अन्य उपयुक्त रिकार्डों का रखरखाव किया गया है, जैसा कि ऐसी खाता बहियों की हमारी जांच से प्रतीत होता है।
 - हम यह भी रिपोर्ट करते हैं कि:

क. लेखों पर टिप्पणियाँ

1. सामान्य

पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 39 (1) की आवश्यकता के अनुसार, बोर्ड को पीएनजीआरबी निधि का गठन करना आवश्यक है, जिसमें केंद्र सरकार द्वारा अनुमोदित ऐसे अन्य स्रोतों से बोर्ड को प्राप्त अन्य सभी राशियाँ सहित बोर्ड द्वारा प्राप्त अनुदान, शुल्क, दंड और शुल्क को क्रेडिट किया जाता है। इसके अलावा, वित्त मंत्रालय कार्यालय ज्ञापन दिनांक 01 जुलाई 2005 यह भी निर्धारित करता है कि नियामक निकायों के धन को सार्वजनिक खाते में रखा जा सकता है लेकिन इस तरह से संचालित किया जा सकता है जिससे उनकी स्वतंत्र स्थिति की रक्षा हो सके। हालांकि, पीएनजीआरबी फंड नहीं बनाया गया है और राशि पीएनजीआरबी द्वारा सावधि जमा खातों में रखी जा रही है, जो पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 का उल्लंघन है। पीएनजीआरबी फंड के गैर-सृजन से संबंधित अवलोकन को वर्ष 2017–18 के लिए पीएनजीआरबी के वार्षिक खाते पर अलग से लेखापरीक्षा रिपोर्ट में भी उजागर किया गया था।

ख. सहायता अनुदान

पीएनजीआरबी को वर्ष 2020–21 के दौरान 3.48 करोड़ रुपये की अनुदान सहायता प्राप्त हुई है, जिसका पूर्णतः उपयोग किया गया है, 31 मार्च, 2021 की स्थिति के अनुसार खर्च न की गई शेष राशि "शून्य" है।



ग. प्रबंधन पत्र

कमियां जिन्हें अलग लेखापरीक्षा रिपोर्ट में शामिल नहीं किया गया है, उन्हें उपचारात्मक/सुधारात्मक कार्रवाई के लिए अलग से जारी प्रबंधन पत्र के माध्यम से अध्यक्ष, पीएनजीआरबी के ध्यान में लाया जाएगा।

- v. पिछले पैराग्राफ में हमारे अवलोकन के अधीन, हम रिपोर्ट करते हैं कि बैलेंस शीट तथा आय और व्यय खाते/प्राप्तियां और भुगतान खाते इस रिपोर्ट द्वारा निपटाए गए खाते की किताबों के साथ समझौते में हैं।
- vi. हमारी राय में, और हमें दी गई सर्वोत्तम जानकारी और स्पष्टीकरण के अनुसार लेखांकन नीतियों और लेखों पर टिप्पणियों सहित पठित उक्त वित्तीय विवरण तथा ऊपर वर्णित महत्वपूर्ण मामलों और इस अलग लेखा परीक्षा रिपोर्ट के अनुबंध- 1 में वर्णित मामलों के अधीन भारत में सामान्यतः स्वीकृत लेखांकन सिद्धान्तों के अनुरूप निम्नलिखित के बारे में सत्य और स्पष्ट जानकारी देते हैं:
 - क) जहाँ तक 31 मार्च, 2021 की यथा स्थिति अनुसार पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड, नई दिल्ली के तुलन – पत्रक से संबंधित है तथा
 - ख) जहाँ तक उस तारीख को समाप्त वर्ष के लिए व्यय से आय की अधिकता का आय और व्यय लेखा से संबंधित है।

कृते एवं भारत के नियंत्रक एवं महा लेखा परीक्षक की ओर से

स्थान: नई दिल्ली
दिनांक: 16 दिसम्बर, 2021

हस्ता/-
(डी. के. सेकर)
लेखा परीक्षा महानिदेशक (ऊर्जा)
नई दिल्ली

अनुलग्नक क

1. आंतरिक लेखा परीक्षा प्रणाली की पर्याप्तता

पीएनजीआरबी की आंतरिक लेखापरीक्षा पीएओ, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय द्वारा की जाती है। वर्ष 2018-19 और 2019-20 के लिए पीएनजीआरबी की आंतरिक लेखा परीक्षा मंत्रालय द्वारा की गई थी, जिसकी रिपोर्ट अभी तक पीएनजीआरबी को प्राप्त नहीं हुई है। वर्ष 2020-21 के लिए मंत्रालय द्वारा पीएनजीआरबी की आंतरिक लेखापरीक्षा नहीं की गई है।

2. आंतरिक नियंत्रण प्रणाली की पर्याप्तता

आंतरिक नियंत्रण प्रणाली पीएनजीआरबी की गतिविधियों के आकार और प्रकृति के अनुरूप है।

3. आस्तियों के भौतिक सत्यापन की प्रणाली

वर्ष 2020-21 तक अचल संपत्तियों का भौतिक सत्यापन किया जा चुका है।

4. सूची के भौतिक सत्यापन की प्रणाली

31 मार्च 2021 तक खातों की पुस्तकों में कोई सूची नहीं थी।

5. सांविधिक देय राशियों के भुगतान में नियमितता

पीएनजीआरबी सांविधिक देय राशि के भुगतान में नियमित है।

लेखापरीक्षा महानिदेशक (ऊर्जा)



पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड, नई दिल्ली के लेखों पर भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक की अलग लेखा परीक्षा रिपोर्ट वार्षिक लेखा विवरण का भाग है।

नियंत्रक एवं महालेखा परीक्षक की टिप्पणियों पर बोर्ड के उत्तर

लेखापरीक्षा टिप्पणियां	बोर्ड के उत्तर
क. खातों पर टिप्पणी	
पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 39 (1) की आवश्यकता के अनुसार, बोर्ड को पीएनजीआरबी निधि का गठन करना आवश्यक है जिसमें केंद्र सरकार द्वारा अनुमोदित स्रोतों के रूप में बोर्ड द्वारा प्राप्त अनुदान, शुल्क, जुर्माना और प्रभार को क्रेडिट किया जाता है, जिसमें बोर्ड द्वारा प्राप्त अन्य सभी राशियों को शामिल किया जाता है। इसके अलावा, वित्त मंत्रालय दिनांक 01 जुलाई 2005 का कार्यालय ज्ञापन यह भी निर्धारित करता है कि नियामक निकायों के धन को सार्वजनिक खाते में रखा जा सकता है लेकिन इस तरह से संचालित किया जा सकता है जिससे उनकी स्वतंत्र स्थिति की रक्षा हो सके। हालांकि, पीएनजीआरबी फंड नहीं बनाया गया है और राशि पीएनजीआरबी द्वारा सावधि जमा खातों में रखी जा रही है, जो पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 का उल्लंघन है। पीएनजीआरबी फंड के गैर-सृजन से संबंधित अवलोकन को वर्ष 2017-18 के लिए पीएनजीआरबी के खाते वार्षिक पर अलग लेखा परीक्षा रिपोर्ट में भी उजागर किया गया था।	पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 39(1) के अनुसार उद्धरण "पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड फंड नाम से एक निधि का गठन किया जाएगा और तत्संबंधी जमा किया जाएगा— (i) इस अधिनियम के तहत बोर्ड द्वारा प्राप्त सभी अनुदान, शुल्क, जुर्माना और प्रभार; (ii) बोर्ड द्वारा ऐसे अन्य स्रोतों से प्राप्त सभी राशियाँ जो केंद्र सरकार द्वारा अनुमोदित हों। गैर उद्धरण इसके अलावा, धारा 39(2) के अनुसार उद्धरण "निधि का निम्नलिखित का भुगतान करने के लिए उपयोजन किया जाएगा: (i) अध्यक्ष और अन्य सदस्यों को देय वेतन और भत्ते और बोर्ड के अधिकारियों और कर्मचारियों को देय वेतन, भत्ते और पेंशन सहित प्रशासनिक खर्च; (ii) इस अधिनियम के प्रावधानों को लागू करने में किए गए या किए जाने वाले खर्च।" गैर उद्धरण पीएनजीआरबी ने पीएनजीआरबी फंड को बनाए रखा है जैसा कि बैलेंस शीट में दिखाया गया है जिसमें व्यय से अधिक आय का अधिशेष 5 जून, 2020 को अधिसूचित पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (लेखा और रिकॉर्ड का वार्षिक विवरण) संशोधन नियम, 2020 में निर्धारित खातों के प्रारूप में बनाए गए पीएनजीआरबी फंड में स्थानांतरित कर दिया गया है। इसके अलावा, 7 जनवरी, 2005 को वित्त मंत्रालय द्वारा जारी किए गए रिजर्वधर्कोपस फंड के सृजन के लिए दिशानिर्देशों/निर्देशों का पालन की जाने वाली अन्य बातों के साथ-साथ पैरा 2(iv) में स्पष्ट रूप से कहा गया है कि, "नियामक निकाय के फंड को सार्वजनिक खाते में भी रखा जा सकता है लेकिन इस तरह से संचालित किया जा सकता है जिससे उनकी स्वतंत्र स्थिति की रक्षा हो सके। उक्त दिशा-निर्देशों के आगे पैरा 2 (v) में कहा गया है कि, सभी मौजूदा निधियों की, चाहे वे सार्वजनिक खातों में हों या बाहर, संबंधित प्रशासनिक मंत्रालय द्वारा समीक्षा की जाए और प्रत्येक मामले में निधि को जारी रखने या बंद करने के लिए एक विशिष्ट निर्णय लिया जा सकता है।"



लेखापरीक्षा टिप्पणियां	बोर्ड के उत्तर
	इस प्रकार, पीएनजीआरबी, जो एक विनियामक निकाय है, पीएनजीआरबी फंड के रूप में नामित अपने कॉर्पस फंड का रखरखाव सार्वजनिक खाते के बाहर भारत सरकार के उपर्युक्त दिशानिर्देशों का उल्लंघन नहीं करता है। यह भी देखा जा सकता है कि पीएनजीआरबी को आय व्यय, पीएनजीआरबी फंड और इसके उपयोग आदि के विवरण की सूचना लगातार पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय ("एमओपी एंड एनजी") देता रहा है। इसके अलावा, पीएनजीआरबी ने बोर्ड द्वारा अनुमोदित नीति के अनुसार बैंक खातों में जमा राशि को सावधि जमा में रखा है और उस पर ब्याज अर्जित किया है। यह भी देखा जा सकता है कि पीएनजीआरबी को निधियों के उपयोग पर पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय से दिनांक 20 नवंबर, 2020 का एक पत्र प्राप्त हुआ था। उक्त पत्र के अनुसार पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय को कॉर्पस फंड के उपयोग के संबंध में निम्नानुसार अनुमोदित किया गया है: - कॉर्पस फंड कम नहीं किया जाएगा। इसलिए, कॉर्पस से व्यय नहीं किया जाएगा। - पीएनजीआरबी कॉर्पस फंड पर ब्याज राशि का उपयोग कर सकता है। - शुल्क और अन्य प्रभारों से होने वाली आय जो आवर्ती प्रकृति की है, का उपयोग 75% की सीमा तक किया जा सकता है। शेष 25% कॉर्पस में जा सकते हैं। - अन्य सभी आय जैसे जुर्माना, आवेदन शुल्क, आदि कॉर्पस में जा सकते हैं। - वेतन और सामान्य खर्च उपरोक्त के रूप में पूरे किए जा सकते हैं और यदि कोई कमी है तो मंत्रालय से सहायता अनुदान मांगा जाएगा। पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय, नियंत्रात्मक मंत्रालय होने के नाते पीएनजीआरबी उक्त पत्र के अनुपालन में है। इसके अलावा, जीएफआर 2017 के जीएफआर नियम 229 (iv) के अनुसार, सभी स्वायत्त संगठन, नए या पहले से मौजूद हैं, उन्हें आंतरिक संसाधनों के अधिकतम उत्पादन और अंततः आत्मनिर्भरता प्राप्त करने के लिए प्रोत्साहित किया जाना चाहिए।"
टिप्पणी 1 पृथक लेखा परीक्षक रिपोर्ट के अनुलग्नक	
पीएनजीआरबी की आंतरिक लेखापरीक्षा पीएओ, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय द्वारा की जाती है। वर्ष 2018-19 और 2019-20 के लिए पीएनजीआरबी की आंतरिक लेखापरीक्षा मंत्रालय द्वारा की गई थी, जिसकी रिपोर्ट अभी तक पीएनजीआरबी को प्राप्त नहीं हुई है। वर्ष 2020-21 के लिए मंत्रालय द्वारा पीएनजीआरबी की आंतरिक लेखापरीक्षा नहीं की गई है।	वर्ष 2018-19 और 2019-20 के लिए पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय द्वारा माह दिसम्बर, 2020 से माह फरवरी, 2021 तक की अवधि के दौरान आंतरिक लेखापरीक्षा की गई थी। हालांकि, इन दोनों वित्तीय वर्षों की आंतरिक लेखापरीक्षा रिपोर्ट प्रतीक्षित है। इनकी प्राप्ति के बाद इसे वित्त वर्ष 2021-2022 के खातों की लेखा परीक्षा के दौरान ऑडिट के साथ साझा किया जाएगा।



अनुलग्नक क

9वें सीजीडी बोली दौर में सीजीडी प्राधिकार/लक्ष्य

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य/केंद्र शासित प्रदेश	प्राधिकृत सीजीडी संस्था	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच-किमी)
9.01	श्रीकाकुलम, विशाखापत्तनम और विजयनगरम जिले	आंध्र प्रदेश	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	211	929,842	2,300
9.02	कछार, हैलाकांडी और करीमगंज जिले	असम	पूर्व भारतीय गैस प्राइवेट लिमिटेड	21	95,001	751
9.03	कामरूप और कामरूप महानगर जिले	असम	पूर्व भारतीय गैस प्राइवेट लिमिटेड	51	321,001	961
9.04	औरंगाबाद, कैमूर और रोहतास जिले	बिहार	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	12	14,271	800
9.05	बेगूसराय जिला	बिहार	थिंक गैस बेगूसराय प्राइवेट लिमिटेड	25	169,787	762
9.06	गया और नालंदा जिले	बिहार	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	46	37,591	1,304
9.07	दीव और गिर सोमनाथ जिले	दमन और दीव तथा गुजरात	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	35	91,000	188
9.08	सुरेंद्रनगर जिला (ईएएए) और मोरबी जिला (ईएएए)	गुजरात	अदानी गैस लिमिटेड	20	87,005	839
9.09	बरवाला और रणपुर तालुका	गुजरात	अदानी गैस लिमिटेड	4	12,098	209
9.10	नवसारी जिला (ईएएए), सूरत जिला (ईएएए), तापी जिला (ईएएए) और डांगजिला	गुजरात	अदानी गैस लिमिटेड	25	90,191	1,010
9.11	जूनागढ़ जिला	गुजरात	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	45	77,400	3,186
9.12	खेड़ा जिला (ईएएए) और महिसागर जिला	गुजरात	अदानी गैस लिमिटेड	30	175,007	1,010
9.13	नर्मदा (राजपीपला) जिला	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	4	1,750	55
9.14	पोरबंदर जिला	गुजरात	अदानी गैस लिमिटेड	12	60,464	704
9.15	पंचकुला जिला (ईएएए), सिरमौर, शिमला और सोलन (ईएएए) जिले	हरियाणा और हिमाचल प्रदेश	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	45	32,360	-
9.16	मिवानी, चरखी दादरी और महेंद्रगढ़ जिले	हरियाणा	अदानी गैस लिमिटेड	60	150,464	1,010
9.17	हिसार जिला	हरियाणा	एचसीजी (केसीई) प्राइवेट लिमिटेड	46	251,370	1,991
9.18	झज्जर जिला	हरियाणा	हरियाणा सिटी गैस (केसीई) प्राइवेट लिमिटेड	46	138,815	1,175
9.19	सोनीपत जिला (पहले से प्राधिकृत क्षेत्रों को छोड़कर) और जींद जिला	हरियाणा	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	38	98,000	1,183
9.20	नूह और पलवल जिले	हरियाणा	अदानी गैस लिमिटेड	60	181,019	803
9.21	बिलासपुर, हमीरपुर और ऊना जिले	हिमाचल प्रदेश	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	10	28,170	-
9.22	बोकारो, हजारीबाग और रामगढ़ जिले	झारखंड	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	99	79,052	1,300
9.23	गिरिडीह और धनबाद जिले	झारखंड	गेल गैस लिमिटेड	30	50,000	650
9.24	चित्रदुर्ग और दावणगेरे जिले	कर्नाटक	यूनिस्न एनवायरों प्राइवेट लिमिटेड	42	101,000	75
9.25	उडुपी जिला	कर्नाटक	अदानी गैस लिमिटेड	11	110,099	569
9.26	बल्लारी और गडग जिले	कर्नाटक	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	24	53,850	1,365
9.27	बीदर जिला	कर्नाटक	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	4	6,200	143
9.28	दक्षिणा कन्नड़ जिला*	कर्नाटक	गेल गैस लिमिटेड	100	350,000	1,250



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य / केंद्र शासित प्रदेश	प्राधिकृत सीजीडी संस्था	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच-किमी)
				स्टेशन		
9.29	रामनगर जिला	कर्नाटक	महाराष्ट्र नेचुरल गैस लिमिटेड	37	113,115	354
9.30	कोझिकोड और वायनाड जिले	केरल	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	142	421,277	927
9.31	मलप्पुरम जिला	केरल	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	130	338,518	1,671
9.32	कन्नूर, कासरगोड और माहे जिले	केरल और पुदुचेरी	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	125	367,176	1,103
9.33	पलक्कड़ और त्रिशूर जिले	केरल	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	200	600,000	2,126
9.34	भोपाल और राजगढ़ जिले	मध्य प्रदेश	थिंक गैस भोपाल प्राइवेट लिमिटेड	104	550,222	2,508
9.35	गुना जिला	मध्य प्रदेश	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	7	4,900	400
9.36	रीवा जिला	मध्य प्रदेश	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	18	7,861	950
9.37	सतना और शांडोल जिले	मध्य प्रदेश	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	8	15,600	196
9.38	अहमदनगर और औरंगाबाद जिले	महाराष्ट्र	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	106	708,100	2,109
9.39	वलसाड (ईएएए), धुले और नासिक जिले	महाराष्ट्र और गुजरात	महाराष्ट्र नेचुरल गैस लिमिटेड	156	937,965	2,181
9.40	लातूर और उस्मानाबाद जिले	महाराष्ट्र	यूनिस्न एनवायरो प्राइवेट लिमिटेड	30	9,999	10
9.41	सांगली और सतारा जिले	महाराष्ट्र	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	64	376,700	2,112
9.42	सिंधुदुर्ग जिला	महाराष्ट्र	महाराष्ट्र नेचुरल गैस लिमिटेड	25	25,779	759
9.43	अंगुल और ढेकनाल जिले	ओडिशा	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	21	22,600	1,464
9.44	सुंदरगढ़ और झारसुगुड़ा जिले	ओडिशा	गेल गैस लिमिटेड	20	100,000	500
9.45	बालासोर, भद्रक और मयूरभंज जिले	ओडिशा	अदानी गैस लिमिटेड	20	150,464	506
9.46	बरगढ़, देवगढ़ और संबलपुर जिले	ओडिशा	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	11	13,910	650
9.47	गंजम, नयागढ़ और पुरी जिले	ओडिशा	गेल गैस लिमिटेड	15	51,000	650
9.48	जगतसिंहपुर और केंद्रपाड़ा जिले	ओडिशा	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	10	12,550	791
9.49	जाजपुर और केंद्रझार जिले	ओडिशा	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	19	18,200	2,442
9.50	कराईकल और नागपट्टिनम जिले	पुदुचेरी और तमिलनाडु	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	27	166,644	495
9.51	पुदुचेरी जिला	पुदुचेरी	ईस्ट कोस्ट नेचुरल गैस प्राइवेट लिमिटेड	130	275,000	2,100
9.52	एसएस नगर जिला (ईएएए), पटियाला और संगरूर जिले	पंजाब	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	54	520,200	2,610
9.53	लुधियाना जिला (पहले से अधिकृत क्षेत्र को छोड़कर), बरनाला और मोगा जिले	पंजाब	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड	47	451,317	1,486
9.54	जालंधर जिला (ईएएए), कपूरथला और एसबीएस नगर जिले	पंजाब	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड	51	386,147	1,029
9.55	बाड़मेर, जैसलमेर और जोधपुर जिले	राजस्थान	एजीपी सीजीडी इंडिया प्राइवेट लिमिटेड	80	551,111	-
9.56	अलवर (मिवाड़ी के अलावा) और जयपुर जिले*	राजस्थान	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	132	1,320,000	12,030
9.57	कोटा जिला (ईएएए), बारां और चित्तौड़गढ़ (केवल रावतभाटा तालुका) जिले	राजस्थान	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	27	60,300	3,393
9.58	भीलवाड़ा और बूंदी जिले	राजस्थान	अदानी गैस लिमिटेड	25	270,056	659
9.59	चित्तौड़गढ़ (रावतभाटा तालुका के अलावा) और उदयपुर जिले*	राजस्थान	अदानी गैस लिमिटेड	70	400,583	1,568



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य / केंद्र शासित प्रदेश	प्राधिकृत सीजीडी संस्था	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच-किमी)
9.60	धौलपुर जिला	राजस्थान	एस्सेल गैस कंपनी लिमिटेड	14	18,000	412
9.61	कांचीपुरम जिला	तमिलनाडु	एजीपी सीजीडी इंडिया प्राइवेट लिमिटेड	111	1,151,111	668
9.62	चेन्नई और तिरुवल्लुर जिले	तमिलनाडु	टोरेंट गैस चेन्नई प्राइवेट लिमिटेड	222	3,300,000	6,666
9.63	कोयम्बटूर जिला	तमिलनाडु	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	273	912,783	2,500
9.64	कुड्डलोर, नागपट्टिनम और तिरुवरूर जिले	तमिलनाडु	अदानी गैस लिमिटेड	40	300,089	839
9.65	रामनाथपुरम जिला	तमिलनाडु	एजीपी सीजीडी इंडिया प्राइवेट लिमिटेड	11	41,311	251
9.66	सेलम जिला	तमिलनाडु	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	158	337,062	1,368
9.67	तिरुपूर जिला	तमिलनाडु	अदानी गैस लिमिटेड	75	375,005	829
9.68	भद्राद्री कोठागुडम और खम्म जिले	तेलंगाना	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	12	99,999	800
9.69	जगतियाल, पेदापल्ली, करीमनगर और राजन्ना सिरसीला जिले	तेलंगाना	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	5	5,731	520
9.70	जनगांव, जयशंकर भूपालपल्ली, महबुबाबाद, वारंगल शहरी और वारंगल जिलों में ग्रामीण	तेलंगाना	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	12	99,999	800
9.71	मेडक, सिद्दीपेट और संगारेड्डी जिले	तेलंगाना	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	54	310,770	5,076
9.72	मेडचल-मलकजगिरी, रंगा रेड्डी और विकाराबाद जिले	तेलंगाना	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	110	415,000	2,020
9.73	नलगोंडा सूर्यापेट और यदाद्री भुवनागिरी जिले	तेलंगाना	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	75	350,000	1,500
9.74	गोमती जिला	त्रिपुरा	त्रिपुरा नेचुरल गैस कंपनी लिमिटेड	6	11,514	170
9.75	पश्चिम त्रिपुरा (ईएएए) जिला	त्रिपुरा	त्रिपुरा नेचुरल गैस कंपनी लिमिटेड	6	15,800	60
9.76	बुलंदशहर जिला (ईएएए), अलीगढ़ और हाथरस जिले	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	46	143,404	1,662
9.77	इलाहाबाद जिला (ईएएए), भदोही और कौशाम्बी जिले	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	24	58,658	680
9.78	अमेठी, प्रतापगढ़ और रायबरेली जिले	उत्तर प्रदेश	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	20	18,169	385
9.79	औरैया, कानपुर देहात और इटावा जिले	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	27	118,800	1,602
9.80	फैजाबाद और सुल्तानपुर जिले	उत्तर प्रदेश	ग्रीन गैस लिमिटेड	4	4,000	350
9.81	गोरखपुर, संत कबीर नगर और कुशीनगर जिले	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	36	178,200	5,814
9.82	मेरठ जिला (ईएएए), मुजफ्फरनगर और शामली जिले	उत्तर प्रदेश	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	36	105,543	1,755
9.83	मुरादाबाद (ईएएए) जिला	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	27	154,800	792
9.84	उन्नाव (ईएएए) जिला	उत्तर प्रदेश	ग्रीन गैस लिमिटेड	2	3,000	150
9.85	देहरादून जिला	उत्तराखंड	गेल गैस लिमिटेड	50	300,001	900
9.86	बर्दवान जिला	पश्चिम बंगाल	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	80	247,852	2,230
कुल				4,603	22,116,702	116,171

*टिप्पणी: ईएएए से तात्पर्य पहले से प्राधिकृत क्षेत्र को छोड़कर है।



अनुलग्नक ख

10वें सीजीडी बोली दौर के तहत सीजीडी प्राधिकार/लक्ष्य

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत सीजीडी संस्था	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन
				स्टेशन		(इंच-किमी)
10.01	अनंतपुर और वाईएसआर (कडप्पा) जिले	आंध्र प्रदेश	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	134	1,001,101	3,289
10.02	श्री पोद्दी श्रीरामुलु नेल्लोर जिला	आंध्र प्रदेश	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	81	852,111	1468
10.03	चित्तूर, कोलार और वेल्लोर जिले	आंध्र प्रदेश, कर्नाटक और तमिलनाडु	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	251	2,295,933	1,731
10.04	अररिया, पूर्णिया, कटिहार और किशनगंज जिले	बिहार	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	79	305,200	910
10.05	अरवल, जहानाबाद, भोजपुर और बक्सर जिले	बिहार	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	50	80,636	1,023
10.06	खगड़िया, सहरसा और मधेपुरा जिले	बिहार	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	9	24,730	374
10.07	लखीसराय, मुंगेर और भागलपुर जिले	बिहार	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	16	54,471	1,625
10.08	मुजफ्फरपुर, वैशाली, सारण और समस्तीपुर जिले	बिहार	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	222	1,006,975	2838
10.09	नवादा और कोडरमा जिले	बिहार और झारखंड	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	21	13,632	527
10.10	शेखपुरा, जमुई और देवघर जिले	बिहार और झारखंड	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	16	37,441	1564
10.11	कैथल जिला	हरियाणा	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	27	99,144	810
10.12	सिरसा, फतेहाबाद और मनसा (पंजाब) जिले	हरियाणा और पंजाब	गुजरात गैस लिमिटेड	54	500,001	1500
10.13	चतरा और पलामू जिले	झारखंड	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	4	10,821	100
10.14	सिराइकेला-खरसावां जिला	झारखंड	गेल गैस लिमिटेड	41	220,001	601
10.15	पश्चिमी सिंहभूम जिला	झारखंड	गेल गैस लिमिटेड	5	6,028	100
10.16	बगलकोट, कोप्पल और रायचूर जिले	कर्नाटक	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	114	586,121	1979
10.17	चिक्कमगलुरु, हासन और कोडागु जिले	कर्नाटक	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	121	928,651	1,187
10.18	कालाबुर्गी और विजयापुरा जिलों	कर्नाटक	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	62	526,551	1395
10.19	मैसूरु, मांड्या और चामराज नगर जिले	कर्नाटक	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	171	1,354,714	1,293
10.20	उत्तरा कन्नड़, हावेरी और शिवमोग्गा जिले	कर्नाटक	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	126	899,311	1993
10.21	अलापुझा, कोल्लम और तिरुवनंतपुरम जिले	केरल	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	291	1,851,111	1,851
10.22	अशोक नगर जिला	मध्य प्रदेश	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	9	3,885	158
10.23	ग्वालियर (ईएएए) जिला और श्योपुर जिला	मध्य प्रदेश	राजस्थान स्टेट गैस लिमिटेड	26	167,756	2,278
10.24	मुरैना जिला	मध्य प्रदेश	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	8	8,160	138
10.25	रायसेन, शाजापुर और सीहोर जिले	मध्य प्रदेश	गेल गैस लिमिटेड	65	400,001	551
10.26	शिवपुरी जिला	मध्य प्रदेश	थिंक गैस भोपाल प्राइवेट लिमिटेड	11	27,229	60
10.27	सीधी और सिंगरौली जिले	मध्य प्रदेश	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	11	20,800	600
10.28	उज्जैन (ईएएए) जिला, देवास (ईएएए) जिला और इंदौर (ईएएए) जिला	मध्य प्रदेश	गुजरात गैस लिमिटेड	42	484,500	1800
10.29	अनूपपुर, बिलासपुर और कोरबा जिले	मध्य प्रदेश और छत्तीसगढ़	अदानी गैस लिमिटेड	20	77,033	1,289
10.30	झाबुआ, बांसवाड़ा, रतलाम और डूंगरपुर जिले	मध्य प्रदेश और राजस्थान	गुजरात गैस लिमिटेड	54	450,000	2100
10.31	झाँसी (ईएएए) जिला, भिंड, जालौन, ललितपुर और दतिया जिले	मध्य प्रदेश और उत्तर प्रदेश	अदानी गैस लिमिटेड	29	110,099	1,568



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत सीजीडी संस्था	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच-किमी)
10.32	फिरोजपुर, फरीदकोट और श्री मुक्तसर साहिब जिले	पंजाब	गुजरात गैस लिमिटेड	45	350,004	1200
10.33	होशियारपुर और गुरदासपुर जिले	पंजाब	गुजरात गैस लिमिटेड	81	600,123	1,800
10.34	अजमेर, पाली और राजसमंद जिले	राजस्थान	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	198	1,000,944	1944
10.35	जालौर और सिराही जिले	राजस्थान	गुजरात गैस लिमिटेड	30	400,008	1,800
10.36	आजमगढ़, मऊ और बलिया जिले	उत्तर प्रदेश	टोरेट गैस प्राइवेट लिमिटेड	40	100,800	1008
10.37	बरेली (ईएएए) जिला, पीलीभीत और रामपुर जिले	उत्तर प्रदेश	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लि.	140	145,000	1,200
10.38	बस्ती और अंबेडकर नगर जिले	उत्तर प्रदेश	टोरेट गैस प्राइवेट लिमिटेड	18	35,100	207
10.39	फर्रुखाबाद, एटा और हरदोई जिले	उत्तर प्रदेश	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लि.	75	98,000	1,200
10.40	गोंडा और बाराबंकी जिले	उत्तर प्रदेश	टोरेट गैस प्राइवेट लिमिटेड	36	111,600	756
10.41	जौनपुर और गाजीपुर जिले	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लि.	38	77,033	875
10.42	कानपुर (ईएएए) जिला, फतेहपुर और हमीरपुर जिले	उत्तर प्रदेश	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	45	144,000	1170
10.43	मैनपुरी और कन्नौज जिले	उत्तर प्रदेश	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लि.	45	60,000	972
10.44	मिर्जापुर, चंदौली और सोनभद्र जिले	उत्तर प्रदेश	गेल गैस लिमिटेड	51	151,001	400
10.45	शाहजहाँपुर और बदायूँ जिले	उत्तर प्रदेश	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लि.	75	125,000	950
10.46	बिजनौर और नैनीताल जिले	उत्तर प्रदेश और उत्तराखंड	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लि.	91	300,000	-
10.47	दार्जिलिंग, जलपाईगुड़ी और उत्तर दिनाजपुर जिले	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लि.	125	690,000	-
10.48	हावड़ा (ईएएए) जिला और हुगली (ईएएए) जिला	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लि.	100	575,000	900
10.49	नादिया (ईएएए) जिला और उत्तर 24 परगना (ईएएए) जिला	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लि.	110	625,000	1,543
10.50	दक्षिण 24 परगना (ईएएए) जिला	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लि.	65	300,000	1552
कुल				3,578	20,292,760	58,177

टिप्पणी: ईएएए से तात्पर्य पहले से प्राधिकृत क्षेत्र को छोड़कर है।



अनुलग्नक ग

पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 42 के तहत 8वें सीजीडी बोली दौर तक सीजीडी प्राधिकार, पूर्व-पीएनजीआरबी प्राधिकार और प्राधिकार

क्र.सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत संस्था	प्राधिकारकी तारीख
पहला सीजीडी बोली दौर					
1	1.01	देवास	मध्य प्रदेश	गेल गैस लिमिटेड	1-जून-09
2	1.02	कोटा	राजस्थान	राजस्थान स्टेट गैस लिमिटेड	1-जून-09
3	1.03	मथुरा	उत्तर प्रदेश	डीएसएम इंफ्राटेक प्राइवेट लिमिटेड और सौम्या माइनिंग प्राइवेट लिमिटेड के संयुक्त उद्यम	11-जून-09
4	1.04	काकीनाडा	आंध्र प्रदेश	भाग्यनगर गैस लिमिटेड	12-जून-09
5	1.05	सोनीपत	हरियाणा	गेल गैस लिमिटेड	12-जून-09
6	1.06	मेरठ	उत्तर प्रदेश	गेल गैस लिमिटेड	12-जून-09
दूसरा सीजीडी बोली दौर					
7	2.01	चंडीगढ़	चंडीगढ़, हरियाणा, पंजाब और हिमाचल प्रदेश	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	8-मई-13
8	2.02	इलाहाबाद	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	8-मई-13
9	2.03	झांसी	उत्तर प्रदेश	सेंट्रल यूपी गैस लिमिटेड	26-फरवरी-14
तीसरा सीजीडी बोली दौर					
10	3.01	जालंधर	पंजाब	जे मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड के नेतृत्व वाला परिसंघ	6 सितम्बर 13
11	3.02	भावनगर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	5 मार्च 14
12	3.03	जामनगर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	17-जनवरी-14
13	3.04	कच्छ पश्चिम	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	19-दिसम्बर-14
14	3.05*	कच्छ पूर्व	गुजरात	जे मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड के नेतृत्व वाला परिसंघ	12-मार्च-15
15	3.06*	लुधियाना	पंजाब	जे मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड के नेतृत्व वाला परिसंघ	25-जुलाई-15
चौथा सीजीडी बोली दौर					
16	4.01	बेंगलुरु ग्रामीण और शहरी जिले	कर्नाटक	गेल गैस लिमिटेड	18-फरवरी-15
17	4.02	पानीपत जिला	हरियाणा	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	1-अप्रैल 15
18	4.03	पालघर जिला और ठाणे ग्रामीण	महाराष्ट्र	गुजरात गैस लिमिटेड	1-अप्रैल 15
19	4.04	रायगढ़ जिला (ईएएए)	महाराष्ट्र	महानगर गैस लिमिटेड	1-अप्रैल 15
20	4.05	दादरा और नगर हवेली संघशासित क्षेत्र	दादरा और नगर हवेली	गुजरात गैस लिमिटेड	1-अप्रैल 15
21	4.06	दमन संघ शासित क्षेत्र	दमन और दीव	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	1-अप्रैल 15
22	4.07	अमृतसर जिला	पंजाब	गुजरात गैस लिमिटेड	5-मई -15
23	4.08	पुणे जिला (ईएएए)	महाराष्ट्र	टोरेंट गैस पुणे लिमिटेड	18-मई -15
24	4.09	एर्नाकुलम जिला	केरल	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	14-अक्तूबर-15
पांचवां सीजीडी बोली दौर					
25	5.01	उधम सिंह नगर जिला	उत्तराखंड	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	28-जुलाई-15
26	5.02	हरिद्वार जिला	उत्तराखंड	हरिद्वार प्राकृतिक गैस प्राइवेट लिमिटेड	27-जुलाई-15
27	5.03	पूर्वी गोदावरी जिला (ईएएए)	आंध्र प्रदेश	गोदावरी गैस प्राइवेट लिमिटेड	14-अगस्त-15
28	5.04	पश्चिम गोदावरी जिला	आंध्र प्रदेश	गोदावरी गैस प्राइवेट लिमिटेड	14-अगस्त-15
29	5.05	तुमकुर जिला	कर्नाटक	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	14-अगस्त-15
30	5.06	कृष्णा जिला (ईएएए)	आंध्र प्रदेश	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	14-सितम्बर-15
31	5.07	धारवाड़ जिला	कर्नाटक	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	14-सितम्बर-15
32	5.08	बेलगाम जिला	कर्नाटक	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	14-सितम्बर-15



क्र.सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत संस्था	प्राधिकारकी तारीख
छठा सीजीडी बोली दौर					
33	6.01	बठिंडा जिला	पंजाब	गुजरात गैस लिमिटेड	10-मई-16
34	6.02	सहारनपुर जिला	उत्तर प्रदेश	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	11-मई-16
35	6.03	अमरेली जिला	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	27-मई-16
36	6.04	पाटन जिला	गुजरात	साबरमती गैस लिमिटेड	27-मई-16
37	6.05	दहेज वागरा तालुका	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	6-जून-16
38	6.06	रूपनगर जिला	पंजाब	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	10-जून-16
39	6.07	उत्तर गोवा जिला	गोवा	गोवा नेचुरल गैस प्राइवेट लिमिटेड	24-जून-16
40	6.08	दाहोद जिला	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	27-जून-16
41	6.09	बनासकांठा जिला	गुजरात	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	1-जुलाई-16
42	6.10	आनंद जिला (ईएएए)	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	4-जुलाई-16
43	6.11	पंचमहल जिला	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	4-जुलाई-16
44	6.12	फतेहगढ़ साहिब जिला	पंजाब	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	5-जुलाई-16
45	6.13	यमुनानगर जिला	हरियाणा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	22-जुलाई-16
46	6.14	रत्नागिरी जिला	महाराष्ट्र	यूनिस्न एनवायरो प्राइवेट लिमिटेड	9-अगस्त-16
47	6.15	रेवाड़ी जिला	हरियाणा	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	19-अगस्त-16
48	6.16	धार जिला	मध्य प्रदेश	नैवरिया गैस प्राइवेट लिमिटेड	7-नवंबर-16
49	6.17	रोहतक जिला	हरियाणा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	9-अप्रैल-18
50	6.18	अहमदाबाद जिला (ईएएए)	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	22-जून-16
सातवां सीजीडी बोली दौर					
51	7.01	सोलापुर जिला	महाराष्ट्र	शोलागास्को प्राइवेट लिमिटेड	6-मार्च-17
आठवां सीजीडी बोली दौर					
52	8.01	दक्षिण गोवा जिला	गोवा	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	7-फरवरी-18
53	8.02	करनाल जिला	हरियाणा	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	8-फरवरी-18
54	8.03	अंबाला और कुरुक्षेत्र जिले	हरियाणा	एचपीओआईएल गैस प्राइवेट लिमिटेड	22-फरवरी-18
55	8.04	कोल्हापुर जिला	महाराष्ट्र	एचपीओआईएल गैस प्राइवेट लिमिटेड	6-मार्च-18
56	8.05	बुलंदशहर (भाग) जिला	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	6-मार्च-18
57	8.06	बागपत जिला	उत्तर प्रदेश	बागपत ग्रीन एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	28-मार्च-18
पूर्व- पीएनजीआरबी- केंद्र सरकार के प्राधिकरण (सीजीडी प्राधिकार विनियम का विनियम 17)					
58	99.01	राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली	दिल्ली	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	9-जून-09
59	99.02	मुंबई और ग्रेटर मुंबई	महाराष्ट्र	महानगर गैस लिमिटेड	21-जून-09
60	99.03	बरेली	उत्तर प्रदेश	सेंट्रल यूपी गैस लिमिटेड	22-अप्रैल-09
61	99.04	कानपुर	उत्तर प्रदेश	सेंट्रल यूपी गैस लिमिटेड	22-अप्रैल-09
62	99.05	शहर पिंपरी-चिचवाड सहित पुणे और आसपास के समीपवर्ती क्षेत्र हिनजेवाडी, चाकन, तलेगांव	महाराष्ट्र	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड	1-जून-09
63	99.06	विजयवाड़ा	आंध्र प्रदेश	भाग्यनगर गैस लिमिटेड	28-जुलाई-09
64	99.07	ठाणे शहर और आसपास की नगरपालिका	महाराष्ट्र	महानगर गैस लिमिटेड	4-अगस्त-09
65	99.08	इंदौर (उज्जैन शहर सहित)	मध्य प्रदेश	अवंतिका गैस लिमिटेड	31-अगस्त-09
66	99.09	हैदराबाद	तेलंगाना	भाग्यनगर गैस लिमिटेड	9-अक्टूबर-09
67	99.10	आगरा	उत्तर प्रदेश	ग्रीन गैस लिमिटेड	12-नवंबर-09
68	99.11	गांधीनगर, मेहसाणा, साबरकांठा	गुजरात	साबरमती गैस लिमिटेड	16-दिसम्बर-09
69	99.12	ग्वालियर	मध्य प्रदेश	अवंतिका गैस लिमिटेड	4-जून-10
70	99.13	फिरोजाबाद (ताज ट्रेपेजियम जोन)	उत्तर प्रदेश और राजस्थान	गेल गैस लिमिटेड	26-सितम्बर-11
71	99.14	कोलकाता नगर निगम और आसपास के जिलों के भाग	पश्चिम बंगाल	बंगाल गैस कंपनी लिमिटेड	2-फरवरी-16
72	99.15	ऊपरी असम	असम	असम गैस कंपनी लिमिटेड	6-फरवरी-15
73	99.16	अगरतला	त्रिपुरा	त्रिपुरा नेचुरल गैस कंपनी	24-फरवरी-15
74	99.17	लखनऊ	उत्तर प्रदेश	ग्रीन गैस लिमिटेड	15-मार्च-16



क्र.सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत संस्था	प्राधिकारकी तारीख
75	99.18	वडोदरा	गुजरात	वडोदरा गैस लिमिटेड	28-अक्टूबर-16
76	99.19	गाजियाबाद और हापुड़ जिले	उत्तर प्रदेश	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	11-अक्टूबर-19
पूर्व- पीएनजीआरबी- केंद्र सरकार के प्राधिकरणों के अलावा (सीजीडी प्राधिकार विनियम का विनियम 18)					
77	98.01	खुर्जा	उत्तर प्रदेश	अदानी गैस लिमिटेड	4-दिसम्बर-12
78	98.02	सूरत, भरुच, अंकलेश्वर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	8-नवंबर-12
79	98.03	मुरादाबाद	उत्तर प्रदेश	टोरेट गैस मुरादाबाद लिमिटेड	30-नवंबर-12
80	98.04	नाडियाड	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	1-अक्टूबर-13
81	98.05	नवसारी	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	1-अक्टूबर-13
82	98.06	राजकोट	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	1-अक्टूबर-13
83	98.07	सुरेंद्रनगर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	1-अक्टूबर-13
84	98.08	अहमदाबाद शहर और दस्क्रोई क्षेत्र	गुजरात	अदानी गैस लिमिटेड	28-नवंबर-13
85	98.09	हजीरा	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	17-जुलाई-14
86	98.10	वलसाड	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	20-जनवरी-15
87	98.11	कंजरी और वडताल गांव सहित आनंद क्षेत्र (खेड़ा जिले में)	गुजरात	चारोटार गैस सहकारी मंडली लिमिटेड	12-मई-15
88	98.12	भिवाड़ी (अलवर जिले में)	राजस्थान	हरियाणा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन (भिवाड़ी) लिमिटेड	1-अगस्त-18
पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 42 के तहत					
89	97.01	पटना जिला	बिहार	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7-मार्च-18
90	97.02	पूर्वी सिंहभूम जिला	झारखंड	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7-मार्च-18
91	97.03	रांची जिला	झारखंड	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7-मार्च-18
92	97.04	खोरधा जिला	ओडिशा	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7-मार्च-18
93	97.05	कटक जिला	ओडिशा	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7-मार्च-18
94	97.06	वाराणसी जिला	उत्तर प्रदेश	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7-मार्च-18

*इन सीजीडी नेटवर्क के प्राधिकार पीएनजीआरबी द्वारा दिनांक 03-12-2020 को रद्द कर दिए गए हैं ।



अनुलग्नक घ

11वें सीजीडी बिडिंग राउंड के लिए भौगोलिक क्षेत्रों की सूची

क्र.सं.	भौगोलिक क्षेत्र	राज्य
1	कुर्नूल गुंटूर, और प्रकाशम जिले	आंध्र प्रदेश
2	नागांव, मोरीगांव, होजई, कार्बी आंगलॉग और पश्चिम कार्बी आंगलॉग जिले	असम
3	लखीमपुर, धेमाजी, दरांग, उदलगिरि, सोनितपुर और विश्वनाथ चरियाली जिले	असम
4	कोकराझार और धुबरी जिले	असम
5	बक्सा, बारपेटा, बोंगाईगांव, चिरांग और नलबाड़ी जिले	असम
6	दरभंगा, मधुबनी, सुपौल, सीतामढ़ी और शिवहर जिले	बिहार
7	गोपालगंज, सीवान, पश्चिम चंपारण, पूर्वी चंपारण और देवरिया जिले	बिहार और उत्तर प्रदेश
8	बलौदा बाजार, गरियाबंद और रायपुर जिला	छत्तीसगढ़
9	कबीरधाम, राज नंदगांव और कांकेर जिले	छत्तीसगढ़
10	मुंगेली, बेमेतरा, दुर्ग, बालोद और धमतरी जिले	छत्तीसगढ़
11	जशपुर, रायगढ़, जांजगीर-चांपा और महासमुंद जिले	छत्तीसगढ़
12	कोरिया और सूरजपुर जिले	छत्तीसगढ़
13	बलरामपुर और सरगुजा जिले	छत्तीसगढ़
14	कोंडागांव, बस्तर और सुकमा जिले	छत्तीसगढ़
15	नारायणपुर, बीजापुर और दंतेवाड़ा	छत्तीसगढ़
16	मंडी, कुल्लू, किन्नौर और लाहौल और स्पीति जिले	हिमाचल प्रदेश
17	कांगड़ा और चंबा जिले	हिमाचल प्रदेश
18	जम्मू, उधमपुर, रियासी, सांबा और कठुआ जिले	केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर
19	गुमला, लातेहार, लोहरदगा, सिमडेगा, गढ़वा और खूंटी जिले	झारखंड
20	चिक्कबल्लापुर जिला	कर्नाटक
21	इडुक्की, कोट्टायम और पथनमथिट्टा जिले	केरल
22	आगर मालवा, नीमच, मंदसौर और झालावाड़ जिले	मध्य प्रदेश और राजस्थान
23	बुरहानपुर, खंडवा, खरगोन और हरदा जिले	मध्य प्रदेश
24	टीकमगढ़, निवाड़ी, छतरपुर और पन्ना जिले	मध्य प्रदेश
25	बैतूल, छिंदवाड़ा, सिवनी और बालाघाट जिले	मध्य प्रदेश
26	दमोह, जबलपुर, कटनी, मंडला, उमरिया और डिंडोरी जिले	महाराष्ट्र
27	होशंगाबाद, नरसिंहपुर, सागर और विदिशा जिले	मध्य प्रदेश
28	बुलदाना, नांदेड़ और परभणी जिले	महाराष्ट्र
29	बीड, जलगांव और जालना जिले	महाराष्ट्र
30	अकोला, हिंगोली और वाशिम जिले	महाराष्ट्र
31	अमरावती और यवतमाल जिले	महाराष्ट्र
32	चंद्रपुर और वर्धा जिले	महाराष्ट्र
33	नागपुर जिला	महाराष्ट्र
34	भंडारा, गोंदिया और गढ़चिरोली जिले	महाराष्ट्र
35	आलिराजपुर, नंदुरबार और बर्वाणी जिले	महाराष्ट्र और मध्यप्रदेश
36	कोरापुट, मलकानगिरी, और नबरंगपुर जिले	उड़ीसा
37	गजपति, कंधमाल, बौध और सोनपुर जिले	उड़ीसा
38	रायगडा, कालाहांडी, बोलांगीर और नुआपाड़ा जिले	उड़ीसा
39	पठानकोट जिला	पंजाब



क्र.सं.	भौगोलिक क्षेत्र	राज्य
40	तरनतारन जिला	पंजाब
41	फाजिल्का (पहले से अधिकृत क्षेत्र को छोड़कर), गंगानगर और हनुमानगढ़ जिले	पंजाब और राजस्थान
42	बीकानेर और चुरू जिले	राजस्थान
43	झुंझुनू, सीकर और नागौर जिले	राजस्थान
44	दौसा, करौली, सवाई माधोपुर और टोंक जिले	राजस्थान
45	धर्मपुरी और कृष्णागिरी जिले	तमिलनाडु
46	तिरुवन्नामलाई और विल्लुपुरम जिले	तमिलनाडु
47	अरियालुर और पेरम्बलुर जिले	तमिलनाडु
48	नमक्कल और तिरुचिरापल्ली जिले	तमिलनाडु
49	पुदुकोट्टई, शिवगंगा और तंजावुर जिले	तमिलनाडु
50	मदुरै, थेनी और विरुधुनगर जिले	तमिलनाडु
51	कन्याकुमारी, थूथुकुडी और तिरुनेवेली कट्टाबो जिले	तमिलनाडु
52	डिंडिगुल और करूर जिले	तमिलनाडु
53	नीलगिरी और इरोड जिले	तमिलनाडु
54	निजामाबाद, आदिलाबाद, निर्मल, मनचेरियल और कुमुराम भीम आसिफाबाद जिले	तेलंगाना
55	जोगुलम्बा गडवाल, नागरकुरनूल, महबूब नगर, नारायणपेट, वानापर्थी और यादगीर जिले	तेलंगाना और कर्नाटक
56	दक्षिण त्रिपुरा और सिपाहीजाला जिला	त्रिपुरा
57	धलाई, उत्तरी त्रिपुरा, उनाकोटी और खोवाई	त्रिपुरा
58	अमरोहा और संभल (पहले से अधिकृत क्षेत्र को छोड़कर) जिले	उत्तर प्रदेश
59	कासगंज जिला	उत्तर प्रदेश
60	पुरुलिया और बांकुरा जिले	पश्चिम बंगाल
61	पूर्वी मेदिनीपुर, पश्चिम मेदिनीपुर और झारग्राम जिला	पश्चिम बंगाल
62	अलीपुरद्वार और कोच बिहार	पश्चिम बंगाल
63	बांदा, चित्रकूट और महोबा	उत्तर प्रदेश
64	पौड़ी गढ़वाल, उत्तरकाशी, रुद्रप्रयाग और टिहरी गढ़वाल जिले	उत्तराखंड
65	पिथौरागढ़, चंपावत, अल्मोड़ा, चमोली और बागेश्वर जिले	उत्तराखंड



अनुलग्नक ड

सीजीडी नेटवर्क के लिए प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई (1 अप्रैल, 2020 से 30 सितंबर, 2021)

क्र.सं.	संस्था का नाम	सीजीडी नेटवर्क / भौगोलिक क्षेत्र का नाम	बैठक / सुनवाई की तिथि
1	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड ने कंसोर्टियम का नेतृत्व किया	जालन्धर	16.06.2020
2		लुधियाना	16.06.2020
3		कच्छ पूर्व	16.06.2020
4	डीएसएम इंफ्राटेक और सौम्या माइनिंग का संयुक्त उद्यम	मथुरा	11.08.2020
5	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड	पिंपरी चिचवाड़ सहित पुणे शहर और हिंजवडी, चाकन और तालेगांव के निकटवर्ती क्षेत्र	16.09.2020
6	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड ने कंसोर्टियम का नेतृत्व किया	जालन्धर	05.10.2020
7		लुधियाना	05.10.2020
8		कच्छ पूर्व	05.10.2020
9	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड ने कंसोर्टियम का नेतृत्व किया	जालन्धर	20.10.2020
10		लुधियाना	20.10.2020
11		कच्छ पूर्व	20.10.2020
12	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड ने कंसोर्टियम का नेतृत्व किया	जालन्धर	23.10.2020
13		लुधियाना	23.10.2020
14		कच्छ पूर्व	23.10.2020
15	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड ने कंसोर्टियम का नेतृत्व किया	जालन्धर	03.11.2020
16		लुधियाना	03.11.2020
17		कच्छ पूर्व	03.11.2020
18	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड	पिंपरी चिचवाड़ सहित पुणे शहर और हिंजवडी, चाकन और तालेगांव के निकटवर्ती क्षेत्र	10.11.2020
19	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड ने कंसोर्टियम का नेतृत्व किया	जालन्धर	10.11.2020
20		लुधियाना	10.11.2020
21		कच्छ पूर्व	10.11.2020
22	इंडियन-ऑयल अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	दक्षिण गोवा जिला	13.01.2021
23		बुलंदशहर (भाग) जिला	13.01.2021
24		इलाहाबाद	13.01.2021
25		चंडीगढ़	13.01.2021
26	राजस्थान स्टेट गैस लिमिटेड	कोटा	15.01.2021
27	शोलगास्को प्राइवेट लिमिटेड	सोलापुर जिला	15.01.2021
28	एचपीओआईएल गैस प्राइवेट लिमिटेड	कोल्हापुर जिला	22.01.2021
29	टोरेंट गैस मुरादाबाद लिमिटेड	मुरादाबाद	27.01.2021
30	टोरेंट गैस पुणे लिमिटेड	पुणे जिला (ईएएए)	27.01.2021
31	यूनिस्न एनविरो प्राइवेट लिमिटेड	रत्नागिरी जिला	27.01.2021
32	ग्रीन गैस लिमिटेड	लखनऊ	28.01.2021
33	सेंट्रल यूपी गैस लिमिटेड	झांसी	29.01.2021
34	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	कृष्णा जिला (ईएएए)	29.01.2021
35	बागपत ग्रीन एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	बागपत जिला	03.02.2021
36	हरियाणा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन (भिवाड़ी) लिमिटेड	भिवाड़ी (अलवर जिले में)	03.02.2021



क्र.सं.	संस्था का नाम	सीजीडी नेटवर्क / भौगोलिक क्षेत्र का नाम	बैठक / सुनवाई की तिथि
37	गुजरात गैस लिमिटेड	पालघर जिला और ठाणे ग्रामीण	12.02.2021
38		कच्छ (पश्चिम)	12.02.2021
39		बठिंडा जिला	12.02.2021
40		जामनगर	12.02.2021
41		भावनगर	12.02.2021
42		अमृतसर जिला	12.02.2021
43	अदानी गैस लिमिटेड	खुर्जा	24.03.2021
44	वडोदरा गैस लिमिटेड	वडोदरा	24.03.2021
45	भाग्यनगर गैस लिमिटेड	हैदराबाद	26.03.2021
46		विजयवाड़ा	26.03.2021
47	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	सहारनपुर जिला	31.03.2021
48		रोहतक जिला	31.03.2021
49	गेल गैस लिमिटेड	सोनीपत	01.04.2021
50		मेरठ	01.04.2021
51		देवास	01.04.2021
52	गुजरात गैस लिमिटेड	नाडियाड	06.04.2021
53		अमरेली जिला	06.04.2021
54		सुरेंद्रनगर	06.04.2021
55		दाहोद जिला	06.04.2021
56	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	तुमकुर जिला	07.04.2021
57		बेलगाम जिला	07.04.2021
58	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	फतेहगढ़ साहिब जिला	12.04.2021
59	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड, थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड और गेल (इंडिया) लिमिटेड	खन्ना क्षेत्र को प्राकृतिक गैस की आपूर्ति	07.05.2021
60	गेल गैस लिमिटेड	देहरादून जिला	30.07.2021
61	लक्ष्यों में कमी के संबंध में सीजीडी इकाई के संघ एमडब्ल्यूपी के साथ बैठक		06.08.2021
62	इंडियन-ऑयल अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	एर्नाकुलम जिला	11.08.2021
63		इलाहाबाद	11.08.2021
64		चंडीगढ़	11.08.2021



अनुलग्नक च

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए प्रगति समीक्षा बैठकों और सुनवाई का विवरण (1 अप्रैल, 2020 से 30 सितंबर, 2021)

क्र.सं.	संस्था का नाम	पाइपलाइन का नाम	बैठक/सुनवाई की तारीख
1	गेल (इंडिया) लिमिटेड	चौनसा-झज्जर-हिसार	18.06.2020
2		दादरी-बवाना-नांगल	18.06.2020
3		जगदीशपुर-हल्दिया-बोकारो -धामरा-बरौनी-गुवाहाटी	18.06.2020
4		श्रीकाकुलम-अंगुल	18.06.2020
5		कोच्चि-कुडनाड- बैंगलोर-मैंगलोर	18.06.2020
6		दाभोल-बंगलौर	18.06.2020
7	आईएमसी लिमिटेड	काकीनाडा-विजयवाड़ा-नेल्लोर	19.06.2020
8		काकीनाडा-विजयवाड़ा-नेल्लोर	10.07.2020
9	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	एन्नोर-थिरुवल्लूर-बेंगलुरु- पुदुचेरी-नागापट्टिनम-मदुरै-तूतीकोरिन	10.09.2020
10	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड	मेहसाणा-बठिंडा	10.09.2020
11	जीएसपीएल इंडिया ट्रांसको लिमिटेड	मल्लावरम-भोपाल-भीलवाड़ा -विजयपुर	10.09.2020
12	आंध्र प्रदेश गैस वितरण निगम लिमिटेड	काकीनाडा-श्रीकाकुलम	16.09.2020
13	जीएसपीएल इंडिया ट्रांसको लिमिटेड	मल्लावरम-भोपाल-भीलवाड़ा -विजयपुर	22.09.2020
14		मल्लावरम-भोपाल-भीलवाड़ा -विजयपुर	23.09.2020
15	एच-एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	जयगढ़- मैंगलोर	05.10.2020
16	हुगली पाइपलाइन्स प्राइवेट लिमिटेड	कनाई चट्टा - श्रीरामपुर	05.10.2020
17	वेस्टर्न कन्सेशन प्राइवेट लिमिटेड	जयगढ़-दाभोल टाई-इन कनेक्टिविटी	05.10.2020
18	आंध्र प्रदेश गैस वितरण निगम लिमिटेड	काकीनाडा-सिककुलम	02.07.2021
19	एच-एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड (एचईपीएल)	जयगढ़-मैंगलोर	06.08.2021



अनुलग्नक छ

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (परिचालन, आंशिक रूप से चालू और निर्माणाधीन) – 30.06.2021 तक

विवरण		लंबाई (कि.मी.)	कुल (कि.मी.)
प्राधिकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	सामान्य वाहक	32,641	33,764
	टार्ड-इन कनेक्टिविटी	344	
	डेडिकेटेड	779	
परिचालन (ऑपरेशनल) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	सामान्य वाहक	19,279	20,228
	टार्ड-इन कनेक्टिविटी	108	
	डेडिकेटेड	544	
	एसटीपीएल	297	
निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	सामान्य वाहक	14,548	15,146
	टार्ड-इन कनेक्टिविटी	233	
	डेडिकेटेड	228	
	डेडिकेटेड	137	
नोट: प्राधिकृत पाइपलाइनों की लंबाई की तुलना में परिचालन और निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की लंबाई के योग में भिन्नता निम्नलिखित कारणों में से एक या अधिक के कारण है			
i. साइट की स्थितियों के कारण यथा—निर्मित लंबाई में भिन्नता			
ii. एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के प्रावधानों के अनुरूप टैरिफ कॉरिडोर के भीतर कनेक्टिविटी प्रदान करने के लिए अधिकृत संस्थाओं द्वारा बिछाई गई अतिरिक्त पाइपलाइन			
iii. उपरोक्तानुसार परिचालन और निर्माणाधीन पाइपलाइनों की लंबाई में सीजीडी संस्थाओं द्वारा स्वाधिकृत सब—ट्रांसमिशन पाइपलाइनों (एसटीपीएल)आदि की उपलब्ध लंबाई शामिल है			
प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की उपरोक्त परिचालन और निर्माणाधीन लंबाई में सीजीडी संस्थाओं द्वारा स्वाधिकृत सब—ट्रांसमिशन पाइपलाइनों की उपलब्ध लंबाई शामिल है।			
अस्वीकरण: यद्यपि इस रिपोर्ट में दी गई जानकारी की सटीकता सुनिश्चित करने के लिए हर संभव सावधानी बरती गई है, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड ((पीएनजीआरबी)इसमें निहित जानकारी के उपयोग या उपयोग से उत्पन्न होने वाली किसी भी कार्रवाई के परिणामस्वरूप किसी भी घटना के लिए जिम्मेदारी या दायित्व स्वीकार नहीं करता है।			
हालांकि, पीएनजीआरबी अगले अद्यतन में सुधार करने के लिए त्रुटियों/चूक को ध्यान में लाए जाने पर बाध्य होगा।			



(क) संक्षिप्तियों की सूची

एजीसीएल	असम गैस कंपनी लिमिटेड	एचईपीएल	एच-एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	एनजीपीएल	नवरिया गैस प्राइवेट लिमिटेड
एजीपीकेएलपीएल	एजीपी कराईकल एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड	एचएनजीपीएल	हरिद्वार प्राकृतिक गैस प्राइवेट लिमिटेड	ओएनजीसी	ऑयल एंड नेचुरल गैस निगम लिमिटेड
एपीसीपीएल	आस्था पावर कॉर्पोरेशन प्राइवेट लिमिटेड	एचपीजीजीजी	हाई प्रेशर गुजरात गैस ग्रिड	ओपीएल	ओएनजीसी पेट्रो एडिशन लिमिटेड
एपीजीडीसी	आंध्र प्रदेश गैस वितरण निगम लिमिटेड	एचपीओआईएल	एचपीओआईएल गैस प्राइवेट लिमिटेड	पीआईएल	पाइपलाइन इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड
बीजीएल	भाग्यनगर गैस लिमिटेड	एचपीपीएल	हुगली पाइपलाइन्स प्राइवेट लिमिटेड	आरसीआईपीएल	रिकासिल सेरामिक्स इंडस्ट्रीज प्राइवेट लिमिटेड
बीजीआरएल	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड	एचवीजे	इन्टैग्रेटिड हजीरा-विजयपुर-जगदीशपुर एनजीपीएल	आरजीपीएल	रिलायंस गैस पाइपलाइन लिमिटेड
सीजीएसएमएल	चरोतर गैस सहकारी मंडली लिमिटेड	आईजीजीएल	इन्द्रधनुष गैस ग्रिड लिमिटेड	एससीपीएल	सिलिका सेरामिका प्राइवेट लिमिटेड
सीयूजीएल	सेंट्रल यूपी गैस लिमिटेड	आईजीएल	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	एसईआईएल	स्टील एक्सचेंज इंडिया लिमिटेड
डीएफपीसीएल	दीपक फर्टिलाइजर एंड पेट्रोकेमिकल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	आईएमसी	आईएमसी लिमिटेड	एसजीएल	सांवरिया गैस लिमिटेड
डीएनपीएल	डीएनपी लिमिटेड	आईओसीएल	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	टीजीपीएल	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड
ईसीसीपीएल	ईस्ट कोस्ट कन्सेशन प्राइवेट लिमिटेड	आइआरएमईपीएल	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	टीजीपीयूएल	टोरेंट गैस पुणे लिमिटेड
ईओजीपीएल	एस्सार ऑयल एंड गैस एक्सप्लोरेशन एंड प्रोडक्शन लिमिटेड	केएम	किलोमीटर	टीएनजीसीएल	त्रिपुरा प्राकृतिक गैस कंपनी लिमिटेड
जीजीएल	गुजरात गैस लिमिटेड	आईओएजीपीएल	इंडियन ऑयल अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	टीपीएल	टोरेंट पावर लिमिटेड
जीजीपीएल	गोदावरी गैस प्राइवेट लिमिटेड	केआरपीईपीएल	केईआई आरएसओएस पेट्रोलियम एंड एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	यूईपीएल	यूनिसन एनविरो प्राइवेट लिमिटेड
जीआईजीएल	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड	एमईआईएल	मेघा इंजीनियरिंग एंड इन्फ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	वीजीएल	वडोदरा गैस लिमिटेड
जीआईटीएल	जीएसपीएल इंडिया ट्रांसको लिमिटेड	एमएमएससीएमडी	मिलियन मीट्रिक मानक क्यूबिक मीटर पर डे	डब्ल्यूसीपीएल	वेस्टर्न कन्सेशन प्राइवेट लिमिटेड
जीएसपीएल	गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड	एमएसआईपीएल	महाराज सोप्स इंडस्ट्री प्राइवेट लिमिटेड		



(ख) 30.06.2021 की स्थिति के अनुसार पूरी तरह से चालू सामान्य वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 5/17/18 के तहत प्राधिकृत)

क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आई डी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के नाम	संस्था	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (किमी)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	ऑपरेटिंग लंबाई (किमी)	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
1	17.01 एनजीपीएल	असम क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल	04.11.2009	7.83	2.5	7.83	असम
2	17.02 एनजीपीएल	कावेरी बेसिन नेटवर्क	गेल	04.11.2009	240.29	4.33	242.05	पुडुचेरी, तमिलनाडु
3	17.03 एनजीपीएल	हजीरा-विजयपुर-जगदीशपुर -जीआरईपी (गैस पुनर्वास और विस्तार परियोजना)-दाहेज-विजयपुर एचबीजे/ वीडीपीएल	गेल	19.04.2010	5,502.46	107	6,005.40	उत्तर प्रदेश, मध्य प्रदेश, राजस्थान, गुजरात
4	17.04.एनजीपीएल	दाहेज-विजयपुर (डीवीपीएल) -विजयपुर-दादरी (जीआरईपी) उन्नयन डीवीपीएल 2 और वीडीपीएल		14.02.2011				
5	17.04.एनजीपीएल	काकीनाडा-हैदराबाद- उरण-अहमदाबाद (पूर्वी पश्चिमी पाइपलाइन)	पीआईएल	19.04.2010	1,459.02	85	1,459.02	आंध्र प्रदेश, गुजरात, महाराष्ट्र, तेलंगाना
6	17.05.एनजीपीएल	दाहेज-उरण-पनवेल-डामोल	गेल	10.05.2010	815	19.9	935.04	गुजरात, महाराष्ट्र
7	17.06 एनजीपीएल	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल	12.05.2010	877.86	16	874.49	आंध्र प्रदेश, पुडुचेरी
8	17.07 एनजीपीएल	गुजरात क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल	03.12.2010	608.82	8.31	666.86	गुजरात
9	17.08 एनजीपीएल	अगरतला क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल	13.12.2010	55.4	2	55.28	त्रिपुरा
10	17.10 एनजीपीएल	दादरी और पानीपत	पेठ	05.01.2011	132	20	142.88	हरियाणा, पंजाब, उत्तर प्रदेश
11	17.13 एनजीपीएल	मुंबई क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल	14.03.2011	128.68	7.04	125.44	महाराष्ट्र
12	17.14 एनजीपीएल	उरण-ट्रॉम्बे	ओएनजीसी	03.05.2011	24	6	24	महाराष्ट्र
13	18.01 एनजीपीएल	उच्च दबाव गुजरात गैस ग्रिड	जीएसपीएल	27.07.2012	2,207.00	31	2637.06	गुजरात



क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आई डी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के नाम	संस्था	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (किमी)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	ऑपरेटिंग लंबाई (किमी)	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
14	18.02 एनजीपीएल	हजीरा-अकलेश्वर (एचएपीआई)	जीजीएल	05.07.2012	73.2	5.06	73.2	गुजरात
15	18.03 एनजीपीएल	लो प्रेशर गुजरात गैस ग्रिड	जीएसपीएल	19.03.2013	57.6	12	57.2	गुजरात
16	5.05 एनजीपीएल	शहडोल-फूलपुर	आरजीरपीएल	11.07.2013	312	3.5	304	मध्य प्रदेश, उत्तर प्रदेश
17	17.17 एनजीपीएल	असम क्षेत्रीय नेटवर्क	एजीसीएनल	20.12.2013	104.73	2.428	106.71	असम
18	17.18 एनजीपीएल	डुकली - महाराजगंज	गेल	09.01.2014	5.2	0.08	5.2	अगरतला
19	17.19 एनजीपीएल	उरण-तालौजा	डीएफपीसीएल	21.10.2014	42	0.7	42	महाराष्ट्र
कुल					12,653		13,764	

(ग) 30.06.2021 तक पूरी तरह से परिचालन टाई-इन कनेक्टिविटी के रूप में

(एन जी पी एल प्राधिकार विनियमों के विनियमन 2021) के तहत प्राधिकृत

क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आई डी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के नाम	जयगढ़ - दामोली	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकार लंबाई (किमी)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	ऑपरेटिंग लंबाई (किमी)	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
1	21.01.एनजीपीएल	जयगढ़ - डामोल	डब्ल्यूसीपीएल	18.05.2015	60	29	56.37	महाराष्ट्र
2	21.03.एनजीपीएल	ओएनजीसी डब्ल्यू एच आईउत्तरी पेनुगोंडा टू जीएच, पेरावली एसवी स्टेशन	केआरपीसीपीएल	16.02.2016	7.8	0.05	7.8	आन्ध्र प्रदेश
3	21.06.एनजीपीएल	एसवी-2 (मिमाथुर) में गेल के केजी बेसिन नेटवर्क के लिए ओएनजीसी का मदनम क्षेत्र	गेल	21.12.2017	29	0.85	29.64	आन्ध्र प्रदेश
4	21.07.एनजीपीएल	ओएनजीसी के एस1-वीए क्षेत्र एक्स ओडालारेवु से गेल के केजी बेसिन नेटवर्क एसवी-1, बोडास्करु	गेल	09.01.2018	13.6	5.2	14.1	आन्ध्र प्रदेश
कुल					110			



(घ) 30.06.2021 को प्राधिकार के स्थान पर प्राधिकार परिचालन समर्पित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 19 के तहत प्रधिकृत)

क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आई डी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के नाम	संस्था	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लम्बाई (किमी)	प्राधिकृत क्षमता एमएमएसपी एमडी	ऑपरेटिंग लंबाई (किमी)	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
1	19.01.एनजीपीएल	दुलियाजन से नुमालीगढ़	डीएनपीएल	26.03.2019	194	1.2	192	असम
2	19.02.एनजीपीएल	मेसर्स फिलिप कार्बन ब्लैक लिमिटेड दुर्गापुर में	ईओजीपीएल	03.11.2010	8	0.7	8	पश्चिम बंगाल
3	19.03.एनजीपीएल	दुर्गापुर में एस्सार का एलपी गैस गैदरिंग हेडर ग्रेफाइट इंडिया लिमिटेड को	ईओजीपीएल	03.05.2011	3	0.06	2.36	पश्चिम बंगाल
4	19.04.एनजीपीएल	पीएलएल दाहेज टर्मिनल से डीजीईएन पावर प्लांट, दाहेज एसईजेड	टीपीएल	27.08.2012	13	8	13	गुजरात
5	19.05.एनजीपीएल	एक्स अकोलाजोनी - सपना केमिकल	गेल	14.12.2012	3.4	0.01	3.4	गुजरात
6	19.06.एनजीपीएल	ईपीएस नंदा - सुप्रीम ग्लास	गेल	14.12.2012	0.37	0.01	0.37	गुजरात
7	19.07.एनजीपीएल	दाहेज जीपीएस से जीएसीएल पी/एल	गेल	14.12.2012	11.25	0.22	11.25	गुजरात
8	19.08.एनजीपीएल	जीजीएस अलपोंड से सी वाईए एंड कैम.	गेल	14.12.2012	1.2	0.05	1.2	गुजरात
9	19.09.एनजीपीएल	जोलवा ईपीएस से नाहर पी/एल	गेल	14.12.2012	0.85	0.04	0.85	गुजरात
10	19.10.एनजीपीएल	जोलवा ईपीएस जीएसीएन (एमडीपीई)	गेल	14.12.2012	7.8	0.13	7.8	गुजरात
11	19.11.एनजीपीएल	किम ईपीएस से स्पायर सीरा पी/एल (एमडीपीई)	गेल	14.12.2012	1.2	0.01	1.2	गुजरात
12	19.12.एनजीपीएल	ईपीएस वसना - यूनिवर्सल मेटल (मंगलम अलॉयज)	गेल	14.12.2012	0.61	0.01	0.61	गुजरात
13	19.13.एनजीपीएल	मोटेरा जीजीएस - आरआईएल सुधाद	गेल	14.12.2012	3.72	0.07	3.72	गुजरात
14	19.14.एनजीपीएल	कालोल कोलेक्टर लाईन टी/ओ-बीपीएम	गेल	14.12.2012	1.7	0.02	1.7	गुजरात
15	19.15.एनजीपीएल	ईपीएसी नंदासन-निरमा	गेल	14.12.2012	4.97	0.01	4.97	गुजरात
16	19.16.एनजीपीएल	ईपीएसी नंदासन- स्टेरलिंग (एन)	गेल	14.12.2012	2.84	0.01	2.84	गुजरात
17	19.17.एनजीपीएल	ईपीएसी नंदासन- स्टेरलिंग(के)	गेल	14.12.2012	0.52	0.02	0.52	गुजरात
18	19.18.एनजीपीएल	ईपीएस वाडु - पॉयोनौर	गेल	14.12.2012	0.35	0.01	0.35	गुजरात
19	19.19.एनजीपीएल	सानंद जी जी एस - जलारम	गेल	14.12.2012	1.17	0.03	1.17	गुजरात
20	19.20.एनजीपीएल	लिम्बोदरा ईपीएस-अकाश	गेल	14.12.2012	0.2	0.03	0.2	गुजरात
21	19.21.एनजीपीएल	नंदासन ईपीएस-अकीक टाइल्स	गेल	14.12.2012	2.4	0.01	2.43	गुजरात
22	19.22.एनजीपीएल	नल्लूर -टीएनईबी थिरुमकोटाई	गेल	14.12.2012	9.8	0.77	10.21	तमिलनाडु
23	19.23.एनजीपीएल	नल्लूर-प्रेम चैमको	गेल	14.12.2012	0.185	0.12	0.21	तमिलनाडु



क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आई डी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का नाम	संस्था	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लम्बाई (किमी)	प्राकृतिक क्षमता एमएमएसपी एमडी	ऑपरेटिंग लंबाई (किमी)	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
24	19.24..एनजीपीएल	बीबीजी-नैकेर	गेल	14.12.2012	16.55	0.02	16.55	तमिलनाडु
25	19.25..एनजीपीएल	एएफएल	गेल	14.12.2012	1.7	0.1	1.71	आन्ध्र प्रदेश
26	19.26..एनजीपीएल	हार्डटेक	गेल	14.12.2012	0.46	0.06	0.46	आन्ध्र प्रदेश
27	19.27..एनजीपीएल	स्टील एक्सचेंज	गेल	14.12.2012	1.36	0.05	1.36	आन्ध्र प्रदेश
28	19.28..एनजीपीएल	डंडेवाला-गोमनेवाला-आरएसईएस रामगढ़	गेल	14.12.2012	65.19	0.075 / 0.108	65.32	राजस्थान
29	19.29..एनजीपीएल	लंगतला से रामगढ़	गेल	14.12.2012	86.21	0.12	88	राजस्थान
30	19.31..एनजीपीएल	ओएनजीसी कविताम से गेल कविताम एस वी स्टेशन	एससीपीएल	27.08.2013	3.6	0.02	3.8	आन्ध्र प्रदेश
31	19.32..एनजीपीएल	ओएनजीसी कम्पापलेम आइसोलेटिड वैल से डिण्डी (गेल एसवी टर्मिनल) इस्ट गोदावरी में	एससीआईएल	09.01.2014	5.4	0.05	4.75	आन्ध्र प्रदेश
32	19.33..एनजीपीएल	ओएनजीसी का सीटीएफ अंकलेश्वर (आइसोलेटिड वैल से) गेल के कॉमन कैरियर साउथ गुजरात नेटवर्क इंटरकनेक्शन पॉइंट मडोल टॉप से टोरेंट हजीरा अखाकोल	आरसीआईपीएल	20.05.2015	0.53	0.015	0.53	गुजरात
33	19.34..एनजीपीएल	लैंको कोंडापल्ली पाइपलाइन-I	जीएसपीएल	05.08.2015	22	0.48	22	गुजरात
34	19.34..एनजीपीएल	एडीबी जीसीएस से ओएनजीसी कॉलोनी बरघाट, अगरतला	पीआईएल	12.08.2015	12	2	10	आंध्र प्रदेश
35	19.35..एनजीपीएल	सोनपुरा जीसीएस से जीएमएस-मोनार्चक	ओएनजीसी	12.08.2015	11	0.03	10.79	त्रिपुरा
36	19.36..एनजीपीएल	ओएनजीसी हजीरा-कृमको एचपी पाइपलाइन	ओएनजीसी	12.08.2015	13	0.5	10.5	त्रिपुरा
37	19.37..एनजीपीएल	ओएनजीसी हजीरा-कृमको एलपी पाइपलाइन	ओएनजीसी	12.08.2015	5	2	4.27	गुजरात
38	19.38..एनजीपीएल	रानीगंज (पूर्व) में एस्सार का मुख्य कंप्रेसर स्टेशन सीबीएम ब्लॉक से दुर्गापुर में मैटिक्स फर्टिलाइजर एंड केमिकल्स लिमिटेड (एमएफसीएल) तक	ओएनजीसी	12.08.2015	5	1	4.86	गुजरात
39	19.39..एनजीपीएल	ओएनजीसी पूड़ी फील्ड्स से महाराज सोप्स इंडस्ट्री प्राइवेट लिमिटेड	ईओजीपीएल	12.08.2015	30	3	28.47	पश्चिम बंगाल
40	19.43..एनजीपीएल		एमएसआईपीएल	29.09.2020	0.2	0.002	0.26	तमिलनाडु
कुल					551			



(ड.) 30.06.2021 की स्थिति के अनुसार परिचालनात्मक सब-ट्रांसमिशन पाइपलाइन (एसटीपीएल)

क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र / सीजीडी नेटवर्क	प्राधिकृत सीजीडी संस्था	परिचालन एसटीपीएल लंबाई (कि.मी.)	टैप-ऑफ से लिया गया ट्रांसमिशन पीएल	ट्रांसमिशन पीएल संस्था
1	1.03	मथुरा	एसएनजीएल	0.7	एचवीजे	गेल
2	2.01	चंडीगढ़	आईओएजीपीएल	1	डीबीएनपीएल	गेल
3	2.02	इलाहाबाद	आईओएजीपीएल	17.2	एचवीजे	गेल
4	2.03	झांसी	सीयूजीएल	8	वीपीएल	गेल
5	4.06	दमन केंद्र शासित प्रदेश	आईओएजीपीएल	15.6	डीयूपीएल-डीपीपीएल	गेल
6	4.07	अमृतसर जिला	जीजीएल	4.8	बीजेएसपीएल	जीआईजीएल
7	4.08	पुणे जिला (ईएएए)	टीजीपीयूएल	0.198 1.71 0.927 0.565	डीयूपीएल-डीपीपीएल ईडब्ल्यूपीएल ईडब्ल्यूपीएल ईडब्ल्यूपीएल	गेल पीआईएल पीआईएल पीआईएल
8	5.02	हरिद्वार जिला	एचएनजीपीएल	1.24	डीबीएनपीएल	गेल
9	5.04	पश्चिम गोदावरी जिला	जीजीपीएल	0.02 3.312	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
10	5.05	तुमकुर जिला	एमईआईएल	2.5	डीबीपीएल	गेल
11	5.06	कृष्णा जिला (ईएएए)	एमईआईएल	0.27	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
12	5.08	बेलगाम जिला	एमईआईएल	0.3	डीबीपीएल	गेल
13	6.14	रत्नागिरी जिला	यूईपीएल	0.254	डीबीपीएल	गेल
14	6.16	धार जिला	एनजीपीएल	17.95 16.21	एचवीजे एचवीजे	गेल गेल
15	8.02	करनाल जिला	आईजीएल	9.5	डीपीपीएल	आईओसीएल
16	8.03	अंबाला और कुरुक्षेत्र जिले	एचपीओआईएल	0.22	डीबीएनपीएल	गेल
17	9.07	दीव और गिर सोमनाथ जिले	आईआरएमईपीएल	6.48	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
18	9.12	खेड़ा जिला (ईएएए) और महिसागर जिला	एजीएल	0.744	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
19	9.58	भीलवाड़ा और बूंदी जिले	एजीएल	0.88	एचवीजे	गेल
20	9.59	चित्तौड़गढ़ (रावतभाटा तालुका के अलावा) और उदयपुर जिले	एजीएल	0.45	एचवीजे	गेल
21	9.73	नलगोंडा सूर्यपेट और यादाद्री भुवनगिरी जिले	एमईआईएल	3	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
22	9.75	पश्चिम त्रिपुरा (ईएएए) जिला	टीएनजीसीएल	4.4	अगरतला क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल
23	9.79	औरैया, कानपुर देहात और इटावा जिले	टीजीपीएल	2.7	एचवीजे	गेल
24	9.40	लातूर और उस्मानाबाद जिले	यूईपीएल	11.85	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
25	98.02	सूरत, भरुच, अंकलेश्वर	जीजीएल	25.87 10.43 21.6 11.52 11	हापी मोरा-सचिन एसटीपीएल हापी सनपेरट्रो स्रोत से संबद्ध गेल एपीएम स्रोत से संबद्ध	जीजीएल जीजीएल सीजीडी जीजीएल जीजीएल



क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र / सीजीडी नेटवर्क	प्राधिकृत सीजीडी संस्था	परिचालन एसटीपीएल लंबाई (कि.मी.)	टैप-ऑफ से लिया गया ट्रांसमिशन पीएल	ट्रांसमिशन पीएल संस्था
26	98.08	अहमदाबाद शहर और दस्क्रोई क्षेत्र	एजीएल	0.38	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
27	98.11	कंजरी और वडताल गांवों सहित आणंद क्षेत्र (खेड़ा जिले में)	सीजीएसएमएल	6.2	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
28	99.18	वडोदरा	बीजीएल	0.415 9.843 3.607 13.175 28.848	एचवीजे	गेल
29	99.04	कानपुर	सीयूजीएल	15.58	एचवीजे	गेल
30	99.09	हैदराबाद	बीजीएल	3.23	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
31	99.16	अगरतला	टीएनजीसीएल	1.9	अगरतला क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल
32	96.04	फरीदाबाद (न्यायालय आदेश के आधार पर)	एजीएल	0.55	एचवीजे	गेल
33	96.07	वडोदरा (न्यायाधीन)	एजीएल	0.36	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
कुल				297		



(च) 30.06.2021 को निर्माणाधीन सामान्य7 वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 5/17/18/21(3) और पीएनजीआरबी, अधिनियम, 2006 की धारा 42 के तहत प्राधिकृत)

क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	प्राधिकृत कंपनी का नाम	प्राधिकार की तिथि	अधिकृत लंबाई (कि.मी)	अधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	लक्ष्य पूरा करने की तिथि*	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
1	5.06.एनजीपीएल	काकीनाडा-वाइजोग- श्रीकाकुलम	एपीजीडीसी	16.07.2014	275	90	केवीपीएल: जून, 2021 वीएसपीएल: जून, 2022	आंध्र प्रदेश
2	5.09. एनजीपीएल	जयगढ़-मैंगलोर	एचईपीएल	28.06.2016	635	17	मार्च, 2021	महाराष्ट्र, गोवा, कर्नाटक
3	5.10. एनजीपीएल	काकीनाडा-विजयवाड़ा -नैल्लोर	आईएमसी	19.02.2018	667	18	फरवरी, 2021	आंध्र प्रदेश
4	42.01.एनजीपीएल	पूर्वोत्तर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन ग्रिड	आईजीजीएल	17.11.2020	1,656	4.75	नवंबर, 2023	असम, मिजोरम, मणिपुर, अरुणाचल प्रदेश, त्रिपुरा, नागालैंड, मेघालय और सिक्किम
5	5.11.एनजीपीएल	कनई छाता-श्रीरामपुर	एचपीपीएल	08.07.2019	317	19.2	जुलाई, 2022	पश्चिम बंगाल
6	5.12.एनजीपीएल	श्रीकाकुलम-अंगुल	गेल	23.07.2019	690	6.65	जुलाई, 2022	आंध्र प्रदेश, उड़ीसा
7	5.13.एनजीपीएल	मुंबई-नागपुर-झारसुगुड़ा	गेल	15.05.2020	1755	16.5	मई, 2023	महाराष्ट्र, मध्य प्रदेश, छत्तीसगढ़ और ओडिशा
8	21.13.एनजीपीएल	डूचा, जालोर-एचआरआरएल रिफाइनरी स्पर लाइन	जीआईजीएल	01.09.2020	90	3	सितम्बर, 2022	राजस्थान
					कुल	6,085		

* कार्य समापन की लक्षित तारीख कंपनी को जारी किए गए प्राधिकार या बोर्ड द्वारा बढ़ाई गई ऐसी अन्य तारीख के अनुसार है।



(छ) 30.06.2021 को निर्माणाधीन अनुबंध कनेक्टिविटी (एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 21(1) के तहत प्राधिकृत)

क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	संस्था	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लम्बाई (किमी)	प्राधिकृत क्षमता एमएमएस सीएमडी	कार्य समापन की लक्षित तिथि*	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
1	21.04.एनजीपीएल	सुवली से एचवीजे / डीवीपीएल नेटवर्क	गेल	24.01.2017	7	2	दिसंबर, 2020	गुजरात
2	21.05.एनजीपीएल	गेल के केजी बेसिन नेटवर्क के लिए ओएनजीसी का बंटुमिली गैस स्रोत क्षेत्र	गेल	21.12.2017	41	0.9	दिसंबर, 2020	आंध्र प्रदेश
3	21.08.एनजीपीएल	एनएफसीएल टर्मिनल, पूर्वी गोदावरी जिले में काकीनाडा गहरे पानी समुद्र बंदरगाह से केजी बेसिन नेटवर्क	ईसीसीपीएल	21.02.2018	4	6.31	दिसंबर, 2022	आंध्र प्रदेश
4	21.09.एनजीपीएल	काकीनाडा-विजयवाड़ा-नेल्लोर को जोड़ने वाला ओएनजीसी का ओडेलारेवु टर्मिनल, मल्लावरम एनजीपीएल	आईएमसी	06.09.2019	49.1	18	सितम्बर, 2022	आंध्र प्रदेश
5	21.10.एनजीपीएल	पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड में जीएसपीएल का प्रस्तावित टर्मिनल पुनरु गैसीकरण विस्तार सुविधाएं, दाहेज से भद्रभूत में जीएसपीएल का मौजूदा टर्मिनल	जीएसपीएल	17.09.2019	39	14.77	सितम्बर, 2022	गुजरात
6	21.11.एनजीपीएल	छरा में एचएसईपीएल एलएनजी टर्मिनल से लोंधपुर में जीएसपीएल के प्रेषण टर्मिनल तक	जीएसपीएल	17.09.2019	85	18	दिसंबर, 2022	गुजरात
7	21.12.एनजीपीएल	जीएसपीएल के कावेरी बेसिन नेटवर्क के मौजूदा नरीमनम दृ कुथलाम प्राकृतिक गैस पाइपलाइन उप-नेटवर्क पर कराईकल पोर्ट से केम्प्लास्ट / पीपीसीएल तक प्रस्तावित एलएनजी टर्मिनल	एजीपीके एलपीएल	24.07.2020	8	2	जुलाई, 2023	तमिलनाडु और केंद्र शासित प्रदेश पुडुचेरी
					233			

*कार्य समापन की लक्षित तारीख कंपनी को जारी किए गए प्राधिकार या बोर्ड द्वारा बढ़ाई गई ऐसी अन्य तारीख के अनुसार है।



(ज) 30.06.2021 को निर्माणाधीन समर्पित प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें (एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 19 के तहत प्राधिकृत)

क्र.सं.	पीएल विशिष्टी आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	प्राधिकृत संस्था का नाम	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	कार्य समापन की लक्षित तिथि	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
1	19.30.एनजीपीएल	इनोले से पशामिलाराम पीएलएल पुनः गैसीकरण टर्मिनल, दहेज से सुजेन पावर प्लांट तक	एपीसीपीएल	14.12.2012	14.6	1.5	लागू नहीं	तेलंगाना
2	19.40.एनजीपीएल	पीएलएल की दाहेज-कोयली रिफाइनरी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (डीकेपीएल)	टीपीएल	20.03.2020	90	6.5	लागू नहीं	गुजरात
3	19.41.एनजीपीएल	ओपाल, दाहेज को पीएलएल	आईओसीएल	20.03.2020	106	5.23	लागू नहीं	गुजरात
4	19.42.एनजीपीएल		ओपीएल	20.03.2020	17	3.32	लागू नहीं	गुजरात
कुल					228			

(झ) 30.06.2021 को निर्माणाधीन सब-ट्रांसमिशन पाइपलाइन (एसटीपीएल)

क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र/सीजीडी नेटवर्क	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	एसटीपीएल लंबाई (कि.मी.)	टैप-ऑफ से लिया गया ट्रांसमिशन पीएल	ट्रांसमिशन पीएल कंपनी
1	5.03	पूर्वी गोदावरी जिला (ईएए)	जीजीपीएल	57.67	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
2	5.04	पश्चिम गोदावरी जिला	जीजीपीएल	76	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
3	6.13	यमुनानगर जिला	बीजीआरएल	2.3	डीबीएनपीएल	गेल
4	8.04	कोल्हापुर जिला	एचपीओआईएल	0.15	डीबीपीएल	गेल
5	9.78	अमेठी, प्रतापगढ़ और रायबरेली जिले	बीजीआरएल	0.75	एचवीजे	गेल
कुल				137		



(अ) 30.06.2021 को आंशिक रूप से चालू सामान्य वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एनजीपीएल प्राधिकार के विनियम 5/17/18/21(3) के तहत प्राधिकृत)

क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	संस्था	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	प्रचालन लंबाई (कि.मी.)	निर्माणाधीन लंबाई (कि.मी.)	कार्य समापन की लक्षित तिथि	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
1	17.09.एनजीपीएल	चेनसा-झज्जर-हिसार	गेल	13.12.2010	455	35	303.78	151.22	मई, 2021	हरियाणा, राजस्थान
2	17.12.एनजीपीएल	दादरी-बवाना-नांगल	गेल	15.02.2011	886	31	868.37	93	अप्रैल, 2021	पंजाब, हरियाणा, उत्तर प्रदेश, उत्तराखंड, दिल्ली
3	5.01.एनजीपीएल	मेहसाणा - भटिंडा	जीआईजीएल	07.07.2011	1,850	80.11	340	1,510.00	जून, 2021	गुजरात, राजस्थान, हरियाणा, पंजाब
4	5.02.एनजीपीएल	भटिंडा - जम्मू - श्रीनगर	जीआईजीएल	07.07.2011	740	42.42	101	639	फरवरी, 2022	पंजाब और केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर
5	5.03.एनजीपीएल	मल्लावरम - भोपाल - भीलवाड़ा - विजयपुर	जीआईटीएल	07.07.2011	1,811	78.25	365	1,446.00	मार्च, 2020	आंध्र प्रदेश, तेलंगाना, मध्य प्रदेश, राजस्थान
6	17.16.एनजीपीएल	दामोल-बंगलौर	गेल	14.11.2011	1,414	16	1,147.53	266.72	फरवरी, 2013	महाराष्ट्र, कर्नाटक, गोवा
7	17.15.एनजीपीएल	कोच्चि-कुट्टनाड-बंगलौर -मैंगलोर	गेल	31.05.2011	1,104	16	627.37	476.63	फरवरी, 2022	केरल, तमिलनाडु, कर्नाटक, केंद्र शासित प्रदेश पुडुचेरी
8	21.02.एनजीपीएल	विजयपुर-औरंगा-फूलपुर स्पर लाइन	गेल	26.10.2015	666	-	489	177	लागू नहीं	मध्य प्रदेश, उत्तर प्रदेश
9	5.08.एनजीपीएल	एन्नोर-तूतीकोरिन	आईओसीएल	10.12.2015	1,431	84.67	165.82	1,265.18	फरवरी, 2022	तमिलनाडु, कर्नाटक, आंध्र प्रदेश, केंद्र शासित प्रदेश पुडुचेरी
10	17.20.एनजीपीएल	जगदीशपुर-हल्दिया-बोकारो धामरा-पारादीप-बरोनी-गुवाहाटी	गेल	29.01.2018	3,546	23	1,107.08	2,438.92	दिसंबर, 2021	उत्तर प्रदेश, बिहार, झारखंड, पश्चिम बंगाल, ओडिशा, असम
					कुल		5,515	8,463		

* कार्य समापन की लक्षित तारीख कंपनी को जारी किए गए प्राधिकार या बोर्ड द्वारा बढ़ाई गई ऐसी अन्य तारीख के अनुसार है।



अनुबंध ज

(क) परिचालनात्माक पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (30.06.2021 तक)

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	संस्था	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमटीपीए)	प्राधिकर की तिथि	राज्य जहाँ से गुजरती है
1	मुंबई-पुणे-शोलापुर	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	508	4.3	19.04.2011	महाराष्ट्र
2	मैंगलोर हसन बैंगलोर	पेट्रोनेट एमएचबी लिमिटेड	362	2.14	24.11.2011	कर्नाटक
3	चेन्नई-त्रिची-मदुरै	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	683	2.3	26.03.2012	तमिलनाडु
4	मैंगलोर-हसन-मैसूर-सोलूर	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	397	3.1	20.11.2012	कर्नाटक
5	आवा-सलावास	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	92	2.34	20.11.2012	राजस्थान
6	रेवाड़ी-कानपुर	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	440	7.98	20.11.2012	हरियाणा, राजस्थान, उत्तर प्रदेश
7	कोटा-जोबनेर	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	210	2.75	05.12.2012	राजस्थान
8	जामनगर-लोनी	गेल (इंडिया) लिमिटेड	1414	3.25	24.07.2014	गुजरात, राजस्थान, हरियाणा और एनसीटी दिल्ली
9	मुंद्रा-दिल्ली	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	1334	6.9	23.01.2015	गुजरात, राजस्थान, हरियाणा और एनसीटी दिल्ली
10	विजाग-सिकंदराबाद	गेल (इंडिया) लिमिटेड	624	1.33	18.05.2015	आंध्र प्रदेश, तेलंगाना
11	पारादीप-रायपुर रांची	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	1108	5	17.08.2015	उड़ीसा, झारखंड, छत्तीसगढ़
12	देवनगौंधी-देवनहल्ली एटीएफ	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	36	0.66	30.12.2016	कर्नाटक
13	उरण-चाकन-शिकरापुर	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	165	1	01.11.2012	महाराष्ट्र
कुल			7373			



(ख) निर्माणाधीन पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (30.06.2021 तक)

क्र. सं.	प्राधिकृत पाइपलाइन	प्राधिकृत इकाई	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एम.एम.टी पी.ए)	प्राधिकार की तिथि	समापन समय-सारणी	जिन राज्यों से होकर गुजरती है
1	इरुगु-देवांगोथी	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	294	3.52	26.02.2014	31.10.2021	तमिलनाडु, कर्नाटक
2	कोच्चि-कोयंबटूर-इरोड -सलेम	कोच्चि-सलेम पाइपलाइन प्राइवेट लिमिटेड	429	1.53	26.02.2014	28.02.2022	केरल, तमिलनाडु
3	एन्नोर-पोर्ट मनाली औद्योगिक क्षेत्र पी.पी.पी.एल.	आई.एम.सी. लिमिटेड	21	7	18.12.2015	31.07.2020	तमिलनाडु
4	मुंद्रा-मीठी रोहर	अदानी पोर्ट्स एंड स्पेशल इकोनॉमिक जोन लिमिटेड	89	6.75	28.03.2018	27.03.2021	गुजरात
5	कांडला- गोरखपुर	आई.एच.बी. प्राइवेट लिमिटेड	2757	8.25	31.12.2018	30.12.2021	गुजरात, मध्य प्रदेश, उत्तर प्रदेश
6	बीना-पंकी	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	355	3.49	21.12.2018	20.12.2021	मध्य प्रदेश, उत्तर प्रदेश
7	हसन-चेरलापल्ली	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	680	2.2	24.06.2019	23.06.2022	तेलंगाना, आंध्र प्रदेश, कर्नाटक
8	कृष्णापटनम-हैदराबाद	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	455	4.4	17.03.2020	16.03.2023	तेलंगाना, आंध्र प्रदेश
	कुल		5,080				



टिप्पणी

[illegible]



Annual Report

2020-21

PNGRB VISION

To create a vibrant energy market with rapid and orderly growth through facilitation of flow of investments into the basic infrastructure for efficient transportation and distribution of petroleum, petroleum products and natural gas at minimum cost and high level of protection of consumer interests through fair trade practices and competition amongst the entities so as to ensure the enhanced competitiveness of Indian economy and customer satisfaction.



CONTENTS

PART	DESCRIPTION	PAGE NO.
-	Key Highlights	115
-	Profiles of Chairperson and Members	116
-	Powers and Functions of the Board	121
PART 1	GENERAL	122
a.	Review of General Economic Environment	122
b.	Global Oil and Gas Scenario	124
c.	Domestic Oil and Gas Scenario	125
d.	Impact of COVID-19 on the Indian Oil and Gas Sector	128
e.	Best International Energy/Oil and Gas regulatory practices and adoption thereof in the Indian context	130
f.	Activities carried out to ensure non-discriminatory access (Open Access)	135
PART 2	CITY OR LOCAL NATURAL GAS DISTRIBUTION (CGD) NETWORK	136
2.1	Registration and Authorisation	136
2.2	Protection of interest of consumers by fostering fair trade and competition amongst the entities	138
2.3	Monitoring for uninterrupted and adequate supply	138
2.4	Determination of capacity of CGD Networks	139
2.5	Cancellation of Authorizations and imposition of penalty	140
2.6	Present Status of CGD Infrastructure in India	140
PART 3	NATURAL GAS PIPELINES (NGPL)	141
3.1	Registration and Authorisation	141
3.2	Authorizations granted in the year 2020-21	141
3.3	Natural Gas Pipeline under tendering	143
3.4	Expression of Interests/Proposals under Process	143
3.5	Regulation of transportation rates	143
3.6	Progress Review Meetings and Hearings	148
3.7	Extension of completion schedule to authorized Natural Gas Pipelines	149
3.8	Cancellation/Foreclosure of Authorisations	149
3.9	The details of the operating Natural Gas Pipelines and under development Natural Gas Pipelines	149
3.10	Gas Infrastructure Map of India	150
3.11	Determination of capacity of Natural Gas Pipelines	150
PART 4	PETROLEUM AND PETROLEUM PRODUCTS PIPELINES (PPPL)	151
4.1	Registration and Authorisation	151
4.2	Regulation of Transportation Rates	152
4.3	Progress Review Meetings and Hearings	153
4.4	Extension of completion schedule to authorized Petroleum Products Pipelines	153
4.5	Petroleum Products Pipelines under Operation/Construction	153

PART 5	GAS TRADING EXCHANGE	154
5.1	Regulatory framework	154
5.2	Authorization of 1 st Gas Exchange	154
PART 6	TECHNICAL STANDARDS	155
6.1	Regulatory Framework	155
6.2	Development of Technical Standards and Specifications, Including Safety Standards	155
6.3	Amendments in Technical Standards and Specifications, Including Safety Standards	156
6.4	Emergency Response and Disaster Management Plan	157
6.5	Compliance to PNGRB Regulations	158
6.6	Integrity Management System (IMS)	160
6.7	Competence Building	161
6.8	Memorandum of Understanding (MoU) with American Society of Mechanical Engineers (ASME)	161
PART 7	DISPUTE RESOLUTION	162
PART 8	ORGANISATIONAL MATTERS	164
8.1	The Board	164
8.2	Human Resources	164
8.3	Right to Information (RTI) Act, 2005	166
8.4	Implementation and Encouragement to Official Language	167
8.5	New Regulations Framed/Amended	169
PART 9	FINANCE AND ACCOUNTS	171
9.1	Levy of Other Charges	171
9.2	Investment of Surplus Fund	171
9.3	Grants from the Central Government	172
9.4	Recoveries for Imbalance and Overrun Charges	172
9.5	Five Year Financial Highlights	173
9.6	Annual Statement of Accounts	173
Annexure-A	CGD Authorizations in 9 th CGD Bidding Round/Targets	193
Annexure-B	CGD Authorizations in 10 th CGD Bidding Round/Targets	196
Annexure-C	CGD Authorization until 8 th CGD Bidding Rounds, Pre-PNGRB Authorizations and Authorizations under Section 42 of the PNGRB Act, 2006	198
Annexure-D	List of GAs for 11 th CGD Bidding Round	201
Annexure-E	Progress Review Meetings and Hearings for CGD Networks	203
Annexure-F	Details of Progress Review Meetings & Hearing for Natural Gas Pipelines	205
Annexure-G	Natural Gas Pipelines (Operational, partially commissioned & under construction)	206
Annexure-H	Petroleum and Petroleum Products Pipelines (Operational & under construction)	218

KEY HIGHLIGHTS

Board has taken many initiatives, highlights of which are summarised below:

1. Authorisation for laying of 3411 km natural gas pipelines.
2. Acceptance of Central Government's authorized 660 km long Numaligarh-Siliguri Petroleum and Petroleum Products pipeline.
3. Conducted 64 Progress Review Meetings/Hearings for CGD Networks and conducted 20 Progress Review Meetings/Hearings for NGPL & PPPL.
4. Prepared and issued guidelines for consideration of 'Force Majeure' in CGD Networks.
5. Empanelment of 72 TPIAs i.e. 15 for T4S audit of CGD Networks, 12 for T4S audit of NGPL, 10 for T4S audit of PPPL, 7 for T4S audit of LNG Facilities, 7 for T4S audit of LPG Storage, Handling and Bottling Facilities, 5 for IMS audit of CGD Networks, 6 for IMS audit for NGPL and 10 for ERDMP certifications.
6. Investigation of 4 Major incidents by the enquiry committees.
7. Notification of PNGRB T4S Regulations for Petroleum Installations.
8. Signed a Memorandum of Understanding with American Society of Mechanical Engineers (ASME) on 17th August, 2020 to develop joint collaboration between ASME and PNGRB.
9. Conducted two Capability Building Workshops for empanelled Third-Party Agencies.
10. Notified Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Gas Exchange) Regulations, 2020. PNGRB authorised Indian Gas Exchange as first Authorised Gas Exchange of India on 2nd December, 2020.
11. Notified PNGRB (Guiding Principles for Declaring City or Local Natural Gas Distribution Networks as Common Carrier or Contract Carrier) Regulations, 2020 for open access of CGD networks to third party entities.
12. Notified Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Transportation Rate for CGD and Transportation Rate for CNG) Regulations, 2020.
13. Repealed the existing PNGRB (Access Code for CGD Networks) Regulations, 2011 and notified new set of PNGRB (Access Code for CGD Networks) Regulations, 2020.
14. PNGRB has launched 11th CGD Bidding Round on 17.09.2021 for authorizing 65 Geographical Areas covering 33% of country's geographical area and 26% of its population. After successful completion of 11th CGD Bidding Round, 86% of India's geographical area and 96% of its population will have access to CGD network.

Profiles of Chairperson and Members



Shri Dinesh Kumar Sarraf

Chairperson

(up to 03rd December, 2020)

Shri Dinesh Kumar Sarraf born on 3rd September, 1957, graduated in Commerce from Shri Ram College of Commerce, University of Delhi in 1976 and completed his post-graduation from the same University. Shri Sarraf is an Associate Member of Institute of Cost Accountants of India and Institute of Company Secretaries of India.

He has experience of three-and-a-half decades in the oil and gas industry, having started his oil and gas career in Oil India Limited and worked there until 1991 where he inculcated the experience in various facets of E&P at oil field level. Thereafter he joined ONGC and handled various key assignments at corporate offices. These included, converting ONGC from a statutory commission into a commercial corporation, its financial restructuring and valuation. During the years 1997-2000, Shri Sarraf worked in Oil Coordination Committee of the Government of India where he got the industry-wide experience on Indian oil and gas sector. He played a major role in drafting the map for deregulating Indian oil and gas sector.

Shri Sarraf worked in ONGC Videsh Limited as Director (Finance) during February 2005 to December 2007. During this period, Mr Sarraf played key roles in negotiation and conclusion of significant acquisition transactions in Syria, Brazil, Colombia, Venezuela, Cuba, Egypt and Myanmar. ONGC Videsh experienced significant increase in its activities, production, revenue and profits during this period.

From December 2007 to August 2011, he worked as Director Finance of ONGC and its Group CFO. He introduced robust governance systems in ONGC and led several systemic improvements. In recognition of his achievements, he was given the Best CFO Award in Indian Oil & Gas sector by CNBC in 2009 and 2011.

Shri Sarraf assumed the charge of Managing Director and CEO of ONGC Videsh Limited in September 2011. As MD & CEO, ONGC Videsh Limited, he institutionalized systems and processes to ensure attainment of the committed targets. He introduced the concept of 'zero-based risk review' mechanism for risk assessment in major acquisitions and mitigation of the risks. He led company's major acquisitions, like Block BC-10 Brazil, NEMED Block Egypt, AFPC Project Syria, MECL Project Colombia, Rovuma Area I Block in Mozambique offshore etc.; and guided the negotiating team for other acquisitions, resulting in substantial savings. He was awarded the CEPM-PMA fellowship on December 2, 2013 by the Project Management Associates - India (PMA - India).

During March 2014 to September 2017, Shri Sarraf was the Chairman and Managing Director of ONGC and Chairman of its Group companies – ONGC Videsh Ltd; Mangalore Refinery and Petrochemicals Ltd; ONGC Petro-additions Ltd; ONGC Mangalore Petrochemicals Ltd; Mangalore SEZ Ltd; ONGC Tripura Power

Company Ltd. and a Director on the Board of Petronet LNG Ltd. He was also the President, Global Compact Network India and Chairman, Petrotech Society and Federation of Indian Petroleum Industry.

He has been a member of the Governing body of CSIR – Council of Scientific and Industrial Research and now is the Chairman of the Research Council of CSIR's Indian Institute of Petroleum, Dehradun.

He led the ONGC in one of the most difficult periods of low oil and gas prices, did not let the fresh investments in the business slow down, led formulation of several mega projects and their implementation, revived declining production trend, led increase in organization-wide efficiency, kept the morale of the employees high even in otherwise difficult environment, gave emphasis on encouraging start-ups, research and development and industry-academia collaboration, etc.



Shri Satpal Garg

Member

(upto 14th August, 2021)

Shri Satpal Garg joined as Member, PNGRB on 27th July, 2017. He graduated in Commerce (Hon.) from University of Delhi in 1976. Shri Garg is a Fellow Chartered Accountant from the Institute of Chartered Accountants of India, Fellow Company Secretary from the Institute of Company Secretaries of India and Associate Member of the Institute of Cost Accountants of India.

Before joining PNGRB, Shri Satpal Garg was having 35 years professional experience in domestic and international E&P Industry. He joined as Finance & Accounts Officer in Oil and Natural Gas Corporation Limited (ONGC) – the premier flagship Oil & Gas Company of India in 1982 after working in an Accounting firm for over two years. His last assignment, before joining PNGRB, was as Director Finance, ONGC Videsh Limited from September, 2008 to August, 2016. He also held additional charge of Managing Director, ONGC Videsh Limited from March 2014 to August 2014.

As Director (Finance) of ONGC Videsh, Shri Garg has made significant contributions in streamlining and strengthening internal controls, accounting systems, budgetary control, acquisition & business development activities of the company and was instrumental in raising funds both in the domestic & International markets. In recognition of his achievements, he was given the Best CFO Award by the Institute of Chartered Accountants of India in 2015.

Earlier in ONGC, he was associated in the acquisition process of an Indian Refinery (MRPL) by ONGC, its debt restructuring & turn-around from a loss-making company to a profitable company within one year of its acquisition. He also handled disinvestment process of equity in ONGC – the largest disinvestment so far done by the Government of India at that time. He also worked as Company Secretary in ONGC for about one year before moving to ONGC Videsh Limited as Director (Finance) in September, 2008.

Shri Garg was also on the Boards of many subsidiaries of ONGC Videsh Limited as Chairman/Director during his stint as Director (Finance) of ONGC Videsh Limited.



Shri S. Rath

Member (I&T)

(upto 18th May, 2020)

Shri S Rath joined as Member, PNGRB on 04th December, 2017. He has over 38 years of experience in the oil and gas industry, across diverse geographies and functions. An M.Sc. in Applied Geology from IIT, Kharagpur (1977) and holder of a Diploma in Management from Indira Gandhi National Open University (IGNOU), he has also done offshore prospecting course organized by Geological Survey of Japan. Starting out as a geologist, he went on to serve on the Board of Oil India Limited (OIL) as Director (Operations), and was responsible for the Company's drilling, production (crude oil, natural gas and LPG), commercial and also its pipeline business. He was also a Board Member of Brahmaputra Cracker and Polymer Limited (BCPL) and Oil India International Limited (OIL).

Before joining the Board of OIL, Shri Rath was Deputy Director-General, Directorate General of Hydrocarbons (DGH) – the upstream regulatory arm of Ministry of Petroleum and Natural Gas looking after exploration and development. At the time of appointment to the PNGRB Board, he was serving as Director (Exploration and Production) at the Federation of Indian Petroleum Industry (FIPI) – earlier known as PetroFed – a position he had held since superannuating from OIL in 2015.

In addition to his expertise in the full hydrocarbon business spectrum, Shri Rath also has experience in organization-level strategic change management. At OIL, he led the initiative for the same as Chief Coordinator. He has also written a book titled 'Breaking Barriers' published by The Book Line, chronicling the journey of change and the learnings gathered from the process. An avid reader, he is well-travelled and firmly believes in keeping an open and positive mindset while working for the greater good.



Shri Gajendra Singh

Member

Shri Gajendra Singh joined as Member, PNGRB on 9th August 2021. Prior to this, he was Director (Marketing) at GAIL (India) Limited, India's national and largest natural gas company. He had joined GAIL in 1986, after starting his career with ONGC, when the Indian gas sector was in its nascent stage. Since then, he has played an important role towards the development of gas market and infrastructure in India.

Shri Singh has served in various leadership & strategic positions in entire gas value chain from exploration & production, operation & maintenance of pipelines and gas process plants, to gas sourcing & marketing in GAIL. As Director (Marketing), GAIL, he spearheaded and strengthened GAIL's natural gas, petrochemicals, CGD and liquid hydrocarbon businesses. He was also Member of Empowered Gas Pool Committee of Government of India for fertiliser sector and was instrumental in ensuring reliable gas supplies to support Govt's initiative in improving agricultural produce. He has been the Chairman of Indraprastha Gas Limited (IGL), Maharashtra Natural Gas Limited (MNGL), Bengal Gas Company Limited (BGCL), and Director in GAIL Gas Limited, which are major CGD companies in India. He was also the Chairman of Gail Global Singapore Pvt. Limited. (GGSPL), the international trading arm of GAIL.

Shri Singh undertook the transition from a near monopolistic situation to making GAIL a preferred gas supplier by embracing a marketing approach and creating a multi asset-based portfolio. He has been successful in driving various initiatives to promote gas industry and has pioneered development of city gas projects in various cities, which paved way for growth in India's retail gas market, CNG and PNG.

Shri Singh has credit to several firsts in India, and for GAIL, like having marketed the first spot LNG cargo to Indian customers, undertaking destination and time swaps for LNG cost and operation optimisation, international LNG marketing for Multi Million Tonnes per annum and initialisation and commencement of GAIL's LNG shipping business. He has been a fervent supporter of equitable and fair play for gas companies, and in his stint as Director (Marketing), started for the first time in India, the online system for booking pipeline capacity under open access, which has been well appreciated by the industry for its transparency and ease of doing business.

Shri Singh has represented the Indian gas sector at National and International platforms and is well known for developing excellent relationships with policy makers to promote clean energy.

Shri Gajendra Singh did his schooling from Mussoorie and is a Post Graduate in Electronics from Dehradun.



POWERS AND FUNCTIONS OF THE BOARD

As per section 11 of the Act, the Board shall:

- (a) protect the interest of consumers by fostering fair trade and competition amongst the entities;
- (b) register entities to-
 - i. market notified petroleum and petroleum products and, subject to the contractual obligations of the Central Government, natural gas; *
 - ii. establish and operate liquefied natural gas terminals;
 - iii. establish storage facilities for petroleum, petroleum products or natural gas exceeding such capacity as may be specified by regulations;
- (c) authorise entities to-
 - i. lay, build, operate or expand a common carrier or contract carrier;
 - ii. lay, build, operate or expand city or local natural gas distribution network;
- (d) declare pipelines as common carrier or contract carrier;
- (e) regulate, by regulations, -
 - i. access to common carrier or contract carrier so as to ensure fair trade and competition amongst entities and for that purpose specify pipeline access code;
 - ii. transportation rates for common carrier or contract carrier;
 - iii. access to city or local natural gas distribution network so as to ensure fair trade and competition amongst entities as per pipeline access code;
- (f) in respect of notified petroleum, petroleum products and natural gas *-
 - i. ensure adequate availability;
 - ii. ensure display of information about the maximum retail prices fixed by the entity for consumers at retail outlets;
 - iii. monitor prices and take corrective measures to prevent restrictive trade practice by the entities;
 - iv. secure equitable distribution for petroleum and petroleum products;
 - v. provide, by regulations, and enforce, retail service obligations for retail outlets and marketing service obligations for entities;
 - vi. monitor transportation rates and take corrective action to prevent restrictive trade practice by the entities;
- (g) levy fees and other charges as determined by regulations;
- (h) maintain a data bank of information on activities relating to petroleum, petroleum products and natural gas;
- (i) lay down, by regulations, the technical standards and specifications including safety standards in activities relating to petroleum, petroleum products and natural gas, including the construction and operation of pipeline and infrastructure projects related to downstream petroleum and natural gas sector;
- (j) perform such other functions as may be entrusted to it by the Central Government to carry out the provisions of this Act. [On 01.07.2020, Government issued directive u/s 42 of the Act, assigning function u/s 11(j) of the Act to PNGRB for regulating the establishment and operations of gas trading exchange(s)].

**As none of the Petroleum, Petroleum Products and Natural Gas have been notified by the government, the Board is not in a position to undertake functions such as (b) (i) and (f) above.*



PART 1: GENERAL

(a) Review of General Economic Environment

The world's overall Real GDP growth was 3.6% and 2.9% in 2018 and 2019 respectively. However, during 2020, it shrunk by 3.27% mainly due to outbreak of Covid 19 pandemic. Further, as per World's Economic Outlook released by International Monetary Fund in July, 2021, the global economy is projected to grow 6.0 percent in 2021 and 4.9 percent in 2022.

Historically, India could achieve GDP growth rate of 7.2% and 6.1% in 2017-18 and 2018-19 respectively, one of the fastest growing major economies in the world. However, during FY 2019-20, real GDP growth reduced to 4% against the projection of 6.1% due to COVID-19 pandemic and certain other reasons. Though due to continuation of pandemic, the domestic GDP got contracted to (-) 7.3% in FY 2020-21, in the fourth quarter, it showed signs of recovery when GDP recorded a growth of 1.6%.

Some of the important developments in Indian economy are as follows:

- India's foreign exchange reserves have increased by 20.76% from US\$ 477.807 billion in March 2020 to US\$ 576.984 billion in March, 2021 i.e., an increase by US\$ 99.177 billion over previous year's numbers.
- During FY 2020-21, merchandise exports from India have reduced by 7.26 per cent year-on-year to US\$ 290.63 billion from US\$ 313.36 billion in 2019-20 mainly on account of a decline in export of gems and jewellery and petroleum products. Service export growth has also reduced by 5.79% from US\$ 215.01 billion in 2019-20 to US\$ 202.56 billion in FY 2020-21 which is fairly moderate given the global situation. Import also reduced by 16.53% percent to US\$ 505.94 billion in 2020-21 from US\$ 606.13 billion in 2019-20. The trade deficit in 2020-21 has declined to US\$ 12.74 billion from US\$ 77.76 billion in 2019-20.
- Despite an extremely challenging year, the net direct tax collection during FY 2020-21 stands at INR 9.45 trillion against Revised Budget Estimates of INR 9.05 trillion, depicting a rise of approximately 4.46%.
- The indirect tax collections (GST & non-GST) for the Financial Year 2020-21 show that net revenue collections are at INR 10.71 trillion (provisional) as compared to INR 9.54 trillion for the Financial Year 2019-20, thereby registering a growth of 12.3%. Net Indirect Tax Collection for the Financial Year 2020-21 shows that 108.2% of the Revised Budget Estimates has been achieved.
- Measures taken by the Government on the fronts of Foreign Direct Investment (FDI) policy reforms, investment facilitation and ease of doing business have resulted in increased FDI inflows into the country. India has attracted highest ever total FDI inflow of US\$ 81.72 billion during the financial year 2020-21 and it is 10% higher as compared to US\$ 74.39 billion during financial year 2019-20. FDI equity inflow grew by 19% in the F.Y. 2020-21 (US\$ 59.64 billion) compared to the previous year F.Y. 2019-20 (US\$ 49.98 billion). The top sectors attracting FDI equity inflows were Computer Software & Hardware (44%), Construction/Infrastructure activities (13%) and Services sector (8%).
- India's Index of Industrial Production (IIP) registered a growth of (-) 6.5% during FY 2020-21 over FY 2019-20 mainly due to COVID-19 pandemic. The IIP showed a growth of 35.8% over April-May 2021 over corresponding periods of previous year, given the low base of last year lockdown.
- General Consumer Price Index (CPI) inflation for all commodities increased moderately to 5.52 per cent in 2020-21 from 4.5 per cent in 2019-20.



- India's ranking in 'Ease of Doing Business' improved by 14 positions to 63 position in 2019 among 190 countries as per World Bank Doing Business (DB) Report, 2020. In six years, India's ranking improved 79 places from 142nd in 2014 to 63rd in 2019, a record for a major economy.
- Some of the initiatives and developments undertaken by the Government of India during FY 2020-21 and recently are listed below:
 - (a) In a historic event for the infrastructure landscape of the country, Prime Minister Shri Narendra Modi launched PM Gati Shakti on 13.10.2021. PM Gati Shakti will provide the public and business community information regarding the upcoming connectivity projects, other business hubs, industrial areas and surrounding environment. This will enable the investors to plan their businesses at suitable locations leading to enhanced synergies. It will create multiple employment opportunities and give a boost to the economy. It will improve the global competitiveness of local products by cutting down the logistics costs and improving the supply chains, and also ensure proper linkages for local industry & consumers.
 - (b) The Prime Minister has announced a Rs. 20 lakh crore economic package under the 'AatmaNirbhar Bharat Abhiyaan' on 12th May, 2020, to aid our country out of the Coronavirus crisis (by making us self-reliant). The package is equivalent to 10 per cent of India's GDP. The Special economic package has given emphasis on labourers, farmers, honest tax payers, MSMEs and cottage industry. While announcing, Hon'ble Prime Minister stated that when India speaks of becoming self-reliant, it doesn't advocate a self-centred system, in India's self-reliance; there is a concern for the whole world's happiness, cooperation and peace.
 - (c) Ministry of Petroleum & Natural Gas (MoPNG) in consultation with Oil & Gas PSUs/ Organisations of MoP&NG have planned to construct 50,000 Dwelling Units (DUs) under the Affordable Rental Housing Complexes Scheme (ARHCs) for migrant labour.
 - (d) In May 2016, Ministry of Petroleum and Natural Gas (MoPNG), introduced the 'Pradhan Mantri Ujjwala Yojana' (PMUY) as a flagship scheme with an objective to make clean cooking fuel such as LPG available to the rural and deprived households. On 7th September 2019, Hon'ble Prime Minister of India handed over the 8th Crore LPG connection in Aurangabad, Maharashtra.
 - (e) Under the Union Budget for FY 21-22, Smt. Nirmala Sitharaman, Hon'ble Minister of Finance, Government of India has said that provision for release of additional 1 Crore LPG connections under the PMUY scheme has been made. In this phase, special facility has been given to migrant families.
 - (f) Under "Pradhan Mantri Garib Kalyan Package" (PMGKP), as part of the economic response to COVID-19, free of cost LPG cylinders are being provided to PMUY beneficiaries for upto three free LPG refills till 31.12.2020. OMCs have delivered 1413.38 lakh refills to PMUY beneficiaries under this Scheme and more than 7.5 Cr PMUY beneficiaries have availed free cylinders under the scheme.
 - (g) Under Faster Adoption and Manufacturing of (Hybrid) Electric Vehicles (FAME) Scheme, the Government has increased the number of EVs to be supported for the fiscal year 2020-21 through demand incentives for electric buses from 1,650 to 5,000; for electric four-wheelers from 1,650 to 3,000; for electric two-wheelers from 33,000 to 40,000.
 - (h) Hon'ble Prime Minister announced the launch of the National Hydrogen Mission (NHM) on India's 75th Independence Day, saying that the aim is to make the country a global hub for the production and export of green hydrogen. The PM's announcement takes forward the proposal made in the 2021 Budget, for the launch of NHM that would enable the generation of hydrogen "from green power sources".



(b) Global Oil and Gas Scenario

World oil demand has wiped out by 9.48 mb/day due to COVID-19 pandemic i.e. 90.51 mb/d in 2020 from 99.98 mb/day in 2019 as per OPEC Monthly Oil Market Report of May 2021. As per report, oil demand in 2021 is expected to improve to 96.46 mb/day, increase of 5.95 mb/d. International Energy Agency (IEA) in its market report of April 2021 stated that in CY 2021, the demand is expected to reach 96.7 mb/day.

Despite weaker-than-expected data for H1 CY 2021 where recovery remained fragile due to surging in some major consuming countries, annual growth is expected to improve on account of better economic forecasts and robust prompt indicators.

In fact, China fuelled the Global Crude Oil Demand Recovery. China significantly boosted its crude oil imports at the start of the year compared to the end of last year, helping to support global oil demand. China's oil imports are estimated to have jumped by more than 32 percent in January compared to relatively weak December imports on the back of strong buying from independent refiners who started to use their allocated import quotas for 2021. China's January crude oil imports are estimated to have reached around 12 million barrels per day (bpd) which is That's 32.4 percent higher than the 9.06 million bpd imports in December.

World oil supply rose 1.7 mb/d in March to 92.9 mb/d after shut-in US output recovered from a cold snap. Further gains from the US, Brazil and biofuels are set to lift global supply in April, while producers taking part in OPEC+ cuts continue to limit flows. Non-OPEC+ are expected to see gains of 610 kb/d in 2021 after a 1.3 mb/d drop in 2020. US supply is set to fall 100 kb/d after a 600 kb/d loss in 2020.

During the first six months of 2020, market uncertainties persisted for all energy sources. These uncertainties in demand were reflected in the crude prices which showed exceptional movements. At the beginning of the crisis, plunging fuel demand in many key markets was reflected by spot prices down from a monthly average of \$64 per barrel in January to only \$18 a barrel in April. The price of oil was also affected by supply shocks. As economies have reopened, energy commodities have shown a partial rebound: for example, by the end of third quarter 2020, oil demand in China was back at pre-COVID-19 levels, and 50 percent of the decline was recovered in Europe and North America. In November, Brent crude oil spot prices increased to an average of \$43 per barrel, an increase of \$3 a barrel from October's per barrel average. Stronger economic prospects have steadily boosted prices from November. Brent is trading between \$65/bbl and \$85/bbl from March 2021 onwards.

As per International Energy Agency (IEA) report after a 4% drop in 2020, natural gas demand is expected to progressively recover in 2021 as consumption returns close to its pre-crisis level in mature markets, while emerging markets benefit from economic rebound and lower natural gas prices. The impact of the 2020 crisis is, however, expected to have repercussions on the medium-term growth potential, resulting in about 75 bcm of lost growth over the forecast period, 2019 to 2025. This forecast expects an average growth rate of 1.5% per year during this period.

The Asia Pacific region accounts for over half of incremental global gas consumption in the coming years, driven principally by the development of gas in China and India. While the prospects of natural gas remain strong for these two markets, the outlook is highly dependent on China's and India's future policy direction and recovery path in the post-crisis environment. In spite of the current economic headwinds and uncertainty, natural gas still benefits from strong policy support in both countries, with ongoing reforms to increase the role of gas in the energy mix. Future growth in the industry sector, which constitutes the main driver of incremental gas demand in both countries, will however highly depend on the pace of economic recovery, both for domestic and export markets for industrial goods.



China's natural gas demand could set a new record in 2021 as the country's economy emerges from the pandemic faster than most countries and it remains on track to meet its long-term environment protection targets. S&P Global Platts Analytics expects Chinese gas demand to reach 360 billion cubic meters in 2021, up 8.4% from an estimated 332 bcm in 2020. It was at 313 Bcm in 2019.

Global refinery throughput caught up with year earlier levels in March, 2021 for the first time since 2019, rising by 1 mb/d m-o-m on a strong recovery in the US. At 75.9 mb/d, global refinery runs were nevertheless 4.4 mb/d below March 2019. Crude throughput is forecast to rise by 6.8 mb/d from April to August 2021.

Global liquefied natural gas (LNG) trade increased to 360 million tonnes in 2020 from 358 million tonnes in 2019 despite the unprecedented volatility caused by the COVID-19 pandemic which resulted in lockdowns around the world. According to Shell's latest annual LNG Outlook published on 25 February, 2021, though the growth has been marginal, the increase in volume reflects the resilience and flexibility of the global LNG market in a year which saw losses to global GDP of several trillion dollars as economies large and small struggled to contain the COVID-19 outbreak.

China and India led the recovery in demand for LNG following the outbreak of the pandemic. China increased its LNG imports by 7 million tonnes to 67 million tonnes, an 11% increase for the year. China's announcement of a target to become carbon neutral by 2060 is expected to continue driving up its LNG demand through the key role gas can play in decarbonising hard-to-abate sectors, namely buildings, heavy industry, shipping and heavy-duty road transport. India increased imports by 11% in 2020 as it took advantage of lower-priced LNG to supplement its domestic gas production.

Two other major Asian LNG-importing countries – Japan and South Korea – also announced net-zero emissions targets in 2020. To meet its net-zero target, South Korea aims to switch 24 coal-fired power plants to cleaner-burning LNG by 2034.

Global LNG prices hit a record low early in the year but ended the 12-month period at a six-year high as demand in parts of Asia recovered and winter buying increased against tightened supply. Demand in Europe, alongside flexible US supply, helped to balance the global LNG market in the first half of 2020. However, supply outages in other basins, structural constraints and extreme weather later in the year resulted in higher prices. The average of the contract-based price of spot-LNG (Japan Korea Marker) in March 2020 ranges from US\$ 2.2 in May 2020 to US\$ 18.5 in January, 2021.

As per Oil and Gas Forecast 2050 - Energy Transition Outlook by DNV GL of Det Norske Veritas Group oil and gas will play a very important role in the energy mix throughout our forecasting period. The above report states that although renewable energy sources are expected to increase share of this mix, oil and gas is forecasted to account for 44% of the world's primary energy supply in 2050.

This report brings out that the stage is set for gas to become the world's primary energy source towards 2050, and the last of the fossil fuels to experience peak demand, which will occur in 2035. Gas can play a central role in supporting energy security alongside variable renewables during the transition. There are opportunities to improve its carbon footprint by curtailing methane emissions from its value chain and through improving the economics of large-scale carbon capture and storage (CCS) for gas-fuelled power generation.

(c) Domestic Oil and Gas Scenario

India's crude oil output fell from 36.9 million tonnes in 2015-16 to 36 million tonnes in 2016-17. The trend of negative growth continues in the following years as well, as output fell to 35.7 million tonnes in 2017-18 to 34.2 million tonnes in 2018-19, 32.16 million tonnes in 2019-20 and 30.5 million tonnes in 2020-21.



With consumption growing at a brisk pace and domestic output declining, India's oil import dependence has risen from 82.9 per cent in 2017-18 to 83.7 per cent in 2018-19, which has further increased to 85 percent in FY 2019-20 and 2020-21. Historically, import dependence in 2015-16 was 80.6 per cent, which rose to 81.7 per cent in 2016-17.

India is one of the largest contributors to non-OECD petroleum consumption growth globally. India's oil consumption grew from 194.6 million tonnes in 2016-17 to 206.2 million tonnes in 2017-18 and 213.2 in 2018-19. The consumption remained almost stagnant in 2019-20 at 214.1 million tonnes whereas it contracted by 9.1% to 194.6 million tonnes due to impact of pandemic since March, 2020.

India's oil imports rose sharply to US\$ 111.9 billion in 2018-19 from US\$ 87.8 billion in 2017-18. For the fiscal year 2019-20, crude oil imports were 227 million tonnes and foreign exchange spending on it was approximately US\$ 102.2 billion, a reduction of spending approximately 9%. Oil import further reduced to 198.2 million tonnes with foreign exchange expenditure of US\$ 61.9 billion. The reduction in foreign exchange expenditure is partly attributable to less consumption and partly to reduction in international prices.

Average price of Brent crude remained at US\$ 44.55/bbl during FY 2020-21, lower by 27% (approx.) year on year basis whereas Indian basket of crude was US\$ 44.82/bbl during FY 2019-20, lower by 31% (approx.) from FY 2019-20.

India aims to move towards gas-based economy by increasing share of natural gas from current 7.6% to 15% energy mix of the country by 2030. Government, policy makers, regulator, industry players are playing their vital roles to achieve this goal by promoting use of natural gas across all sectors.

Gross natural gas production during FY 2018-19 was the highest since FY 2015-16 at 32.874 bcm. Though, the natural gas production reduced to 31.180 bcm in 2019-20 and 28.67 bcm in 2020-21, it is likely to increase in coming years driven by deep-water projects in KG Basin. The contribution from ONGC's mega offshore deep-water project KG-DWN-98/2 is expected to 2.5-3 million standard cubic meters per day by May 2021 which would result in an increase in gas production to 35 bcm by 2024. Further, Reliance Industry announced that their combined production from 3 fields of KG D-6 block viz. R-Cluster, Satellite Cluster and MJ field is expected to be 30 mmscmd by 2024.

Gas consumption grew 5% in FY 2019-20 to reach ~64 bcm. However, the consumption reduced to 60.5 bcm, a decline of 5.5% during FY 2020-21 as Covid-linked lockdowns hit demand from small industries and the transport sector. Due to reduction in demand, LNG imports which was increased by 17% year on year in FY 2019-20 to reach 25.6 MMT from 21.7 MMT in FY 2018-19 was also reduced to 24.8 MMT. Since the decline in domestic gas production was more than the reduction in gas consumption, share of imported LNG in total gas consumption rose marginally from 53% in FY 19-20 to 54% in FY 20-21. Regas name plate capacity in India is expected to almost double from existing 35 mmtpa to 69 mmtpa by 2025.

The power and fertilizer sectors have remained the two major gas consuming sectors over the years, contributing about 50% consumption, followed by city gas distribution, which contributes around 18% of total natural gas consumption in India and leads the way with the highest compounded annual growth rate (CAGR) among all sectors. However, in FY 20-21, the consumption of CGD sector declined marginally due to reduced demand from small industries and the transport sector during Covid linked lockdown. Considering the fact that PNGRB has already authorized 53% of country's geographical area which covers 71% of country's population, CGD sector growth is expected to play a vital role in growth of natural gas consumption in the coming decade. As per the study on India National Gas Grid being conducted by ICF, the CGD contribution in total gas consumption is expected to increase in the range of 32% to 38% in 2030.



Domestic gas price is fixed by the Government every six months. The domestic gas price which is linked to international hubs prices was decreased to US\$ 1.79/mmbtu for October 2020-March 2021 when compared to gas price of US\$ 2.39/mmbtu in the previous period (April-September 2020). Whereas, the ceiling price for gas produced from difficult fields (deep-water and High-Pressure High Temperature fields), linked to alternate fuel prices has been revised to US\$ 4.06/mmbtu from US\$ 5.61/mmbtu for the same periods respectively. For the period April-September 2021, domestic gas price remained stagnant at US\$ 1.79/mmbtu whereas ceiling price has further declined to US\$ 3.62/mmbtu.

LNG prices in India are mainly based on long term contracts signed by various companies. Spot prices depend on the international benchmarks and freight rates. The average of the contract-based price of spot-LNG (Japan Korea Marker) in March 2020 ranges from US\$ 2.2 in May 2020 to US\$ 18.5 in January, 2021.

A brief of major gas pipeline projects under implementation are as under (as on June, 2021):

Jagdishpur – Haldia - Bokaro – Dhamra Pipeline Project (JHBDPL), Barauni- Guwahati Pipeline project (BGPL) and Dhamra-Paradip-Haldia Pipeline project - Pradhan Mantri Urja Ganga (PMUG) for Eastern India

GAIL is executing a 3,546 Km pipeline project. As on 30.06.2021, out of 3,546 Km authorized length of the pipeline, lowering of around 2,154 Km has been completed. Phase 1 of the project from Phulpur to Dobhi with spur lines to Varanasi, Gorakhpur, Patna and Barauni (750 km) have been commissioned in 2019 and charged with gas. Further, 347 Km long pipeline from Dobhi to Durgapur has been commissioned on 07.02.2021. As a key enabler, GOI in September 2016, took a policy decision to provide 40% grant for this pipeline project. Timely development of this project is intended to support revival of the 3 Fertilizer Plants located at Gorakhpur, Barauni and Sindri and new Fertilizer Unit at Durgapur. The entire project will cater to the energy demand of Eastern and North-Eastern Region covering six states, namely Uttar Pradesh, Bihar, Jharkhand, Odisha, West Bengal and Assam.

- **North East Region (NER) Gas Grid**

A joint venture of five (05) oil and gas CPSEs i.e. GAIL, IOCL, OIL, ONGC and NRL named “Indradhanush Gas Grid Ltd” (IGGL) has been entrusted to develop trunk pipeline connectivity in all North Eastern States i.e. Assam, Sikkim, Mizoram, Manipur, Arunachal Pradesh, Tripura, Nagaland and Meghalaya in a phased manner. Prime objective of these pipelines (estimated length 1,656 km) would be to transport the domestic natural gas produced in the north east states and the same may first cater to the local requirements. It shall also connect the NER grid to the National Gas Grid. Construction activities of 24” Guwahati-Numaligarh pipeline section has been commenced from January, 2021.

- **Kochi-Kootanad- Bangalore-Mangalore Pipeline Project (KKBMPL):**

GAIL (India) Limited is laying the 1,104 km long Kochi-Kootanad-Bangalore-Mangalore pipeline (KKMBPL) project. 41 km of pipeline in Kochi region and 450 km pipeline from Kochi to Mangalore have been commissioned. Construction work for balance section i.e. Kootanad to Bangalore section is under progress. 94 Km pipeline from Kootanad-Walayar, Palakkad (Upto Kerala Border) and 22 Km pipeline (Karnataka section) of Krishnagiri -Bengaluru section have been commissioned.

- **Ennore-Thiruvallur-Bangalore-Nagapattinam- Madurai – Tuticorin Natural gas pipeline (ETBNMTPL):**

IOCL is laying Ennore-Thiruvallur-Bangalore-Nagapattinam- Madurai – Tuticorin Natural gas pipeline (ETBNMTPL), length of 1,431 km. This pipeline will connect new Ennore LNG Terminal with various



demand centres in the region. 22.5 km of pipeline section from Ennore to Manali and 143 Km of pipeline section from Ramanathapuram to Tuticorin have been commissioned.

Srikakulam to Angul Natural Gas Pipeline (SAPL):

GAIL is executing 690 Km long Srikakulam – Angul pipeline (SAPL) project. As on 30.06.2021, PMC has been appointed on 03.01.2020. 290 Km line pipe has been delivered at site. Balance ordered line pipe is under manufacturing. Detailed survey has been completed.

Mumbai-Nagpur-Jharsuguda Natural Gas pipeline (MNJPL):

GAIL is laying Mumbai-Nagpur-Jharsuguda Natural gas pipeline (MNJPL), having a length of 1,755 km, which has been authorised on 15.05.2020. The pipeline will originate from Mumbai and traverse through the states of Maharashtra, Chhattisgarh and Odisha. PMC was awarded on 17.12.2020. Detailed survey for Mumbai - Nagpur section has been completed. Line pipe order was placed for 24" x 533 Km and delivery of pipes for 363 km has been completed. RoU allotment letter from M/s MSRDC has been received on 30.12.2020.

d. Impact of COVID-19 on the Indian Oil and Gas Sector:

The COVID-19 outbreak has severely affected the global oil and gas sector imposing a twin shock of supply surplus in tandem with demand slowdown. It has affected the upstream, downstream, natural gas and the chemicals and petrochemicals sector to varying extents.

The upstream sector faces the direct impact of the sharp decline in crude oil prices. The Indian upstream players face immediate liquidity concerns, majorly due to the lag of commodity prices and service costs. The upcoming discoveries are expected to face delay in monetization as well as capital crunch and feasibility concerns. The local upstream oil field services market in India is weak and has reliance on imports. The impact on domestic oil and gas production has been moderate but may intensify depending on spread of COVID-19 and recovery of consumer segments – crude oil production and natural gas production reduced by 2.4% and 9.5% respectively during the lockdown in 2020.

The Indian natural gas sector is majorly affected by the downward demand shifts and the supply chain disruption. The natural gas offtake experienced a downward toll due to drop in consuming sectors viz. CGD, refineries and petrochemicals, industrials, etc. The domestic natural gas and RLNG demand have plummeted by 20-22% during lockdown. The LNG portfolio of India is largely indexed to the crude oil prices and the LNG prices remained at a lower level from March 2020 to September, 2020 than pre-COVID-19 period. The gas distribution companies and associated services are negatively impacted due to supply-chain disruption impacting working capital, procurement, CNG operations, natural gas offtake and delay in capital projects due to the stranded workforce. The construction and laying of pipelines, CGD and R-LNG projects are also delayed and are seeing issues of force majeure notices.

The downstream sector consumption was majorly affected by the fall in India's petroleum consumption to a decade's low. The decline in the fuel consumption was largely driven by the containment measures and the economic disruptions. The oil marketing companies (OMCs) were facing immediate financial strain and impact on cash flows. The OMCs had to issue short-term debt in order to meet the working capital requirements. The aviation fuel segment was expected to take a prolonged negative impact due to slow recovery of demand as compared to HSD, and MS and other product segments, however, it is recovering at a better pace on account of domestic air travels, though the second wave of Covid-19 has affected most of the international travel.



India's petroleum products consumption in the month of March 2020 had registered an overall de-growth of -17.8% as compared to a growth of 4.5% during February 2020, due to the impact of COVID-19. However, the consumption of petroleum products during March 2021 increased to 19.4 MMT as against 16.1 MMT in March last year. The month of April 2021 in comparison to April 2020 saw a growth in consumption of almost every product like LPG 0.04%, Naphtha 55.12%, Aviation Turbine Fuel (ATF) 643.63%, Diesel (HSD) 105.31%, Petrol (MS) 145.01%, Bitumen (25.87%), Furnace oil and Low Sulphur Heavy Stock (FO/LHS) (85.32%), Lubes (50%), Petcoke (108.47%) and products categorized under "Others" 45.51%. Crude oil processed during April 2021 was 19.9 MMT, which was 34.9% higher than April 2020 as compared to a de-growth of 1.0% during March 2021.

The consumption of petroleum products touched to bottom in April 2020 i.e., overall decline of 48.39 % over the consumption of February, 2020. Though post lockdown it started to improve, the consumption of June 2020 was 89.38% of February consumption which was again declined to 78.97% in August, 2020. However, the overall consumption increased 80.92% in April 2021 compared to April 2020. The production of petroleum products saw a growth of 30.9% during April 2021 over April 2020 as compared to a de-growth of 0.7% during March 2021. Comparison of consumption of petroleum products from Feb 2020 to April 2021 is given in table below:

CONSUMPTION OF PETROLEUM PRODUCTS ('000 Metric Tonnes)

PRODUCTS	Feb-20	Apr-20	Aug-20	Change in Apr over Feb (%)	Change in Aug over Feb (%)	Apr-21	Change in Apr 21 over Apr 20 (%)
LPG	2115	2112	2275	-0.14	7.56	2114	0.04
Naphtha	1279	791	1073	-38.15	-16.10	1272	55.12
MS	2511	972	2381	-61.29	-5.17	2384	145.01
ATF	690	55	256	-92.02	-62.85	409	643.63
SKO	185	129	132	-30.27	-28.33	105	-18.60
HSD	7160	3253	4849	-54.56	-32.27	6679	105.31
LDO	54	28	60	-48.14	11.08	92	228.57
Lubricants & Greases	326	172	309	-47.23	-5.14	258	50
FO & LSHS	503	293	499	-41.74	-0.63	543	85.32
Bitumen	670	187	316	-72.08	-52.83	658	251.87
Petroleum coke	1786	775	1376	-56.60	-22.96	1624	108.47
Others	946	602	863	-36.36	-8.72	876	45.51
TOTAL	18223	9369	14391	-48.58	-21.03	17014	81.6

Source: Petroleum Planning and Analysis Cell

The impact on natural gas consumption has also seen a downtrend and if consumption of compare the month of February 2020 and April 2020, we have seen an overall decline of natural gas consumption by 18.38 %. The decline had been almost arrested in May, 2020 which was just 1.62%. However, total consumption of natural gas for the month of March 2021 was 162.88 MMSCM which was 17.47% higher than the corresponding month of the previous year. Sector-wise gas consumption for the period of Feb-2020 to March 2021 is given in table below:



SECTORAL CONSUMPTION OF NATURAL GAS (IN MMSCMD)

Sector	Feb-20	Mar-20	Apr-20	Aug-20	Decline in Apr over Feb (%)	Decline in Aug over Feb (%)	Mar-21	Change in Mar 21 over Mar 20 (%)
Fertilizer	47.31	41.77	42.97	47.65	-9.18	0.71	44.86	7.39
City Gas	30.45	25.06	12.70	20.81	-58.29	-31.67	33.16	32.32
Power	29.00	22.58	25.27	30.87	-12.87	6.45	28.23	25.02
Refinery	24.21	23.45	24.37	21.16	0.66	-12.58	19.53	-16.71
Petrochemical	10.03	9.58	7.03	9.71	-29.91	-3.24	10.5	9.60
Others	18.69	16.19	18.00	18.65	-3.69	-0.24	26.6	64.29
Total	159.69	138.65	130.33	148.84	-18.38	-6.80	162.88	17.47

Source: Petroleum Planning and Analysis Cell

The gross production of natural gas for the month of April, 2021 was 2651 MMSCM which was higher by 22.7% compared with the corresponding month of the previous year. LNG import for the month of April, 2021 was 2655 MMSCM which was 45.2% higher than in April 2020.

The global petrochemicals market growth has witnessed a strong correlation with the global GDP growth in the past and is expected to see a muted demand in 2020 in line with the world GDP growth. The cash flow has also seen a major impact due to demand dependence on the SME sector. The import dependence of both end products and feedstocks is also impacting the sector.

e. **Best International Energy/Oil and Gas regulatory practices and adoption thereof in the Indian context:**

I. **Brief of International best practices on open access/unbundling:**

United Kingdom (UK)

British Gas was formed in 1949, when the Clement Atlee government came up with the Gas Act, 1949 which led to consolidation of multiple over a 1,000 local, state or municipal gas supply companies to eventually consolidate into the formation of 12 regional gas boards. Eventually, these 12 regional gas boards consolidated into the formation of British Gas Corporation. In 1986 with the new 'The Gas Act', British Gas Corporation was privatized and was formed as a vertically integrated natural gas company having interests in the entire natural gas value chain i.e. upstream, midstream and downstream. As a result of this, limited growth of the natural gas market in the UK was noted. Going forward in 1990s, the British Gas Corporation was spun off into three separate companies, each catering to individual aspect of the natural gas value chain which were BG Group (upstream), National Grid (midstream) and Centrica (downstream).

Government of India is also considering separation of marketing and transportation functions by legal splitting of some gas companies as required by PNGRB regulations.

Some Recent Energy Policies by the UK Govt:

- In November 2018, the UK Govt published a CCUS (Carbon Capture Usage Storage) "action plan", which is designed to enable the development of the first CCUS facility in the UK commissioning from the mid 2020's. The document sets out the next steps government and industry should take in partnership in order to achieve the government's ambition of having the option to deploy CCUS at



scale during the 2030s, subject to costs coming down sufficiently. This would help the UK to meet their ambition of having the option to deploy CCUS at scale during the 2030s, subject to costs coming down sufficiently.

- The Climate Change Act 2008 (2050 Target Amendment) Order 2019 a policy which came into force on 27 June 2019, to reduce GHG emissions by 100 % against 80% earlier.
- All new vehicles should be effectively zero emission by 2040. Govt. enacted the “Automated and Electric Vehicles Act 2018, which gives them powers to make legislations to deal with issues related to electric vehicles.
- The Govt. launched a “Smart Export Guarantee” scheme to assist small scale renewables. This will enable small scale renewable companies with a minimum capacity of 5MW to receive payment for exported electricity from electricity suppliers.

United States of America (USA)

In USA, after Natural Gas Policy Act of 1978, phased decontrol of well head prices started. In 1985 with FERC order 436 - transformation of pipelines from gas merchant to “open access” started. With, Natural Gas Wellhead Decontrol Act of 1989 final decontrol of well head prices was done. With FERC order 636 ‘Restructuring of Interstate Natural Gas Pipeline Services (Final Rule)’ issued in 1992, it completed transformation of pipelines to “open access” carriers which begun under FERC order 436. Unbundling process resulted in significant number of legal law suits; given the integrated entities had long terms Gas transportation agreements with end users. However, the transporters were provided transition charges on case to case basis to resolve the issue.

Some Recent Energy policies by the US Govt.

- To store the excess renewable energy, the Federal Govt. issued FERC Order 841 in early 2018. This order required each grid operator to submit a plan to integrate storage into the wholesale market.
- In late 2020’s, US Govt. is calling for more mining of rare earth metals to counter China in the Lithium Batteries market.
- Policies like “Federal Production Tax Credits” provide construction finance for power projects, which had a major role in the increasing share of renewables.

Spain

Spain’s gas consumption rose rapidly between 2014 and 2017 (+4.6%/year) and remained roughly stable in 2018 (31 bcm). It rose by nearly 15% in 2019 to more than 35 bcm, as gas consumption in the power sector skyrocketed (+49%, continued replacement of coal-fired generation with gas). Spain’s own gas production is miniscule and it is majorly dependent on LNG imports. Spain’s national gas company, ENAGAS was founded in 1972 by the Spanish Government with the aim of creating a nationwide network of gas pipelines. After privatisation in 1994, Gas Natural acquired a controlling stake in the company. In 2001, through Royal Decree 949, third-party access to gas infrastructure was mandated. In 2011, after modification of the Hydrocarbons Act, ENAGAS was segregated in two new companies, namely, ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., as Transmission System Operator (TSO), and ENAGAS GTS, S.A.U., as Spanish Gas System Operator.

II. International best practices on Gas Trading Hub:

Globally, trading of gas through hub-based transactions have been developing over the past few



decades. Trading of gas through hubs have begun in the US back in the 1990s, UK started its hub in the mid-1990s, continental Europe established a number of hubs in 2000s and Australia established its local and national hubs over the past 10 year or so. Given the experiences that the afore-mentioned countries have witnessed during the course of operation, a number of learnings could be gauged.

Each of the markets that have established gas trading markets, have their own distinct set of attributes that have fostered market growth and development. However, over the years a few set of themes have emerged within these markets that have been responsible for fostering growth and development.

Pipeline capacity trading is a major regulatory best practice followed across the natural gas trading markets. Australia, in 2016, conducted the East Coast Gas Market Review to identify key steps to foster the growth and development of the gas markets in Australia. Some of these key steps are as mentioned below:

- Introduction of a day-ahead auction of contracted but un-nominated pipeline capacity to be conducted shortly after the nomination deadline.
- Standardization of the provisions in capacity agreements to make capacity more fungible and allowing Shippers greater flexibility in receipt and delivery points.
- Development of pipeline capacity trading platform(s) to facilitate sales by capacity holders ahead of the auction and provide for exchange-based trading.
- Ensure publication of more detailed information on secondary trades of pipeline capacity and hub services through publicly available electronic platforms.

III. Stringent information disclosure regulations:

As a pre-requisite to achieving transparency in access to pipelines by independent third parties, having requisite information regarding pipeline capacity availability and other pertinent details like congestion levels, gas quality specifications, etc. are pertinent. The usefulness of this information gets accentuated by minimizing the hiatus between the time duration between two successive updates. Different countries depending upon the stages of evolution of their respective markets and the niche lessons gauged with market operations have prepared different set of regulations to ensure that their information is disclosed appropriately.

Australia for instance has established the National Gas Bulletin Board, which is an important tool utilized for conducting business operations. The data disclosed include the following:

- Pictographic representation of eastern Australia with all pipelines/LNG terminals/gas production zones, etc.
- Line pack status
- Gas inflows and consumption
- Participants and their pertinent details
- Congestion levels and capacity availability outlook
- Name plate capacity of assets

Each of the information disclosed above bears their own importance with respect to market operations. However, certain features like gas flow information submission by all pertinent entities (including shippers and transporters), gas consumption information (by consumers) and congestion level outlook are noteworthy. The gas flow and gas consumption information facilitate in performing trade reconciliations and computation of associated charges by Australian Energy Market Operator



(AEMO). This enables transparent billing and promotes fair market operations. Further, the congestion levels outlook enables prospective shippers to plan ahead for seeking capacity access depending upon their requirement.

Given the size and scale of United States' operating gas pipelines, a single platform housing information regarding all pipelines might not be technically and operationally feasible. Hence, each pipeline company maintains their own electronic platforms for disclosing the requisite information. Most of the information disclosed is in line with what is practiced in Australia. However, US platform's noteworthy features include transparent reporting of daily imbalances and actual gas flow quality on an hourly basis.

As has been mentioned previously, UK's Uniform Network Code covers both national trunk lines and local distribution zones. UK's National Grid's reporting system reports capacities for both these networks.

PNGRB has webhosted Gas Exchange Regulation in July 2020 for public comments and is in the process of drafting regulations for Gas Bulletin Board and standardised GTA which are considered as a pre-requisite of Natural gas trading exchange/hub. The Bulletin Board would cover all the relevant information of available capacities in different pipeline networks on daily/real time basis.

IV. Multiple standardized transmission agreements for individual service agreements:

Internationally, in several countries in continental Europe, UK and US; in a bid to ensure limited delays in availing access to pipeline capacities by third parties have intended to lower time for bilateral negotiations by standardizing the terms and conditions of transmission agreements.

Australia for instance has introduced the following set of services which make it unique from the other natural gas trading markets internationally:

- **Loan service:** A shipper in this instance is allowed to draw gas from a pipeline on a particular day, but depending upon the duration as mutually agreed, the shipper has to re-inject same quantity of gas into the same pipeline. Thus, in this case, the shipper does not have to shell out both the gas price and the transmission charges on a particular day. This service is particularly ideal for cases where supply outages have been noted or a short-term mismatch in cash availability. The transporter in this case can plan their acquisition of imbalance gases, accordingly.
- **Parking service:** When parking service is opted for, a shipper can inject certain quantity of gas into a pipeline and draw the same quantity out on a mutually agreed day. This is particularly ideal for entities having inked long-term gas sale purchase agreements but having variance in gas demand owing to operational reasons. The transporter in this case can plan their acquisition of imbalance gases, accordingly.
- **Interruptible capacity:** When this service is extended, the transporter reserves the rights to curtail gas flow by providing 3 hours' notice to the shipper. Tariff charged for this service is generally at a discount to the tariff charged otherwise for firm service.

V. Out of hub trading:

Australia has also developed the concept of "in-pipe trading", in which case the title ownership of the



gas at the time of injection into a pipeline but at the time of exit the title ownership might change. In this case, gas is injected into a pipeline without a designated entry point, post injection the shipper negotiates trade with other entities and finalizes price, quantity, point of delivery, etc. Depending upon terms agreed upon, the quantity and point of delivery agreed upon, the transporter is intimated. The buyer then draws the equivalent quantum of gas at the designated delivery point. Two separate categories of gas stream are noted in this regard, as mentioned below:

Gross pool: Case when the title ownership of the entire quantum of gas remains with the shipper at the time of injection.

Net pool: Case when a portion of the gas injected is already contracted to another entity while for the remaining portion of the gas, the title ownership remains with the shipper.

VI. Lower duration of third-party access:

In order to promote liquidity in markets, gas sale purchase agreements inked at through hub-based transactions, shorter duration contracts have been designed. Such contracts aim to serve customers with cyclical demand and also attempt to satiate peak demand. As a result, day-ahead and intra-day contracts have gained prominence. To mitigate the financial risk exposure of the shipper, gas transmission agreements of similar duration have been designed.

VII. Shippers/Consumers allowed to petition for capacity augmentation:

Federal Energy Regulatory Commission (FERC), US' gas and electricity regulator, regulations allow potential gas consumers to petition for capacity hike of certain gas pipeline in case constraints are noted. In this case, FERC conducts public consultation to assess the appropriateness of such petitions. If petitions are allowed, then the cost of augmenting the pipeline capacity has to be borne by the petitioners and the pipeline company is not obligated to shell out any capex.

VIII. Penalty:

Civil Penalties have been catalysts in ensuring compliance by industry participants. This has particularly helped in gaining compliance of the data disclosure rules and regulations. Australia has prepared the following set of fine structure for various civil offences:

- in the case of the performance or exercise, or purported performance or exercise, of a function or power relating to AEMO's declared system functions—AU\$2 million;
- in the case of the performance or exercise, or purported performance or exercise, of a function or power relating to AEMO's STTM functions—AU\$2 million;
- the maximum amount of each person's civil monetary liability with respect to giving Bulletin Board information to AEMO in its capacity as the operator of the Natural Gas Services Bulletin Board to each person who suffers loss as a result of a relevant event is, in respect of that event, AU\$400,000;

PNGRB is in the process of amending and creating new regulations suitable in Indian context to facilitate trading in gas and pipeline capacity and to increase Natural Gas consumption in the country.

**f. Activities carried out to ensure non-discriminatory access (Open access):**

In order to ensure access to all common carrier or contract carrier natural gas pipelines on a non-discriminatory basis, PNGRB mandates that all transporters declare entry and exit point-wise design and available capacity of each natural gas pipeline and host the same on their web site on the 1st day of every month in the prescribed manner and format specified at Schedule I of PNGRB (Access Code for Common Carrier or Contract Carrier Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 ("Access Code"). The transporters are also required to send this information to the Board and the same is web hosted by the Board on its website, so that, gas customers can have direct access to those details on a non-discriminatory basis for their capacity booking.

Obtaining the details of the pipelines on real-time basis is the basic requirement for implementations of gas trading hub. Accordingly, PNGRB is in the process of amending PNGRB (Access Code for Common Carrier or Contract Carrier Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 in line with such requirements. The entire process of amendment of the Uniform Access Code regulations and other regulations connected with implementation of Gas Trading Hub is likely to be implemented in 2021-22.



PART 2 : CITY OR LOCAL NATURAL GAS DISTRIBUTION (CGD) NETWORK

2.1 Registration and Authorisation:

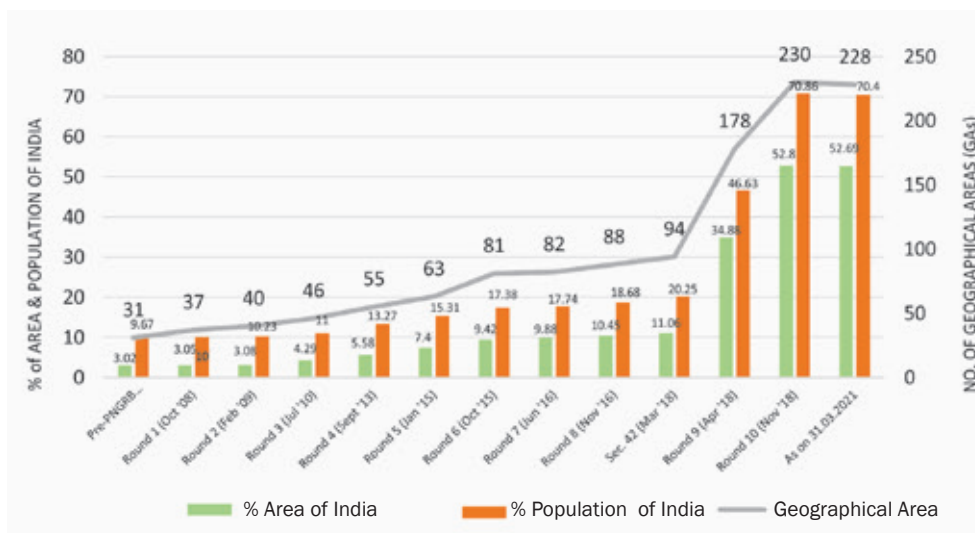
2.1.1 Regulatory Framework on Authorization

PNGRB had notified Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2008 (CGD Authorisation Regulation). Under these regulations, PNGRB grants CGD Network authorization as per the following procedure:

- Expression of Interest (Eoi) route:** An entity desirous of laying, building, operating or expanding a CGD network shall submit an expression of interest to the Board. Board after its preliminary assessment, either issues an open advertisement or commences the public consultation process. The Board may, based on the views received and taking into consideration various criteria, decide the area for the proposed CGD network and invite bids for the same (Regulation 4(1)).
- Suo-Motu route:** The Board may also suo-motu invite bids from entities interested in laying, building, operating or expanding a CGD network for any specified geographical area (Regulation 4(2)).
- Under Regulation 17:** Board issues acceptance of Central Government authorization to the entities for laying, building, operating or expanding CGD network before the appointed day of 1st October, 2007.
- Under Regulation 18:** Board grants authorization for CGD Network to entities not authorized by the Central Government for laying, building, operating or expanding CGD network before the appointed day of 1st October, 2007. Broadly speaking, these are the geographical areas where an entity had made physical progress and financial commitment etc., before the appointed day, to the extent specified in the CGD Authorisation Regulations.

2.1.2 Details of Geographical Areas along with commitment made by CGD Entities in respect of PNG domestic connections, CNG Stations and Steel Pipeline during 9th and 10th CGD Bidding Rounds are given in **Annexure A** and **Annexure B** respectively. Details of CGD Networks authorized till 8th CGD Bidding Round are given in **Annexure C**.

Snapshot of City Gas Distribution Authorizations in India





Category of CGD Authorizations	% Area of India		% Population of India		Geographical Area (GAs)	
	Category wise	Cumulative	Category wise	Cumulative	Category wise	Cumulative
Pre-PNGRB (2009 Onwards)	3.02	3.02	9.67	9.67	31	31
Round 1 (Oct '08)	0.03	3.05	0.33	10	6	37
Round 2 (Feb '09)	0.03	3.08	0.23	10.23	3	40
Round 3 (Jul '10)	1.21	4.29	0.77	11	6	46
Round 4 (Sept '13)	1.29	5.58	2.27	13.27	9	55
Round 5 (Jan '15)	1.82	7.4	2.04	15.31	8	63
Round 6 (Oct '15)	2.02	9.42	2.07	17.38	18	81
Round 7 (Jun '16)	0.46	9.88	0.36	17.74	1	82
Round 8 (Nov '16)	0.57	10.45	0.94	18.68	6	88
Sec. 42 (Mar '18)	0.61	11.06	1.57	20.25	6	94
Round 9 (Apr '18)	23.82	34.88	26.38	46.63	86	180
Round 10 (Nov '18)	17.92	52.8	24.23	70.86	50	230
As on 31.03.2021	-	52.69	-	70.4	-	228

Note: CGD authorization of Ludhiana and Kutch (East) Gas were cancelled by the PNGRB on 03.12.2020

2.1.3 11th CGD Bidding Round:

PNGRB has authorized 228 Geographical Areas until now spread over 27 States and U.T.s for development of CGD Network. In order to further expand the reach of natural gas in the country, PNGRB has invited bids for 65 Geographical Areas (206 full districts and 2 part districts) under the 11th CGD Bidding Round on 17.09.2021 and the bidding process is underway. The 65 GAs are spread over 19 States and 1 Union Territory (Jammu & Kashmir) and are based on existing and upcoming pipelines in their vicinity. Post award of these 65 GAs, 86% of India's geographical area and 96% of its population would be covered under CGD Network. Post award of these 65 GAs, 17 States – Andhra Pradesh, Goa, Gujarat, Haryana, Karnataka, Kerala, Punjab, Rajasthan, Tamil Nadu, Telangana, Odisha, Maharashtra, Chhattisgarh, Himachal Pradesh, Madhya Pradesh, Tripura and Uttarakhand along with 3 UTs – Delhi, Chandigarh and Dadra Nagar Haveli & Daman and Diu would be completely authorized for development of CGD Network.

Details of GAs for 11th Round is given in **Annexure-D**.

2.1.4 Third Party access to CGD network

In order to declare the existing GAs as common carrier or contract carrier and allowing access to third parties in the GAs where the authorized entities have completed their marketing exclusivities, PNGRB notified the PNGRB (Guiding Principles for Declaring City or Local Natural Gas Distribution Networks as Common Carrier or Contract Carrier) Regulations, 2020 on 30.09.2020, which lays down the provisions to be followed by the Board for declaring the CGD network as a common carrier or contract carrier under section 20 of the PNGRB Act, 2006. Further, PNGRB notified the PNGRB (Access Code for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2020 on



23.11.2020, which shall be applicable to an authorised entity in a GA and to any shipper who intends to utilise the capacity in the CGD Network in that GA. Once any CGD network is declared as common carrier or contract carrier, access to the shippers shall be allowed to utilize the common carrier or contract carrier capacity available in the CGD network. Open access to third party entity (shippers) shall be governed by the said Access Code regulations and would help increase the competition in the GA and provide flexibility to consumers. It would also benefit in terms of reach of natural gas in unserved areas of the GA.

2.1.5 Amendments and clarification to CGD Regulation:

On the basis of the experience of the 9th and 10th CGD Bidding Rounds and feedback of the stakeholders, it was felt that some more fine-tuning of the CGD regulations is required. Accordingly, certain amendments in CGD Authorization Regulations have been notified on 07.09.2021.

In order to address the issue of connectivity for geographically large and scattered CGD Networks and to ensure speedy hook-up connectivity with trunk pipelines, a clarification regarding setting up of City Gate Station (CGS) outside the authorized Geographical Area (GA) has been incorporated in PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2008 vide gazette notification dated 30th June, 2020. This would facilitate the faster development of CGD networks in certain areas.

Further, PNGRB, vide Public Notice dated 2nd June, 2020, clarified that any entity can set up an LNG Station in any Geographical Area (GA) or anywhere else, even if it is not the authorized entity for that GA. However, such entity shall comply with the Provisions of the PNGRB Act and regulations made thereunder, such as T4S Regulations. Subsequently, queries of the stakeholders in this regard were addressed by vide Public Notice dated 23rd July, 2020.

2.2 Protection of interest of consumers by fostering fair trade and competition amongst the entities:

- 2.2.1 For declaring the CGD networks as common carrier after expiry of the marketing exclusivity period, the Board after stakeholder consultation has notified on 30th September, 2020, PNGRB (Guiding Principles for Declaring City or Local Natural Gas Distribution Networks as Common Carrier or Contract Carrier) Regulations, 2020, which contain guiding principles and process for declaring such areas as common carrier.
- 2.2.2 Further, PNGRB has issued public notice in respect of 54 GAs on 13.09.2021 for inviting comments from all stakeholders on the issue of declaring CGD network as common carrier or contract carrier.

2.3 Monitoring for uninterrupted and adequate supply

2.3.1 Progress Review Meetings and Hearings:

With an aim to enhance penetration of PNG/CNG coverage in the CGD Geographical Areas (GAs) already authorized, progress review meetings/hearings were carried out with the CGD entities for respective GAs, to monitor performance of authorized entities as against Minimum Work Program (MWP) assigned to them at the time of authorisation.

The authorized entities were asked to submit catch-up plans in case of shortfall in achieving MWP.



Close monitoring of the catch-up/future plans submitted by CGD entities in line with the directions of the Board during these review meetings and hearings, is carried out to ensure adherence to timely completion of activities by the entities as per respective MWP and/or catch-up plans.

A list of the Progress Review Meetings and Hearings conducted for CGD Networks during the period from 1st April 2020 to 30th September, 2021 is given at **Annexure E**.

2.3.2 Gas Supply Agreement (GSA) and Financial Closure (FC):

The Entities authorized by the Board for development of CGD Networks are required to achieve Natural Gas Tie-up/Gas Supply Agreement (GSA) and Financial Closure (FC), within 270 days from the date of authorization, as per the provisions of regulation 11 of CGD Authorization Regulations.

Status of the acceptance of the GSA and FC is as under:

Description	Natural Gas Tie-up/Gas Supply Agreement (GSA)	Financial Closure (FC)
Accepted/Cleared/Submitted during		
FY 2018-19	26	22
FY 2019-20	94	119
FY 2020-21	16	39
FY 2021-22 (April-September, 2021)	09	03

2.3.3 In order to streamline the implementation of CGD network in authorized GAs by entities, following steps have been taken:

- In order to bring more clarity in the requirements to be met and procedure to be followed with respect to the CGD Authorization Regulations, in cases of Force Majeure in authorized GAs, Guidelines for consideration of 'Force Majeure' in CGD Networks were issued on 26.10.2020.
- The COVID-19 pandemic has impacted various sectors across the globe. Due to this, CGD entities could not perform their obligations of the authorizations and faced numerous issues in the implementation of the CGD networks in their respective GAs. In order to provide relief to the CGD entities, PNGRB has granted time extension in terms of MWP targets and exclusivity from purview of common carrier or contract carrier to 41 CGD entities in respect of 185 GAs on account of COVID-19.
- Few CGD entities had also faced stoppage of work in their authorized GAs due to Force Majeure i.e. floods. To cover up the lost period during which the CGD entities could not perform due to the outcome of floods, PNGRB had granted time extension in terms of MWP targets and exclusivity from purview of common carrier or contract carrier to 14 GAs on account of floods.

2.4 Determination of Capacity of CGD Networks

Capacity of CGD Networks is determined in accordance with the provisions of PNGRB (Determining Capacity of City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2015. The capacity so



determined is web-hosted for various purposes, including providing access to available capacity on non-discriminatory basis under the relevant regulations.

2.5 Cancellation of authorisations and imposition of penalty

2.5.1 The authorization of Jay Madhok Energy Private Limited led Consortium for Ludhiana and Kutch (East) GAs of were terminated on 03.12.2020 on account of non-achievement of MWP targets & FC and submission of doctored documents under Section 23 of the PNGRB Act, 2006 read with Regulations 11 and 16 of the CGD Authorization Regulations and encashed 100% PBGs of these two GAs.

2.5.2 50% PBG was encashed for Jalandhar GA on 03.12.2020 on account of non-achievement of MWP target under Regulation 16 of the CGD Authorization Regulations.

- Afore-stated matters regarding cancellation of GAs are sub judice.

2.6 Present Status of CGD Infrastructure in India

Parameters	All the GAs				
	March, 2018	March, 2019	March, 2020	March, 2021	August, 2021
Domestic PNG Connections (Lakh)	42.02	54.04	65.59	78.20	80.74
Commercial PNG Connections	27,260	28,085	30,703	32,339	33,102
Industrial PNG Connections	7,472	8,783	10,391	11,803	12,443
Total PNG Connections (Lakh)	42.36	54.41	66	78.64	81.20
CNG Stations	1,315	1,742	2,187	3,094	3,369
Steel Pipeline (Inch-KM)	44,362	48,715	65,534	93,112	1,03,661
MDPE Pipeline (Inch-KM)	93,648	1,13,277	1,78,279	2,04,538	2,16,340



PART 3: NATURAL GAS PIPELINES (NGPL)

3.1 Registration and Authorisation:

3.1.1 Regulatory Framework on Authorization:

PNGRB has notified the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 (NGPL Authorization Regulations) for development of Natural Gas pipelines. PNGRB grants authorization for development of natural gas pipeline as per the following provisions: -

- (a) **Expression of Interest:** An entity desirous of laying, building, operating or expanding a natural gas pipeline shall submit an Expression of Interest (EoI) to the Board. In case the expression of interest fulfils the criteria, the Board issues an open advertisement and commences public consultation process. The Board, based on the views received may reject the EoI or go ahead with the proposal with or without modification and invite bids for the same.
- (b) **Suo-motu basis:** The Board may suo-motu initiate a proposal inviting entities to participate in the process of selection of an entity for laying, building, operating or expanding natural gas pipeline on any route.
- (c) **Under Regulation 17:** The Board issues acceptance of Central Government authorization to the entities authorized by the Central Government for laying, building, operating or expanding natural gas pipelines before the appointed day of 1st October, 2007.
- (d) **Under Regulation 18:** -The Board issues grant of authorization to entities not authorized by the Central Government for laying, building, operating or expanding natural gas pipeline before the appointed day of 1st October, 2007. Broadly speaking, these are the natural gas pipelines which an entity had made before the appointed day physical progress and financial commitment, etc. to the extent specified in the NGPL Authorisation Regulations.

3.2 Authorization granted in the year 2020-21:

During the year 2020-21, PNGRB has issued the Authorizations to the concerned entities for laying, building, operating or expanding the following Natural Gas Pipelines under the provisions of the PNGRB Act and the Regulations notified thereunder. These pipelines are to be completed within a period of three years from the date of authorisation.

Sr. No.	Name of the pipeline	Route of pipeline	Description of the pipeline	Date of Issuance	Authorised entity
A	In pursuance of the Policy Directive issued to PNGRB by the Government of India, in the Ministry of Petroleum & Natural Gas, under Section 42 of the PNGRB Act, 2006.				
1.	North East Gas Grid	Guwahati - Numaligarh - Dimapur - Kohima - Imphal - Gohpur - CGS Itanagar, Siliguri - CGS Gangtok, Guwahati - Shillong - Silchar - Panisagar - Agarthala - CGS Aizwal.	Length: 1656 km* Dia: 24" to 12" Capacity: 4.75 MMSCMD	17.11.2020	Indradhanush Gas Grid Limited



Sr. No.	Name of the pipeline	Route of pipeline	Description of the pipeline	Date of Issuance	Authorised entity
B Authorized under Regulation 5 of NGPL Authorization Regulations					
2.	Mumbai - Nagpur - Jharsuguda Natural Gas Pipeline	Mumbai- Nagpur - Raipur - Bilaspur - Korba - Raigarh - Jharsuguda	Length: 1755 km* Dia.: 24"/18"/12" Capacity: 16.5 MMSCMD	15.05.2020	GAIL (India) Limited
C Accepted following dedicated pipelines under Regulation 19(2) of NGPL Authorization Regulations					
3.	ONGC Poondi Fields to Maharaj Soaps Industry Pvt. Ltd.	Poondi to Ammapettai	Length: 200 m Capacity: 200 SCM	29.09.2020	Maharaj Soaps Industry Pvt. Ltd.
D Tie-in connectivity under regulation 21(1) of NGPL Authorization Regulations					
4.	Tie-in from AGPKLPL's proposed LNG Terminal at Karaikal Port to Chemplast/PPCL on existing GAIL's Cauvery Basin Network	AGP Karaikal LNG Private Limited's proposed LNG Terminal at Karaikal Port to Chemplast/PPCL on existing Narimanam - Kuthalam Natural Gas Pipeline Sub-Network of GAIL's Cauvery Basin Network	Length: 8 km Dia.: 18" Capacity: 2 MMSCMD	24.07.2020	AGP Karaikal LNG Private Limited
5.	Tie-in connectivity from the proposed LNG terminal, Kakinada Deep Water Sea Port to GAIL's KG Basin network at NFCL terminal, East Godavari District	Proposed LNG terminal, Kakinada Deep Water Sea Port to GAIL's KG Basin network at NFCL terminal, East Godavari District	Length: 4 km Capacity: 6.31 MMSCMD	04.12.2020	East Coast Concessions Private Limited
E Spur line under regulation 21(3) of NGPL Authorization Regulations					
6.	Dwecha, Jalore-HRRL Refinery Spurline	Dwecha, Jalore (SV-01 station on Barmer-Pali section of MBPL) to HRRL Refinery at Panchpada, Rajasthan	Length: 90 km Dia.: 18" Capacity: 3 MMSCMD	01.09.2020	GSPL India Gasnet Limited

* Length of pipeline includes the length of Trunk line + Spur lines.
Capacities include Common Carrier Capacity, wherever applicable.



3.3 Natural Gas Pipeline under tendering: -

Sr. No	Name of Pipeline	Route	Description (Length, Capacity)	Last date of bid submission
1.	Langtala - Pachpadra Natural Gas Pipeline	Langtala - Pachpadra	Length: 290 km Capacity: 4.0 MMSCMD	27.12.2021

3.4 Expression of Interests/Proposals under process: -

During the year 2020-21, PNGRB has received the following EoI/Proposals under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Regulations, 2008 for development of Natural Gas pipelines.

Sr. No	Name of Pipeline	Route	Description (Length, Capacity)	Entity	Date
1.	Kondapali-Tirupati Natural Gas pipeline	Kondapalli Amravati - Naesaraopeta - Podlil - Tirupati	Length: 440 km Capacity: 4 MMSCMD	GAIL (India) Limited	17.11.2020
2.	Tie-in connectivity from Bokaro CBM Block to Jagdishpur-Haldia-Bokaro Haldia Natural Gas pipeline (JHBDPL)	ONGC Bokaro CBM to SV-01A on Bokaro-Dhamra Section of JHBDPL	Length: 23 km Capacity: 0.991 MMSCMD	GAIL (India) Limited	04.05.2020
3.	Tie-in connectivity from Jharia CBM block to JHBDPL pipeline	ONGC Jharia CBM Block to SV-28 on Dhobi-Durgapur Section of JHBDPL	Length: 6 km Capacity: 0.869 MMSCMD	GAIL (India) Limited	04.05.2020
4.	Spurline from Anjar to Palanpur	Anjar to Palanpur	Length: 274 km Capacity: 12 MMSCMD	Gujarat State Petronet Limited	21.12.2020
5.	Spurline from Jamnagar to Dwarka	Jamnagar to Dwarka	Length: 100 km Capacity: 3 MMSCMD	Gujarat State Petronet Limited	18.01.2021

3.5 Regulation of transportation rates

3.5.1 Regulatory Framework

In terms of section 11(e)(ii) of PNGRB Act, PNGRB is empowered to regulate transportation rate by regulation for common carrier or contract carrier pipelines to ensure non-discriminatory tariff to shippers for using a common carrier or contract carrier pipeline. Transportation rates for the



pipelines authorised by PNGRB through bidding route is determined in the bidding process and specified in the authorisation letter available on PNGRB's website. Transportation rates for the pipelines authorised other than by bidding process (i.e. pre-existing pipelines and those authorised under section 42 of the Act) are determined as under:

The Board has notified Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008. In terms of these regulations tariff is determined in respect of natural gas pipelines authorised other than through bidding route, broadly considering post-tax return of 12% on capital employed applying DCF methodology and certain other parameters.

3.5.2 Tariff Orders issued

During the period from 1st April, 2018 to 31st March, 2020, PNGRB issued the tariff orders finalising the provisional tariffs determined by it earlier, further, comparison of Provisional tariff determined by the Board earlier and the Final tariff fixed for the natural gas pipeline networks is given below:

S. No.	Name of the pipeline network	Date of PNGRB's Tariff Order	Volume transported during 2019-20 (MMSCMD)	Provisional tariff (Rs/ MMBTU)	Final Tariff (Rs/ MMBTU)	% Increase over Provisional/ Final tariff
				Effective Date	Effective Date	% Impact on account on tariff being applied prospectively
1	Gujarat Natural Gas Pipeline Network (GAIL)					
(a)	Baroda sub-network	27.09.2018	2.624	7.81 20.11.2008	27.59 01.04.2018	353% 209%
(b)	Motwan sub-network	27.09.2018	0.003	0.78 20.11.2008	2.77 01.04.2018	355% 219%
(c)	Kadi-Kalol network	27.09.2018	0.062	1.84 20.11.2008	61.61 01.04.2018	3378% 2748%
(d)	Kalol-Ramol network	27.09.2018	0	6.86 20.11.2008	1.9 01.04.2018	-28% -60%
(e)	Mehsana sun-network	27.09.2018	0.057	1.86 20.11.2008	14.82 01.04.2018	797% 587%
(f)	Paliyad sub-network	27.09.2018	0.01	0.58 20.11.2008	4.56 01.04.2018	786% 574%
(g)	Ex-Hazira sub-network	27.09.2018	0.032	0.42 20.11.2008	1.1 01.04.2018	262% 133%
2	Dukli Maharajganj Natural Gas Pipeline (GAIL)	27.09.2018	0.043	6.13 20.11.2008	46.37 01.04.2018	756% 545%



S. No.	Name of the pipeline network	Date of PNGRB's Tariff Order	Volume transported during 2019-20 (MMSCMD)	Provisional tariff (Rs/ MMBTU)	Final Tariff (Rs/ MMBTU)	% Increase over Provisional/ Final tariff
				Effective Date	Effective Date	% Impact on account on tariff being applied prospectively
3	High Pressure Gujarat Gas Grid (GSPL)	27.09.2018	24.72	26.58 27.07.2012	34.00 01.04.2018	128% 19%
4	Agartala Regional Natural Gas Pipeline (GAIL)	27.09.2018	1.26	5.80 20.11.2008	45.89 01.04.2018	791% 604%
5	Low Pressure Gujarat Gas Grid (GSPL)	27.09.2018	2.95	1.88 27.07.2012	4.08 01.04.2018	217% 76%
6	Dahej Uran Panvel Dhabol Natural Gas Pipeline Network (GAIL)	27.09.2018	12.62	24.49 20.11.2008	37.78 01.04.2018	154% 43%
7	Dadri-Panipat Natural Gas Pipeline (IOCL)	27.09.2018	4.46	10.20 18.07.2010	16.46 01.04.2018	161% 43%
8	Uran-Trombay Natural Gas Pipeline (ONGC)	02.11.2018	3.60	5.70 20.11.2008	34.73 01.04.2019	609% 428%
9	Hazira Ankleshwar Natural Gas pipeline (GGL)	12.03.2019	0.99	4.92 20.11.2008	9.34 01.04.2019	90% 65%
10	East West Natural Gas Pipeline (EWNGPL) (PIL)	12.03.2019	18.78	52.23 20.11.2008	71.66 01.04.2019	37% 30%
11	HVJ-GREP-DVPL ("HVJ") and DVPL/GREP Upgradation ("HVJ Upgradation") (GAIL) (See note 1)		69.03			



S. No.	Name of the pipeline network	Date of PNGRB's Tariff Order	Volume transported during 2019-20 (MMSCMD)	Provisional tariff (Rs/ MMBTU)	Final Tariff (Rs/ MMBTU)	% Increase over Provisional/ Final tariff
				Effective Date	Effective Date	% Impact on account on tariff being applied prospectively
A	HVJ	04.06.2019		25.46	41.11	NA
B	HVJ Upgradation	04.06.2019		20.11.2008 53.65 27.03.2010	01.07.2019 41.11 01.07.2019	
12	Mumbai Regional Natural Gas Pipeline Network (GAIL)					
A	Uran-Thal-Usarsub-network	04.06.2019	2.12	3.49 20.11.2008	6.03 01.07.2019	73% 63%
B	Trombay-RCF sub-network	04.06.2019	2.77	1.04 20.11.2008	25.15 01.07.2019	2318% 1968%
13	Assam Natural Gas Pipeline (GAIL)	04.06.2019	2.12	4.05 20.11.2008	1.81 01.07.2019	-55% NA
14	Jagdishpur-Haldia-Bokaro-Dhamra Pipeline ("Urja Ganga") -Phase I (GAIL)	04.06.2019	0.01	63.46 01.07.2019	NA NA	NA
15	K. G. Basin Natural Gas Pipeline (GAIL)	28.06.2019	4.56	45.32 16.03.2016	16.14 01.07.2019	-64% -41%
16	Dabhol-Bangalore Natural Gas Pipeline (GAIL)	09.08.2019	0.92	40.83 01.04.2016	45.38 01.09.2019	11% 5%

Note: PNGRB has issued integrated tariff for HVJ and HVJ upgradation

3.5.3 Issues addressed

While issuing above final tariff orders PNGRB has addressed the following issues:

- (a) **Net Fixed Assets (NFA):** In terms of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008, 12% post tax return on capital employed is provided. Tariff is calculated based on Discounted Cash Flow (DCF) methodology. Accordingly, NFA is considered as an outflow in first year of tariff computation. As per the tariff filing by entities in respect of various pipelines, it has been observed that different entities are/were charging different rates of depreciation in books of accounts. PNGRB in previous tariff orders considered NFA, as per books of accounts, whereas entities



were claiming NFA based on 30 years economic life of pipeline. This led to various litigations by the transportation entities. PNGRB reviewed the claims of various entities and in order to provide reasonable return over economic life of pipeline in terms of tariff regulations on uniform basis, considered NFA based on economic life of 30 years (i.e. depreciation on pipeline @ 3.17% by SLM methodology).

- (b) **Volume Divisor:** In terms of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008, volume for natural gas pipelines having completed 5 years of operation is to be considered based on 100% of own requirement, firm-up contract capacity and actual volume flow under common carrier capacity for the previous year or actual whichever is higher for the period till 7th January, 2016. Further, as per amendment in the aforesaid regulation effective from 8th January, 2016, volume divisor for the sixth and subsequent years of operation of natural gas pipeline shall be equal to own requirement, firm-up contract capacity and booked common carrier capacity or 75% of the pipeline capacity whichever is higher. PNGRB in its previous tariff orders had considered 100% of the capacity as volume flow for pre-PNGRB pipelines. This led to various litigations by the transportation entities. PNGRB in final tariff orders issued now have considered 75% of the pipeline capacity plus actual volume flow under common carrier capacity for the previous year or actuals, whichever is higher for the period till 7th January, 2016 from sixth year of pipeline operation.
- (c) **Phase-wise capacity built-up:** In earlier tariff orders, where natural gas pipelines were laid in multiple phases, PNGRB while calculating the transportation tariff had considered total capacity of the pipeline on the commissioning of first phase and considered sum of actual and future Capital Expenditure (Capex), sum of actual and future Operating Expenditure (Opex) corresponding to the total capacity. With this approach, customers connected with the first phase had to bear the cost of upcoming phase. In order to balance the scenario, PNGRB in recent tariff orders has considered, capacity built-up of the Natural Gas pipelines as per the actual phase(s) commissioned and corresponding Capex and Opex to determine the transportation tariff.

3.5.4 PNGRB is in the process of reviewing tariff for the following Natural Gas Pipelines:

- (a) Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore Natural Gas Pipeline
- (b) Chainsa-Jhajjar-Hissar Natural Gas Pipeline
- (c) Dadri-Bawana-Nangal Natural Gas Pipeline
- (d) Cauvery Basin Natural Gas Pipeline

3.5.5 Following amendments were made in the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations, 2008:

- (a) **Tax Rate:** 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.
- (b) **Tariff Review:** In order to avoid infructuous exercise of tariff review, based on updation of data for 1-2 years immediately after the determination of final tariff or tariff review, following clause has been inserted in Regulation 2(1)(h) of Tariff Regulations as under:



“Provided further 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 also that the tariff review can be done earlier in terms of provisions of sub-clause (9) of clause 9 of Schedule A.”

- (c) Retrospective applicability of Tariff Orders:** As per the Regulation 9(4) of the Tariff Regulations prior to this amendment “Adjustment on account of variation in the provisional initial unit natural gas pipeline tariff and final initial unit natural gas pipeline tariff 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, in case tariff order is issued before 30th September, tariff shall be applicable from 1st April of the financial year in which Tariff Order is issued, otherwise tariff shall be applicable from 1st April of the next financ.”

In order to enable customers to factor the impact of increase/decrease in tariff in their prices and avoid any hardship due to implementation of tariff from retrospective effect and at the same time, in case of increase of tariff, to eliminate the issue of past under recovery of tariff by the transporter from concerned entities/consumers following amendments were made in the Regulation 9(4) of the Tariff Regulations:

“The adjustment on account of variation in the provisional initial unit natural gas pipeline tariff, final initial unit natural gas 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 (zonal tariff in case of applicability of zonal tariff) is issued by the Board.”

- (d)** Unified Tariff Regulations was notified on 23.11.2020 by way of PNGRB (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Second Amendment Regulations, 2020. Unified Tariff means unit natural gas pipeline tariff for transportation of natural gas, in National Gas Grid System, network of all such natural gas pipelines within India which are fully interconnected with each other. Unified tariff will eliminate cascading tariff and will give flexibility to customers to source gas from any terminal /source across multiple interconnected pipelines of natural gas grid system and thus will enable them to overcome the disadvantages in terms of geographical locations, particularly for consumers in geographical locations, far from source of natural gas.
- (e)** PNGRB vide (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Third Amendment Regulations, 2020 introduced certain key changes for determination of tariff now onwards namely, inclusion of 50% Income on account of IMS services in tariff calculation, cap on tariff on account of expansion in capacity by 10 percent or more, clarification issued that any interconnection between two natural gas pipelines shall not be considered as extension or expansion or tie in connectivity, economic life of 30 years etc .

3.6 Progress Review Meetings and Hearings:

After grant of authorization, PNGRB continuously monitors the pipelines projects for timely completion of the pipelines authorized by the Board. Towards this end, progress review meetings/ hearings were conducted with the authorized entities during the period from 1st April, 2020 to 30th September, 2021, as per details given in **Annexure F**.



3.7 Extension of completion schedule to authorized Natural Gas Pipelines:

During the period from 1st April, 2020 to 30th September, 2021, PNGRB has granted time extension subject to certain conditions, for completion of following Natural Gas Pipelines authorized by it:

S. No.	Name of Entity	Name of Pipeline	Scheduled date of completion	Extended up to
1	GAIL (India) Limited	Jagdishpur-Haldia-Bokaro-Dhamra-Barauni-Guwahati	JHBDPL: 31.12.2020 BGPL: 28.02.2021	31.12.2021
2	GAIL (India) Limited	Chainsa-Jhajjar-Hissar	30.09.2020	31.05.2021
3	GAIL (India) Limited	Dadri-Bawana-Nangal	31.08.2020	30.04.2021
4	Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation Ltd.	Kakinada - Vizag - Srikakulam	KVPL: June, 2020 VSPL: June, 2021	KVPL: June, 2021 VSPL: June, 2022
5	H-Energy Private Limited	Jaigarh- Mangalore	June, 2020	March, 2021
6	Indian Oil Corporation Limited	Ennore – Tuticorin	Feb, 2021	Feb, 2022
7	GSPL India Gasnet Limited	Mehsana – Bhatinda	Dec, 2020	MBPL Phase#2 – June, 2021 Spur lines – Dec, 2022

3.8 Cancellation/Foreclosure of Authorisations:

There were no cancellations of Authorized Natural Gas Pipelines during the year 2020-21.

Foreclosure of Bhatinda-Jammu-Srinagar Natural Gas pipeline at Gurdaspur: The Board decided to foreclose Bhatinda-Jammu-Srinagar Natural Gas Pipeline (BJSPL) by terminating it at Gurdaspur.

3.9 Details of the operating Natural Gas Pipelines and under development Natural Gas Pipelines:

Details of the natural gas pipelines under operation and under construction are given at **Annexure G.**



3.10 Gas Infrastructure Map of India



3.11 Determination of Capacity of Natural Gas Pipelines

Capacity of Petroleum, Petroleum Products and Natural Gas Pipelines are determined in accordance with the provisions of the PNGRB (Capacity Determination for Petroleum, Petroleum Products and Natural Gas Pipelines), Regulations, 2010. The capacity so determined is web-hosted for various purposes, including providing access to available capacity on non-discriminatory basis under the relevant regulations and for fixation of tariff for the natural gas pipelines.



PART 4: PETROLEUM AND PETROLEUM PRODUCTS PIPELINES (PPPL)

4.1 Registration and Authorisation

4.1.1 Regulatory Framework on Authorization:

PNGRB has notified the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2010 (PPPL Authorization Regulations) on 1st September 2010 for development of Petroleum and Petroleum Products pipeline.

PNGRB grants the authorization for development of Petroleum and Petroleum Product Pipeline as per the following provisions, which are similar to the authorization of Natural Gas pipelines explained earlier: -

- (a) Expression of Interest
- (b) Suo-motu route
- (c) Under Regulation 17
- (d) Under Regulation 18

4.1.2 Authorizations granted in the year 2020-21: -

PNGRB has granted the following Authorizations to the concerned entities for development of the Petroleum and Petroleum Products pipelines:

Sr. No.	Name of the Petroleum Product pipeline	Route of the pipeline	Description of the pipeline	Date of the Authorization	Authorised entity
A. Authorized under Regulation 5 of PPPL Authorization Regulations					
B Provisionally Accepted under Regulation 17 of PPPL Authorization Regulations					
2.	Numaligarh-Siliguri Petroleum and Petroleum Products pipeline	Numaligarh-Siliguri	Length: 660 km Dia.: 16" Capacity: 1.721 MTPA	29.09.2020	Oil India Limited
C. Authorized under regulation 19(2) of PPPL Authorization Regulations					
3.	OPaL, Dahej to Deepak Phenolics Limited, Dahej	OPaL, Dahej to Deepak Phenolics Limited, Dahej	Length: 2.495 km Capacity: 150,00 MTPA	23.11.2020	Reliance Gas Pipelines Limited



Sr. No.	Name of the Petroleum Product pipeline	Route of the pipeline	Description of the pipeline	Date of the Authoriza-tion	Authorised entity
4.	Dedicated pipeline from ONGC C2, C3 Plant to ONGC Petro additions Plant (OPaL) respectively	ONGC C2, C3 Plant to ONGC Petro additions Plant (OPaL) respectively	Length: C2 Pipeline: 8.33 km. C3 Pipeline: 10.2 km. C4 Pipeline: 10.2 km. Capacity in KTPA: C2 Pipeline: 535 C3 Pipeline: 271 C4 Pipeline: 167	02.12.2020	ONGC Petro additions Limited (OPaL)
5.	GCPTCL to ONGC Petro additions Plant (OPaL)	GCPTCL to ONGC Petro additions Plant (OPaL)	Length: 10.68 km Capacity: 1500 KTPA	02.12.2020	OPaL

4.1.3 Invitation of Bids under tendering process:

Sr. No	Name of Pipeline	Route	Description (Length, Capacity)	Last date of bid submission
1.	JNPT to Navi Mumbai International Airport Petroleum and Petroleum Product (ATF) pipeline	JNPT Terminal- Navi Mumbai	Length: 15 km Capacity: 2 MMTPA	07.12.2021
2.	Devangonhi -Chitradurga Petroleum and Petroleum Products pipeline	Devangonhi -Chitradurga (Karnataka)	Length: 230 km Capacity: 1.00 MMTPA	28.10.2019 (Price Bid opening on hold on stay imposed by APTEL)

4.1.4 Eol under process in the year 2020-21:

Sr. No	Name of Pipeline	Route	Description	Entity	Date
1.	Palwal to Jewar Airport Petroleum and Petroleum Product (ATF) pipeline	Palwal to proposed Jewar International Airport	Length: 36 km Capacity: 2.5 MMTPA	Indian Oil Corporation Limited	24.12.2020

4.2 Regulation of Transportation Rates

4.2.1 Regulatory Mechanism

As per Regulation 5 of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Regulations, 2010, petroleum and



petroleum products pipelines transportation tariff shall be determined by benchmarking, against alternate mode of transport, that is, rail at a level of seventy-five percent except for LPG where it will be one-hundred per cent on a train load basis for equivalent rail distance along the petroleum and petroleum product pipeline route and shall apply to an entity covered under Regulation 3.

4.2.2 Tariff Orders issued

In terms of extant regulations, PNGRB has issued following Tariff Orders (TO) during the FY 2019-20:

TO No.	Name of the pipeline network	Pipeline Entity	Date of Order
1.	Jamnagar-Loni LPG Pipeline	GAIL	04.06.2019
2.	Vizag-Secunderabad LPG Pipeline	GAIL	04.06.2019
3.	Mangalore-Hassan-Bangalore Product Pipeline	Petronet MHB Limited	04.06.2019
4.	Mundra-Delhi Product Pipeline	HPCL	04.06.2019
5.	Chennai-Trichy Madurai Product Pipeline; Devangonhi-Devanhalli ATF Pipeline; Paradip Raipur Ranchi Product Pipeline	IOCL	04.06.2019

PNGRB has extended these Regulations from time to time in the past by notifying the amendment Regulations. Last amendment Regulation was notified on 28th September, 2020 which is valid until 30th September, 2021.

4.3 Progress Review Meetings and Hearings:

After grant of authorization, PNGRB continuously monitors the progress in the pipelines projects authorized by the Board for their timely completion. Towards this end, progress review meetings/hearings were conducted with the authorized entities during the period 1st April, 2020 to 30th September, 2021, as per details given below:

S. No.	Name of Entity	Name of Pipeline	Date of Meeting/Hearing
1	IMC Limited	Ennore Port-Manali Industrial Area	06.08.2020

4.4 Extension of completion schedule to authorized Petroleum Product Pipelines:

During the period from 1st April, 2020 to 30th September, 2021, PNGRB has granted time extension subject to certain conditions, for completion of following Petroleum Product Pipeline authorized by it:

S. No.	Name of Entity	Name of Pipeline	Scheduled date of completion	Extended up to
1	IHB Private Limited	Kandla - Gorakhpur	December, 2021	December, 2022

4.5 Petroleum Products Pipelines under Operation/Construction:

Details of petroleum products pipelines under operation and under construction as on 30.06.2021 are given at **Annexure H**.



PART 5: GAS TRADING EXCHANGE

5.1 Regulatory Framework

The Board formulated Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Gas Exchange) Regulations, 2020 in compliance to the directive issued by the Central Government on 1st July, 2020 under section 42(2) of the PNGRB Act assigning PNGRB a function under section 11(j) for regulating the establishment and operations of gas trading exchange(s) which is expected to secure suitable distribution and increase availability of natural gas by creating a free gas market to usher in gas-based economy in the country. These regulations were notified on 28th September, 2020 to regulate the establishment and operation of the gas exchanges and clearing corporations. The gas exchange would provide a trading platform to foster gas trading in a fair and transparent manner to promote an efficient and robust gas market in the country.

5.2 Authorisation of 1st Gas Exchange

India Gas Exchange Limited (IGX) has been authorised on 02.12.2020 by PNGRB as first Gas Exchange. IGX reported 6,82,450 MMBTU of natural gas traded during the period from December, 2020 to 13th July, 2021 at various hubs and under different types of contracts.



PART 6: TECHNICAL STANDARDS

6.1 Regulatory Framework

As per Section 11(i) of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006, the Board shall lay down, by regulations, the technical standards and specifications including safety standards in activities relating to petroleum, petroleum products and natural gas, including the construction and operation of pipelines and infrastructure projects related to downstream petroleum and natural gas sector.

In line with the above laid down functions, PNGRB constituted an Advisory Committee in August, 2007 for review and identification of gaps in the existing Technical Standards and Specifications including Safety Standards in activities related to petroleum, petroleum products and natural gas sector.

6.2 Development of Technical Standards and Specifications, Including Safety Standards

6.2.1 Process for finalization of Technical Standards and Specifications

Various sub-committees have been constituted with a view to ensure the formulation of regulation/standards, uniformity of standards, codes and best practices amongst all the entities, safety of mid-stream and downstream installations, public infrastructure and environment. The Board has endeavoured to give representation in these sub-committees not only to the entities operating in this sector but also to the concerned Government agencies, industry bodies, technical institutions etc. The sub-committees study the prevailing national/international standards, industry practices, technological advancements etc. on the subject matter and formulate the draft standard in accordance with the provisions as detailed in the PNGRB Regulations on Procedure for development of Technical Standards and Specifications including Safety Standards.

The draft regulations finalized by the respective sub-committees/sub-groups are deliberated within the Board. After modification, if any, and approval of the draft by the Board, the draft regulations are webhosted on the PNGRB's website for public consultation. After receiving the suggestions/comments from the public as well as stakeholders, PNGRB conducts an Open House for deliberations on the various comments and suggestions. Based on Open House discussions, draft regulations are finalized, legally vetted, translated into Hindi and considered by the Board for approval and formal notification.

6.2.2 Technical standards and specifications, including safety standards had been notified for the following areas until March, 2021:

- i. City or Local Natural Gas Distribution Networks (2008),
- ii. Natural Gas Pipelines (2009),
- iii. Petroleum and Petroleum Products Pipelines (2016),
- iv. Emergency Response and Disaster Management Plan (2010),
- v. Third Party Conformity Assessment (2015),
- vi. Liquefied Natural Gas Facilities (2018),
- vii. Dispensing of Automotive Fuels (2018),
- viii. LPG Storage, Handling and Bottling Facilities (2019), and
- ix. Petroleum Installations (2020)



6.2.3 Technical standards and specifications, including safety standards are currently under development for the following areas:

- i. Petroleum Refineries and Gas Processing Plants.
- ii. Mobile Dispensing of LNG.
- iii. Mobile Dispensing of CNG.
- iv. Door to Door Delivery of Automotive Fuels.
- v. EV Charging Stations and Battery Swap Facilities at Retail Outlets.

These regulations are expected to be notified by March, 2022. With the notification of these regulations, the entire activities of midstream and downstream petroleum, petroleum products and natural gas would be covered by the PNGRB's technical standards and specifications, including safety standards.

6.3 Amendments in Technical Standards and Specifications, Including Safety Standards

6.3.1 The amendment in the notified Technical Standards and Specifications, Including Safety Standards Regulations is undertaken from time to time considering the latest technological developments, industry experience etc. The amendment proposals submitted by the entities or suo-motu by Board are reviewed by the technical sub-committee. The amendment process is similar to development of new regulations and is in accordance with the provisions as detailed in the PNGRB Regulation on Procedure for development of Technical Standards and Specifications including Safety Standards. The amendment/review is a continuous process; for example, major amendments in CGD Regulations are being undertaken to facilitate the growth in the sector without compromising the safety.

6.3.2 The following amendments to Technical Standards and Specifications, Including Safety Standards had been notified until March, 2021:

- i. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2009,
- ii. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2014,
- iii. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2015,
- iv. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2016,
- v. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2016,
- vi. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2019,
- vii. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2020,
- viii. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Second Amendment Regulations, 2020,
- ix. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2012,



- x. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2014,
- xi. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2015,
- xii. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2018,
- xiii. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2020,
- xiv. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Amendment Regulations, 2017,
- xv. PNGRB(Technical Standards and Specifications including Safety Standards for dispensing of Automotive Fuels) Amendment Regulations, 2020,
- xvi. PNGRB (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Amendment Regulations, 2015,
- xvii. PNGRB (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Amendment Regulations, 2020,
- xviii. PNGRB (Procedure for Development of Technical Standards and Specifications including Safety Standards) Amendment Regulations, 2015,
- xix. PNGRB (Procedure for Development of Technical Standards and Specifications including Safety Standards) Amendment Regulations, 2020,
- xx. PNGRB (Integrity Management System for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2020,
- xxi. PNGRB (Integrity Management System for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2020,
- xxii. PNGRB (Determining Capacity of Petroleum, Petroleum Products and Natural Gas Pipeline) Amendment Regulations, 2015, and
- xxiii. PNGRB (Determining Capacity of City or Local Natural Gas Distribution Network) Amendment Regulations, 2020.

6.4 Emergency Response and Disaster Management Plan

- 6.4.1** In order to manage emergency, casualties, minimize damage to property, machinery, public, environment etc., the PNGRB (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Regulations, 2010, have been notified. These regulations apply to all downstream petroleum activities such as refining, processing, storage, handling, transportation, distribution, dispensing of petroleum etc. related to petroleum, petroleum products and natural gas.
- 6.4.2** In accordance with Schedule I to the ERDMP Regulations, 2010, the entities of midstream and downstream oil and gas sectors are required to develop and submit Third Party Inspection Agency (TPIA) certified and Board approved Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP) documents for their facilities.



6.5 Compliance to PNGRB Regulations

6.5.1 The compliance to Technical Standards and Specifications, including Safety Standards, is monitored through inspections carried by Third Party Inspection Agencies (TPIAs) empanelled through assessment of their technical capability etc. in line with the PNGRB (Third Party Conformity Assessment) Regulations, 2015 or directly by the Board. These regulations inter alia provide the requirements of accreditation by an accrediting body for TPIAs, presently National Accreditation Board for Certification Bodies (NABCB), as per ISO/IEC 17020 or any other appropriate standard and/or any other mechanism as approved by the Board to ensure their competence, integrity, impartiality etc. to undertake inspection for compliance of the above mentioned PNGRB regulations. The inspection by independent empanelled TPIAs is in line with international practice wherein regulators set the standards and compliance is ensured by the entities through independent TPIAs. However, the prime responsibility of ensuring safety lies with the entity itself.

6.5.2 PNGRB has a MoU with Quality Council of India (QCI) for cooperation between PNGRB and QCI especially for providing accreditation services to PNGRB to support its regulations on Third Party Conformity Assessment. Accordingly, TPIAs empanelled by Board shall be accredited as per ISO 17020. Alternatively, the certification shall be obtained within one year to ensure the competence of its personnel and compliances in line with Regulations. PNGRB officials have been nominated on the Board of National Accreditation Board for Certification Bodies to strengthen the process of inspections/certifications by Third Party Inspection Agencies.

6.5.3 Number of empanelled Third-Party Inspection Agencies (TPIA)

Sector	Empanelled until March, 2020	Empanelled during April, 2020 to March, 2021	Empanelment expired during April, 2020 to March, 2021	Empanelled during April, 2021 to May, 2021	Empanelment expired during April, 2021 to May, 2021	Empanelled as on May, 2021
T4S Regulations						
City Gas Distribution Networks	18	15	13	8	3	25
Natural Gas Pipelines	17	12	13	7	2	21
Petroleum Product Pipelines	8	10	5	4	2	15
LNG Facilities	0	7	0	2	0	9
LPG Storage, Handling and Bottling Facilities	0	7	0	3	0	10
Petroleum Installations	0	0	0	1	0	1



Sector	Empanelled until March, 2020	Empanelled during April, 2020 to March, 2021	Empanelment expired during April, 2020 to March, 2021	Empanelled during April, 2021 to May, 2021	Empanelment expired during April, 2021 to May, 2021	Empanelled as on May, 2021
IMS Regulations						
CGD Networks	6	5	5	3	0	9
Natural Gas Pipelines	5	6	4	2	0	9
ERDMP Regulations						
ERDMP	11	10	8	4	2	15

6.5.4 The entities are required to submit the report of technical audit carried out by the empanelled Third-Party Inspection Agencies (TPIAs) along with the mitigation plan as per the provisions of the regulations. The compliance to these regulations and non-conformities observed in Technical Audit are monitored by the PNGRB and review meetings are held with entities to ensure compliance of various recommendations in a time bound manner. In addition, a Panel of Experts comprising superannuated technical personnel from industry has been constituted to undertake technical inspections, incident investigations, capacity determinations, etc. on behalf of PNGRB to further strengthen the process of compliance, evaluations etc. The Table below shows number of Audit/ Inspection/Certification carried out during April, 2020 to March, 2021:

Sr. No	Sector	Until March, 2020	April, 2020 to March, 2021	Total
1	City Gas Distribution Networks	140	24	164
2	Natural gas pipelines	127	13	140
3	Petroleum product pipelines	50	14	64
4	ERDMP	1299	305	1604

6.5.5 In addition, Multi-disciplinary teams constituted by PNGRB comprising members from industry, panel of experts and PNGRB have undertaken the following inspections.

Sr. No.	Sector	September, 2015 to March, 2020	April, 2020 to March, 2021	Total
1	City Gas Distribution Networks	4	-	4
2	Natural Gas Pipelines	2	-	2
3	Petroleum Product Pipelines	7	-	7
4	Liquefied Natural Gas Facilities	4	-	4

6.5.6 The incident database for the incidents in city gas distribution networks, natural gas pipelines, petroleum, petroleum product pipelines, installations etc. is maintained and analysis of major incidents detailing the description, observations, cause and learning is carried out and web-hosted so that corrective measures are taken by industry to prevent recurrence. Further, to investigate the selected major incidents, enquiry committees comprising experts from industry and PNGRB are constituted to identify the shortcomings, reasons for failure and learning to prevent recurrence of such incidents.



The number of incidents, including road incidents, during the period from April, 2020 to March, 2021 is as under:

Period	Near- miss	Minor	Major	*Fatalities	*Injuries
April, 2020 to March, 2021	80094	10914	314	172	109

* During 2020-21, 286 road incidents took place resulting in 148 fatalities and 96 injuries.

6.5.7 PNGRB has constituted enquiry committee to identify shortcomings, establish the cause of failure, suggest remedial measures to prevent the recurrence and also to fix responsibility for following incidents:

- Major fire occurred at ONGC Hazira Plant on 24.09.2020.
- Major fire incident at IOCL Retail Outlet at Rajbhavan square filling centre, Bhubaneswar on 07.10.2020
- Major Incident at Residential Society, Kalol, Ahmedabad on 22.12.2020.
- Major fire incident at BPCL's Retail Outlet at Ajmer, Rajasthan on 29.01.2021.

The enquiry reports submitted by the respective committees have been forwarded to respective organisations for compliance. The compliance status received from entities is monitored. Further, the findings of these reports are shared with concerned Industry members for compliance of applicable recommendations at their end to prevent recurrence of similar incidents.

6.6 Integrity Management System (IMS)

6.6.1 The IMS Regulations outline the basic features and requirements for developing and implementing an effective and efficient integrity management plan for city gas distribution networks and Natural Gas Pipelines. PNGRB has notified the following regulations on integrity management system for natural gas pipelines and city or local natural gas distribution networks:

- The PNGRB (Integrity Management System for Natural Gas Pipelines) Regulations, 2012.
- PNGRB (Integrity Management System for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2013.

6.6.2 The following amendments to Integrity Management System Regulations has been notified from April, 2020 to March, 2021:

- The PNGRB (Integrity Management System for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2020.
- The PNGRB (Integrity Management System for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2020.

6.6.3 Regulations on Integrity Management System in respect of petroleum and petroleum product pipelines are under finalisation.

6.6.4 The status of submission of IMS documents is as under:

Sector	Documents received for no. of facilities until March, 2020	Documents received for no. of facilities from April, 2020 to March, 2021	Total
City Gas Distribution Networks	54	2	56
Natural gas pipelines	43	1	44

The compliance to these regulations and non-conformities observed in IMS documents are monitored by the PNGRB and appropriate actions are regularly taken to ensure compliance of these regulations.



6.7 Competence Building

In order to create awareness and to ensure safety, PNGRB officials participated in various workshops/training programs organized by oil and gas industry, National Disaster Management Authority (NDMA), Ministry of Environment Forest & Climate Change (MoEFCC) and Federation of Indian Chambers of Commerce & Industry (FICCI) in various cities across the country to exchange information on technology up-gradation, preparedness, mitigation planning using on-site and off-site emergency planning, transportation of hazardous petroleum, petroleum products and natural gas through pipelines and other modes etc. The endeavour has been to sensitize state Governments, district authorities, local bodies, community, besides industries and various organizations w.r.t. technical requirements under relevant PNGRB Regulations to maintain high level of safety at the oil and gas installations as well as to ensure effective response to emergencies and disaster management.

In order to enhance the capabilities of TPIAs for carrying out conformity assessment of city gas distribution networks, natural gas, petroleum and petroleum products pipelines, LNG facilities, LPG storage, handling and bottling facilities in accordance with the PNGRB's technical standards and specification, including safety standards and certification of ERDMP documents in accordance with ERDMP regulations, Capability Building workshop for all empanelled accredited TPIAs for T4S and IMS regulations was held in January, 2021 and for ERDMP Regulations in September, 2020 to bring uniformity in process of certifications and maintain highest standards of safety standards at the facilities/installations handling petroleum, petroleum products and natural gas.

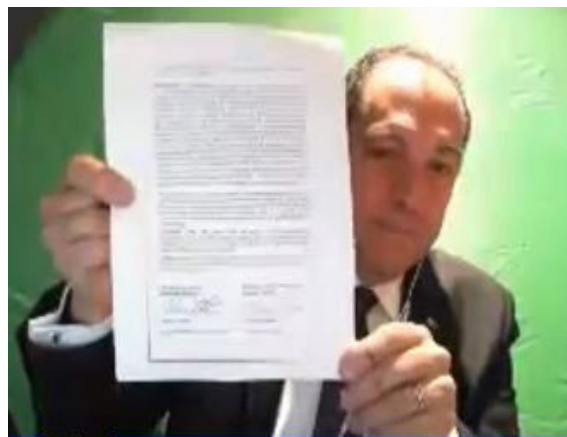
6.8 Memorandum of Understanding (MoU) with American Society of Mechanical Engineers (ASME)

The Petroleum and Natural Gas Regulatory Board has signed a Memorandum of Understanding with American Society of Mechanical Engineers (ASME) on 17th August, 2020 to develop joint collaboration between ASME and PNGRB to:

- Facilitate communication between two organizations;
- Avoid duplication of work efforts where possible;
- Develop knowledge of the standards/regulations and conformity assessment systems;
- Draw on ASME's Standards expertise to further standards, certification and regulatory development for conformity assessment and inspection in Oil & Gas sector within India.



Mr. Satpal Garg, Member and Smt Vandana Sharma, Secretary from PNGRB, New Delhi at virtual MoU signing ceremony



Mr. Thomas Costabile, Chief Executive Officer & Executive and Director, ASME signed on the behalf of ASME from USA, at virtual MoU signing ceremony



PART 7: DISPUTE RESOLUTION

- 7.1 Section 12 of the PNGRB Act, 2006 empowers the Board to adjudicate upon and decide any dispute on the issues relating to the subject matters within the purview of the Board as also to receive and decide complaints connected with the specified activities. The provisions in this regard have been laid down in Chapter-V of the Act. The detailed procedure for receiving, processing and deciding any petition or complaint under these provisions has been laid down under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Conduct of Business, Receiving and Investigation of Complaints) Regulations, 2007.
- 7.2 It is relevant to point out that as per the provisions of Section 12 (1) (a) of the PNGRB Act, 2006, the Board cannot adjudicate upon and decide any dispute or matter when the parties have agreed for arbitration. Further section 25 (1) of the Act, providing for filing a complaint before the Board also prohibits the Board from taking up any complaint of an individual consumer maintainable before a consumer disputes redressal forum under the Consumer Protection Act, 1986.
- 7.3 The following cases are pending before the Board as on 30th September, 2021.

Sr. No.	Case Number	Case Particulars	Remarks
1	Legal/13/2013	GMR Vemagiri Power Generation Ltd. Vs. GAIL (India) Ltd.	Pending*
2	Legal/32/2013	GMR Energy Ltd. Vs. GAIL (India) Ltd.	Pending*
3	Legal/33/2013	LancoKondapali Power Ltd. Vs. GAIL (India) Ltd.	Pending*
4	Legal/34/2013	Konaseema Gas Ltd. Vs. GAIL (India) Ltd.	Pending*
5	Legal/36/2013	GVK Gautami Power Ltd. Vs. GAIL (India) Ltd.	Pending*
6	Legal/37/2013	GVK Industries Ltd. Vs. GAIL (India) Ltd.	Pending*
7	Legal/75/2013	Filatex India Ltd. Vs. GAIL (India) Ltd.	Pending*
8	Legal/42/2013	Tata Power Delhi Distribution Ltd. Vs. GAIL (India) Ltd.	Pending*
9	Legal/43/2013	RGTIL Vs. GAIL (India) Ltd.	Pending*
10	Legal/53/2013	Essar Power Ltd. Vs. Gujarat State Petronet Limited	Pending*
11	Legal/60/2013	CLP India Ltd. Vs. Gujarat State Petronet Limited	Pending*
12	Legal/245/2018	Gujarat Gas Ltd. Vs. Adani Gas Ltd.	Pending*
13	Legal/11/2019	Gujarat State Petroleum Corporation Limited vs. GAIL (India) Limited (Remanded from APTEL in Appeal No. 290 of 2016).	Pending*
14	Legal/7 /2019	Gujarat State Petronet Limited Vs. Essar Steel (India) Limited	Pending*
15	Legal/199/2016	H Energy Private Limited vs. Indian Oil Corporation Limited	Reserved for orders
16	Legal/237/2017	Pioneer Gas Power Limited vs GAIL (India) Limited	Pending
17	Legal/275/2018	Bhagyanagar Gas Limited Vs. Oil and Natural Gas Corporation Limited	Pending
18	Legal/264/2018	Charottar Gas Sahakari Mandali Ltd. Vs. GAIL (India) Limited	Pending



Sr. No.	Case Number	Case Particulars	Remarks
19	Legal/265/2018	Bhagyanagar Gas Limited. Vs. Megha Engineering Infrastructure Limited.	Sine die
20	Legal/267/2018	Sabarmati Gas Ltd.Vs. Crystal Ceramic Industries Pvt. Ltd.	Pending
21	Legal/247/2018	Gujarat Gas Limited vs Saint Gobain Pvt. Limited	Pending
22	Legal/09/2019	Sabarmati Gas Ltd.Vs. GAIL (India) Limited	Pending
23	Legal/10/2019	Sabarmati Gas Ltd.Vs. GAIL (India) Limited	Pending
24	Legal/12/2019	M/s Haldyn Heinz Fine Glass Pvt. Ltd. Vs. M/s Gujarat Gas Limited	Pending
25	Legal/BC-1/1/2019	Mahanagar Gas Limited vs Gail and Another	Pending
26	PNGRB/LEGAL/BC-1/17/2020	Dibrugarh Tea Gas Grid v. Assam Gas Company Limited	Pending for rejoinder
27	PNGRB/LEGAL/BC-1/18/2020	Gujarat Gas Limited Vs. Charotar Gas Sahakari Mandali Ltd. (Review Petition)	Reserved for orders
28	PNGRB/Legal/BC-1/19/2020	Maharashtra Natural Gas Limited Vs. Mahesh Gas Pvt. Ltd.	Adjourned till further orders
29	Legal/BC-1/20/2020	Gujarat Gas Ltd. Vs. Gail (India) Ltd.	Sine Die
30	Legal/BC-1/21/2020	Gujarat Gas Ltd. Vs. Gail (India) Ltd.	Sine Die

* Pending before the Board for adjudication.



PART 8 : ORGANISATIONAL MATTERS

8.1 The Board:

- 8.1.1.** As per the PNGRB Act, 2006, the Board consists of Chairperson, Member (Legal) and three other Members. Names and the tenure of the Board Members during 1st April, 2020 to 30th September, 2021 are given below:

S. No.	Designation	Name	Tenure up to
1	Chairperson	Shri D.K. Sarraf	Upto 3 rd December, 2020.
2	Member	Shri Satpal Garg	14 th August, 2021
3	Member	Shri S. Rath	Upto 18 th May, 2020
4	Member	Shri Gajendra Singh	Upto 14 th June. 2025

- 8.1.2** The name and tenure of the Secretary to the Board is given below:

S. No.	Designation	Name	Tenure upto
1	Secretary	Smt. Vandana Sharma	25 th July, 2022

8.1.3 Meetings of the Board:

Eight Board Meetings were held during 1st April, 2020 to 31st March, 2021 and One Board Meeting was held during 1st April, 2021 to 30th September, 2021 as per details below:

During 1st April 2020 to 31st March 2021

S. No.	Board Meeting No.	Date
1	97 th	05.06.2020
2	98 th	26.06.2020
3	99 th	23.07.2020
4	100 th	31.08.2020
5	101 st	25.09.2020
6	102 nd	04.11.2020
7	103 rd	20.11.2020 and 23.11.2020
8	104 th	01.12.2020

During 1st April, 2021 to 30th September, 2021

S. No.	Board Meeting No.	Date
1	105 th	12.08.2021 and 13.08.2021

8.2 Human Resources:

- 8.2.1** The sanctioned manpower strength of PNGRB is 44 posts, excluding the positions of Chairperson, Members and Secretary. The sanctioned posts in PNGRB are being filled by the officials taken on deputation from oil and gas public sector enterprises and from Central Government departments.



There is no direct recruitment. The sanctioned posts approved by Ministry of Finance (Department of Expenditure), are given below:

S. No.	Details of sanctioned posts	Sanctioned Manpower
1	Adviser	4
2	Jt. Adviser	4
3	Deputy Director	4
4	Assistant Director	2
5	PPS	1
6	Accountant	1
7	Cashier	1
8	Bench Officer	1
9	PS	9
10	PA	6
11	Asst-cum-Data Entry Officer	6
12	Senior Secretariat Assistant	5
	Total	44

8.2.2 The Board also engages requisite number of tenure-based consultants depending upon the volume of work with each division from time to time. The Board has framed Regulations to lay down the process and the terms and conditions for such engagement. During the period from 1st April, 2020 to 31st March, 2021, 10 consultants were engaged by the Board and during the period of 1st April, 2021 to 30th September, 2021 4 consultants were engaged by the Board. The status of Consultants in position as on 30th September, 2021 are as under:

Division	Level - I	Level - II	Level - III	Level - IV
Legal	3	1	-	-
Technical (Engg.)	11		-	-
Finance	2	-	-	1
Admin	3	-	-	
Total	19	1	-	1

8.2.3 Recently, PNGRB (salary, allowances and other conditions of service of Officers and employees) Rules, 2020 were notified during the year and the process for engagement of Officers and staff on deputation to PNGRB from Central Government and alternatively on short-term contract basis was commenced. The following Officers and staff have been taken on deputation from Central Government:

S. No.	Details of sanctioned posts	Officers/staff on deputation from Central Government
1	Jt. Adviser	1
2	Deputy Director	4
3	Senior Secretariat Assistant	1
	Total	6



8.2.4 Human Resource Development

Capacity Building of Officers/Consultants through following training Programmes:

- a) Shri. Tariqahmed A. Sindhi, Deputy Consultant and Ms. Veena Raju, Asst. Consultant attended three month online certificate course in Regulatory Governance organized by FOIR on 17th October, 2020.
- b) Shri. Md. Tanweer Akhtar, Joint Adviser and Shri. Satish Chand Gupta, Asst. Adviser attended two weeks Online Capacity Building Program of FOIR during 7th – 18th December, 2020.
- c) Shri. Ankur Jain, Asst. Adviser and Ms. Pinki Mehra, Asst. Consultant attended three weeks Online Capacity Building Program of FOIR during 4th-22nd January, 2021.
- d) Shri. Md. Tanweer Akhtar, Joint Adviser and Shri. Abhishek Garg, Asst. Consultant attended second batch of three months Online Certificate Course- “Regulatory Governance” of FOIR from 06th February, 2021.
- e) Shri. Ankur Jain, Asst. Adviser and Ms. Pinki Mehra, Asst. Consultant attended Virtual Conference on ‘India Gas Exchange’ on 26th February, 2021.
- f) Shri. S. C. Gupta, Joint Adviser and Mr. Ashish Ranjan, Asst. Consultant attended Conference of 5th edition of the NGV India Summit on 4th-5th March, 2021 at Le Meridian, Delhi.
- g) Shri. Khaja Mohideen, Deputy Adviser, Shri. Vishal Gajjar, Asst. Consultant and Ms. Bhavya Sharma, Asst. Consultant attended UK-India Workshop on Best Practices in Quality Infrastructure during 15th-19th March, 2021.
- h) Ms. Purva Rathore, Asst. Consultant and Shri. Harshil L Kathiriya, Assistant Consultant attended 2 Days Webinar on “Transparency Audit with respect of Compliance under Section 4 of RTI Act, 2005 during 26th -27th August, 2021.
- i) Shri Anil Kumar Garg, Joint Adviser and Shri Abhishek Raj, Deputy Director attended two weeks Online Capacity Building Program of FOIR during 12th – 24th September, 2021.

8.3 Right to Information (RTI) Act, 2005

- 8.3.1** The Right to Information Act, 2005 (RTI Act) aims at achieving the objectives of good governance in a transparent, responsive, citizen-friendly manner with the ability to disseminate all the information to the public. The RTI Cell is headed by a Nodal Officer, Shri Anil Kumar Garg, Joint Adviser, where applications seeking information under the RTI Act are received. In addition, information is also now being sought through DoPT’s online RTIMIS portal.
- 8.3.2** Dissemination of information in public domain includes particulars of organisation, its functions and duties, the designation of CPIO and Appellate Authority etc. The Board is also providing information under Section 4(2) of the RTI Act i.e. to provide information suo-motu to the public at regular intervals by updating the website of PNGRB.
- 8.3.3** PNGRB has designated the following officers as the Central Public Information Officers to discharge various responsibilities as per the provisions of the RTI Act:



S. No.	Divisions	CPIO	Designation
1	Monitoring	K. Kittappa	Joint Adviser I/c (Monitoring)
2	Administration & Legal	Anil Kumar Garg	Joint Adviser (Admin)
3	Finance & Exchange	Pankaj Bhutani	Joint Adviser (F&E)
4	Authorisation & Technical	S C Gupta	Joint Adviser (A&T)
5	Commercial	Harveen Kaur	Deputy Adviser (Comm.)

Ms Vandana Sharma, Secretary, PNGRB is the Appellate Authority.

8.3.4 Details of RTIs/Appeals are as under:

Period	RTI Received	Pending as on 31.03.2021	Appeals Received	Pending as on 31.03.2021
1 st April, 2020 to 31 st March 2021	177	10	15	0

Period	RTI Received	Pending as on 30.09.2021	Appeals Received	Pending as on 30.09.2021
1 st April, 2021 to 30 th September, 2021	98	7	10	2

8.4 Implementation and Encouragement of Official Language

Petroleum and Natural Gas Regulatory Board undertook several activities for implementation, promotion and encouragement of Official Language.

During the period of 01.04.2020-30.09.2021, four Hindi workshops were organized to promote the progressive use of official language and to comply with the Acts, Rules and orders related to the official language. A competition on essay writing in Hindi was also organised in the month of August, 2020.

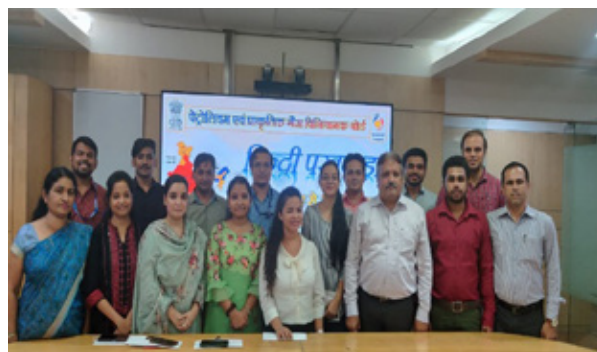
In addition to above, Hindi Fortnight was also celebrated during the period from 14th to 28th September, 2020 to propagate linguistic harmony and to motivate the employees for the progressive usage of Hindi in their day-to-day work. During the Hindi fortnight, various programs like debate, essay writing, technical terminology, translation competition and writing competition were organised. The event saw an overwhelming participation from the employees. A writing competition on the topic “Women Empowerment and Society” was organized in Hindi in the month of February, 2021. On 8th March, 2021, Women’s Day on the theme ‘Women Achievers’ was celebrated with much fanfare and the entire programme was conducted in Hindi.

In pursuance of Government guidelines, the PNGRB website was revamped and relaunched on 10th March, 2021 with a bilingual interface.

A Hindi essay writing competition on the topic “International Yoga Day” was also organized on 15th July, 2021.



Hindi Fortnight was also observed during the period from 14th to 28th September, 2021. The Fortnight was inaugurated on 14th September, 2021. On this occasion the official language pledge was taken. During the Hindi fortnight, various programs like Hindi 'Shabd Gyan', debate and Quiz competition were organized. The closing ceremony of the fortnight was held on 28th September, 2021. Some glimpses of the occasion are as under: -



Adequate number of Hindi books have been procured for the office library to encourage the employees for Hindi reading.

Official Language Implementation Committee holds regular meetings to monitor the official language implementation policy. PNGRB is also a member of Town Official Language Implementation Committee. It remains a constant endeavour to maximise the usage of Hindi in day-to-day workings.



8.5 New Regulations Framed/Amended

8.5.1 PNGRB has issued the following regulations/amendment regulations during the period of 1st April, 2020 to 31st March 2021 and 1st April, 2021 to 30th September, 2021:

During the period of 1st April, 2020 to 31st March, 2021:

S. No.	Regulations	Notified S. No.	Published Date
1	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Meetings of the Board) Amendment Regulations, 2020	164	04.05.2020
2	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Levey of Fee and Other Charges) Amendment Regulations, 2020	168	13.05.2020
3	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Imbalance Management Service) Amendment Regulations, 2020	233	19.06.2020
4	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2020	237	01.07.2020
5	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Third Amendment Regulations, 2020	236	01.07.2020
6	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas pipelines) Amendment Regulations, 2020	263	22.07.2020
7	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Retails Outlets dispensing Petroleum, Auto LPG and CNG) Amendment Regulations, 2020	368	15.09.2020
8	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Second Amendment Regulations, 2020	369	15.09.2020
9	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Responses and Disaster Management Plan (ERDMP) Amendment Regulations, 2020	370	17.09.2020
10	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Levy of Fee and Other Charges) Second Amendment, 2020	398-I	29.09.2020
11	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Fourth Amendment Regulations, 2020	398-II	29.09.2020
12	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Gas Exchange) Regulation, 2020	398-III	29.09.2020
13	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Guiding Principles for Declaring City or Local Natural Gas Distribution Networks as Common Carrier or Contact Carrier) Regulations, 2020	402	30.09.2020
14	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2020	403	30.09.2020



S. No.	Regulations	Notified S. No.	Published Date
15	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determining Capacity of City or Local Natural Gas Distribution Network) Amendment Regulations 2020	404	30.09.2020
16	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Installations) Regulations, 2020	499	11.11.2020
17	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Imbalance Management Services) Second Amendment Regulations, 2020	500	11.11.2020
18	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Transportation Tariff) Second Amendment Regulations, 2020	518	23.11.2020
19	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Third Amendment Regulations, 2020	519	23.11.2020
20	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Imbalance Management Services) Third Amendment Regulations, 2020	520	23.11.2020
21	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Access Code for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2020	521	23.11.2020
22	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2020	522	23.11.2020
23	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for Natural gas pipelines) Amendment Regulations, 2020	523	23.11.2020
24	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Procedure for development of Technical Standards and Specifications including Safety Standards) Amendment Regulations, 2020	524	23.11.2020
25	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Transportation Rate for CGD and Transportation Rate for CNG) Regulations, 2020	525	23.11.2020

During the period of 1st April, 2021 to 30th September, 2021:

1	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Regulations, 2021	383	27.08.2021
2	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2021	384	27.08.2021
3	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Levy of Fee and Other Charges) Amendment Regulations, 2021	385	27.08.2021
4	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2021	386	07.09.2021
5	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Third Party Conformity Assessment) Amendment Regulation, 2021	396	16.09.2021



PART 9: FINANCE AND ACCOUNTS

9.1 Levy of Other Charges

9.1.1 In exercise of the powers conferred by section 11(g) read with section 61(2)(g), the Board had framed Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Levy of Fees and Other Charges) Regulation, 2007 (Other Charges Regulations) which were notified on 26th November 2007. The Other Charges Regulations were subsequently amended and notified on 07th June 2010, 21st June 2013, 3rd January, 2019, 13th May, 2020 and 28th September, 2020.

9.1.2 Other Charges Regulations as amended during the financial year 2018-19 and notified on 3rd January 2019, effective from 1st April 2019 revising the Other Charges upward, as Other Charges had not been revised since 2007 whereas the expenses of PNGRB have increased significantly, due to inflation, increase in its activities. As per the aforesaid amended regulations, Other Charges are payable by the entities as follows:

- a. In case of city or local natural gas distribution network, Other Charges payable are linked to the population of the geographical area and the number of years elapsed from the financial year in which the authorization was granted or accepted by the Board.
- b. In case of natural gas pipeline or petroleum or petroleum product pipeline of any nature, Other Charges are payable as follows:
 - i. Before commencement of operations, Other Charges payable are lump sum (Rs.5,00,000 or Rs.1,00,000) based on the length of the pipeline (more than 50 kms or upto 50 kms).
 - ii. After commencement of operations, Other Charges payable are based on 0.02% of the revenue, subject to minimum charges (Rs.5,00,000 or Rs.1,00,000) based on the length of the pipeline (more than 50 kms or up to 50 kms).
- c. Other Charges paid till financial year 2018-19 for 'Construction Period' were considered as interest free deposits and were refunded after commencement of operations. However, as per amended regulations, these deposits are now adjusted against the applicable Other Charges.
- d. Late Payment Surcharge @1% for each month or part thereof on the outstanding amount has been introduced for delay in payment of Other Charges after the due date of payment for financial year 2019-20 onwards. Such Surcharge shall also be payable beginning from 1st April, 2019 on the past dues of Other Charges as on 31st March, 2019.

9.1.3 Through the amendment notified on 28th September, 2020, provision regarding Fees and Other Charges in respect of Gas exchange and clearing corporations have been incorporated in the Regulations.

9.2 Investment of Surplus Fund

Policy for investment of short-term surplus funds as Term Deposits (TDs) was approved by the Board in its 72nd meeting held on 28th February, 2018. The policy has been refined subsequently from time to time. As per said policy, competitive bids are invited by the Board for investment of surplus funds of more than rupees one Crore available for investment. In line with the said policy, Rs.580.52 Crore (PNGRB Fund - Rs.302.80 Crore and Escrow Account Rs.277.72 Crore) stands invested as on 31st March, 2021, in five empaneled public sector banks.



9.3 Grants from the Central Government

9.3.1 In terms of Section 38 of PNGRB Act, the Central Government allocates the annual budget in the form of Grants-in-Aid. All the expenses, including salaries and allowances and the administrative expenses, are normally being met from the annual budget allocated by the Central Government.

In terms of Section 39(3) of PNGRB Act, the Central Government constitutes a committee to recommend the budgetary requirements of PNGRB for salaries, allowances and all other expenses.

9.3.2 Utilization of PNGRB income to meet its expenses

Board decided that PNGRB fund may be used for meeting its expenses with effect from financial year 2020-21. This would also remove burden of Board's expenditure from Government exchequer.

PNGRB has last drawn grants in aid for the months of April and May 2020 (Rs. 3.48 Crore as against total sanctioned grants in aid of Rs 23.53 Crores) for the financial year 2020-21. PNGRB has stopped drawing grants- in aid w.e.f. 1st June 2020 and is managing its expenses within its own generated income of interest and recurring fees and other charges.

MOP&NG has allowed PNGRB to only use interest income on corpus fund and 75% of recurring fees and other charges to meet the expenses.

9.4 Recoveries for Imbalance and Overrun Charges

The Board notified PNGRB (Access Code for Common Carrier or Contract Carrier Natural Gas Pipeline) Amendment Regulations, 2019 on 13th August, 2019. In terms of the said amendment, the amounts collected by transporters on account of imbalance and overrun charges till date and kept in escrow account with the entities are transferred to the newly opened escrow account by PNGRB. Further, transporters are also required to transfer the imbalance and overrun charges collected in future on quarterly basis. The Board would formulate the requisite regulations for utilization of these amounts.

Details of moneys deposited by various entities and interest earnings therein are given in the table below:

	Rs. in Crore
	FY 2020-21
Balance at the beginning of the year	264.71
Transferred by the entities during the year	5.74
Interest received and accrued during the year	15.71
Balance at the close of the year	286.15
Deployed in:	
Fixed deposits with Banks	277.72
Interest accrued but not due	8.11
Tax deducted at source	0.31



9.5 Five year Financial Highlights

Rs. in Crore

	FY 2016-17	FY 2017-18	FY 2018-19	FY 2019-20	FY 2020-21
Grants-in-Aid from Government of India	15.23	18.34	28.71	19.10	3.48
Interest	6.36	7.45	12.29	17.72	17.29
Levy of Other Charges (including for previous years and surcharge)	0.43	2.56	4.13	23.70	23.03
Application fee for CGD Networks and Pipelines	3.04	0.85	74.63	1.70	0.92
Other receipts	7.12	27.70	2.13	4.48	5.34
Total Gross Receipts	32.18	56.90	121.89	66.70	50.06
Expenditures (including for previous years)	16.50	17.99	37.33	26.43	25.40
Net Receipts	15.68	38.91	84.56	40.27	24.66
Depreciation	0.15	0.10	0.30	0.44	0.56
Provision for Income Tax for past years	-	7.78	2.17	(5.31)	-
Net Surplus Transferred to PNGRB Fund	15.53	31.03	82.09	45.14	24.10

9.6 Annual Statement of Accounts

MoP&NG vide notification dated 5th June, 2020 published PNGRB (Annual Statement of Accounts and Records) Amendment Rules, 2020. The annual statement of accounts for the financial year 2020-21 have been prepared as per the format prescribed in the amended rules.

The annual statement of accounts for the financial year 2020-21 have been audited by C&AG. The same are attached, along with the Separate Audit Report of C&AG.



Petroleum and Natural Gas Regulatory Board

Balance Sheet as on 31st March, 2021

(Rs. in Lakh)

	Schedule	Current Year	Previous Year
Corpus/Capital Fund and Liabilities			
PNGRB Fund	1	24,773.30	22,364.27
Current Liabilities and Provisions	2	35,772.12	34,279.72
TOTAL		60,545.42	56,643.99
Assets			
Fixed Assets	3	144.46	172.38
Current Assets, Loans, Advances, etc.	4	60,400.96	56,471.61
TOTAL		60,545.42	56,643.99
Significant Accounting Policies	11		
Contingent Liabilities and Notes to Accounts	12		

Pankaj Bhutani
Joint Adviser

Vandana Sharma
Secretary

Gajendra Singh
Member

Satpal Garg
Member

Place: New Delhi

Date: 12th August, 2021



Petroleum and Natural Gas Regulatory Board

Income and Expenditure Account for the year ended 31st March, 2021

(Rs. in Lakh)

	Schedule	Current Year	Previous Year
INCOME			
Income from Fees, Other Charge & Fines	5	2,886.61	2,648.69
Grants/Subsidies	6	348.46	1,909.98
Interest Earned	7	1,728.49	1,771.90
Other Income	8	6.92	0.99
Prior period Income (Annex-A)		35.58	338.83
TOTAL (A)		5,006.06	6,670.39
EXPENDITURE			
Establishment Expenses	9	1,169.91	1,268.81
Other Administrative Expenses, etc.	10	1,361.33	1,370.41
Depreciation	3	56.31	44.02
Provision for Income Tax		-	(530.92)
Prior Period Expenditure (Annex-A)		9.48	4.20
TOTAL (B)		2,597.03	2,156.52
BALANCE BEING SURPLUS/(DEFICIT) CARRIED TO PNGRB FUND		2,409.03	4,513.87
Significant Accounting Policies	11		
Contingent Liabilities and Notes on Accounts	12		

Pankaj Bhutani
Joint Adviser

Vandana Sharma
Secretary

Gajendra Singh
Member

Satpal Garg
Member

Place: New Delhi

Date: 12th August, 2021



Schedules Forming Part of Balance Sheet as at 31st March, 2021

SCHEDULE - 1

PNGRB FUND

(Rs. in Lakh)

	Current Year	Previous Year
Balance as at the beginning of the year	22,364.27	17,865.09
Add: Retained Earnings Adjustment (Annexure B)	-	(14.69)
Add/(Deduct): Balance of net income/(expenditure) transferred from the Income and Expenditure Account	2,409.03	4,513.87
BALANCE AS AT THE YEAR-END	24,773.30	22,364.27

SCHEDULE - 2

(Rs. in Lakh)

CURRENT LIABILITIES AND PROVISIONS

	Current Year	Previous Year
A. CURRENT LIABILITIES		
1. Sundry Creditors:		
a) For Goods	-	-
b) Others	123.25	268.96
2. Statutory Liabilities		
a) Overdue	-	-
b) Others	31.75	66.43
3. Other Current Liabilities		
a) Imbalance and Overrun Charges Deposits (Refer note no. 8 in Schedule 12C "Notes on Accounts")	28,614.96	26,470.52
b) Interest Free Deposit under Levy of Fee and Other Charges Regulations, 2007	1,513.54	1,688.84
c) Security Deposits Received	2,319.62	2,524.49
d) Advance-Other Charges	-	1.07
TOTAL (A)	32,603.12	31,020.31
B. PROVISIONS		
1. For Taxation (Refer note no 9.2 in Schedule 12C "Notes on Accounts")	-	262.16
2. Others		
a) Advances – Encashed PBGs under Litigation (Refer note no. 4 in Schedule 12C "Notes on Accounts")	3,130.00	2,847.50
b) Provision for Expenses	39.00	149.75
TOTAL (B)	3,169.00	3,259.41
TOTAL (A+B)	35,772.12	34,279.72

SCHEDULE - 3
FIXED ASSETS

(Rs. In Lakh)

Description	Gross Block			Depreciation				Net Block	
	As on 1 st April 2020	Additions during the year	Deductions during the year	As on 31 st March 2021	As on 1 st April, 2020	Depreciation for the year	Deletions	As on 31 st March, 2021	As on 1 st April, 2020
A. FIXED ASSETS:									
Office Equipment	37.60	60.00	1.19	96.41	12.45	17.40	1.13	28.72	25.15
Furnitures and Fixtures	6.50	8.67	-	15.17	2.15	1.50	-	3.65	4.35
Electric Installations	2.87	(2.87)	-	-	2.87	(2.87)	-	-	-
Computers	76.03	2.16	9.07	69.12	49.33	10.95	8.43	51.85	26.70
Computers Software	158.71	16.63	117.30	58.04	148.19	18.74	117.30	49.63	10.52
Networks & Servers	303.17	7.82	208.15	102.84	249.64	11.38	197.75	63.27	53.53
Book and Publications	0.52	-	-	0.52	0.52	-	-	0.52	-
Total	585.40	92.41	335.71	342.10	465.15	57.10	324.61	197.64	120.25
Previous year	565.31	20.09	-	585.40	421.13	44.02	-	465.15	120.25
B. CAPITAL WORK IN PROGRESS	52.13		52.13					-	52.13
TOTAL	637.53							144.46	172.38



SCHEDULE - 4

CURRENT ASSETS, LOANS, ADVANCES ETC.

(Rs. in Lakh)

	Current Year	Previous Year
A. CURRENT ASSETS:		
1. Bank Balances:		
With Scheduled Banks:		
- On Current Accounts		
a) PNGRB Funds	9.26	30.68
b) Imbalance and Overrun Charges	0.42	5.00
- Deposit Accounts		
a) Term Deposits: PNGRB Funds	27,908.23	26,586.60
b) Term Deposits: Imbalance and Overrun Charges	27,589.04	24,873.29
c) Term Deposits: on APTEL direction (Refer note no.3 in Schedule 12C "Notes on Accounts")	2,244.22	2,105.00
d) CLTDs: PNGRB Fund	127.27	35.23
e) CLTDs: Escrow Account	183.43	522.11
2. Interest Accrued:		
- PNGRB Funds	1,005.81	915.02
- Imbalance and Overrun Charges	810.77	889.81
- APTEL	57.78	70.97
TOTAL (A)	59,936.23	56,033.71
B. LOANS, ADVANCES AND OTHER ASSETS		
1. Advances and other amounts recoverable in cash or in kind or for value to be received:		
a) Prepayments	7.95	2.83
b) Others		
Security Deposit Paid	0.06	0.06
Tax Deducted at Source		
- PNGRB Fund	40.03	41.63
- Imbalance and Overrun Charges	31.30	180.31
- Others	1.30	-
Other Sundry Debtors-GEECL	0.45	0.45
Other Sundry Debtors-Other Charges	365.24	202.02
National Building Construction Corporation Limited	75.78	75.78
Less: Provision for doubtful recovery (Refer Note no.11 in Schedule 12C "Note on Accounts")	(75.78)	(75.78)
Advance to Employees	-	0.02
Advance to Suppliers/Contractors	0.98	10.58
Assets Held For Sale/Dispose Off	10.88	-
TDS Recoverable from Creditors	6.54	-
TOTAL (B)	464.73	437.90
TOTAL (A+B)	60,400.96	56,471.61



Schedules Forming Part of Income & Expenditure for the Year Ended 31st March, 2021

SCHEDULE - 5

INCOME FROM FEES, OTHER CHARGES AND FINES

(Rs. in Lakh)

	Current Year	Previous Year
1) Fees and Other Charges		
- Application Fee for CGD Networks & Pipelines	92.00	170.00
- Levy of Other Charges (including Tax deducted at Source Rs. 2.65 Lakh (previous year Rs. 6.85 Lakh))	2,205.65	2001.41
- Surcharge on Other Charges	61.85	30.36
- Third Party Inspection Fee	40.00	36.25
- Complaint Fee	16.02	2.02
- Fees for Miscellaneous Services	10.59	4.84
- Application Fee for Gas Exchange	3.00	-
b) Fines		
- Penalty	457.50	403.81
TOTAL	2,886.61	2,648.69

SCHEDULE - 6

GRANTS/SUBSIDIES

	Current Year	Previous Year
1) Central Government	348.46	1,909.00
2) Previous Years Utilised during the year	-	0.98
TOTAL	348.46	1909.98

SCHEDULE - 7

INTEREST EARNED

(Rs. in Lakh)

	Current Year	Previous Year
1) On Term Deposits:		
With Scheduled Banks	1,728.49	1,771.90
TOTAL	1,728.49	1,771.90



SCHEDULE - 8

OTHER INCOME

(Rs. in Lakh)

	Current Year	Previous Year
1) Profit on Sale/disposal of Assets	0.14	-
2) Miscellaneous Income-		
a) Interest on Income Tax Refund	6.09	0.17
b) Recovery of Computer Hire Charges	0.02	0.03
c) Sale of Tender Documents	0.20	0.75
d) RTI Fee	0.02	-
e) Others	0.45	0.04
TOTAL	6.92	0.99

SCHEDULE - 9

ESTABLISHMENT EXPENSES

(Rs. in Lakh)

	Current Year	Previous Year
1) Salaries and Wages	1,159.55	1,260.51
2) Expenses on Employees' Retirement and Terminal Benefits	6.00	6.77
3) Others		
a) Medical Expenses	0.24	0.04
b) Leave encashment	4.00	0.01
c) Leave Travel Concession	0.05	1.40
d) Interest on Provident Fund	-	0.08
e) Brief Case	0.07	-
TOTAL	1,169.91	1,268.81

SCHEDULE - 10

OTHER ADMINISTRATIVE EXPENSES ETC.

(Rs. in Lakh)

	Current Year	Previous Year
(1) Electricity and Power	8.30	11.63
(2) Repairs and Maintenance	4.98	43.78
(3) Rent, Rates and Taxes	693.53	535.09
(4) Vehicles Running and Maintenance	13.67	29.69
(5) Postage, Telephone and Communication Charges	10.00	7.97
(6) Printing and Stationary	11.85	26.64
(7) Travelling and Conveyance Expenses	(1.56)	27.46



	Current Year	Previous Year
(8) Subscription Expenses	1.84	4.00
(9) Auditors Remuneration	(7.86)	3.00
(10) Hospitality Expenses	16.16	16.11
(11) Professional Charges	469.11	526.04
(12) Advertisement and Publicity	40.37	12.33
(13) Others		
(a) Casual Labour expenses	67.74	65.34
(b) Hindi Rajbhasha expenses	0.23	0.30
(c) Miscellaneous expenses	9.71	38.50
(d) Newspapers	0.17	0.61
(e) Security Expenses	23.09	21.92
TOTAL	1,361.33	1,370.41

ANNEXURE - A

PRIOR PERIOD ADJUSTMENT ACCOUNT

(Rs. in Lakh)

	Current Year	Previous Year
INCOME		
- Levy of Other Charges (including Tax deducted at Source Rs.0.00 Lakh (previous year – Rs.7.23 Lakh))	32.72	338.83
- Surcharge on Other Charges	2.86	-
TOTAL INCOME (A)	35.58	338.83
EXPENDITURE		
- Domestic Travel	0.07	0.08
- Information Technology Expenses	1.22	2.46
- Professional Expenses – Legal	2.40	1.66
- Professional	0.89	-
- Subscription	0.32	-
- Telephone Office	3.79	-
- Depreciation	0.79	-
TOTAL EXPENDITURE(B)	9.48	4.20
NET PRIOR PERIOD INCOME OVER EXPENDITURE (A-B)	26.10	334.63

ANNEXURE - B

RETAINED EARNINGS ADJUSTMENTS

(Rs. in Lakh)

	Current Year	Previous Year
Tax Deducted at Source - AY 2012-13	-	(14.69)
TOTAL	-	(14.69)



SCHEDULE 11 - SIGNIFICANT ACCOUNTING POLICIES

1. Annual Statement of Accounts has been prepared on accrual basis as per the format notified by MoP&NG in Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Annual Statement of Accounts and Records) Rules, 2017 and as amended by Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Annual Statement of Accounts and Records) Amendment Rules, 2020.
2. **Fixed Assets:** Fixed assets are stated at cost of acquisition, inclusive of inward freight, duties and taxes and any other directly attributable cost of bringing the asset to its working condition for its intended use.
3. **Depreciation:**
 - a) Depreciation is provided on Straight Line Method at rates specified in the Companies Act, 2013. In respect of additions to/deletions from fixed assets during the year, depreciation is considered on pro-rata basis.
 - b) Assets costing Rs.5,000 or less each are fully depreciated in the year of capitalization.
 - c) Intangible assets, viz. computer software, etc, are depreciated 100% of cost of acquisition during the useful life.
4. **Government Grants/Subsidies:** Government grants/subsidies are accounted on realisation basis.
5. **Foreign Currency Transactions:** Transactions denominated in foreign currency are accounted at the exchange rate prevailing on the date of transaction.
6. **Retirement Benefits:** In respect of Chairperson, Members and Secretary, provision for accumulated leave encashment benefit, leave salary and pension contribution is accounted on accrual basis. Retirement benefits are computed assuming that they are entitled to receive the benefits at the end of each year. In respect of employees on deputation from Public Sector Undertakings, provision is made by the parent company and the same is claimed by the respective parent companies from PNGRB.
7. **Prior Period Adjustment:** Income or Expenditure of earlier years, which could not be provided due to errors or omissions, is shown as "Prior Period Income/Expenses".
8. **Revenue Recognition:**
 - 8.1. Other Charges are accounted on accrual basis. However, the same for the period up to 2018-19 are being accounted on realisation basis.
 - 8.2. Penalties realised, by way of encashment of PBG or otherwise, are accounted for as income. However, in case levy of such penalties are subject to litigation in APTEL, High Court or Supreme Court, the same is accounted for as liability under the head "PBG encashed - under Litigation" till final judicial decision. On receipt of final judicial decision, these are accounted for accordingly.
9. **Provisions:** Provisions involving substantial degree of estimation in measurement are recognised when there is a present obligation as a result of past events and it is probable that there will be an outflow of resources.



SCHEDULE 12 – CONTINGENT LIABILITIES AND NOTES ON ACCOUNTS

A. Contingent Liability

Disputed demands in respect of Income Tax: Rs.1.73 Lakh (Previous year: Rs.1.73 Lakh) (Refer Note 9.1.);

B. Current Assets, Loans and Advances

In the opinion of the Management, the current assets, loans and advances have a value on realization in the ordinary course of business, equal to the aggregate amount shown in the Balance Sheet.

C. Notes on Accounts

1. Board has received Grants-in-Aid of Rs.348.46 Lakh for the months of April and May 2020. Thereafter, no Grants-in-Aid was sought from Ministry of Petroleum and Natural Gas, for meeting capital and revenue expenditure. The total expenditure of PNGRB w.e.f. 01st June 2020 was met from PNGRB's interest income on PNGRB Fund and recurring income from fees and Other Charges.
2. During the year following Accounting Policy has been changed;
 - 2.1. Depreciation policy has been changed to charge Intangible assets, viz. computer software, etc, at 100% during the useful life of the asset. This has resulted in increase in depreciation amount by Rs.7.81 Lakh during the year 2020-21.
3. PNGRB received complaints from M/s Sravanthi Energy Pvt Ltd (admitted by PNGRB on 05th Mar 2015), M/s Beta Infratech Pvt Ltd and M/s Gama Infraprop Pvt Ltd (admitted by PNGRB on 10th Mar 2015) against GAIL (India) Limited ('Respondant'). PNGRB vide order dated 11th Apr 2015 inter-alia directed respondent to cease its Restrictive Trade Practices and imposed a penalty of Rs.10 Lakh on the respondent u/s 28 of the PNGRB Act and directed to return the Bank Guarantee and Security Deposit to the petitioner within a month from today.
 - 3.1. GAIL challenged this order in APTEL. APTEL passed an interim order and directed GAIL to deposit the Security Deposit with PNGRB which shall invest it in any nationalized bank on usual terms. It also directed that this amount along with interest shall abide by the final order to be passed in the appeal. Accordingly, GAIL deposited Rs.1,750.63 Lakh with PNGRB in September 2016.
 - 3.2. PNGRB has been investing the same in empanelled Public Sector Bank for short term investments of surplus funds and the amount has increased to Rs.2,302.00 Lakh as on 31st March, 2021(Principal Amount Rs.2,244.22 Lakh and Interest accrued Rs.57.78 Lakh).
4. Encashment by PNGRB of the following Performance Bank Guarantees (PBGs) received from the entities, due to default in achieving the targets, etc. is under various stages of litigation. Pending such litigation, these amounts have been shown as "Current Liabilities and Provisions" under the head "Advances - Encashed PBGs under Litigation". The accounting would be reviewed upon pronouncement of final orders.


Details of Advances for Encashed PBGs under Litigation as shown in Schedule 2B are as follows:

(Rs. in Lakh)

S. No.	Name of the Entity	GA/Pipeline	2020-21	2019-20
1	Hindustan Petroleum Corporation Ltd	Uran-Chakan-Shikrapur LPG Pipeline	-	77.50
2	GSPL India Gasnet Ltd.	Bhatinda-Jammu-Srinagar NG Pipeline	-	380.00
3	Jay Madhok Energy Pvt Ltd	Jhalandhar GA	100.00	-
4	Jay Madhok Energy Pvt Ltd	Kutch (E) GA	200.00	-
5	Jay Madhok Energy Pvt Ltd	Ludhiana GA	300.00	-
6	GSPL India Gasnet Ltd.	Mehsana-Bhatinda NG Pipeline	500.00	500.00
7	GSPL India Transco Ltd.	Mallavaram-Bhilwara-Bhopal-Vijaipur-NG Pipeline	500.00	500.00
8	KEI-RSOS Petroleum & Energy Pvt Ltd.	Yanam GA	660.00	660.00
9	KEI-RSOS Petroleum & Energy Pvt Ltd.	Ennore-Nellore NG Pipeline	730.00	730.00
10	JV of DSM Infratech Pvt Ltd and Soumaya Mining Pvt Ltd	Mathura GA	140.00	-
Total			3,130.00	2,847.50

In respect of S.No.1 and 2 in table above, no Appeal has been preferred. Accordingly, the same has been accounted for as income under the sub-head "Penalty" under the head "Income from Fees, Other Charges and Fines" during the year 2020-21.

- Penalty of Rs. 50.00 Lakh imposed by the Board on Great Eastern Energy Corporation Limited during the year 2014-15 was deposited by the entity with the Hon'ble Delhi High Court. As the amount is not received by PNGRB and the matter is sub-judice, the same has neither been recognised as income nor as liability.
- Board has not received any grant relating to any specific fixed asset. Fixed assets held by the Board are for carrying its activities and the ownership vests with the Board.
- A sum of Rs. Nil in the year 2020-21 (Previous year: Rs.3.93 Lakh) was spent on foreign currency towards DA /TA expenditure for overseas travel.
- The Board notified PNGRB (Access Code for Common Carrier or Contract Carrier Natural Gas Pipeline) Amendment Regulations, 2019 on 13th August, 2019. In terms of the said amendment, the amounts collected by the gas transporting entities on account of imbalance and overrun charges and earlier kept by them in the escrow account has been transferred to the escrow account opened by the Board. Further, such entities are also required to transfer the imbalance and overrun charges collected by them to the Board on quarterly basis.

Accordingly, in the year 2019-20 an amount totalling to Rs.25,073.04 Lakh was received by the Board from various entities (including Rs.12,509.48 Lakh in Term Deposits endorsed by GAIL(India) Ltd) which was earlier accumulated by the entities in the escrow account maintained by them. Further, during



the year 2020-21, an amount of Rs. 573.85 Lakh has been received from various gas transporting entities. A separate bank account has been opened with State Bank of India for receipt of these funds. The amount so received is deposited in term deposits/CLTDs with the public sector banks empanelled for investment of surplus funds.

On 31st March, 2021, an amount of Rs. 28,614.96 Lakh (Previous year: Rs. 26,470.52 Lakh) has been shown as “Imbalance and Overrun Charges Deposits” under Current Liabilities, represented by the following heads under Current Assets, Loans, Advances, etc.:

(Rs. in Lakh)

Head	Particulars	2020-21	2019-20
Investments Current Assets	Bank balances - with Scheduled Banks: -		
	- Current Account	0.42	5.00
	- Deposit Account	27,589.04	24,873.29
	- CLTDs	183.43	522.11
Loans, Advances and Other Assets	Accrued Interest	810.77	889.81
	Tax Deducted at Source	31.30	180.31
Total		28,614.96	26,470.52

9. Central Board of Direct Taxes has granted tax exemption to the Board in respect of certain incomes arising to the Board under section 10 (46) of the Income Tax Act, 1961 for assessment years from 2014-15 to 2023-24 vide Gazette Notifications dated 7th December, 2016 and 14th September 2018.

9.1. During the year 2019-20, the Board received a notice under section 156 of the Income Tax Act, 1961 from Income Tax Authorities raising a demand of income tax of Rs. 6.65 Lakh in respect of Assessment Year 2012-13. The Board during the year 2019-20 filed a rectification application under section 154 of Income Tax Act, 1961 and the amount payable is Rs. 4.92 Lakh. Pending receipt of Rectification Order from Income Tax Department, during the year 2020-21 PNGRB deposited Rs. 4.92 Lakh and the difference of Rs .1.73 Lakh is being shown as Contingent Liability as on 31st March 2021(Previous Year: Rs. 1.73 Lakh).

9.2. Income Tax Department launched a scheme by “Vivad se Vishwas Act 2020” in the Finance Act 2020. As per the scheme, an assessee who has filed an appeal before the designated authority and opts for the scheme gets waiver of interest and penalty and has to pay only the disputed tax amount by 31st March 2020. The last date for the payment has been extended from time to time. Since the Board decided to avail the Scheme in its meeting held on 13th March, 2020, an amount of Rs. 257.24 Lakh (Rs. 152.46 Lakh for the Assessment Year 2011-12 and Rs. 104.78 Lakh for the Assessment Year 2010-11) was paid in the month of March, 2021 with Income Tax Department. Details of Provision for Taxation/amount paid to Income tax department as mentioned above and shown in Schedule 2B are as follows:

(Rs. in Lakh)

Particulars	2020- 21	2019-20
1. Assessment Year 2010-11		
Provision for Income Tax (including interest)	152.46	539.12
Less: Income Tax paid during the year	152.46	107.82
Less: Tax Deducted at Source	-	10.63
Add: Interest on demand up to 31 st March, 2019	-	66.94



Particulars	2020- 21	2019-20
Less: Interest reversed during the year	-	335.15
Provision for Income Tax	-	152.46
2. Assessment Year 2011-12		
Provision for Income Tax (including interest)	104.78	371.49
Less: Income Tax paid during the year	104.78	74.3
Less: Tax Deducted at Source	-	9.49
Add: Interest on demand up to 31 st March, 2019	-	5.11
Less: Interest reversed during the year	-	188.01
Provision for Income Tax	-	104.78
3. Assessment Year 2012-13		
Provision for Income Tax	4.92	12.67
Less: Provision reversed during the year	-	7.75
Less: Income Tax paid during the year	4.92	-
Provision for Income Tax	-	4.92
4. Total Provision for Income Tax at the end of year ((1) +(2)+ (3))	-	262.16

10. During the year 2020-21, PNGRB renewed rental agreement for PNGRB office premises with Indian Oil Corporation Ltd on 03rd Nov 2020 w.e.f. 01st Jan 2019. As per agreement, the rent has increased from Rs.211.75/sq. ft to Rs.231.00/sq. ft for the period from 01st Jan 2019 to 31st Dec 2019 and Rs.254.10/sq. ft for the period 01st Jan 2020 to 31st Dec 2022 (for area measuring 15,500 sq.ft) amounting to Rs.42.25 Lakh and Rs.46.47 Lakh per month (including GST of 18% but excluding maintenance of Rs.32.05 per sq ft), respectively.
11. Application money of Rs.666.68 Lakh was paid to National Buildings Construction Corporation Ltd (NBCC), a public sector undertaking in August, 2013 for allotment of space in proposed office complex at Kidwai Nagar (East), New Delhi. In view of the economy instructions issued by Ministry of Finance that no new scheme during the current financial year will be considered, Ministry of Petroleum and Natural Gas conveyed in January 2014 that no budgetary support can be provided to PNGRB in the current year and advised PNGRB to withdraw the application money given to NBCC. NBCC refunded an amount of Rs.590.90 Lakh only in June, 2016 after deducting an amount of Rs.75.78 Lakh being 1% of cost of the office space. The matter is being pursued with Ministry of Urban Development, which is the administrative Ministry of NBCC. The amount of Rs.75.78 Lakh has been shown as advance to NBCC and a provision for the same has been made under the head "Provision for Doubtful Recovery".
12. Previous year figures have been rearranged/regrouped to make them comparable with the current year figures, wherever necessary.
13. Schedules 1 to 12 C are annexed to and form an integral part of the Balance Sheet as at 31st March, 2021 and the Income and Expenditure Account for the year ended on that date.

Pankaj Bhutani
Joint Adviser

Vandana Sharma
Secretary

Gajendra Singh
Member

Satpal Garg
Member

Place: New Delhi

Date: 12th August, 2021



Petroleum and Natural Gas Regulatory Board

Receipts and Payments Statement for the year ended 31st March, 2021

(Rs. in Lakh)

RECIEPTS	Current Year	Previous Year	PAYMENTS	Current Year	Previous Year
I. Opening Balances			I. Expenses		
a) Cash in hand	-	-	a) Establishment Expenses	1,346.13	1,118.68
b) Bank Balances			b) Administrative Expenses	1,397.70	1,347.77
i) PNGRB Funds	30.68	199.97	II. Expenditure on Fixed Assets & Work-in-Progress & CWIP		
ii) Imbalance and Overrun Charges	5.00	-	a) Purchase of Fixed Assets	74.80	20.09
c) Deposit Accounts			III. Other Payments		
i) PNGRB Funds	28,726.83	23,663.32	Recovery from Salary	45.43	60.39
ii) Imbalance and Overrun Charges	25,395.40	-	Income Tax	262.16	-
II. Grants Received			Advances to Vendors	0.98	1.39
a) From Government of India	348.46	1,909.00	Advance to Employees		0.02
III. Income on Investment from			Refund of Security Deposits	330.63	538.23
a) Endorsement of Term Deposits by GAIL on account of Imbalance & Overrun Charges	-	12,509.48	Prepaid Expenses	7.95	1.54
IV. Interest Received			IV. Closing Balances		
a) PNGRB Funds	1,776.50	1,692.29	a) Cash in hand	-	-
b) Imbalance and Overrun Charges	1,649.62	327.37	b) Bank Balances		
V. Other Income			i) PNGRB Funds	9.26	30.68
Fees	168.37	213.89	ii) Imbalance and Overrun Charges	0.42	5.00
Other Charges (incl. surcharge)	1,852.49	2,096.24	c) On Deposit Accounts		
Fines	740.00	730.00			



RECIEPTS	Current Year	Previous Year	PAYMENTS	Current Year	Previous Year
VI. Any other receipts			i) PNGRB Funds	30,279.72	28,726.83
Interest free security deposits	60.14	1,301.43	ii) Imbalance and Overrun Charges	27,772.47	25,395.40
Security Deposits	0.15	31.88			
Imbalance and Overrun Charges	573.85	12,563.55			
Refund of TDS from IT Department	26.24	6.12			
Refund of TDS from IT Department-Escrow	149.02	-			
Amt received against debtors	24.90				
Employee Advances Recovered	-	0.41			
Advance on account of Other Charges		1.07			
TOTAL	61,527.65	57,246.02	TOTAL	61,527.65	57,246.02

Pankaj Bhutani
Joint Adviser

Vandana Sharma
Secretary

Gajendra Singh
Member

Satpal Garg
Member

Place: New Delhi

Date: 12th August, 2021

**Separate Audit Report of the Comptroller & Auditor General of India on the Annual Accounts of Petroleum & Natural Gas Regulatory Board, New Delhi for the year ended 31 March 2021**

1. We have audited the attached Balance Sheet of Petroleum & Natural Gas Regulatory Board (PNGRB) as at 31 March, 2021 and the Income & Expenditure Account/Receipts & Payments Account for the year ended on that date under Section 19(2) of the Comptroller & Auditor General's (Duties, Powers & Conditions of Service) Act, 1971 read with Section 40(2) of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006. These financial statements are the responsibility of the PNGRB's Management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.
2. This Separate Audit Report contains the comments of the Comptroller & Auditor General of India (CAG) on the accounting treatment only with regard to classification, conformity with the best accounting practices, accounting standards and disclosure norms, etc. Audit observations on financial transactions with regard to compliance with the Law, Rules & Regulations (Propriety and Regularity) and efficiency-cum -performance aspects etc., if any are reported through Inspection Reports/CAG's Audit Reports separately.
3. We have conducted our audit in accordance with auditing standards generally accepted in India. These standards require that we plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatements. An audit includes examining, on a test basis, evidences supporting the amounts and disclosure in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of financial statements. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.
4. Based on our audit, we report that:
 - i. We have obtained all the information and explanations, which to the best of our knowledge and belief were necessary for the purpose of our audit.
 - ii. The Balance Sheet and Income and Expenditure Account/Receipt & Payment Account dealt with by this report have been drawn up in the format approved by the Government of India.
 - iii. In our opinion, proper books of account and other relevant records have been maintained by PNGRB in so far as it appears from our examination of such books.
 - iv. We further report that:

A. Comment on Accounts:**1. General**

As per the requirement of Section 39 (1) of PNGRB Act, 2006, the Board is required to constitute PNGRB fund wherein the grants, fees, penalties and charges received by the Board are credited including all other sums received by the Board from such other sources as may be approved by the Central Government. Moreover, Ministry of Finance Office Memorandum dated 01 July 2005 also stipulates that funds of regulatory bodies may be maintained in Public Account but operated in such a manner as will protect their independent status. However, PNGRB Fund has not been created and the amount is being kept in term deposit accounts by PNGRB, which is in violation of PNGRB Act, 2006. The observation relating to non-creation of PNGRB Fund was also highlighted in Separate Audit Report on annual accounts of PNGRB for the year 2017-18.

B. Grant-in-aid:

PNGRB received Grants-in-aid of Rs. 3.48 crore for the year 2020-21, which has been fully utilized, leaving 'Nil' unspent Balance as on 31st March 2021.

**C. Management Letter**

Deficiencies which have not been included in the Separate Audit Report would be brought to the notice of the Chairman, PNGRB through a Management Letter issued separately for remedial/corrective action.

- v. Subject to our observation in the preceding paragraphs, we report that the Balance Sheet and Income & Expenditure Account/Receipts & Payments Account dealt with by this report are in agreement with the books of accounts.
- vi In our opinion and to the best of our information and according to the explanations given to us, the said financial statements read together with the Accounting Policies and Notes on Accounts and subject to matters mentioned in the Annexure-I to this Separate Audit Report, give a true and fair view in conformity with accounting principles generally accepted in India:
 - a) In so far as it relates to the Balance Sheet, of the state of affairs of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board as at 31st March 2021; and
 - b) In so far as it relates to Income & Expenditure Account, of the excess of Income over expenditure for the year ended on that date.

For and on behalf of the C&AG of India

Sd/-

(D.K. Sekar)

Place: New Delhi

Date: 16 December 2021

Director General of Audit (Energy)

New Delhi

Annexure A

1. Adequacy of Internal Audit System

Internal Audit of PNGRB is being carried out by PAO, Ministry of Petroleum and Natural Gas. The same is carried out for the year 2018-19 and 2019-20 for which the report has not been received by PNGRB. The Internal Audit has not been conducted by the Ministry for the year 2020-21.

2. Adequacy of Internal Control System

Internal Control system is commensurate with the size and nature of activities of PNGRB.

3. System of Physical Verification of Assets

Physical verification of the Fixed Assets for the year 2020-21 has been carried out.

4. System of Physical verification of inventory

There was no inventory in the books of accounts as on 31 March 2021.

5. Regularity in payment of Statutory dues

PNGRB is regular in payment of Statutory Dues.

Director General of Audit (Energy)



Separate Audit Report of the Comptroller and Auditor General of India on the Accounts of Petroleum and Natural Gas Regulatory Board, New Delhi forms part of Annual Statement of Account

Board's response to Observations of C&AG

Audit Observation	Board's Response
A. Comment on Accounts	
As per the requirement of Section 39 (1) of PNGRB Act, 2006, the Board is required to constitute PNGRB fund wherein the grants, fees, penalties and charges received by the Board are credited including all other sums received by the Board from such other sources as may be approved by the Central Government. Moreover, Ministry of Finance Office Memorandum dated 01 July 2005 also stipulates that funds of regulatory bodies may be maintained in Public Account but operated in such a manner as will protect their independent status. However, PNGRB Fund has not been created and the amount is being kept in term deposit accounts by PNGRB, which is in violation of PNGRB Act, 2006. The observation relating to non-creation of PNGRB Fund was also highlighted in Separate Audit Report on annual accounts of PNGRB for the year 2017-18.	As per Section 39(1) of PNGRB Act, 2006 Quote "There shall be constituted a Fund to be called the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Fund and there shall be credited thereto- (i) all grants, fees, penalties and charges received by the Board under this Act; (ii) all sums received by the Board from such other sources as may be approved by the Central Government." Unquote Further, as per Section 39(2) Quote "The Fund shall be applied for making payments towards: (i) the salaries and allowances payable to the Chairperson and other members and the administrative expenses including the salaries, allowances and pensions payable to the officers and employees of the Board; (ii) the expenses incurred or to be incurred in carrying out the provisions of this Act." Unquote PNGRB has maintained the PNGRB Fund as shown in the Balance Sheet wherein surplus of income over expenditure is transferred to PNGRB fund maintained in the format of accounts prescribed in Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Annual Statement of Accounts and Records) Amendment Rules, 2020 notified on 5th June, 2020. Further, Guidelines/instructions to be followed for creation of Reserve/ Corpus Funds issued by Ministry of Finance on 7th January, 2005 inter alia clearly states in para 2(iv) that, "Funds of Regulatory body may also be maintained in Public account but operated in such manner as will protect their independent status". Further para 2 (v) of the said Guidelines states that, all existing funds whether in the Public Accounts or outside may be reviewed by the administrative Ministry concerned and a specific decision taken in each case to either continue or wind up the fund.



Audit Observation	Board's Response
	Thus, PNGRB, which is a regulatory body, maintenance of its Corpus Fund named as PNGRB Fund outside the Public Account does not violate the above mentioned GOI Guidelines. It may also be observed that PNGRB has been continuously informing the details of income expenditure, PNGRB funds and its utilisation, etc. to Ministry of Petroleum and Natural Gas ("MoP&NG"). Further, PNGRB has kept the funds lying in the Bank accounts in the term deposits as per the Board approved policy and earning interest thereon. It may also be observed that PNGRB received a letter dated 20th November, 2020 from MoP&NG on the utilization of Funds. As per the said letter MoPNG approved as under in respect of utilisation of Corpus Fund: - Corpus Fund shall not be depleted. Therefore, expenditure shall not be done from Corpus. - PNGRB can utilize the interest amount on Corpus Fund. - The income from fees and other charges which is of recurring nature may be utilized to the extent of 75%. Remaining 25% may go to Corpus. - All other income like penalties, application fees, etc. may go into Corpus. - The expenses on Salary and General may be met as above and if any shortfall is there then grant in aid will be asked from Ministry. PNGRB is in compliance to the said letter of MOP&NG, being an administrative ministry. Further, as per GFR Rule 229 (iv) of GFR 2017, "All autonomous organisations, new or already in existence should be encouraged to maximize generation of internal resources and eventually attain self-sufficiency."
Comment 1 in Annexure to SAR	
Internal Audit of PNGRB is carried out by PAO, Ministry of Petroleum and Natural Gas. The same is carried out for the year 2018-19 and 2019-20. The Internal audit has not been conducted by the Ministry for the year 2020-21.	Internal audit for the year 2018-19 and 2019-20 was carried out by MOP&NG from December 2020 to February 2021. However, Internal audit report is awaited. After its receipt the same will be shared with the Audit during the audit of accounts for FY 2021-2022.



Annexure A

CGD Authorizations in 9th CGD Bidding Round/Targets

Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG Stations	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline (Inch-km)
9.01	Srikakulam, Visakhapatnam & Vizianagaram Districts	Andhra Pradesh	Indian Oil Corporation Limited	211	929,842	2,300
9.02	Cachar, Hailakandi & Karimganj Districts	Assam	Purba Bharati Gas Private Limited	21	95,001	751
9.03	Kamrup & Kamrup Metropolitan Districts	Assam	Purba Bharati Gas Private Limited	51	321,001	961
9.04	Aurangabad, Kaimur & Rohtas Districts	Bihar	Indian Oil Corporation Limited	12	14,271	800
9.05	Begusarai District	Bihar	Think Gas Begusarai Private Limited	25	169,787	762
9.06	Gaya & Nalanda Districts	Bihar	IndianOil-Adani Gas Private Limited	46	37,591	1,304
9.07	Diu & Gir Somnath Districts	Daman and Diu & Gujarat	IRM Energy Private Limited	35	91,000	188
9.08	Surendranagar District (EAAA) & Morbi District (EAAA)	Gujarat	Adani Gas Limited	20	87,005	839
9.09	Barwala & Ranpur Talukas	Gujarat	Adani Gas Limited	4	12,098	209
9.10	Navsari District (EAAA), Surat District (EAAA), Tapi District (EAAA) & the Dangs District	Gujarat	Adani Gas Limited	25	90,191	1,010
9.11	Junagadh District	Gujarat	Torrent Gas Private Limited	45	77,400	3,186
9.12	Kheda District (EAAA) & Mahisagar District	Gujarat	Adani Gas Limited	30	175,007	1,010
9.13	Narmada (Rajpipla) District	Gujarat	Gujarat Gas Limited	4	1,750	55
9.14	Porbandar District	Gujarat	Adani Gas Limited	12	60,464	704
9.15	Panchkula District (EAAA), Sirmaur, Shimla & Solan (EAAA) Districts	Haryana & Himachal Pradesh	IndianOil-Adani Gas Private Limited	45	32,360	-
9.16	Bhiwani, Charkhi Dadri & Mahendragarh Districts	Haryana	Adani Gas Limited	60	150,464	1,010
9.17	Hisar District	Haryana	HCG (KCE) Private Limited	46	251,370	1,991
9.18	Jhajjar District	Haryana	Haryana City Gas (KCE) Private Limited	46	138,815	1,175
9.19	Sonapat District (Except areas already authorized) & Jind District	Haryana	Hindustan Petroleum Corporation Limited	38	98,000	1,183
9.20	Nuh & Palwal Districts	Haryana	Adani Gas Limited	60	181,019	803
9.21	Bilaspur, Hamirpur & Una Districts	Himachal Pradesh	Bharat Gas Resources Limited	10	28,170	-
9.22	Bokaro, Hazaribagh & Ramgarh Districts	Jharkhand	Indian Oil Corporation Limited	99	79,052	1,300
9.23	Giridih & Dhanbad Districts	Jharkhand	GAIL Gas Limited	30	50,000	650
9.24	Chitradurga & Davanagere Districts	Karnataka	Unison Enviro Private Limited	42	101,000	75
9.25	Udupi District	Karnataka	Adani Gas Limited	11	110,099	569
9.26	Ballari & Gadag Districts	Karnataka	Bharat Gas Resources Limited	24	53,850	1,365
9.27	Bidar District	Karnataka	Bharat Gas Resources Limited	4	6,200	143
9.28	Dakshina Kannada District*	Karnataka	GAIL Gas Limited	100	350,000	1,250
9.29	Ramanagara District	Karnataka	Maharashtra Natural Gas Limited	37	113,115	354
9.30	Kozhikode & Wayanad Districts	Kerala	IndianOil-Adani Gas Private Limited	142	421,277	927
9.31	Malappuram District	Kerala	IndianOil-Adani Gas Private Limited	130	338,518	1,671



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline (Inch-km)
				Stations		
9.32	Kannur, Kasaragod & Mahe Districts	Kerala & Puducherry	IndianOil-Adani Gas Private Limited	125	367,176	1,103
9.33	Palakkad & Thrissur Districts	Kerala	IndianOil-Adani Gas Private Limited	200	600,000	2,126
9.34	Bhopal & Rajgarh Districts	Madhya Pradesh	Think Gas Bhopal Private Limited	104	550,222	2,508
9.35	Guna District	Madhya Pradesh	Indian Oil Corporation Limited	7	4,900	400
9.36	Rewa District	Madhya Pradesh	Indian Oil Corporation Limited	18	7,861	950
9.37	Satna & Shandol Districts	Madhya Pradesh	Bharat Gas Resources Limited	8	15,600	196
9.38	Ahmednagar & Aurangabad Districts	Maharashtra	Bharat Gas Resources Limited	106	708,100	2,109
9.39	Valsad (EAAA), Dhule & Nashik Districts	Maharashtra & Gujarat	Maharashtra Natural Gas Limited	156	937,965	2,181
9.40	Latur & Osmanabad Districts	Maharashtra	Unison Enviro Private Limited	30	9,999	10
9.41	Sangli & Satara Districts	Maharashtra	Bharat Gas Resources Limited	64	376,700	2,112
9.42	Sindhudurg District	Maharashtra	Maharashtra Natural Gas Limited	25	25,779	759
9.43	Angul & Dhekanal Districts	Odisha	Bharat Gas Resources Limited	21	22,600	1,464
9.44	Sundargarh & Jharsuguda Districts	Odisha	GAIL Gas Limited	20	100,000	500
9.45	Balasore, Bhadrak & Mayurbhanj Districts	Odisha	Adani Gas Limited	20	150,464	506
9.46	Bargarh, Debagarh & Sambalpur Districts	Odisha	Bharat Gas Resources Limited	11	13,910	650
9.47	Ganjam, Nayagarh & Puri Districts	Odisha	GAIL Gas Limited	15	51,000	650
9.48	Jagatsinghpur & Kendrapara Districts	Odisha	Bharat Gas Resources Limited	10	12,550	791
9.49	Jajpur & Kendujhar Districts	Odisha	Bharat Gas Resources Limited	19	18,200	2,442
9.50	Karaikal & Nagapattinam Districts	Puducherry & Tamil Nadu	Torrent Gas Private Limited	27	166,644	495
9.51	Puducherry District	Puducherry	East Coast Natural Gas Private Limited	130	275,000	2,100
9.52	SAS Nagar District (EAAA), Patiala & Sangrur Districts	Punjab	Torrent Gas Private Limited	54	520,200	2,610
9.53	Ludhiana District (Except area already authorized), Barnala & Moga Districts	Punjab	Think Gas Ludhiana Private Limited	47	451,317	1,486
9.54	Jalandhar District (EAAA), Kapurthala & SBS Nagar Districts	Punjab	Think Gas Ludhiana Private Limited	51	386,147	1,029
9.55	Barmer, Jaisalmer & Jodhpur Districts	Rajasthan	AGP CGD India Private Limited	80	551,111	-
9.56	Alwar (Other than Bhiwadi) & Jaipur Districts*	Rajasthan	Torrent Gas Private Limited	132	1,320,000	12,030
9.57	Kota District (EAAA), Baran & Chittorgarh (Only Rawatbhata Taluka) Districts	Rajasthan	Torrent Gas Private Limited	27	60,300	3,393
9.58	Bhilwara & Bundi Districts	Rajasthan	Adani Gas Limited	25	270,056	659
9.59	Chittorgarh (Other than Rawatbhata Taluka) & Udaipur Districts*	Rajasthan	Adani Gas Limited	70	400,583	1,568
9.60	Dholpur District	Rajasthan	Dholpur CGD Private Limited	14	18,000	412
9.61	Kanchipuram District	Tamil Nadu	AGP CGD India Private Limited	111	1,151,111	668
9.62	Chennai & Tiruvallur Districts	Tamil Nadu	Torrent Gas Chennai Private Limited	222	3,300,000	6,666
9.63	Coimbatore District	Tamil Nadu	Indian Oil Corporation Limited	273	912,783	2,500
9.64	Cuddalore, Nagapattinam & Tiruvarur Districts	Tamil Nadu	Adani Gas Limited	40	300,089	839



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline (Inch-km)
				Stations		
9.65	Ramanathapuram District	Tamil Nadu	AGP CGD India Private Limited	11	41,311	251
9.66	Salem District	Tamil Nadu	Indian Oil Corporation Limited	158	337,062	1,368
9.67	Tiruppur District	Tamil Nadu	Adani Gas Limited	75	375,005	829
9.68	Bhadradi Kothagudem & Khamman Districts	Telangana	Megha Engineering & Infrastructures Limited	12	99,999	800
9.69	Jagtial, Peddapalli, Karimnagar & Rajanna Sircilla Districts	Telangana	Indian Oil Corporation Limited	5	5,731	520
9.70	Jangaon, Jayashankar Bhupalpally, Mahabubabad, Warangal Urban & Warangal Rural Districts	Telangana	Megha Engineering & Infrastructures Limited	12	99,999	800
9.71	Medak, Siddipet & Sangareddy Districts	Telangana	Torrent Gas Private Limited	54	310,770	5,076
9.72	Medchal-Malkajgiri, Ranga Reddy & Vikarabad Districts	Telangana	Megha Engineering & Infrastructures Limited	110	415,000	2,020
9.73	Nalgonda Suryapet & Yadadri Bhuvanagiri Districts	Telangana	Megha Engineering & Infrastructures Limited	75	350,000	1,500
9.74	Gomati District	Tripura	Tripura Natural Gas Company Limited	6	11,514	170
9.75	West Tripura (EAAA) District	Tripura	Tripura Natural Gas Company Limited	6	15,800	60
9.76	Bulandshahr District (EAAA), Aligarh & Hathras Districts	Uttar Pradesh	IndianOil-Adani Gas Private Limited	46	143,404	1,662
9.77	Allahabad District (EAAA), Bhadohi & Kaushambi Districts	Uttar Pradesh	IndianOil-Adani Gas Private Limited	24	58,658	680
9.78	Amethi, Pratapgarh & Raebareli Districts	Uttar Pradesh	Bharat Gas Resources Limited	20	18,169	385
9.79	Auraiya, Kanpur Dehat & Etawah Districts	Uttar Pradesh	Torrent Gas Private Limited	27	118,800	1,602
9.80	Faizabad & Sultanpur Districts	Uttar Pradesh	Green Gas Limited	4	4,000	350
9.81	Gorakhpur, Sant Kabir Nagar & Kushinagar Districts	Uttar Pradesh	Torrent Gas Private Limited	36	178,200	5,814
9.82	Meerut District (EAAA), Muzaffarnagar & Shamli Districts	Uttar Pradesh	Indraprastha Gas Limited	36	105,543	1,755
9.83	Moradabad (EAAA) District	Uttar Pradesh	Torrent Gas Private Limited	27	154,800	792
9.84	Unnao (EAAA) District	Uttar Pradesh	Green Gas Limited	2	3,000	150
9.85	Dehradun District	Uttarakhand	GAIL Gas Limited	50	300,001	900
9.86	Burdwan District	West Bengal	IndianOil-Adani Gas Private Limited	80	247,852	2,230
Total				4,603	22,116,702	116,171

Note : EAAA stands for Excluding/Except Area Already Authorized



Annexure B

CGD Authorizations under 10th CGD Bidding Round/Targets

Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(Inch-km)
10.01	Anantapur and YSR (Kadapa) Districts	Andhra Pradesh	AGP City Gas Private Limited	134	1,001,101	3,289
10.02	Sri Potti Sriramulu Nellore District	Andhra Pradesh	AGP City Gas Private Limited	81	852,111	1468
10.03	Chittoor, Kolar and Vellore Districts	Andhra Pradesh, Karnataka & Tamil Nadu	AGP City Gas Private Limited	251	2,295,933	1,731
10.04	Araria, Purnia, Katihar and Kishanganj Districts	Bihar	Indian Oil Corporation Limited	79	305,200	910
10.05	Arwal, Jehanabad, Bhojpur and Buxar Districts	Bihar	Indian Oil Corporation Limited	50	80,636	1,023
10.06	Khagaria, Saharsa and Madhepura Districts	Bihar	Indian Oil Corporation Limited	9	24,730	374
10.07	Lakhisarai, Munger and Bhagalpur Districts	Bihar	Indian Oil Corporation Limited	16	54,471	1,625
10.08	Muzaffarpur, Vaishali, Saran and Samastipur Districts	Bihar	Indian Oil Corporation Limited	222	1,006,975	2838
10.09	Nawada and Koderma Districts	Bihar & Jharkhand	Indian Oil Corporation Limited	21	13,632	527
10.10	Sheikhpura, Jamui and Deoghar Districts	Bihar & Jharkhand	Indian Oil Corporation Limited	16	37,441	1564
10.11	Kaithal District	Haryana	Indraprastha Gas Limited	27	99,144	810
10.12	Sirsa, Fatehabad and Mansa (Punjab) Districts	Haryana & Punjab	Gujarat Gas Limited	54	500,001	1500
10.13	Chatra and Palamu Districts	Jharkhand	Bharat Gas Resources Limited	4	10,821	100
10.14	Seraikela-Kharsawan District	Jharkhand	GAIL Gas Limited	41	220,001	601
10.15	West Singhbhum District	Jharkhand	GAIL Gas Limited	5	6,028	100
10.16	Bagalkot, Koppal and Raichur Districts	Karnataka	AGP City Gas Private Limited	114	586,121	1979
10.17	Chikmagalur, Hassan and Kodagu Districts	Karnataka	AGP City Gas Private Limited	121	928,651	1,187
10.18	Kalaburagi and Vijayapura Districts	Karnataka	AGP City Gas Private Limited	62	526,551	1395
10.19	Mysuru, Mandya and Chamarajanagar Districts	Karnataka	AGP City Gas Private Limited	171	1,354,714	1,293
10.20	Uttara Kannada, Haveri and Shivamogga Districts	Karnataka	AGP City Gas Private Limited	126	899,311	1993
10.21	Alapuzha, Kollam and Thiruvananthapuram Districts	Kerala	AGP City Gas Private Limited	291	1,851,111	1,851
10.22	Ashoknagar District	Madhya Pradesh	Indian Oil Corporation Limited	9	3,885	158
10.23	Gwalior (EAAA) District and Sheopur District	Madhya Pradesh	Rajasthan State Gas Limited	26	167,756	2,278
10.24	Morena District	Madhya Pradesh	Indian Oil Corporation Limited	8	8,160	138
10.25	Raisen, Shajapur and Sehore Districts	Madhya Pradesh	GAIL Gas Limited	65	400,001	551
10.26	Shivpuri District	Madhya Pradesh	Think Gas Bhopal Private Limited	11	27,229	60
10.27	Sidhi and Singrauli Districts	Madhya Pradesh	Bharat Gas Resources Limited	11	20,800	600



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic	Steel Pipeline
				Stations	Connections	(Inch-km)
10.28	Ujjain (EAAA) District, Dewas (EAAA) District and Indore (EAAA) District	Madhya Pradesh	Gujarat Gas Limited	42	484,500	1800
10.29	Anuppur, Bilaspur and Korba Districts	Madhya Pradesh and Chhattisgarh	Adani Gas Limited	20	77,033	1,289
10.30	Jhabua, Banswara, Ratlam and Dungarpur Districts	Madhya Pradesh and Rajasthan	Gujarat Gas Limited	54	450,000	2100
10.31	Jhansi (EAAA) District, Bhind, Jalaun, Lalitpur and Datia Districts	Madhya Pradesh and Uttar Pradesh	Adani Gas Limited	29	110,099	1,568
10.32	Ferozepur, Faridkot and Sri Muktsar Sahib Districts	Punjab	Gujarat Gas Limited	45	350,004	1200
10.33	Hoshiarpur and Gurdaspur Districts	Punjab	Gujarat Gas Limited	81	600,123	1,800
10.34	Ajmer, Pali and Rajsamand Districts	Rajasthan	Indraprastha Gas Limited	198	1,000,944	1944
10.35	Jalore and Sirohi Districts	Rajasthan	Gujarat Gas Limited	30	400,008	1,800
10.36	Azamgarh, Mau and Ballia Districts	Uttar Pradesh	Torrent Gas Private Limited	40	100,800	1008
10.37	Bareilly (EAAA) District, Pilibhit and Rampur Districts	Uttar Pradesh	Hindustan Petroleum Corporation Limited	140	145,000	1,200
10.38	Basti and Ambedkarnagar Districts	Uttar Pradesh	Torrent Gas Private Limited	18	35,100	207
10.39	Farrukhabad, Etah and Hardoi Districts	Uttar Pradesh	Hindustan Petroleum Corporation Limited	75	98,000	1,200
10.40	Gonda and Barabanki Districts	Uttar Pradesh	Torrent Gas Private Limited	36	111,600	756
10.41	Jaunpur and Ghazipur Districts	Uttar Pradesh	IndianOil-Adani Gas Private Limited	38	77,033	875
10.42	Kanpur (EAAA) District, Fatehpur and Hamirpur Districts	Uttar Pradesh	Indraprastha Gas Limited	45	144,000	1170
10.43	Mainpuri and Kannauj Districts	Uttar Pradesh	Hindustan Petroleum Corporation Limited	45	60,000	972
10.44	Mirzapur, Chandauli and Sonbhadra Districts	Uttar Pradesh	GAIL Gas Limited	51	151,001	400
10.45	Shahjahanpur and Budaun Districts	Uttar Pradesh	Hindustan Petroleum Corporation Limited	75	125,000	950
10.46	Bijnor and Nainital Districts	Uttar Pradesh and Uttarakhand	Hindustan Petroleum Corporation Limited	91	300,000	-
10.47	Darjeeling, Jalpaiguri and Uttar Dinajpur Districts	West Bengal	Hindustan Petroleum Corporation Limited	125	690,000	-
10.48	Howrah (EAAA) District and Hoogly (EAAA) District	West Bengal	Hindustan Petroleum Corporation Limited	100	575,000	900
10.49	Nadia (EAAA) District and North 24 Parganas (EAAA) District	West Bengal	Hindustan Petroleum Corporation Limited	110	625,000	1,543
10.50	South 24 Parganas (EAAA) District	West Bengal	Hindustan Petroleum Corporation Limited	65	300,000	1552
Total				3,578	20,292,760	58,177

Note : EAAA stands for Excluding/Except Area Already Authorized



Annexure C

CGD Authorizations until 8th CGD Bidding Round, Pre-PNGRB Authorizations & Authorizations, under Section 42 of PNGRB Act, 2006

S. No.	Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/	Authorized Entity	Date of Authorization
1st CGD Bidding Round					
1	1.01	Dewas	Madhya Pradesh	GAIL Gas Limited	1-Jun-09
2	1.02	Kota	Rajasthan	Rajasthan State Gas Limited	1-Jun-09
3	1.03	Mathura	Uttar Pradesh	Sanwariya Gas Limited	11-Jun-09
4	1.04	Kakinada	Andhra Pradesh	Bhagyanagar Gas Limited	12-Jun-09
5	1.05	Sonipat	Haryana	GAIL Gas Limited	12-Jun-09
6	1.06	Meerut	Uttar Pradesh	GAIL Gas Limited	12-Jun-09
2nd CGD Bidding Round					
7	2.01	Chandigarh	Chandigarh, Haryana, Punjab & Himachal Pradesh	IndianOil-Adani Gas Private Limited	8-May-13
8	2.02	Allahabad	Uttar Pradesh	IndianOil-Adani Gas Private Limited	8-May-13
9	2.03	Jhansi	Uttar Pradesh	Central UP Gas Limited	26-Feb-14
3rd CGD Bidding Round					
10	3.01	Jalandhar	Punjab	Jay Madhok Energy Private Limited led Consortium	6-Sep-13
11	3.02	Bhavnagar	Gujarat	Gujarat Gas Limited	5-Mar-14
12	3.03	Jamnagar	Gujarat	Gujarat Gas Limited	17-Jan-14
13	3.04	Kutch West	Gujarat	Gujarat Gas Limited	19-Dec-14
14	3.05*	Kutch East	Gujarat	Jay Madhok Energy Private Limited led Consortium	12-Mar-15
15	3.06*	Ludhiana	Punjab	Jay Madhok Energy Private Limited led Consortium	25-Jul-15
4th CGD Bidding Round					
16	4.01	Bengaluru Rural and Urban Districts	Karnataka	GAIL Gas Limited	18-Feb-15
17	4.02	Panipat District	Haryana	IndianOil-Adani Gas Private Limited	1-Apr-15
18	4.03	Palghar District and Thane Rural	Maharashtra	Gujarat Gas Limited	1-Apr-15
19	4.04	Raigarh District (EAAA)	Maharashtra	Mahanagar Gas Limited	1-Apr-15
20	4.05	UT of Dadra & Nagar Haveli	Dadra & Nagar Haveli	Gujarat Gas Limited	1-Apr-15
21	4.06	UT of Daman	Daman and Diu	IndianOil-Adani Gas Private Limited	1-Apr-15
22	4.07	Amritsar District	Punjab	Gujarat Gas Limited	5-May-15
23	4.08	Pune District (EAAA)	Maharashtra	Torrent Gas Pune Limited	18-May-15
24	4.09	Ernakulam District	Kerala	IndianOil-Adani Gas Private Limited	14-Oct-15
5th CGD Bidding Round					
25	5.01	Udham Singh Nagar District	Uttarakhand	IndianOil-Adani Gas Private Limited	28-Jul-15
26	5.02	Haridwar District	Uttarakhand	Haridwar Natural Gas Private Limited	27-Jul-15
27	5.03	East Godavari District (EAAA)	Andhra Pradesh	Godavari Gas Private Limited	14-Aug-15
28	5.04	West Godavari District	Andhra Pradesh	Godavari Gas Private Limited	14-Aug-15
29	5.05	Tumkur District	Karnataka	Megha Engineering & Infrastructure Limited	14-Aug-15
30	5.06	Krishna District (EAAA)	Andhra Pradesh	Megha Engineering & Infrastructure Limited	14-Sep-15
31	5.07	Dharwad District	Karnataka	IndianOil-Adani Gas Private Limited	14-Sep-15
32	5.08	Belgaum District	Karnataka	Megha Engineering & Infrastructure Limited	14-Sep-15
6th CGD Bidding Round					
33	6.01	Bhatinda District	Punjab	Gujarat Gas Limited	10-May-16
34	6.02	Saharanpur District	Uttar Pradesh	Bharat Petroleum Corporation Limited	11-May-16
35	6.03	Amreli District	Gujarat	Gujarat Gas Limited	27-May-16
36	6.04	Patan District	Gujarat	Sabarmati Gas Limited	27-May-16
37	6.05	Dahej Vagra Taluka	Gujarat	Gujarat Gas Limited	6-Jun-16



S. No.	Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/	Authorized Entity	Date of Authorization
38	6.06	Rupnagar District	Punjab	Bharat Petroleum Corporation Limited	10-Jun-16
39	6.07	North Goa District	Goa	Goa Natural Gas Private Limited	24-Jun-16
40	6.08	Dahod District	Gujarat	Gujarat Gas Limited	27-Jun-16
41	6.09	Banaskantha District	Gujarat	IRM Energy Private Limited	1-Jul-16
42	6.10	Anand District (EAAA)	Gujarat	Gujarat Gas Limited	4-Jul-16
43	6.11	Panchmahal District	Gujarat	Gujarat Gas Limited	4-Jul-16
44	6.12	Fatehgarh Sahib District	Punjab	IRM Energy Private Limited	5-Jul-16
45	6.13	Yamunanagar District	Haryana	Bharat Petroleum Corporation Limited	22-Jul-16
46	6.14	Ratnagiri District	Maharashtra	Unison Enviro Private Limited	9-Aug-16
47	6.15	Rewari District	Haryana	Indraprastha Gas Limited	19-Aug-16
48	6.16	Dhar District	Madhya Pradesh	Naveriya Gas Private Limited	7-Nov-16
49	6.17	Rohtak District	Haryana	Bharat Petroleum Corporation Limited	9-Apr-18
50	6.18	Ahmedabad District (EAAA)	Gujarat	Gujarat Gas Limited	22-Jun-16
7th CGD Bidding Round					
51	7.01	Solapur District	Maharashtra	Sholagasco Private Limited	6-Mar-17
8th CGD Bidding Round					
52	8.01	South Goa District	Goa	IndianOil-Adani Gas Private Limited	7-Feb-18
53	8.02	Karnal District	Haryana	Indraprastha Gas Limited	8-Feb-18
54	8.03	Ambala and Kurukshetra Districts	Haryana	HPOIL Gas Private Limited	22-Feb-18
55	8.04	Kolhapur District	Maharashtra	HPOIL Gas Private Limited	6-Mar-18
56	8.05	Bulandshahr (part) District	Uttar Pradesh	IndianOil-Adani Gas Private Limited	6-Mar-18
57	8.06	Bagpat District	Uttar Pradesh	Baghpat Green Energy Private Limited	28-Mar-18
Pre-PNGRB - Central Government Authorizations (Regulation 17 of CGD Authorization Regulation)					
58	99.01	NCT of Delhi	Delhi	Indraprastha Gas Limited	9-Jan-09
59	99.02	Mumbai & Greater Mumbai	Maharashtra	Mahanagar Gas Limited	21-Jan-09
60	99.03	Bareilly	Uttar Pradesh	Central UP Gas Limited	22-Apr-09
61	99.04	Kanpur	Uttar Pradesh	Central UP Gas Limited	22-Apr-09
62	99.05	Pune City including Pimpri-Chinchwad & adjoining contiguous areas Hinjewadi, Chakan, Talegaon	Maharashtra	Maharashtra Natural Gas Limited	1-Jun-09
63	99.06	Vijaywada	Andhra Pradesh	Bhagyanagar Gas Limited	28-Jul-09
64	99.07	Thane Urban and adjoining municipalities	Maharashtra	Mahanagar Gas Limited	4-Aug-09
65	99.08	Indore (including Ujjain City)	Madhya Pradesh	Aavantika Gas Limited	31-Aug-09
66	99.09	Hyderabad	Telangana	Bhagyanagar Gas Limited	9-Oct-09
67	99.10	Agra	Uttar Pradesh	Green Gas Limited	12-Nov-09
68	99.11	Gandhinagar, Mehsana, Sabarkantha	Gujarat	Sabarmati Gas Limited	16-Dec-09
69	99.12	Gwalior	Madhya Pradesh	Aavantika Gas Limited	4-Jan-10
70	99.13	Firozabad (Taj Trapezium Zone)	Uttar Pradesh & Rajasthan	GAIL Gas Limited	26-Sep-11
71	99.14	Kolkata Municipal Corporation and Parts of adjoining Districts	West Bengal	Bengal Gas Company Limited	2-Feb-16
72	99.15	Upper Assam	Assam	Assam Gas Company Limited	6-Feb-15
73	99.16	Agartala	Tripura	Tripura Natural Gas Company Limited	24-Feb-15
74	99.17	Lucknow	Uttar Pradesh	Green Gas Limited	15-Mar-16
75	99.18	Vadodara	Gujarat	Vadodara Gas Limited	28-Oct-16
76	99.19	Ghaziabad & Hapur Districts	Uttar Pradesh	Indraprastha Gas Limited	11-Oct-19
Pre-PNGRB - Other than Central Government Authorizations (Regulation 18 of CGD Authorization Regulation)					
77	98.01	Khurja	Uttar Pradesh	Adani Gas Limited	4-Dec-12
78	98.02	Surat, Bharuch, Ankleshwar	Gujarat	Gujarat Gas Limited	8-Nov-12
79	98.03	Moradabad	Uttar Pradesh	Torrent Gas Moradabad Limited	30-Nov-12
80	98.04	Nadiad	Gujarat	Gujarat Gas Limited	1-Oct-13
81	98.05	Navsari	Gujarat	Gujarat Gas Limited	1-Oct-13
82	98.06	Rajkot	Gujarat	Gujarat Gas Limited	1-Oct-13



S. No.	Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/	Authorized Entity	Date of Authorization
83	98.07	Surendranagar	Gujarat	Gujarat Gas Limited	1-Oct-13
84	98.08	Ahmedabad City and Daskroi Area	Gujarat	Adani Gas Limited	28-Nov-13
85	98.09	Hazira	Gujarat	Gujarat Gas Limited	17-Jul-14
86	98.10	Valsad	Gujarat	Gujarat Gas Limited	20-Jan-15
87	98.11	Anand area including Kanjari & Vadtal Villages (in Kheda District)	Gujarat	Charotar Gas Sahakari Mandali Limited	12-May-15
88	98.12	Bhiwadi (in Alwar District)	Rajasthan	Haryana City Gas Distribution (Bhiwadi) Limited	1-Aug-18
Under Section 42 of PNGRB Act, 2006					
89	97.01	Patna District	Bihar	GAIL (India) Limited	7-Mar-18
90	97.02	East Singhbhum District	Jharkhand	GAIL (India) Limited	7-Mar-18
91	97.03	Ranchi District	Jharkhand	GAIL (India) Limited	7-Mar-18
92	97.04	Khordha District	Odisha	GAIL (India) Limited	7-Mar-18
93	97.05	Cuttack District	Odisha	GAIL (India) Limited	7-Mar-18
94	97.06	Varanasi District	Uttar Pradesh	GAIL (India) Limited	7-Mar-18

* Authorization of these CGD Networks cancelled by PNGRB on 03.12.2020



ANNEXURE D

List of Gas for 11th CGD Bidding Round

Sr. No.	Geographical Area	State
1	Kurnool, Guntur, and Prakasam districts	Andhra Pradesh
2	Nagaon, Morigaon, Hojai, Karbi Anglong and West Karbi Anglong districts	Assam
3	Lakhimpur, Dhemaji, Darrang, Udalgiri, Sonitpur and Biswanath Chariali districts	Assam
4	Kokrajhar and Dhubri districts	Assam
5	Baksa, Barpeta, Bongaigaon, Chirang and Nalbari districts	Assam
6	Darbhanga, Madhubani, Supaul, Sitamarhi and Sheohar districts	Bihar
7	Gopalganj, Siwan, West Champaran, East Champaran and Deoria districts	Bihar & Uttar Pradesh
8	Baloda Bazar, Gariyaband and Raipur districts	Chhattisgarh
9	Kabirdham, Raj Nandgaon and Kanker districts	Chhattisgarh
10	Mungeli, Bemetara, Durg, Balod and Dhamtari districts	Chhattisgarh
11	Jashpur, Raigarh, Janjgir-Champa and Mahasamund districts	Chhattisgarh
12	Koriya and Surajpur districts	Chhattisgarh
13	Balrampur and Surguja districts	Chhattisgarh
14	Kondagaon, Bastar and Sukma districts	Chhattisgarh
15	Narayanpur, Bijapur and Dantewada	Chhattisgarh
16	Mandi, Kullu, Kinnaur and Lahaul & Spiti districts	Himachal Pradesh
17	Kangra and Chamba districts	Himachal Pradesh
18	Jammu, Udhampur, Reasi, Samba and Kathua districts	UT of Jammu and Kashmir
19	Gumla, Latehar, Lohardaga, Simdega, Garhwa and Khunti districts	Jharkhand
20	Chikkaballapur district	Karnataka
21	Idukki, Kottayam and Pattanamittu districts	Kerala
22	Agar Malwa, Neemuch, Mandsaur and Jhalawar districts	Madhya Pradesh and Rajasthan
23	Burhanpur, Khandwa, Khargone and Harda districts	Madhya Pradesh
24	Tikamgarh, Niwari, Chattarpur and Panna districts	Madhya Pradesh
25	Betul, Chhindwara, Seoni and Balaghat districts	Madhya Pradesh
26	Damoh, Jabalpur, Katni, Mandla, Umaria and Dindori districts	Madhya Pradesh
27	Hoshangabad, Narsinghpur, Sagar and Vidisha districts	Madhya Pradesh
28	Buldana, Nanded and Parbhani districts	Maharashtra
29	Beed, Jalgaon and Jalna districts	Maharashtra
30	Akola, Hingoli and Washim districts	Maharashtra
31	Amravati and Yavatmal districts	Maharashtra
32	Chandrapur and Wardha districts	Maharashtra
33	Nagpur district	Maharashtra
34	Bhandara, Gondiya and Garchiroli districts	Maharashtra
35	Alirajpur, Nandurbar and Barwani districts	Maharashtra and Madhya Pradesh
36	Koraput, Malkangiri, and Nabarangpur districts	Odisha
37	Gajapati, Kandhamal, Boudh and Sonepur districts	Odisha
38	Rayagada, Kalahandi, Bolangir and Nuapada districts	Odisha
39	Pathankot district	Punjab
40	Tarn Taran district	Punjab
41	Fazilka (except area already authorized), Ganganagar and Hanumangarh districts	Punjab & Rajasthan
42	Bikaner and Churu districts	Rajasthan
43	Jhunjhunu, Sikar and Nagaur districts	Rajasthan
44	Dausa, Karauli, Sawai Madhopur and Tonk districts	Rajasthan
45	Dharmapuri and Krishnagiri districts	Tamil Nadu
46	Tiruvannamalai and Villupuram districts	Tamil Nadu
47	Ariyalur and Perambalur districts	Tamil Nadu
48	Namakkal and Tiruchirapalli districts	Tamil Nadu



Sr. No.	Geographical Area	State
49	Pudukottai, Sivaganga and Thanjavur districts	Tamil Nadu
50	Madurai, Theni and Virudhnagar districts	Tamil Nadu
51	Kanyakumari, Thoothukudi and Tirunelveli districts	Tamil Nadu
52	Dindigul and Karur districts	Tamil Nadu
53	The Nilgiris and Erode districts	Tamil Nadu
54	Nizamabad, Adilabad, Nirmal, Mancheril and Kumuram Bheem Asifabad districts	Telangana
55	Jogulamba Gadwal, Nagarkurnool, Mahabubnagar, Narayanpet, Wanaparthy and Yadgir districts	Telangana and Karnataka
56	South Tripura and Sepahijala district	Tripura
57	Dhalai, North Tripura, Unakoti and Khowai	Tripura
58	Amroha & Sambhal (except area already authorized) districts	Uttar Pradesh
59	Kasganj district	Uttar Pradesh
60	Purulia and Bankura districts	West Bengal
61	East Medinipur, West Medinipur and Jhargram districts	West Bengal
62	Alipurduar and Koch Bihar	West Bengal
63	Banda, Chitrakoot and Mahoba	Uttar Pradesh
64	Pauri Garhwal, Uttarkashi, Rudrapur and Tehri Garhwal districts	Uttarakhand
65	Pithoragarh, Champawat, Almora, Chamoli and Bageshwar districts	Uttarakhand



Annexure E

Progress Review Meetings and Hearings for CGD Networks (1st April, 2020 to 30th September, 2021)

S. No.	Name of Entity	Name of CGD Networks/Geographical Area	Date of Meeting/Hearing
1	Jay Madhok Energy Private Limited led Consortium	Jalandhar	16.06.2020
2		Ludhiana	16.06.2020
3		Kutch East	16.06.2020
4	JV of DSM Infratech and Soumya Mining	Mathura	11.08.2020
5	Maharashtra Natural Gas Limited	Pune City including Pimpri Chiechwad and along with adjoining contiguous areas of Hinjewadi, Chakan & Talegaon	16.09.2020
6	Jay Madhok Energy Private Limited led Consortium	Jalandhar	05.10.2020
7		Ludhiana	05.10.2020
8		Kutch East	05.10.2020
9	Jay Madhok Energy Private Limited led Consortium	Jalandhar	20.10.2020
10		Ludhiana	20.10.2020
11		Kutch East	20.10.2020
12	Jay Madhok Energy Private Limited led Consortium	Jalandhar	23.10.2020
13		Ludhiana	23.10.2020
14		Kutch East	23.10.2020
15	Jay Madhok Energy Private Limited led Consortium	Jalandhar	03.11.2020
16		Ludhiana	03.11.2020
17		Kutch East	03.11.2020
18	Maharashtra Natural Gas Limited	Pune City including Pimpri Chiechwad and along with adjoining contiguous areas of Hinjewadi, Chakan & Talegaon	10.11.2020
19	Jay Madhok Energy Private Limited led Consortium	Jalandhar	10.11.2020
20		Ludhiana	10.11.2020
21		Kutch East	10.11.2020
22	Indian-Oil Adani Gas Private Limited	South Goa District	13.01.2021
23		Bulandshahr (part) District	13.01.2021
24		Allahabad	13.01.2021
25		Chandigarh	13.01.2021
26	Rajasthan State Gas Limited	Kota	15.01.2021
27	Sholagasco Private Limited	Solapur District	15.01.2021
28	HPOIL Gas Private Limited	Kolhapur District	22.01.2021
29	Torrent Gas Moradabad Limited	Moradabad	27.01.2021
30	Torrent Gas Pune Limited	Pune District (EAAA)	27.01.2021
31	Unison Enviro Private Limited	Ratnagiri District	27.01.2021
32	Green Gas Limited	Lucknow	28.01.2021
33	Central UP Gas Limited	Jhansi	29.01.2021
34	Megha Engineering & Infrastructure Limited	Krishna District (EAAA)	29.01.2021
35	Bagpat Green Energy Private Limited	Bagpat District	03.02.2021
36	Haryana City Gas Distribution (Bhiwadi) Limited	Bhiwadi (in Alwar District)	03.02.2021
37	Gujarat Gas Limited	Palghar District & Thane Rural	12.02.2021
38		Kutch (West)	12.02.2021
39		Bhatinda District	12.02.2021
40		Jamnagar	12.02.2021
41		Bhavnagar	12.02.2021
42		Amritsar District	12.02.2021
43	Adani Gas Limited	Khurja	24.03.2021
44	Vadodara Gas Limited	Vadodara	24.03.2021
45	Bhagyanagar Gas Limited	Hyderabad	26.03.2021
46		Vijaywada	26.03.2021
47	Bharat Petroleum Corporation Limited	Saharanpur District	31.03.2021
48		Rohtak District	31.03.2021



S. No.	Name of Entity	Name of CGD Networks/Geographical Area	Date of Meeting/Hearing
49	GAIL Gas Limited	Sonipat	01.04.2021
50		Meerut	01.04.2021
51		Dewas	01.04.2021
52	Gujarat Gas Limited	Nadiad	06.04.2021
53		Amreli District	06.04.2021
54		Surendranagar	06.04.2021
55		Dahod District	06.04.2021
56	Megha Engineering & Infrastructure Limited	Tumkur District	07.04.2021
57		Belgaum District	07.04.2021
58	IRM Energy Private Limited	Fatehgarh Sahib District	12.04.2021
59	IRM Energy Private Limited, Think Gas Ludhiana Private Limited and GAIL (India) Limited	Supply of Natural Gas to Khanna region	07.05.2021
60	GAIL Gas Limited	Dehradun District	30.07.2021
61	Meeting with Association of CGD Entity regarding Short fall in MWP Targets		06.08.2021
62	Indian Oil-Adani Gas Private Limited	Ernakulam District	11.08.2021
63		Allahabad	11.08.2021
64		Chandigarh	11.08.2021



ANNEXURE F

Details of Progress Review Meetings and Hearings for Natural Gas Pipelines (1st April, 2020 to 30th September, 2021)

S. No.	Name of Entity	Name of Pipeline	Date of Meeting/Hearing
1	GAIL (India) Limited	Chainsa-Jhajjar-Hissar	18.06.2020
2		Dadri-Bawana-Nangal	18.06.2020
3		Jagdishpur-Haldia-Bokaro-Dhamra-Barauni-Guwahati	18.06.2020
4		Srikakulam-Angul	18.06.2020
5		Kochi-Kootanad-Bangalore-Mangalore	18.06.2020
6		Dabhol-Bangalore	18.06.2020
7	IMC Limited	Kakinada-Vijaywada-Nellore	19.06.2020
8		Kakinada-Vijaywada-Nellore	10.07.2020
9	Indian Oil Corporation Limited	Ennore-Thiruvallur-Bengaluru-Puducherry-Nagapatinam-Madurai-Tuticorin	10.09.2020
10	GSPL India Gasnet Limited	Mehsana-Bhatinda	10.09.2020
11	GSPL India Transco Limited	Mallavaram-Bhopal-Bhilwara-Vijaipur	10.09.2020
12	Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation Limited	Kakinada-Srikakulam	16.09.2020
13	GSPL India Transco Limited	Mallavaram-Bhopal-Bhilwara-Vijaipur	22.09.2020
14		Mallavaram-Bhopal-Bhilwara-Vijaipur	23.09.2020
15	H-Energy Private Limited	Jaigarh- Mangalore	05.10.2020
16	Hooghly Pipelines Private Limited	Kanai Chatta - Shrirampur	05.10.2020
17	Western Concessions Private Limited	Jaigarh-Dabhol Tie-in connectivity	05.10.2020
18	Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation Limited	Kakinada-Srikakulam	02.07.2021
19	H-Energy Private Limited (HEPL)	Jaigarh-Mangalore	06.08.2021



ANNEXURE G

Natural Gas Pipelines (Operational, partially commissioned & under construction) - As on 30.06.2021

Details		Length (Km)	Total (Km)
Authorized Natural Gas Pipelines	Common Carrier	32,641	33,764
	Tie-in connectivity	344	
	Dedicated	779	
Operational Natural Gas Pipelines	Common Carrier	19,279	20,228
	Tie-in connectivity	108	
	Dedicated	544	
	STPL	297	
Under Construction Natural Gas Pipelines	Common Carrier	14,548	15,146
	Tie-in connectivity	233	
	Dedicated	228	
	STPL	137	
Note: The variation in the sum of the lengths of Operational and Under Construction Natural Gas Pipelines vis-à-vis the length of the Authorized pipelines are on account of one or more of the following factors:			
i. Variation in As-Built length due to site conditions,			
ii. Additional pipelines laid by the authorized entities for providing connectivity within the tariff corridor in line with the provisions of the NGPL Authorization Regulations,			
iii. Length of the operational and Under Construction pipelines as above includes the available length of Sub-Transmission Pipelines (STPL) owned by CGD entities, etc.			
The above operational and under construction length of Natural Gas Pipelines includes the available length of Sub-Transmission Pipelines owned by the CGD entities.			
Disclaimer: While every care has been taken to ensure the accuracy of information furnished in this report, Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (PNGRB) does not accept responsibility or liability for any eventuality to any one as a result of any action taken arising out of access to, or the use of the information contained in it.			
However, PNGRB shall be obliged if errors/omissions are brought to its notice for carrying out corrections in the next update.			



(A) List of Abbreviations

AGCL	Assam Gas Company Limited	HEPL	H-Energy Private Limited	NGPL	Naveriya Gas Private Limited
AGPKLPL	AGP Karaikal LNG Private Limited	HNGPL	Haridwar Natural Gas Private Limited	ONGC	Oil and Natural Gas Corporation Limited
APCPL	Astha Power Corporation Private Limited	HPGGG	High Pressure Gujarat Gas Grid	OPaL	ONGC Petro addition Limited
APGDC	Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation Limited	HPOIL	HPOIL Gas Private Limited	PIL	Pipelines Infrastructure Limited
BGL	Bhagyanagar Gas Limited	HPPL	Hooghly Pipelines Private Limited	RCIPL	Recasil Ceramics Industries Private Limited
BGRL	Bharat Gas Resources Limited	HVJ	Integrated Hazira-Vijaipur-Jagdishpur NGPL	RGPL	Reliance Gas Pipelines Limited
CGSML	Charotar Gas Sahakari Mandali Limited	IGGL	Indradhanush Gas Grid Limited	SCPL	Silica Ceramica Private Limited
CUGL	Central UP Gas Limited	IGL	Indraprastha Gas Limited	SEIL	Steel Exchange India Limited
DFPCL	Deepak Fertilizer and Petrochemical Corporation Ltd.	IMC	IMC Limited	SnGL	Sanwariya Gas Limited
DNPL	DNP Limited	IOCL	Indian Oil Corporation Limited	TGPL	Torrent Gas Private Limited
ECCPL	East Coast Concessions Private Limited	IRMEPL	IRM Energy Private Limited	TGPuL	Torrent Gas Pune Limited
EOGEPL	Essar Oil and Gas Exploration and Production Limited	KM	Kilometre	TNGCL	Tripura Natural Gas Company Limited
GGL	Gujarat Gas Limited	IOAGPL	Indian Oil Adani Gas Private Limited	TPL	Torrent Power Limited
GGPL	Godavari Gas Private Limited	KRPEPL	Kei RSOS Petroleum & Energy Private Limited	UEPL	Unison Enviro Private Limited
GIGL	GSPL India Gasnet Limited	MEIL	Megha Engineering & Infrastructure Limited	VGL	Vadodara Gas Limited
GITL	GSPL India Transco Limited	MMSCMD	Million Metric Standard Cubic Meters per Day	WCPL	Western Concessions Private Limited
GSPL	Gujarat State Petronet Limited	MSIPL	Maharaj Soaps Industry Private Limited		



**(B) Fully Operational Common Carrier Natural Gas Pipelines As on 30.06.2021
(Authorized under Regulations 5/17/18 of the NGPL Authorization Regulations)**

S. No.	PL Unique ID	Name of Natural Gas Pipelines	Entity	Date of Authorization	Auth. Length (KM)	Auth. Capacity (MMSCMD)	Operating Length (KM)	States from which Pipeline passes
1	17.01.NGPL	Assam Regional Network	GAIL	04.11.2009	7.83	2.5	7.83	Assam
2	17.02.NGPL	Cauvery Basin Network	GAIL	04.11.2009	240.29	4.33	242.05	Puducherry, Tamil Nadu
3	17.03.NGPL	Hazira-Vijaipur-Jagdishpur -GREP (Gas Rehabilitation and Expansion Project)-Dahej-Vijaipur HVJ/VDPL	GAIL	19.04.2010	5,502.46	107	6,005.40	Uttar Pradesh, Madhya Pradesh, Rajasthan, Gujarat
4	17.04.NGPL	Dahej-Vijaipur (DVPL)-Vijaipur-Dadri (GREP) Upgradation DVPL 2 & VDPL	GAIL	14.02.2011				
5	17.04.NGPL	Kakinada-Hyderabad-Uran-Ahmedabad (East West Pipeline)	PIL	19.04.2010	1,459.02	85	1,459.02	Andhra Pradesh, Gujarat, Maharashtra, Telangana
6	17.05.NGPL	Dahej-Uran-Panvel-Dhabhol	GAIL	10.05.2010	815	19.9	935.04	Gujarat, Maharashtra
7	17.06.NGPL	KG Basin Network	GAIL	12.05.2010	877.86	16	874.49	Andhra Pradesh, Puducherry
8	17.07.NGPL	Gujarat Regional Network	GAIL	03.12.2010	608.82	8.31	666.86	Gujarat
9	17.08.NGPL	Agartala Regional Network	GAIL	13.12.2010	55.4	2	55.28	Tripura
10	17.10.NGPL	Dadri-Panipat	IOCL	05.01.2011	132	20	142.88	Haryana, Punjab, Uttar Pradesh
11	17.13.NGPL	Mumbai Regional Network	GAIL	14.03.2011	128.68	7.04	125.44	Maharashtra
12	17.14.NGPL	Uran-Trombay	ONGC	03.05.2011	24	6	24	Maharashtra
13	18.01.NGPL	High Pressure Gujarat Gas Grid	GSPL	27.07.2012	2,207.00	31	2637.06	Gujarat
14	18.02.NGPL	Hazira-Ankleshwar (HAPI)	GGL	05.07.2012	73.2	5.06	73.2	Gujarat
15	18.03.NGPL	Low Pressure Gujarat Gas Grid	GSPL	19.03.2013	57.6	12	57.2	Gujarat
16	5.05.NGPL	Shahdol-Phulpur	RGPL	11.07.2013	312	3.5	304	Madhya Pradesh, Uttar Pradesh
17	17.17.NGPL	Assam Regional Network	AGCL	20.12.2013	104.73	2.428	106.71	Assam
18	17.18.NGPL	Dukli - Maharaiganj	GAIL	09.01.2014	5.2	0.08	5.2	Agartala
19	17.19.NGPL	Uran-Taloja	DFPCL	21.10.2014	42	0.7	42	Maharashtra
Total					12,653		13,764	



**(C) Fully Operational Tie-in connectivities as on 30.06.2021
(Authorized under Regulations 21(1) of the NGPL Authorization Regulations)**

S. No.	PL Unique ID	Name of Natural Gas Pipelines	Entity	Date of Authorization	Auth. Length (KM)	Auth. Capacity (MMSCMD)	Operating Length (KM)	States from which Pipeline passes
1	21.01.NGPL	Jaigarh - Dabhol	WCPL	18.05.2015	60	29	56.37	Maharashtra
2	21.03.NGPL	ONGCs WHI North Penugonda to GAH, Peravali SV station	KRPEPL	16.02.2016	7.8	0.05	7.8	Andhra Pradesh
3	21.06.NGPL	ONGC's Madnam field to GAIL's KG Basin Network at SV-2 (Memathur)	GAIL	21.12.2017	29	0.85	29.64	Andhra Pradesh
4	21.07.NGPL	ONGC's S1-VA fields ex-Odalarevu to GAIL's KG Basin Network at SV-1, Bodaskurru	GAIL	09.01.2018	13.6	5.2	14.1	Andhra Pradesh
Total					110			

**(D) Operational Dedicated Natural Gas Pipelines as on 30.06.2021
(Authorized under Regulations 19 of the NGPL Authorization Regulations)**

S. No.	PL Unique ID	Name of Natural Gas Pipelines	Entity	Date of Auth.	Auth. Length (Km)	Authorized Capacity (MMSCMD)	Operating Length (KM)	States from which Pipeline passes
1	19.01.NGPL	Dulajian to Numaligarh	DNPL	26.03.2019	194	1.2	192	Assam
2	19.02.NGPL	M/s Philip Carbon Black Ltd. In Durgapur	EOGEPL	03.11.2010	8	0.7	8	West Bengal
3	19.03.NGPL	Essar's LP Gas Gathering Header to Graphite India Ltd in Durgapur	EOGEPL	03.05.2011	3	0.06	2.36	West Bengal
4	19.04.NGPL	PLL Dahej Terminal to DGEN Power Plant, Dahej SEZ	TPL	27.08.2012	13	8	13	Gujarat
5	19.05.NGPL	EPS Akoljoni - Sapna Chemical	GAIL	14.12.2012	3.4	0.01	3.4	Gujarat
6	19.06.NGPL	EPS Nanda - Supreme Glass	GAIL	14.12.2012	0.37	0.01	0.37	Gujarat
7	19.07.NGPL	Dahej GGS to GACL P/L	GAIL	14.12.2012	11.25	0.22	11.25	Gujarat
8	19.08.NGPL	GGS Olpad to CYA. & CHEM.	GAIL	14.12.2012	1.2	0.05	1.2	Gujarat
9	19.09.NGPL	Jolwa EPS to Nahar P/L	GAIL	14.12.2012	0.85	0.04	0.85	Gujarat



S. No.	PL Unique ID	Name of Natural Gas Pipelines	Entity	Date of Auth.	Auth. Length (Km)	Authorized Capacity (MMSCMD)	Operating Length (KM)	States from which Pipeline passes
10	19.10.NGPL	Jolwa EPS to GACL (MDPE)	GAIL	14.12.2012	7.8	0.13	7.8	Gujarat
11	19.11.NGPL	Kim EPS to Spire cera P/L (MDPE)	GAIL	14.12.2012	1.2	0.01	1.2	Gujarat
12	19.12.NGPL	EPS Wasana - Universal Metal (Manglam Alloys)	GAIL	14.12.2012	0.61	0.01	0.61	Gujarat
13	19.13.NGPL	Motera GGS - RIL Sughad	GAIL	14.12.2012	3.72	0.07	3.72	Gujarat
14	19.14.NGPL	Kalol collector line T/O - BVM	GAIL	14.12.2012	1.7	0.02	1.7	Gujarat
15	19.15.NGPL	EPS Nandasan - Nirma	GAIL	14.12.2012	4.97	0.01	4.97	Gujarat
16	19.16.NGPL	EPS Nandasan - Sterling (N)	GAIL	14.12.2012	2.84	0.01	2.84	Gujarat
17	19.17.NGPL	EPS Nandasan - Sterling (K)	GAIL	14.12.2012	0.52	0.02	0.52	Gujarat
18	19.18.NGPL	EPS Wadu - Pioneer	GAIL	14.12.2012	0.35	0.01	0.35	Gujarat
19	19.19.NGPL	Sanand GGS - Jalaram	GAIL	14.12.2012	1.17	0.03	1.17	Gujarat
20	19.20.NGPL	Limbodara EPS - Akash	GAIL	14.12.2012	0.2	0.03	0.2	Gujarat
21	19.21.NGPL	Nandasan EPS - Akik Tiles	GAIL	14.12.2012	2.4	0.01	2.43	Gujarat
22	19.22.NGPL	Nallur - TNEB Thirumakkottai	GAIL	14.12.2012	9.8	0.77	10.21	Tamil Nadu
23	19.23.NGPL	Nallur - Prem Chemco	GAIL	14.12.2012	0.185	0.12	0.21	Tamil Nadu
24	19.24.NGPL	BVG-Neycer	GAIL	14.12.2012	16.55	0.02	16.55	Tamil Nadu
25	19.25.NGPL	AFL	GAIL	14.12.2012	1.7	0.1	1.71	Andhra Pradesh
26	19.26.NGPL	Hitech	GAIL	14.12.2012	0.46	0.06	0.46	Andhra Pradesh
27	19.27.NGPL	Steel Exchange	GAIL	14.12.2012	1.36	0.05	1.36	Andhra Pradesh
28	19.28.NGPL	Dandewala - Gamnewala-RSEB Ramgarh	GAIL	14.12.2012	65.19	0.075 / 0.108	65.32	Rajasthan
29	19.29.NGPL	Langtala to Ramgarh	GAIL	14.12.2012	86.21	0.12	88	Rajasthan
30	19.31.NGPL	ONGC Kavitam to GAIL Kavitam SV Station	SCPL	27.08.2013	3.6	0.02	3.8	Andhra Pradesh



S. No.	PL Unique ID	Name of Natural Gas Pipelines	Entity	Date of Auth.	Auth. Length (Km)	Authorized Capacity (MMSCMD)	Operating Length (KM)	States from which Pipeline passes
31	19.32.NGPL	ONGC Kammampalem isolated well to GAIL SV terminal, Dindi in East Godavari	SEIL	09.01.2014	5.4	0.05	4.75	Andhra Pradesh
32	19.33.NGPL	ONGC's CTF Ankleshwar isolated well to GAIL's Common Carrier South Gujarat Network interconnection point	RCIPL	20.05.2015	0.53	0.015	0.53	Gujarat
33	19.34.NGPL	Bhadol Top to Torrent Hazira Akhkol	GSPL	05.08.2015	22	0.48	22	Gujarat
34	19.34.NGPL	LANCO Kondapalli Pipeline - I	PIL	12.08.2015	12	2	10	Andhra Pradesh
35	19.35.NGPL	ADB GCS to ONGC Colony Badarghat, Agartala	ONGC	12.08.2015	11	0.03	10.79	Tripura
36	19.36.NGPL	Sonamura GCS to GMS-Monarchak	ONGC	12.08.2015	13	0.5	10.5	Tripura
37	19.37.NGPL	ONGC Hazira -KRIBHCO HP Pipeline	ONGC	12.08.2015	5	2	4.27	Gujarat
38	19.38.NGPL	ONGC Hazira -KRIBHCO LP Pipeline	ONGC	12.08.2015	5	1	4.86	Gujarat
39	19.39.NGPL	Essar's Main Compressor Station in Raniganj (East) CBM Block to Matix Fertilizer and Chemicals Ltd (MFCL) in Durgapur	EOGEPL	12.08.2015	30	3	28.47	West Bengal
40	19.43.NGPL	ONGC Poondi Fields to Maharaj Soaps Industry Private Limited	MSIPL	29.09.2020	0.2	0.002	0.26	Tamil Nadu
Total					551			



(E) Operational Sub-Transmission Pipelines (STPL) as on 30.06.2021

S. No.	Unique GA ID	Geographical Area/ CGD Networks	Authorized CGD Entity	Operating STPL Length (KM)	Transmission PL from Tap-off taken	Transmission PL Entity
1	1.03	Mathura	SnGL	0.7	HVJ	GAIL
2	2.01	Chandigarh	IOAGPL	1	DBNPL	GAIL
3	2.02	Allahabad	IOAGPL	17.2	HVJ	GAIL
4	2.03	Jhansi	CUGL	8	VAPL	GAIL
5	4.06	UT of Daman	IOAGPL	15.6	DUPL-DPPL	GAIL
6	4.07	Amritsar District	GGL	4.8	BJSP	GIGL
7	4.08	Pune District (EAAA)	TGPuL	0.198 1.71 0.927 0.565	DUPL-DPPL EWPL EWPL EWPL	GAIL PIL PIL PIL
8	5.02	Haridwar District	HNGPL	1.24	DBNPL	GAIL
9	5.04	West Godavari District	GGPL	0.02 3.312	KG Basin Network	GAIL
10	5.05	Tumkur District	MEIL	2.5	DBPL	GAIL
11	5.06	Krishna District (EAAA)	MEIL	0.27	KG Basin Network	GAIL
12	5.08	Belgaum District	MEIL	0.3	DBPL	GAIL
13	6.14	Ratnagiri District	UEPL	0.254	DBPL	GAIL
14	6.16	Dhar District	NGPL	17.95 16.21	HVJ HVJ	GAIL GAIL
15	8.02	Karnal District	IGL	9.5	DPPL	IOCL
16	8.03	Ambala & Kurukshetra Districts	HPOIL	0.22	DBNPL	GAIL
17	9.07	Diu & Gir Somnath Districts	IRMEPL	6.48	HPGGG	GSPL
18	9.12	Kheda District (EAAA) & Mahisagar District	AGL	0.744	HPGGG	GSPL
19	9.58	Bhilwara & Bundi Districts	AGL	0.88	HVJ	GAIL
20	9.59	Chittorgarh (Other than Rawatbhata Taluka) & Udaipur Districts	AGL	0.45	HVJ	GAIL
21	9.73	Nalgonda Suryapet & Yadadri Bhuvanagiri Districts	MEIL	3	EWPL	PIL
22	9.75	West Tripura (EAAA) District	TNGCL	4.4	Agartala Region Network	GAIL
23	9.79	Auraiya, Kanpur Dehat & Etawah Districts	TGPL	2.7	HVJ	GAIL
24	9.40	Latur & Osmanabad Districts	UEPL	11.85	EWPL	PIL
25	98.02	Surat, Bharuch, Ankleshwar	GGL	25.87 10.43 21.6 11.52 11	HAP Mora-Sachin STPL HAP Connected with Sunpertro Source Connected with GAIL APM Source	GGL GGL CGD GGL GGL GGL



S. No.	Unique GA ID	Geographical Area/ CGD Networks	Authorized CGD Entity	Operating STPL Length (KM)	Transmission PL from Tap-off taken	Transmission PL Entity
26	98.08	Ahmedabad City and Daskroi Area	AGL	0.38	HPGGG	GSPL
27	98.11	Anand area including Kanjari & Vadtal Villages (in Kheda District)	CGSML	6.2	HPGGG	GSPL
28	99.18	Vadodara	VGL	0.415 9.843 3.607 13.175 28.848	HVJ	GAIL
29	99.04	Kanpur	CUGL	15.58	HVJ	GAIL
30	99.09	Hyderabad	BGL	3.23	EWPL	PIL
31	99.16	Agartala	TNGCL	1.9	Agartala Region Network	GAIL
32	96.04	Faridabad (Based on court order)	AGL	0.55	HVJ	GAIL
33	96.07	Vadodara (Sub judice)	AGL	0.36	HPGGG	GSPL
Total				297		



**(F) Under Construction Common Carrier Natural Gas Pipelines as on 30.06.2021
(Authorized under Regulations 5/17/18/21(3) of the NGPL Authorization Regulations and Section 42 of the PNGRB, Act, 2006)**

S. No.	PL Unique ID	Name of Natural Gas Pipelines	Name of Authorized Entity	Date of Authorization	Authorized Length (KM)	Authorized Capacity (MMSCMD)	Target date of Completion *	States from which Pipeline passes
1	5.06.NGPL	Kakinada - Vizag - Srikakulam	APGDC	16.07.2014	275	90	KVPL: June, 2021 VSPL: June, 2022	Andhra Pradesh
2	5.09.NGPL	Jaigarh- Mangalore	HEPL	28.06.2016	635	17	March, 2021	Maharashtra, Goa, Karnataka
3	5.10.NGPL	Kakinada-Vijayawada-Nellore	IMC	19.02.2018	667	18	Feb, 2021	Andhra Pradesh
4	42.01.NGPL	North-East Natural Gas Pipeline Grid	IGGL	17.11.2020	1,656	4.75	Nov, 2023	Assam, Mizoram, Manipur, Arunachal Pradesh, Tripura, Nagaland, Meghalaya & Sikkim
5	5.11.NGPL	Kanai Chhata - Shrirampur	HPPL	08.07.2019	317	19.2	July, 2022	West Bengal
6	5.12.NGPL	Srikakulam-Angul	GAIL	23.07.2019	690	6.65	July, 2022	Andhra Pradesh, Odisha
7	5.13.NGPL	Mumbai-Nagpur-Jharsuguda	GAIL	15.05.2020	1755	16.5	May, 2023	Maharashtra, Madhya Pradesh, Chhattisgarh and Odisha
8	21.13.NGPL	Dwecha, Jalore - HRRL Refinery Spur line	GIGL	01.09.2020	90	3	Sept, 2022	Rajasthan
Total						6,085		

* Target date of completion is as per the authorization issued to the entity or such other date as extended by the Board.

**(G) Under Construction Tie-in connectivities as on 30.06.2021
(Authorized under Regulations 21(1) of the NGPL Authorization Regulations)**

S. No.	PL Unique ID	Name of Natural Gas Pipelines	Entity	Date of Auth.	Auth. Length (KM)	Authorized Capacity (MMSCMD)	Target date of Completion *	States from which Pipeline passes
1	21.04.NGPL	Suvali to HVJ/DVPL Network	GAIL	24.01.2017	7	2	Dec, 2020	Gujarat
2	21.05.NGPL	ONGC's Bantumilli gas source field to GAIL's KG Basin Network	GAIL	21.12.2017	41	0.9	Dec, 2020	Andhra Pradesh
3	21.08.NGPL	Kakinada Deep Water Sea Port to KG Basin Network at NFCL terminal, East Godavari district	ECCPL	21.02.2018	4	6.31	Dec, 2022	Andhra Pradesh
4	21.09.NGPL	ONGC's Odelarevu terminal, Mallavaram connecting Kakinada-Vijayawada-Nellore NGPL	IMC	06.09.2019	49.1	18	Sept, 2022	Andhra Pradesh
5	21.10.NGPL	GSPL's proposed Terminal at Petronet LNG Limited re-gasification expansion facilities, Dahej to GSPL's existing Terminal at Bhadbhut	GSPL	17.09.2019	39	14.77	Sept, 2022	Gujarat
6	21.11.NGPL	HSEPL LNG Terminal at Chhara to GSPL's dispatch terminal at Londhpur	GSPL	17.09.2019	85	18	Dec, 2022	Gujarat
7	21.12.NGPL	Proposed LNG Terminal at Karaikal Port to Chemplast/PPCL on existing Narimanam - Kuthalam Natural Gas Pipeline Sub-Network of GAIL's Cauvery Basin Network	AGPKLPL	24.07.2020	8	2	July, 2023	Tamil Nadu and UT of Puducherry
Total					233			

* Target date of completion is as per the authorization issued to the entity or such other date as extended by the Board.



(H) Under Construction Dedicated Natural Gas Pipelines as on 30.06.2021 (Authorized under Regulations 19 of the NGPL Authorization Regulations)

S. No.	PL Unique ID	Name of Natural Gas Pipelines	Name of Authorized Entity	Date of Auth.	Auth. Length (KM)	Auth. Capacity (MMSCMD)	Target Date of Completion	States from which Pipeline passes
1	19.30.NGPL	INOLE to Pashamylaram	APCPL	14.12. 2012	14.6	1.5	NA	Telangana
2	19.40.NGPL	PLL Re-gasification Terminal, Dahej to SUGEN Power Plant	TPL	20.03. 2020	90	6.5	NA	Gujarat
3	19.41.NGPL	PLL's Dahej - Koyali Refinery Natural Gas Pipeline (DKPL)	IOCL	20.03. 2020	106	5.23	NA	Gujarat
4	19.42.NGPL	PLL to OPaL, Dahej	OPaL	20.03. 2020	17	3.32	NA	Gujarat
Total					228			

(I) Under Construction Sub-Transmission Pipelines (STPL) as on 30.06.2021

S. No.	Unique GA ID	Geographical Area/ CGD Networks	Authorized CGD Entity	STPL Length (KM)	Transmission PL from Tap-off taken	Transmission PL Entity
1	5.03	East Godavari District (EAAA)	GGPL	57.67	KG basin Network	GAIL
2	5.04	West Godavari District	GGPL	76	KG basin Network	GAIL
3	6.13	Yamunanagar District	BGRL	2.3	DBNPL	GAIL
4	8.04	Kolhapur District	HPOIL	0.15	DBPL	GAIL
5	9.78	Amethi, Pratapgarh & Raebareli Districts	BGRL	0.75	HVJ	GAIL
Total				137		

**(J) Partially Commissioned Common Carrier Natural Gas Pipelines as on 30.06.2021
(Authorized under Regulations 5/17/18/21(3) of the NGPL Authorization)**

S. No.	PL Unique ID	Name of Natural Gas Pipelines	Entity	Date of Auth.	Auth. Length (KM)	Auth. Capacity (MMSCMD)	Operating Length (KM)	Under Const. Length (KM)	Target date of Completion*	States from which Pipeline passes
1	17.09.NGPL	Chaina-Jhajjar-Hissar	GAIL	13.12.2010	455	35	303.78	151.22	May, 2021	Haryana, Rajasthan
2	17.12.NGPL	Dadri-Bawana-Nangal	GAIL	15.02.2011	886	31	868.37	93	April, 2021	Punjab, Haryana, Uttar Pradesh, Uttarakhand, Delhi
3	5.01.NGPL	Mehsana - Bhatinda	GIGL	07.07.2011	1,850	80.11	340	1,510.00	June, 2021	Gujarat, Rajasthan, Haryana, Punjab
4	5.02.NGPL	Bhatinda - Jammu - Srinagar	GIGL	07.07.2011	740	42.42	101	639	Feb, 2022	Punjab and UT of Jammu & Kashmir
5	5.03.NGPL	Mallavaram - Bhopal - Bhilwara - Vijapur	GITL	07.07.2011	1,811	78.25	365	1,446.00	March, 2020	Andhra Pradesh, Telangana, Madhya Pradesh, Rajasthan
6	17.16.NGPL	Dabhol-Bangalore	GAIL	14.11.2011	1,414	16	1,147.53	266.72	Feb, 2013	Maharashtra, Karnataka, Goa
7	17.15.NGPL	Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore	GAIL	31.05.2011	1,104	16	627.37	476.63	Feb, 2022	Kerala, Tamil Nadu, Karnataka, UT of Puducherry
8	21.02.NGPL	Vijapur-Auraiya-Phulpur spur line	GAIL	26.10.2015	666	-	489	177	NA	Madhya Pradesh, Uttar Pradesh
9	5.08.NGPL	Ennore-Tuticorin	IOCL	10.12.2015	1,431	84.67	165.82	1,265.18	Feb, 2022	Tamil Nadu, Karnataka, Andhra Pradesh, UT of Puducherry
10	17.20.NGPL	Jagdishpur-Haldia-Bokaro Dhamra-Paradip-Barauni-Guwahati	GAIL	29.01.2018	3,546	23	1,107.08	2,438.92	Dec, 2021	Uttar Pradesh, Bihar, Jharkhand, West Bengal, Odisha, Assam
					13,903		5,515	8,463		
					Total					

* Target date of completion is as per the authorization issued to the entity or such other date as extended by the Board.



ANNEXURE H

(A) Operational Petroleum Product Pipelines (As on 30.06.2021)

S. No.	Name of Pipeline	Entity	Authorized Length (KM)	Authorized Capacity (MMTPA)	Date of Authorization	States passing through
1	Mumbai-Pune-Sholapur	Hindustan Petroleum Corporation Limited	508	4.3	19.04.2011	Maharashtra
2	Mangalore Hassan Bangalore	Petronet MHB Limited	362	2.14	24.11.2011	Karnataka
3	Chennai-Trichy-Madurai	Indian Oil Corporation Limited	683	2.3	26.03.2012	Tamilnadu
4	Mangalore-Hassan-Mysore-Sollur	Hindustan Petroleum Corporation Limited	397	3.1	20.11.2012	Karnataka
5	Awa-Salawas	Hindustan Petroleum Corporation Limited	92	2.34	20.11.2012	Rajasthan
6	Rewari-Kanpur	Hindustan Petroleum Corporation Limited	440	7.98	20.11.2012	Haryana, Rajasthan, Uttar Pradesh
7	Kota-Jobner	Bharat Petroleum Corporation Limited	210	2.75	05.12.2012	Rajasthan
8	Jamnagar-Loni	GAIL (India) Limited	1414	3.25	24.07.2014	Gujarat, Rajasthan, Haryana & NCT of Delhi
9	Mundra-Delhi	Hindustan Petroleum Corporation Limited	1334	6.9	23.01.2015	Gujarat, Rajasthan, Haryana & NCT of Delhi
10	Vizag-Secunderabad	GAIL (India) Limited	624	1.33	18.05.2015	Andhra Pradesh, Telangana
11	Paradip-Raipur Ranchi	Indian Oil Corporation Limited	1108	5	17.08.2015	Odisha, Jharkhand, Chhattisgarh
12	Devangonthi-Devanhalli ATF	Indian Oil Corporation Limited	36	0.66	30.12.2016	Karnataka
13	Uran-Chakan-Shikrapur	Hindustan Petroleum Corporation Limited	165	1	01.11.2012	Maharashtra
Total			7373			



(B) Under construction Petroleum Products Pipeline (As on 30.06.2021)

S. No.	Authorized Pipeline	Authorized Entity	Authorized Length (KM)	Authorized Capacity (MMTPA)	Date of Authorization	Completion schedule	States Passing through
1	Irugur-Devangonthi	Bharat Petroleum Corporation Limited	294	3.52	26.02.2014	31.10.2021	Tamilnadu, Karnataka
2	Kochi-Coimbatore-Erode-Salem	Kochi-Salem Pipeline Private Limited	429	1.53	26.02.2014	28.02.2022	Kerala, Tamilnadu
3	Ennore-Port Manali Industrial Area PPPL	IMC Limited	21	7	18.12.2015	31.07.2020	Tamilnadu
4	Mundra-Mithi Rohar	Adani Ports and Special Economic Zone Limited	89	6.75	28.03.2018	27.03.2021	Gujarat
5	Kandla- Gorakhpur	IHB Private Limited	2757	8.25	31.12.2018	30.12.2021	Gujarat, Madhya Pradesh, Uttar Pradesh
6	Bina-Panki	Bharat Petroleum Corporation Limited	355	3.49	21.12.2018	20.12.2021	Madhya Pradesh, Uttar Pradesh
7	Hassan-Cherlapalli	Hindustan Petroleum Corporation Limited	680	2.2	24.06.2019	23.06.2022	Telangana, Andhra Pradesh, Karnataka
8	Krishnapatnam-Hyderabad	Bharat Petroleum Corporation Limited	455	4.4	17.03.2020	16.03.2023	Telangana, Andhra Pradesh
Total			5,080				



Notes

[illegible]



PNGRB

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड
Petroleum and Natural Gas Regulatory Board

प्रथम तल, वर्ल्ड ट्रेड सेंटर, बाबर रोड़, नई दिल्ली-110001
First Floor, World Trade Centre, Babar Road, New Delhi-110001

www.pngrb.gov.in

[f /pngrb](https://www.facebook.com/pngrb) [t /pngrb](https://www.twitter.com/pngrb) [in /company/pngrb](https://www.linkedin.com/company/pngrb)