

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 सं.
—	मुख्य विशेषताएं	4
—	अध्यक्ष और सदस्यों का संक्षिप्त विवरण	7
—	बोर्ड के कार्य और शक्तियाँ	12
भाग 1	सामान्य	
(क)	सामान्य आर्थिक परिदृश्य की समीक्षा	13
(ख)	तेल और गैस का वैश्विक परिदृश्य	15
(ग)	तेल और गैस का घरेलू परिदृश्य	17
(घ)	भारतीय तेल और गैस क्षेत्र पर कोविड-19 का प्रभाव	19
(ङ)	सर्वोत्तम अंतर्राष्ट्रीय तेल और प्राकृतिक गैस विनियामक पद्धतियां तथा भारत के संदर्भ में उन्हें अपनाना	20
(च)	भेदभाव रहित पहुँच (खुली पहुँच) सुनिश्चित करने के लिए किए गए क्रियाकलाप	24
भाग 2	नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण (सीजीडी) नेटवर्क	25
2.1	पंजीकरण एवं प्राधिकार	25
2.2	संस्थाओं के बीच निष्पक्ष व्यापार और प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देकर उपभोक्ताओं के हितों की सुरक्षा करना	27
2.3	निर्बाध और पर्याप्त आपूर्ति पर निगरानी रखना	27
2.4	सीजीडी नेटवर्क की क्षमता का निर्धारण	28
2.5	प्राधिकार रद्द करना और जुर्माना लगाना	28
2.6	भारत में सीजीडी अवसंरचना की वर्तमान स्थिति	28
भाग 3	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें (एनजीपीएल)	31
3.1	पंजीकरण एवं प्राधिकार	31
3.2	वर्ष 2021-22 में प्रदान किए गए प्राधिकार	31
3.3	निविदा के अधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	32
3.4	प्रक्रिया के अधीन रुचि की अभिव्यक्ति/प्रस्ताव	33
3.5	परिवहन दरों का विनियमन	33
3.6	प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई	
3.7	अधिकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की समापन अनुसूची का विस्तार	36
3.8	प्राधिकार रद्द करना	36
3.9	चालू प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का विवरण और निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें	36
3.10	भारत का गैस अवसंरचना मानचित्र	36
3.11	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की क्षमता का निर्धारण	37
भाग 4	पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें (पीपीपीएल)	38
4.1	पंजीकरण एवं प्राधिकार	38
4.2	परिवहन दरों का विनियमन	39
4.3	प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई	39



भाग	विवरण	पृष्ठ सं.
4.4	प्राधिकृत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों की समापन सूची का विस्तार	40
4.5	प्रचालन/निर्माण के अंतर्गत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें	40
भाग 5	गैस व्यापार विनियम	41
5.1	विनियामक ढांचा	41
5.2	प्रथम गैस विनियम का प्राधिकार	41
भाग 6	तकनीकी मानक	42
6.1	विनियामक ढांचा	42
6.2	सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों का विकास	42
6.3	सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों में संशोधन	43
6.4	आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना	44
6.5	पीएनजीआरबी विनियमों का अनुपालन	44
6.6	अखंडता प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस)	47
6.7	क्षमता निर्माण	47
भाग 7	विवाद समाधान	48
भाग 8	संगठन से संबंधित मामले	51
8.1	बोर्ड	51
8.2	मानव संसाधन	51
8.3	सूचना का अधिकार अधिनियम (आरटीआई), 2005	52
8.4	सतर्कता मामले	53
8.5	राजभाषा का कार्यान्वयन और प्रोत्साहन	53
8.6	बनाए गए/संशोधित नए विनियम	56
भाग 9	वित्त और लेखा	57
9.1	अन्य प्रभारों की वसूली	57
9.2	अधिशेष निधियों का निवेश	57
9.3	केंद्र सरकार से अनुदान	57
9.4	असंतुलन और अधिक प्रभार लेने की वसूलियाँ	57
9.5	पंचवर्षीय वित्तीय विशेषताएं	58
9.6	वार्षिक लेखा विवरण	58
अनुलग्नक-क	9वें सीजीडी बोली दौर/लक्ष्यों में सीजीडी प्राधिकार	86
अनुलग्नक-ख	10वें सीजीडी बोली दौर/लक्ष्यों में सीजीडी प्राधिकार	91
अनुलग्नक-ग	8वें सीजीडी बोली दौर तक सीजीडी प्राधिकार, पीएनजीआरबी-पूर्व प्राधिकार और पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 42 के तहत प्राधिकार	94
अनुलग्नक-घ	11वें और 11क सीजीडी बोली दौर/लक्ष्यों के तहत सीजीडी प्राधिकार	99
अनुलग्नक-ड.	सीजीडी नेटवर्क के लिए प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई	104
अनुलग्नक-च	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई का विवरण	105
अनुलग्नक-छ	प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (परिचालन, आंशिक रूप से चालू और निर्माणाधीन)	106
अनुलग्नक-ज	पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (परिचालन और निर्माणाधीन)	119
अनुलग्नक-झ	पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए प्रगति समीक्षा बैठकों और सुनवाई का विवरण	121

मुख्य विशेषताएं

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

1. 418 कि.मी. टाई-इन कनेक्टिविटी और 100 कि.मी. स्पर पाइपलाइन बिछाने के लिए प्राधिकार।
2. 11वें और 11ए सीजीडी बोली दौर के तहत 67 भौगोलिक क्षेत्रों का प्राधिकार।
3. 57.4 कि.मी. समर्पित पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन की स्वीकृति।
4. सीजीडी नेटवर्क के लिए 17 प्रगति समीक्षा बैठकें/सुनवाई तथा एनजीपीएल और पीपीपीएल के लिए 17 प्रगति समीक्षा बैठक/सुनवाई का आयोजन किया गया।
5. बाढ़/पाइपलाइन कनेक्टिविटी की कमी के कारण एमडब्ल्यूपी लक्ष्यों और 43 भौगोलिक क्षेत्रों के लिए विपणन विशिष्टता हेतु समय बढ़ाया गया।
6. कंपनियों के अनुरोध पर 06 एनजीपीएल/पीपीपीएल के लिए समय विस्तार प्रदान किया गया।
7. 126 टीपीआईए का पैनल अर्थात् सीजीडी नेटवर्क की टी4एस लेखापरीक्षा के लिए 22, एनजीपीएल की टी4एस लेखापरीक्षा के लिए 20, पीपीपीएल की टी4एस लेखापरीक्षा के लिए 13, एलएनजी सुविधाओं की टी4एस लेखापरीक्षा के लिए 13, एलपीजी भंडारण, रखरखाव बॉटलिंग सुविधाओं की टी4एस लेखापरीक्षा के लिए 14, पीआई की टी4एस लेखापरीक्षा के लिए 9, सीजीडी नेटवर्क की आईएमएस लेखापरीक्षा के लिए 12, एनजीपीएल की आईएमएस लेखापरीक्षा के लिए 11 और ईआरडीएमपी प्रमाणन के लिए 12 का पैनल बनाना।
8. 3 प्रमुख घटनाओं की जांच समितियों द्वारा की गई।
9. सूचीबद्ध तृतीय-पक्ष एजेंसियों के लिए दो क्षमता निर्माण कार्यशालाओं का आयोजन किया गया।
10. पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए पीएनजीआरबी आईएमएस विनियमों की अधिसूचना
11. पीएनजीआरबी सीजीडी प्राधिकार विनियमों में संशोधन की अधिसूचना
12. पीएनजीआरबी टी4एस सीजीडी विनियमों में संशोधन की अधिसूचना
13. पीएनजीआरबी तृतीय पक्ष अनुरूपता आकलन विनियमों में संशोधन की अधिसूचना।
14. गैस एक्सचेंज में अधिकतम मूल्य घरेलू गैस की बिक्री को सक्षम बनाने के लिए भारतीय गैस एक्सचेंज (आईजीएक्स) के बाजार नियमों में संशोधन को मंजूरी दी।



बोर्ड के सदस्य



श्री अजीत कुमार पांडे
सदस्य (विधि)
(15.03.2022 से)

श्री गजेन्द्र सिंह
सदस्य
(09.08.2021 से)

श्री अंजनी कुमार तिवारी
सदस्य
(01.12.2021 से)

टीम पीएनजीआरबी



अध्यक्ष और सदस्यों का संक्षिप्त विवरण



श्री गजेन्द्र सिंह,

सदस्य

(09.08.2021 से)

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 एवं उत्पादन, संचालन एवं 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 इंड्रप्रस्थ 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 अंतराष्ट्रीय 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 अंतराष्ट्रीय 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।



श्री अंजनी कुमार तिवारी

सदस्य

(01.12.2021 से)

श्री अंजनी कुमार तिवारी 01 दिसंबर 2021 को पीएनजीआरबी के सदस्य के रूप में शामिल हुए। सदस्य, पीएनजीआरबी में शामिल होने से पहले, श्री तिवारी ने गेल (इंडिया) लिमिटेड में विभिन्न पदों पर और निदेशक (वित्त) के रूप में काम किया। गेल के निदेशक (वित्त) और सीएफओ के रूप में, आपने कार्यनीतिक मामलों, जोखिम कम करने के उपायों, विलय एवं अधिग्रहण और निवेश के अवसरों पर निर्णय लेने के लिए नीतियों और प्रक्रियाओं की स्थापना एवं कार्यान्वयन पर ध्यान केंद्रित किया।

गेल में बोर्ड सदस्य के अलावा श्री तिवारी ने गेल गैस लिमिटेड, ग्रीन गैस लिमिटेड, भाग्यनगर गैस लिमिटेड, गेल गैस (यूएसए) इंक, गेल ग्लोबल (यूएसए) एलएनजी एलएलसी, गेल ग्लोबल सिंगापुर प्रा. लिमिटेड, और आरजीपीपीएल में निदेशक के पद पर भी काम किया है तथा यह सुनिश्चित किया कि बोर्ड के कामकाज में प्रभावी, स्थायी, कार्यनीतिक और परिणाम उन्मुख निर्णय लिए जाएं।

श्री तिवारी को तेल और गैस, थर्मल पावर, हाइड्रल पावर और नगर गैस वितरण क्षेत्र में जटिल कारोबारी माहौल के तहत 40 से अधिक वर्षों का विविध अनुभव है। आपने अपना स्नातक कोलकाता विश्वविद्यालय से तथा आईसीडब्ल्यू इंस्टीट्यूट ऑफ कॉस्ट अकाउंटेंट्स ऑफ इंडिया से किया है।

आपने कंपनी, इसकी भावी योजना के बारे में पारदर्शी प्रतिनिधित्व और गेल में सर्वोत्तम प्रथाओं को समझने के लिए निवेशकों और विश्लेषकों, बैंकरों, प्रेस, और तेल एवं गैस उद्योग के गणमान्य व्यक्तियों जैसे विभिन्न हितधारकों के साथ बेहतरीन संबंध विकसित किए।

आपने कंपनी की समग्र कार्यनीति के साथ सामंजस्य स्थापित करते हुए वित्तीय कार्यों, संबद्ध प्रक्रियाओं, आंतरिक नियंत्रण और वित्तीय रिपोर्टिंग में क्रांतिकारी परिवर्तन किए। आपने तुलन-पत्र को सुदृढ़ और लाभप्रद बनाए रखने के लिए गेल में सक्रिय भूमिका निभाई है।

आपने गेल कार्यनीति 2030 को अंतिम रूप देने में भूमिका निभाई, जो प्राकृतिक गैस क्षेत्र के साथ-साथ नवीकरणीय क्षेत्रों के विविधीकरण और विकास पर केंद्रित थी। आपने उत्तराधिकार योजना एवं क्षमता निर्माण, सुरक्षित एवं सतत प्रचालन की दिशा में कंपनी का नेतृत्व और मार्गदर्शन किया। इसमें वैश्विक उपस्थिति, केंद्रित और उपयुक्त संगठन संरचना के साथ प्राकृतिक गैस में कंपनी की नेतृत्वकारी भूमिका का पता लगाना, कंपनी की ब्रांड छवि को बनाए रखने और सुधारने के लिए कारगर उपाय शामिल हैं।

आपने अपनी उत्पाद श्रृंखलाओं का अधिकतम मूल्य प्राप्त करने के लिए गेल की डिजिटल पहलों का रूपांतरण किया है। डिजिटल करने संबंधी सरकार के दृष्टिकोण के अनुसार आपके कार्यकाल के दौरान कई नवीन विचारों को लागू किया गया। विभिन्न दीर्घकालिक गैस आपूर्ति/खरीद समझौतों के साथ-साथ एलएनजी अवसंरचना/रीगैस सेवा समझौते और प्रमुख निवेश निर्णयों की सफल वार्ता और उसे कार्य रूप देने में श्री तिवारी का उत्कृष्ट रिकॉर्ड है।





श्री अजीत कुमार पांडे

सदस्य

(15.03.2022 से)

श्री अजीत कुमार पांडे 15 मार्च 2022 को पीएनजीआरबी के सदस्य (विधि) के रूप में शामिल हुए। उत्कृष्ट न्यायविद के रूप में अपनी शानदार सेवा के रूप में आपके पास बैचलर ऑफ साइंस (बी.एससी.), लेगम बैकालॉरियस (एलएलबी.) में डिग्री है। श्री पांडे को विधि के क्षेत्र में 32 वर्षों से अधिक का पेशेवर अनुभव है। उन्होंने 24 अप्रैल, 1990 को बार काउंसिल ऑफ दिल्ली में एक वकील के रूप में नामांकन किया। एक वकील के रूप में प्रेक्टिस करते हुए उन्होंने दीवानी, आपराधिक, संवैधानिक और सेवा कानूनों से संबंधित मामले देखे। आपने वर्ष 1990 में अपनी प्रेक्टिस शुरू की और भारत के माननीय सर्वोच्च न्यायालय, दिल्ली उच्च न्यायालय और अर्ध-न्यायिक मंचों अर्थात् राज्य उपभोक्ता विवाद निवारण आयोग, राष्ट्रीय उपभोक्ता विवाद निवारण आयोग और विभिन्न अन्य न्यायाधिकरणों में प्रेक्टिस की। आपको सर्वोच्च न्यायालय के विभिन्न महत्वपूर्ण मामलों पर निर्णय देने का श्रेय जाता है तथा कई मामलों को विभिन्न पत्रिकाओं में रिपोर्ट किया गया है और कानूनी जगत में आपका उत्कृष्ट रिकॉर्ड है।

श्री पांडे काफी अनुभवी हैं तथा आपको मुकदमेबाजी, मध्यस्थता तथा व्यक्तियों, कॉर्पोरेट और विभिन्न संस्थानों को कॉर्पोरेट सलाह देने में विशेषज्ञता प्राप्त है। आपने मुख्य रूप से भारत के माननीय सर्वोच्च न्यायालय, दिल्ली के माननीय उच्च न्यायालय और विभिन्न राष्ट्रीय न्यायाधिकरणों और विनियामक निकायों सहित देश भर के अन्य उच्च न्यायालयों में प्रेक्टिस की है। स्वतंत्र प्रेक्टिस के अलावा, श्री पांडे को सीनियर के रूप में नियमित रूप से ब्रीफ किया गया था, उनकी विशेषज्ञता में तेल और प्राकृतिक गैस क्षेत्र और कानून, मध्यस्थता, बैंकिंग एवं वित्तीय कानून, संवैधानिक कानून, नागरिक, वाणिज्यिक कानून, उपभोक्ता कानून, कॉर्पोरेट कानून, बिजली कानून, शैक्षिक कानून, पर्यावरण कानून, भूमि अधिग्रहण, सार्वजनिक कानून, शहरी विकास और योजना, संपत्ति और भूमि कानून, बौद्धिक संपदा कानून, तकनीकी और उच्च शिक्षा से संबंधित कानून, भूमि सुधार कानून से संबंधित कानून सहित टाउन एंड कंट्री प्लानिंग कानून, खनन और खनिज कानून, परिवार और वैवाहिक कानून, प्रिंट और इलेक्ट्रॉनिक मीडिया से संबंधित कानून, सेवा और श्रम कानून, चिकित्सा लापरवाही आदि शामिल हैं।

भारत के सर्वोच्च न्यायालय के एडवोकेट-ऑन-रिकॉर्ड के रूप में श्री पांडे ने असंख्य सिविल और आपराधिक मामलों को प्रस्तुत किया है। इसके अलावा, आपने सिविल, आपराधिक, कर एवं मध्यस्थता मामलों में भारत के सर्वोच्च न्यायालय के समक्ष उत्तर प्रदेश शासन का भी प्रतिनिधित्व किया है। आपने दिल्ली विश्वविद्यालय के विधि संकाय, एमिटी लॉ स्कूल, गुरु गोबिंद सिंह इंद्रप्रस्थ विश्वविद्यालय में कानून पढ़ाया। अतिथि शिक्षक होने के नाते नासेन और दिल्ली पुलिस के आई.आर.एस. अधिकारियों को मानवाधिकार-नागरिक स्वतंत्रता पर व्याख्यान दिया।

आप परीक्षकों के बोर्ड के सदस्य के रूप में विश्वविद्यालयों से भी जुड़े रहे हैं और दिल्ली विश्वविद्यालय के लिए पेपर भी सेट कर चुके हैं। एक शिक्षक के रूप में आपको जुनून ने आपको लॉ ऑफ टॉटर्स, सीपीसी, आईपीसी, सीआरपीसी, लॉ ऑफ एविडेंस, प्लेडिंग्स, कन्वेन्स, और प्रोफेशनल एथिक्स और कानून से संबंधित विषयों पर कॉलेज के छात्रों के लिए कई व्याख्यान देने के लिए प्रेरित किया।

श्री पांडे अपने उत्कृष्ट पेशेवर अनुभव के साथ फैंकल्टी ऑफ लॉ, दिल्ली विश्वविद्यालय के लिए एलएलबी की केस सामग्री के सह-लेखक रह चुके हैं, जिसमें टॉटर्स कानून, नागरिक प्रक्रिया संहिता, साक्ष्य कानून, भारतीय स्टाम्प अधिनियम, सूट मूल्यांकन अधिनियम और पंजीकरण अधिनियम शामिल हैं।

श्री पांडे इंग्लिश लॉ सोसाइटी के रोल पर यूके के एक योग्य सॉलिसिटर (इंग्लैंड और वेल्स) हैं।

आपने रेलवे दावा अधिकरण ('आरसीटी') के सदस्य (न्यायिक) के पद पर सुप्रीम कोर्ट के न्यायाधीशों की अध्यक्षता वाली एक समिति द्वारा नियुक्त किया गया था, जहाँ आप तब तक सक्रिय रूप से काम कर रहे थे, जब तक कि आपने 'आरसीटी' (रेलवे दावा अधिकरण) के सदस्य के रूप में अपना कार्यालय नहीं छोड़ दिया। गुवाहाटी की खंडपीठ, आरसीटी के साथ अपने कार्यकाल के दौरान आपने लगभग 2,000 निर्णय लिखे और न्यायालय में प्रस्तुत आवेदन सहित कई विविध आवेदनों को लिखा और डिलीवर किया।

आरसीटी (रेलवे क्लेम ट्रिब्यूनल) की कोलकाता और सिकंदराबाद बेंचों में काम करने के अलावा मुंबई, एर्नाकुलम, बेंगलुरु, भुवनेश्वर, रांची, अमरावती और पटना में आरसीटी (रेलवे क्लेम ट्रिब्यूनल) बेंचों के सर्किट कोर्ट भी आयोजित किए। सदस्य के रूप में श्री पांडे को राष्ट्रीय न्यायिक अकादमी, भोपाल में एक सम्मेलन और दिल्ली में भी सम्मेलनों में भाग लेने के लिए आमंत्रित किया गया था।

आरसीटी (रेलवे दावा अधिकरण) में न्यायिक कार्य करने के अलावा, श्री पांडे एक सदस्य (प्रशासन) भी थे, और सूचना का अधिकार अधिनियम, 2005 के तहत अपीलीय प्राधिकारी भी थे। निविदाओं को आमंत्रित करने और उन्हें अंतिम रूप देने में एक स्वीकार्य प्राधिकारी भी थे और आपको कर्मचारियों की वार्षिक गोपनीय रिपोर्ट ('एसीआर') के लिए समीक्षा और रिपोर्टिंग अधिकारी के रूप में भी नियुक्त किया गया है।





श्री सतपाल गर्ग,

सदस्य

(14.08.2021 तक)

श्री सतपाल गर्ग ने 27 जुलाई, 2017 को पीएनजीआरबी के सदस्य के रूप में कार्यभार संभाला था। आपने 1976 में दिल्ली विश्वविद्यालय से कामर्स (ऑनर्स) में स्नातक किया था। श्री गर्ग भारत के सनदी लेखाकार संस्थान की ओर से फ़ैलो 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 को घरेलू और अंतर्राष्ट्रीय ईएंडपी उद्योग में 35 वर्ष का पेशेवर अनुभव प्राप्त 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 (ओएनजीसी) 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 तथा 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।



बोर्ड की शक्तियां और कार्य

अधिनियम की धारा 11 के अनुसार, बोर्ड निम्नलिखित कार्य करेगा:

- (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 –
- अधिसूचित पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों और केंद्रीय सरकार की संविदात्मक बाध्यताओं के अधीन रहते हुए प्राकृतिक गैस का विपणन;*
 - तरलीकृत प्राकृतिक गैस टर्मिनलों की स्थापना और प्रचालन;
 - 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—
- सामान्य वाहक या संविदा वाहक पाइपलाइन बिछाना, निर्माण करना, प्रचालन या विस्तार करना;
 - नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क को बिछाना, निर्माण करना, प्रचालन करना या विस्तार करना;
- (घ) पाइपलाइनों को सामान्य वाहक या संविदा वाहक के रूप में घोषित करना;
- (ङ.) विनियमों द्वारा निम्नलिखित का विनियमन करना –
- सामान्य वाहक या संविदा वाहक तक पहुँच ताकि उचित व्यापार और कंपनियों के बीच प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा दिया जा सके और उस प्रयोजन के लिए पाइपलाइन एक्सेस कोड संहिता का निर्धारण करना;
 - सामान्य वाहक या संविदात्मक वाहक के लिए परिवहन दरें;
 - नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क तक पहुँच ताकि पाइपलाइन एक्सेस कोड के अनुसार उचित व्यापार और कंपनियों के बीच प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा दिया जा सके;
- (च) पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद और प्राकृतिक गैस के संबंध में अधिसूचित* :-
- पर्याप्त उपलब्धता सुनिश्चित करना;
 - सभी फुटकर विक्रय केंद्रों पर उपभोक्ताओं के लिए कंपनी द्वारा निर्धारित अधिकतम फुटकर मूल्यों के संबंध में सूचना का प्रदर्शन सुनिश्चित करना;
 - मूल्यों की निगरानी करना और कंपनियों द्वारा प्रतिबंधात्मक व्यापार पद्धतियों का रोकने के लिए निवारक उपाय करना;
 - पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के लिए समान वितरण सुनिश्चित करना;
 - फुटकर विक्रय केंद्रों के लिए फुटकर सेवा बाध्यताओं और कंपनियों के लिए विपणन सेवा बाध्यताओं हेतु विनियमों द्वारा उपबंध बनाना और उन्हें लागू करना;
 - परिवहन दरों की निगरानी और कंपनियों के प्रतिबंधक 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 निर्धारित करना जिसमें पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों, प्राकृतिक गैस से संबंधित क्रियाकलापों में सुरक्षा मानक, तथा डाउनस्ट्रीम पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस क्षेत्र के संबंध में पाइपलाइन और बुनियादी ढांचा परियोजनाओं का निर्माण और प्रचालन शामिल 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 (ञ) में दिए गए कार्य करने की स्थिति में नहीं है।



भाग 1: सामान्य

(क) सामान्य आर्थिक स्थिति की समीक्षा

2019 में दुनिया की समग्र वास्तविक जीडीपी वृद्धि 2.9% थी, जबकि 2020 में यह मुख्य रूप से कोविड-19 महामारी के प्रकोप के कारण घटकर 3.27% रह गई। इसके बाद वर्ष 2021 में, हालांकि कोविड के बावजूद इसमें कुछ सुधार हुआ और वास्तविक जीडीपी बढ़कर 6.1% हो गई। तथापि, अप्रैल, 2022 में अंतर्राष्ट्रीय मुद्रा कोष द्वारा जारी वैश्विक आर्थिक दृष्टिकोण के अनुसार, यूक्रेन संघर्ष के कारण वैश्विक अर्थव्यवस्था की वृद्धि दर 2022 में 3.6% तक धीमी होने का अनुमान है।

ऐतिहासिक रूप से, भारत 2018-19 में 6.1% की जीडीपी विकास दर हासिल कर सकता है। हालांकि, वित्त वर्ष 2019-20 के दौरान, मुख्य रूप से कोविड-19 महामारी के कारण वास्तविक जीडीपी वृद्धि घटकर 4% रह गई। महामारी के जारी रहने के कारण वित्त वर्ष 2020-21 में घरेलू जीडीपी घटकर (-) 6.6% रह गई। 2021-22 में वास्तविक जीडीपी वृद्धि 8.7% है। आरबीआई ने मोटे तौर पर संतुलित जोखिम के साथ 2022-23 में वास्तविक जीडीपी विकास दर 7.2% रहने, पहली तिमाही में 16.2%; दूसरी तिमाही में 6.2%; तीसरी तिमाही में 4.1%; और चौथी तिमाही में 4.0% का अनुमान लगाया।

भारतीय अर्थव्यवस्था में हुआ कुछ महत्वपूर्ण विकास इस प्रकार हैं:

- भारत का विदेशी मुद्रा भंडार 31.03.2021 को 576.984 बिलियन अमेरिकी डॉलर और 31.03.2020 को 477.807 बिलियन अमेरिकी डॉलर से बढ़कर 31.03.2022 को 607.309 बिलियन अमेरिकी डॉलर हो गया है। हालांकि विदेशी मुद्रा भंडार में पिछले वर्ष की तुलना में 5.26% की वृद्धि हुई है, लेकिन इसकी वृद्धि कम हो गई है जो 20.76% (मार्च 2020 की तुलना में मार्च 2021 में) थी।
- अप्रैल-मार्च 2021-22 में भारत का कुल निर्यात (व्यापार और सेवाएं संयुक्त रूप से) 669.65 बिलियन अमेरिकी डॉलर होने का अनुमान है, जो पिछले वर्ष की समान अवधि की तुलना में 34.50% की वृद्धि दर्शाता है। भारत के सेवा निर्यात ने पहली बार अप्रैल-मार्च 2021-22 के दौरान 250 बिलियन डॉलर के लक्ष्य को प्राप्त किया, जो वित्त वर्ष 2020-21 की तुलना में 21.31% की वृद्धि दर्शाता है। अप्रैल-मार्च 2021-22 में कुल आयात 756.68 अरब अमेरिकी डॉलर होने का अनुमान है, जो पिछले साल की समान अवधि की तुलना में 47.80 प्रतिशत की वृद्धि दर्शाता है। 2021-22 में समग्र व्यापार घाटा 2020-21 में 14.06 बिलियन अमेरिकी डॉलर से बढ़कर 87.05 बिलियन अमेरिकी डॉलर हो गया है।
- भारतीय अर्थव्यवस्था में तेजी से हुए सुधार के एक उल्लेखनीय प्रमाण के रूप में, वित्त वर्ष 2021-22 में कुल कर (प्रत्यक्ष कर और अप्रत्यक्ष कर) संग्रह बढ़कर 27.07 ट्रिलियन रुपए हो गया है, जो पिछले वर्ष के राजस्व संग्रह 20.27 ट्रिलियन रुपए की तुलना में 34% की वृद्धि दर्शाता है।
- वित्त वर्ष 2021-22 में शुद्ध प्रत्यक्ष कर संग्रह वित्त वर्ष 2020-21 के 9.45 ट्रिलियन रुपए से बढ़ाकर 14.10 ट्रिलियन रुपए हो गया है, जो 49% की ठोस वृद्धि दर्शाता है।
- वित्तीय वर्ष 2021-22 के लिए अप्रत्यक्ष कर संग्रह (जीएसटी और गैर-जीएसटी) दर्शाता है कि वित्तीय वर्ष 2020-21 के लिए 10.71 ट्रिलियन रुपए की तुलना में शुद्ध राजस्व संग्रह 12.90 ट्रिलियन रुपए है, जिससे 20% से अधिक की वृद्धि दर्ज की गई है।
- कर राजस्व में वृद्धि ने वर्ष 2021-22 के लिए भारत के कर-जीडीपी अनुपात को 11.7% तक बढ़ा दिया है। इसमें 6.1% पर प्रत्यक्ष कर से सकल घरेलू उत्पाद का अनुपात और 5.6% पर अप्रत्यक्ष कर से सकल घरेलू उत्पाद का अनुपात शामिल है।
- भारत ने वित्त वर्ष 2021-22 में अब तक का सर्वाधिक वार्षिक एफडीआई प्रवाह 83.57 बिलियन अमेरिकी डॉलर दर्ज किया है, जो यूक्रेन में सैन्य अभियान और कोविड-19 महामारी के बावजूद पिछले साल के एफडीआई के 1.60 बिलियन अमेरिकी डॉलर से अधिक है। यह सरकार द्वारा प्रत्यक्ष विदेशी निवेश (एफडीआई) जैसे निवेश सुविधा, व्यापार करने में आसानी के मोर्चे पर किए गए नीतिगत सुधारों के कारण प्राप्त किया जा सका है। कंप्यूटर सॉफ्टवेयर और हार्डवेयर लगभग 25% की हिस्सेदारी के साथ एफडीआई इक्विटी प्रवाह का शीर्ष प्राप्तकर्ता क्षेत्र बन गया है, इसके बाद क्रमशः सेवा क्षेत्र (12%) और ऑटोमोबाइल उद्योग (12%) का स्थान है। एफडीआई इक्विटी प्रवाह के शीर्ष निवेशक देशों के संदर्भ में, सिंगापुर 27% के साथ शीर्ष पर है, इसके बाद वित्त वर्ष 2021-22 के लिए अमेरिका (18%) और मॉरीशस (16%) का स्थान है।
- वित्त वर्ष 2003-04 के बाद से भारत का एफडीआई प्रवाह 20 गुना बढ़ गया है, जब प्रवाह मात्र 4.3 अरब अमेरिकी डॉलर था, जबकि 2014-15 में, भारत में एफडीआई प्रवाह मात्र 45.15 अरब अमेरिकी डॉलर था।



- भारत के औद्योगिक उत्पादन सूचकांक (आईआईपी) ने वित्त वर्ष 2021–22 के दौरान 11.3% की वृद्धि दर्ज की, जबकि 2020–21 में यह घटकर 8.4% तक पहुंच गई थी।
- सभी वस्तुओं के लिए सामान्य उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सीपीआई) मुद्रास्फीति 2021–22 में मामूली रूप से बढ़कर 6.95% हो गई, जो 2020–21 में यह 5.52% थी।
- डूइंग बिजनेस (डीबी) पर विश्व बैंक की रिपोर्ट, अक्टूबर 2020 में प्रकाशित हुई, भारत को 2018 में 77वें, 2017 में 100वें और 2014 में 134वें स्थान की तुलना में 63वें स्थान पर रखा गया है। छह वर्षों में, भारत की रैंकिंग 2014 में 134वें से 71 स्थान सुधरकर 2014 में 2019 में 63वें स्थान पर आ गई, जो बड़ी अर्थव्यवस्था के लिए एक रिकॉर्ड है। अक्टूबर, 2020 के बाद विश्व बैंक ने ऐसी रिपोर्ट जारी करना बंद कर दिया है।
- वित्त वर्ष 2021–22 के दौरान और हाल ही में भारत सरकार द्वारा की गई कुछ पहलें और विकास नीचे सूचीबद्ध हैं:
 - (क) आत्मनिर्भर भारत – उत्पादन से जुड़ी प्रोत्साहन योजना (पीएलआई): विनिर्माण क्षेत्र को सतत आधार पर दो अंकों में बढ़ने के लिए, सरकार ने 'उच्च दक्षता वाले सौर पीवी मॉड्यूल' के निर्माण सहित 13 क्षेत्रों के लिए पीएलआई योजनाओं की घोषणा की जिसमें सरकार ने इस योजना के लिए लगभग रु. 1.97 लाख करोड़, वित्त वर्ष 2021–22 से शुरू होने वाले 5 वर्षों में 'उच्च दक्षता वाले सौर पीवी मॉड्यूल' के लिए 4500 करोड़ रुपए शामिल हैं।
 - (ख) माननीय प्रधानमंत्री ने अक्टूबर, 2021 में बुनियादी ढांचे के विकास के लिए पीएम गतिशक्ति-राष्ट्रीय मास्टर प्लान (एनएमपी) लॉन्च किया, जिसका उद्देश्य विभिन्न मंत्रालयों/उपयोगिताओं और बुनियादी ढांचे की योजना को सभी क्षेत्रों जैसे राजमार्ग, रेलवे, विमानन, गैस, विद्युत पारेषण, नवीकरणीय ऊर्जा आदि में एकीकृत दृष्टिकोण के तहत लाना है। ऐसी अभूतपूर्व पहल बुनियादी ढांचे के विकास के दृष्टिकोण को दर्शाती है। देश में सामान्य रूप से "पावर" और विशेष रूप से "ट्रांसमिशन" शामिल है, जो देश की ऊर्जा जीवन-रेखा को सुदृढ़ करता है।

यह बीआईएसएजी-एन, गुजरात द्वारा विकसित स्वदेशी इसरो इमेजरी के साथ स्थानिक योजना उपकरण सहित व्यापक रूप से प्रौद्योगिकी का लाभ उठाकर विभिन्न आर्थिक क्षेत्रों हेतु बुनियादी ढांचे की बहु-मॉडल कनेक्टिविटी प्रदान करने वाला एक गेम चेंजर होगा, जो "आत्मनिर्भर भारत" के उद्देश्य को पूरा करेगा।
 - (ग) पेरिस जलवायु समझौते के भाग के रूप में, भारत ने 2030 तक गैर-जीवाश्म ईंधन से अपनी बिजली उत्पादन क्षमता का चालीस प्रतिशत स्थापित करने के लिए प्रतिबद्ध किया है। इस लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए, भारत ने 1,75,000 मेगावाट अक्षय ऊर्जा स्थापित करने का एक महत्वाकांक्षी लक्ष्य निर्धारित किया है जिसमें 2022 तक 1,00,000 मेगावाट सौर ऊर्जा शामिल है। इसके अलावा, 2030 तक 4,50,000 मेगावाट स्थापित नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता का लक्ष्य भी निर्धारित किया गया है।
 - (घ) माननीय प्रधानमंत्री ने 15 अगस्त, 2021 को 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 एनएचएम के लॉन्च के लिए 2021 के बजट में किए गए प्रस्ताव का अनुसरण करती है, जो "हरित ऊर्जा स्रोतों से" हाइड्रोजन के उत्पादन को सक्षम करेगी। तदनुसार, नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय ने मिशन दस्तावेज का एक मसौदा तैयार किया है। मसौदा मिशन में अन्य बातों के साथ-साथ ग्रीन हाइड्रोजन और इसके डेरिवेटिव के भंडारण और वितरण के लिए बुनियादी ढांचे के विकास हेतु समर्थन का प्रस्ताव करता है।
 - (ङ) पूर्वोत्तर (एनई) क्षेत्र को भारत में सबसे आगे एक प्रमुख हाइड्रोजन केंद्र के रूप में विकसित करने के लिए, माननीय पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्री ने सितंबर 2021 में पूर्वोत्तर भारत में 1 लाख करोड़ रुपए (13.46 बिलियन अमेरिकी डॉलर) की तेल और गैस परियोजनाओं की मंजूरी की घोषणा की। इन परियोजनाओं के 2025 तक पूरा होने की उम्मीद है।
 - (च) जुलाई 2021 में, उद्योग और आंतरिक व्यापार संवर्धन विभाग (डीपीआईआईटी) ने तेल और गैस पीएसयू के लिए स्वचालित मार्ग के तहत 100% प्रत्यक्ष विदेशी निवेश (एफडीआई) की अनुमति देने वाला एक आदेश जारी किया।
 - (छ) सितंबर 2021 में, भारत और अमेरिका उभरते हुए ईंधनों पर ध्यान केंद्रित करके अपने ऊर्जा सहयोग का विस्तार करने पर सहमत हुए। इसके बाद अमेरिका-भारत कार्यनीतिक स्वच्छ ऊर्जा साझेदारी (एससीईपी) का मंत्रिस्तरीय सम्मेलन हुआ।
 - (ज) फरवरी 2022 में, माननीय पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस, तथा आवासन और शहरी कार्य मंत्री श्री हरदीप सिंह पुरी ने कहा कि





भारत तेल और गैस के अपने अन्वेषण क्षेत्र को 2025 तक दोगुना से अधिक बढ़ाकर 0.5 मिलियन वर्ग कि.मी. कर देगा और 2030 तक घरेलू उत्पादन बढ़ाने और आयातित ईंधन पर निर्भरता कम करने के उद्देश्य से 1 मिलियन वर्ग कि.मी. कर देगा।

(झ) भारत ने नवंबर, 2022 के कार्यक्रम से 5 महीने पहले 10% इथेनॉल सम्मिश्रण का लक्ष्य हासिल कर लिया है। उत्साहजनक प्रदर्शन को देखते हुए, 2014 से सरकार द्वारा किए गए विभिन्न हस्तक्षेपों के कारण, 20% इथेनॉल सम्मिश्रण के लक्ष्य को 2030 से घटाकर 2025-26 कर दिया गया था।

(ञ) वित्त वर्ष 21-22 के लिए केंद्रीय बजट के तहत, श्रीमती निर्मला सीतारमण, माननीय वित्त मंत्री, भारत सरकार ने कहा है कि 'प्रधानमंत्री उज्ज्वला योजना' (पीएमयूवाई) 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।

(ख) वैश्विक तेल और गैस परिदृश्य

ओपेक की वार्षिक रिपोर्ट के अनुसार, 2021 में विश्व तेल की मांग 5.7 मिलियन बैरल/दिन वर्ष दर वर्ष की वृद्धि के साथ 2020 के ऐतिहासिक रूप से निम्न स्तर से काफी अधिक है, हालांकि यह महामारी से पहले के स्तर से नीचे बनी हुई है। तेल की मांग में वृद्धि में योगदान देने वाले कारक कई गुना थे – आर्थिक प्रोत्साहन, साथ ही साथ गतिशीलता और आपूर्ति श्रृंखला गतिविधियाँ, जो व्यापार से संबंधित गतिविधियों का समर्थन करती हैं, विशेष रूप से अमेरिका और यूरोप में हैं।

ओपेक की वार्षिक रिपोर्ट के अनुसार, दुनिया की तरल आपूर्ति 2021 में 1.39 मिलियन बैरल/दिन बढ़कर औसतन 95.06 मिलियन बैरल/दिन हो गई। ओपेक कच्चे तेल का उत्पादन 0.67 मिलियन बैरल/दिन वर्ष-दर-वर्ष बढ़कर औसतन 26.32 मिलियन बैरल/दिन हो गया। उच्च तेल की कीमतों और वैश्विक तेल मांग की आंशिक वापसी के कारण, मुख्य रूप से उच्च कोविड-19 टीकाकरण दरों और इसके नए वेरिएंट के बारे में कम आशंका के कारण, गैर-ओपेक उत्पादकों के तरल उत्पादन में 0.61 मिलियन बैरल/दिन की वृद्धि हुई।

अंतर्राष्ट्रीय ऊर्जा एजेंसी (आईईए) ने अगस्त 2022 की अपनी मार्केट रिपोर्ट में कहा है कि बिजली उत्पादन और गैस-से-तेल में रूपांतर के लिए बढ़ते तेल के उपयोग से मांग बढ़ रही है। इस रिपोर्ट में, उन्होंने 2022 की वैश्विक मांग में 2.1 मिलियन बैरल/दिन की वृद्धि का अनुमान लगाया है। विश्व तेल मांग अब 2022 में 99.7 मिलियन बैरल/दिन और 2023 में 101.8 मिलियन बैरल/दिन रहने का अनुमान है।

उपरोक्त रिपोर्ट के अनुसार, विश्व तेल आपूर्ति जुलाई 2022 में महामारी के बाद 100.5 मिलियन बैरल/दिन के उच्च स्तर पर पहुंच गई, क्योंकि उत्तरी सागर, कनाडा और कजाकिस्तान में रखरखाव बंद हो गया था। उच्च लक्ष्य के अनुरूप ओपेक+ ने कुल तेल उत्पादन में 530 हजार बैरल/प्रति दिन की वृद्धि की और गैर-ओपेक+ में 870 हजार बैरल/प्रति दिन की वृद्धि हुई। वर्ष के अंत तक विश्व तेल आपूर्ति में और 1 मिलियन बैरल/दिन की वृद्धि होने की संभावना है। इस रिपोर्ट में, रूसी तेल उत्पादन के लिए पूर्वानुमान को संशोधित किया गया है लेकिन उत्तरी अमेरिका के लिए दृष्टिकोण को कम कर दिया है।

रिपोर्ट बताती है कि जुलाई 2022 में रिफाइनरी थ्रूपुट 1.1 मिलियन बैरल/दिन बढ़ गया और इस महीने और 350 हजार बैरल/प्रति दिन बढ़ने के लिए तैयार है, जब रन जनवरी 2020 से अपने उच्चतम स्तर पर पहुंच जाएंगे। वृद्धि परिष्कृत उत्पाद की मांग से अधिक थी, ड्राइविंग दरारें और रिफाइनरी मार्जिन जून में देखे गए सर्वाधिक उच्च स्तर से नीचे हैं। वैश्विक रिफाइनरी रन अब 2022 में 2.6 मिलियन बैरल/दिन और अगले वर्ष 1.3 मिलियन बैरल/दिन की दिशा में बढ़ रहा है।

वित्त वर्ष 2021 में मासिक औसत ब्रेंट क्रूड ऑयल की कीमतें 54.77 अमेरिकी डॉलर प्रति बैरल से लेकर 70.86 अमेरिकी डॉलर प्रति बैरल के वार्षिक औसत के साथ 83.54 अमेरिकी डॉलर प्रति बैरल तक थीं। 2022 के दौरान, ब्रेंट क्रूड की कीमतें काफी अस्थिर रही हैं जो जनवरी, 2022 में मासिक औसत 86.51 अमेरिकी डॉलर प्रति बैरल से जून, 2022 में 122.71 अमेरिकी डॉलर प्रति बैरल के उच्च स्तर पर पहुंच गई। तथापि, जून 2022 के मध्य में +125/बैरल से अधिक के 10-सप्ताह के उच्च स्तर पर पहुंचने के बाद, ब्रेंट क्रूड फ्यूचर ने अस्थिर व्यापार में अपना आधार खो दिया है क्योंकि वैश्विक आर्थिक मंदी पर चिंता ने रूसी तेल आपूर्ति पर पश्चिमी प्रतिबंधों के प्रभाव को खत्म कर दिया है। एसएंडपी ग्लोबल ने अपने दिनांक 06.07.2022 के प्रकाशन में यह बताया है कि निवेश बैंक और तेल बाजार के पूर्वानुमान लगाने वाले इस वर्ष औसत ब्रेंट मूल्य +112/बैरल की भविष्यवाणी कर रहे हैं, जिसके 10 संस्थानों द्वारा हाल में लगाए गए पूर्वानुमानों के आधार पर 2023 में 100 डॉलर/बैरल के औसत तक कम होने की उम्मीद है।

अंतर्राष्ट्रीय ऊर्जा एजेंसी (आईईए) द्वारा प्राकृतिक गैस की वैश्विक ऊर्जा समीक्षा के अनुसार, 2020 में वैश्विक प्राकृतिक गैस की खपत



में 75 बीसीएम (या 1.9% वर्ष दर वर्ष) की गिरावट आई है, जो निरपेक्ष रूप से गैस की मांग में दर्ज की गई सबसे बड़ी गिरावट दर्शाती है। 2021 में वैश्विक प्राकृतिक गैस की खपत में 4.6% की वृद्धि हुई, जो 2020 में देखी गई गिरावट से दोगुनी से भी अधिक थी। 2021 में मांग में तीव्र वृद्धि पिछले वर्ष के लॉकडाउन और खराब मौसम के बाद हुए आर्थिक सुधार से प्रेरित थी। आपूर्ति में तेजी नहीं आई, जो अप्रत्याशित कटौती के साथ संयुक्त रूप से बाजार परिवेश और कीमतों में तेज वृद्धि का कारण बनी, जिसने 2021 की दूसरी छमाही में मांग वृद्धि पर रोक लगा दी।

आईईए की गैस मार्केट रिपोर्ट से पता चला है कि 2022 की तीसरी तिमाही में यूक्रेन पर रूस के आक्रमण ने 2021 के मध्य से प्राकृतिक गैस की आपूर्ति को और खराब कर दिया है, जिससे उपभोक्ताओं के लिए कीमतें और बढ़ गई हैं और ईंधन रूपांतरण और मांग कम हुई है। यह दीर्घावधि में प्राकृतिक गैस के लिए बाजार की संभावनाओं को अनिश्चित बनाता है, विशेष रूप से विकासशील बाजारों में जहां इसे ऊर्जा रूपांतर में प्रमुख भूमिका निभानी थी। प्राकृतिक गैस की मांग 2025 तक कम रहने की उम्मीद है। रूसी पाइपलाइन आपूर्ति के स्थान पर यूरोप द्वारा एलएनजी को प्राप्त करना और सीमित वैश्विक एलएनजी निर्यात क्षमता वृद्धि लंबे समय तक बाजार में अस्थिरता के जोखिम को बढ़ाती है।

शेल एनर्जी आउटलुक 2022 के अनुसार, 2021 के दौरान एलएनजी में वैश्विक व्यापार 360 मिलियन टन से 6% बढ़कर 380 मिलियन टन हो गया क्योंकि कई देश कोविड-19 महामारी के आर्थिक प्रभाव से उबर गए। चीन और दक्षिण कोरिया में 2021 में एलएनजी की मांग में वृद्धि हुई। चीन ने अपने एलएनजी आयात को 12 मिलियन टन बढ़ाकर 79 मिलियन टन कर दिया, जिससे जापान दुनिया का सबसे बड़ा एलएनजी आयातक बन गया। एलएनजी की बढ़ती मांग तथा आपूर्ति बाधाओं के कारण गैस और एलएनजी की कीमतों में पूरे वर्ष उतार-चढ़ाव बना रहा। अक्टूबर 2021 में कीमतें रिकॉर्ड स्तर पर पहुंच गईं, क्योंकि ऐतिहासिक रूप से कम भंडारण स्तरों के साथ यूरोप अपेक्षित शीतकालीन गैस मांग को पूरा करने के लिए एलएनजी कार्गो को सुरक्षित रखने के लिए संघर्ष कर रहा था। कोयले और कार्बन की बढ़ती कीमतों और रूसी गैस की आपूर्ति के कारण जारी अनिश्चितता ने कीमतों को और बढ़ाया है।

2021 में कई अप्रत्याशित कटौती के बावजूद आपूर्ति पक्ष में एलएनजी निर्यात में वृद्धि हुई जिसने डिलीवरी के लिए उपलब्ध एलएनजी को प्रभावित किया। अमेरिका ने 24 मिलियन टन की वर्ष-दर-वर्ष वृद्धि के साथ निर्यात वृद्धि में अगुआई की और इसके 2022 में दुनिया का सबसे बड़ा एलएनजी निर्यातक बनने की उम्मीद है।

घटते घरेलू गैस उत्पादन को बदलने, कोयले से गैस में रूपांतरण को सक्षम करने और विशेष रूप से एशिया में आर्थिक विकास का समर्थन करने के लिए, विश्वसनीय और कम-उत्सर्जन ऊर्जा स्रोत के रूप में एलएनजी की भूमिका महत्वपूर्ण बनी रहेगी। 2021 में ऊर्जा की कीमतों में अस्थिरता से पता चलता है कि पर्याप्त विश्वसनीय आपूर्ति के बिना ऊर्जा बाजार कैसे तुरंत अस्थिर हो सकता है। वर्तमान दशक के मध्य में आपूर्ति-मांग अंतराल के पूर्वानुमान के साथ वैश्विक एलएनजी बाजार के निकट भविष्य में अस्थिर बने रहने की उम्मीद है। चीन ने अपनी 2060 कार्बन न्यूट्रल महत्वाकांक्षा की दिशा में प्रगति करने तथा पर्याप्त ऊर्जा आपूर्ति हासिल करने के महत्व को देखते हुए 20 मिलियन टन प्रति वर्ष आवधिक अनुबंध किया है।

वित्त वर्ष 2021-22 के दौरान वैश्विक एलएनजी की कीमतों में अभूतपूर्व वृद्धि देखी गई है, जापान कोरिया मार्कर (जेकेएम) अर्थात जापान में एलएनजी आयात के लिए बेंचमार्क, जो प्रमुख एशियाई एलएनजी आयातकों में से एक है, मार्च, 2022 में 39.36 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू से बढ़कर अप्रैल, 2021 में 8 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू हो गया है। चालू वित्त वर्ष की पहली तिमाही में कीमतों में थोड़ी नरमी आई है। तथापि, अगस्त 2022 के महीने में जेकेएम और बढ़कर 55.20 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू के स्तर पर पहुंच गया।

2050 के तेल और गैस पूर्वानुमान – डेट नोर्सके वेरिटास ग्रुप के डीएनवी जीएल द्वारा ऊर्जा रूपांतरण दृष्टिकोण के अनुसार, हमारी पूर्वानुमान अवधि के दौरान तेल और गैस ऊर्जा मिश्रण में बहुत महत्वपूर्ण भूमिका निभाएगा। उपर्युक्त रिपोर्ट में कहा गया है कि यद्यपि हम उम्मीद करते हैं कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत इस मिश्रण को और अधिक बढ़ाएगा, हम 2050 में दुनिया की प्राथमिक ऊर्जा आपूर्ति के 44% के लिए तेल और गैस का अनुमान लगाते हैं।

डीएनवी की उपर्युक्त रिपोर्ट से पता चलता है कि गैस के लिए 2050 तक दुनिया का प्राथमिक ऊर्जा स्रोत बनने के लिए चरण निर्धारित किया गया है, और जीवाश्म ईंधन में शीर्ष मांग का अनुभव 2035 में अपने चरम पर होगा। गैस ऊर्जा सुरक्षा के साथ-साथ रूपांतरण के दौरान अक्षय ऊर्जा प्रमुख भूमिका निभा सकती है। मूल्य श्रृंखला से मीथेन उत्सर्जन को कम करके और गैस-ईंधन से बिजली उत्पादन के लिए बड़े पैमाने पर कार्बन अवशोषण और भंडारण (सीसीएस) की व्यवस्था में सुधार करके इसके कार्बन उत्सर्जन में सुधार करने के अवसर मौजूद हैं। उन्हें उम्मीद है कि 2022 में तेल की मांग अपने अधिकतम स्तर पर होगी।





(ग) घरेलू तेल और गैस परिदृश्य

भारत का कच्चे तेल का उत्पादन 2018-19 में 34.2 मिलियन टन से गिरकर 2019-20 में 32.2 मिलियन टन हो गया। नकारात्मक वृद्धि का रुझान अगले वर्षों में भी जारी रहा, क्योंकि उत्पादन 2020-21 में 30.5 मिलियन टन और 2021-22 में 29.7 मिलियन टन गिर गया।

तेज गति से खपत बढ़ने और घरेलू उत्पादन में गिरावट के साथ, भारत की तेल आयात निर्भरता वित्त वर्ष 2018-19 में 83.7% से बढ़कर वित्त वर्ष 2019-20 में 85% हो गई है, जो वित्त वर्ष 21-22 में 85.5% तक पहुंचने से पहले थोड़ा कम होकर 84.4% हो गई।

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 मिलियन टन हो गई। 2019-20 में खपत 214.1 मिलियन टन पर लगभग स्थिर रही, जबकि महामारी के प्रभाव के कारण 2020-21 में यह 9.1% घटकर 194.3 मिलियन टन हो गई। तथापि 2021-22 में खपत बढ़कर 204.2 मिलियन टन हो गई, लेकिन अभी तक यह कोविड से पहले के स्तर तक नहीं पहुंची है।

वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए, कच्चे तेल का आयात 226.96 मिलियन टन था और उस पर विदेशी मुद्रा खर्च 101.38 बिलियन अमेरिकी डॉलर था, जो खर्च में लगभग 9% की कमी थी। वित्त वर्ष 2020-21 में, कोविड महामारी और वैश्विक तेल की कीमतों में कमी के कारण विदेशी मुद्रा व्यय घटकर 62.25 बिलियन अमेरिकी डॉलर हो जाने के साथ तेल आयात और घटकर 196.46 मिलियन टन रह गया। वित्त वर्ष 2021-22 के दौरान, 120.45 बिलियन अमेरिकी डॉलर के विदेशी मुद्रा व्यय के साथ कच्चे तेल का आयात बढ़कर 211.95 एमएमटी हो गया, जो 93% से अधिक की वृद्धि है। विदेशी मुद्रा के बहिर्वाह में वृद्धि आंशिक रूप से उच्च आयात और आंशिक रूप से अंतरराष्ट्रीय कीमतों में उल्लेखनीय वृद्धि के कारण है।

वित्त वर्ष 2021-22 के दौरान क्रूड ऑयल इंडियन बास्केट (सोर ग्रेड के लिए ओमान और दुबई का औसत तथा पिछले वित्तीय वर्ष के दौरान संसाधित कच्चे तेल के अनुपात में ब्रेंट (दिनांकित) में वर्ष दर वर्ष आधार पर लगभग 77% की वृद्धि हुई अर्थात् वित्त वर्ष 2020-21 में 44.82 अमेरिकी डॉलर/बैरल से 79.18 अमेरिकी डॉलर/बैरल।

भारत का लक्ष्य 2030 तक देश के ऊर्जा मिश्रण में प्राकृतिक गैस की हिस्सेदारी को मौजूदा 6.2% से बढ़ाकर 15% करना है। सरकार, नीति निर्माता, नियामक, उद्योग कंपनियां इस लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए सभी क्षेत्रों में प्राकृतिक गैस के उपयोग को बढ़ावा देने के लिए अपनी महत्वपूर्ण भूमिका निभा रही हैं। पीएनजीआरबी ने 2022 की पहली छमाही में 11वें और 11वें सीजीडी बोली दौर में 67 भौगोलिक क्षेत्रों (जीए) को अधिकृत करके इस दिशा में बड़ा कदम उठाया है। उपर्युक्त प्राधिकार के साथ, देश के 88% भौगोलिक क्षेत्र के साथ 98% आबादी को कवर किया गया है।

वित्त वर्ष 2021-22 के दौरान प्राकृतिक गैस का शुद्ध घरेलू उत्पादन वित्त वर्ष 2020-21 के 27.78 बीसीएम से बढ़कर 33.13 बीसीएम हो गया, जो लगभग 19% की वृद्धि है। यह वृद्धि मुख्य रूप से पूर्वी अपतट कृष्णा गोदावरी बेसिन से उत्पादन में तीव्र वृद्धि के लिए जिम्मेदार है।

वित्त वर्ष 2019-20 में गैस की खपत 5% बढ़कर 64 बीसीएम हो गई। तथापि, खपत घटकर 60.82 बीसीएम हो गई, वित्त वर्ष 2020-21 के दौरान 5% से अधिक की गिरावट आई क्योंकि कोविड से जुड़े लॉकडाउन ने छोटे उद्योगों और परिवहन क्षेत्र की मांग को प्रभावित किया। वित्त वर्ष 2021-22 के दौरान, खपत में लगभग 3 बीसीएम की वृद्धि देखी गई और यह 63.91 बीसीएम तक पहुंच गई। चूंकि प्राकृतिक गैस की खपत में वर्ष-दर-वर्ष वृद्धि घरेलू उत्पादन में वृद्धि की तुलना में कम थी, वित्त वर्ष 2021-22 में आयात वित्त वर्ष 2020-21 में 33.03 बीसीएम से घटकर 30.78 बीसीएम हो गया, इस प्रकार आयातित एलएनजी का हिस्सा 54% से घटकर 48% हो गया। 01.04.2022 को कुल एलएनजी टर्मिनलों की क्षमता 42.7 एमएमटीपीए थी।

वित्त वर्ष 2021-22 के दौरान उर्वरक और सीजीडी क्षेत्र गैस की खपत करने वाले दो प्रमुख क्षेत्र रहे हैं, जो लगभग 50% खपत का योगदान करते हैं, (उर्वरक क्षेत्र द्वारा 30% और सीजीडी क्षेत्र द्वारा 20%) इसके बाद बिजली क्षेत्र है जो भारत में कुल प्राकृतिक गैस खपत का लगभग 15% योगदान देता है। इस प्रकार सीजीडी क्षेत्र ने दूसरा स्थान प्राप्त किया है और बिजली क्षेत्र तीसरे स्थान पर पहुंच गया है। आईसीएफ द्वारा संचालित भारतीय राष्ट्रीय गैस ग्रिड पर किए गए अध्ययन के अनुसार, कुल गैस खपत में सीजीडी योगदान के 2030 में बढ़कर 32% से 38% तक होने की उम्मीद है।

2021-2025 की अवधि के दौरान भारत की कुल गैस खपत में 19% (13 बीसीएम) की वृद्धि का अनुमान है, जो कि 4% वार्षिक औसत वृद्धि दर के बराबर है। यह भारत को वैश्विक स्तर पर गैस की मांग में वृद्धि का पांचवां सबसे बड़ा योगदानकर्ता और चीन के बाद एशिया प्रशांत क्षेत्र में विकास का दूसरा सबसे बड़ा ड्राइवर बनाता है।



घरेलू गैस की कीमत हर छह महीने में सरकार द्वारा तय की जाती है। घरेलू गैस की कीमत जो अन्तर्राष्ट्रीय हब कीमतों से जुड़ी है, अक्टूबर 2021-मार्च 2022 के लिए 2.90 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू तक बढ़ा दी गई थी, जबकि पिछली अवधि (अप्रैल-सितंबर 2021) में गैस की कीमत 1.79 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू थी। जबकि, वैकल्पिक ईंधन की कीमतों से जुड़े कठिन क्षेत्रों (गहरे पानी और उच्च दबाव वाले उच्च तापमान वाले क्षेत्रों) से उत्पादित गैस के लिए अधिकतम मूल्य क्रमशः समान अवधि के लिए 6.13 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू से संशोधित करके 3.62 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू कर दिया गया है। अप्रैल-सितंबर 2022 की अवधि के लिए, घरेलू गैस की कीमत बढ़कर 6.10 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू हो गई, जबकि अधिकतम सीमा कीमत बढ़कर 9.92 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू हो गई।

वित्त वर्ष 2021-22 के दौरान वैश्विक एलएनजी की कीमतों में उल्लेखनीय वृद्धि देखी गई है, वेस्टर्न इंडिया मार्कर (डब्ल्यूआईएम) अर्थात् भारत में एलएनजी आयात के लिए बेंचमार्क अप्रैल, 2021 में 7.61 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू से बढ़कर मार्च, 2022 में 38.98 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू हो गया। चालू वित्त वर्ष 2022-23 की पहली तिमाही में कीमतों में थोड़ी कमी आई है। तथापि, अगस्त 2022 के महीने के दौरान डब्ल्यूआईएम बढ़कर 51.93 अमेरिकी डॉलर/एमएमबीटीयू के स्तर पर पहुंच गया।

इंडियन गैस एक्सचेंज (आईजीएक्स) में व्यापार मूल्य को भारत में आकलित बाजार मूल्य को रुझान माना जा सकता है। एक्सचेंज में भारत औसत मासिक व्यापार मूल्य अप्रैल, 2021 में रु. 501/एमएमबीटीयू से पांच गुना बढ़कर मार्च, 2022 में 2445/एमएमबीटीयू हो गया। अप्रैल, 2022 के बाद कीमतों में कुछ कमी आई, सितंबर, 2022 में भारत औसत व्यापार मूल्य रु. 1946/एमएमबीटीयू है।

कार्यान्वयन के तहत प्रमुख गैस पाइपलाइन परियोजनाओं का एक सार (मार्च, 2022 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 किलोमीटर लंबी पाइपलाइन परियोजना को क्रियान्वित कर रहा है। 31.03.2022 तक फूलपुर से डोभी व बरौनी तक 750 किलोमीटर पाइपलाइन के साथ-साथ वाराणसी, गोरखपुर व पटना तक स्पर लाइन का कार्यान्वयन किया जा रहा है। इसके अलावा, डोभी से दुर्गापुर तक 359 किलोमीटर पाइपलाइन के साथ-साथ मैट्रिक्स फर्टिलाइजर, दुर्गापुर और एचयूआरएल, सिंदरी तक स्पर लाइन चालू कर दी गई है। बोकारो-अंगुल पाइपलाइन के 413 किलोमीटर हिस्से को भी चालू कर दिया गया है। इसके अलावा 1125 कि.मी. पाइपलाइन को बिछाया गया है। पाइपलाइन के शेष खंड का निर्माण कार्य उन्नत चरण में हैं। 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 नामक 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। गुवाहाटी-नुमालीगढ़ (386 किलोमीटर), सिलचर-पानीसागर (112 किलोमीटर) और पानीसागर-अगरतला (118 किलोमीटर) की निर्माण गतिविधियां शुरू कर दी गई हैं। मार्च 2022 तक 254 किलोमीटर पाइपलाइन बिछाई जा चुकी है।

- **कोच्चि- कुट्टनाड –बेंगलोर-मैंगलोर पाइपलाइन परियोजना (केकेबीएमपीएल):**

गेल (इंडिया) लिमिटेड 1,104 कि.मी. लंबी कोच्चि- कुट्टनाड –बेंगलोर-मैंगलोर पाइपलाइन (केएमबीपीएल) परियोजना बिछा रहा है। कोच्चि क्षेत्र में 44 कि.मी.पाइपलाइन और कोच्चि से मैंगलोर तक 450 कि.मी. पाइपलाइन चालू कर दी गई है। शेष खंड अर्थात् कुट्टनाड से बंगलौर खंड के लिए निर्माण कार्य प्रगति पर है। कुट्टनाड से बंगलौर पाइपलाइन खंड के 129 कि.मी. भाग को चालू कर दिया गया है और शेष खंड का निर्माण कार्य प्रगति पर है।





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

आईओसीएल एन्नोर-तिरुवल्लूर-बैंगलोर-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। शेष खंड का निर्माण कार्य प्रगति पर है और शीघ्र ही चालू हो जाएगा।

• श्रीकाकुलम से अंगुल प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एसएपीएल):

गेल 690 कि.मी. लंबी श्रीकाकुलम-अंगुल पाइपलाइन (एसएपीएल) परियोजना को कार्यान्वित कर रहा है। 31.03.2022 के अनुसार, पीएमसी की नियुक्ति 03.01.2020 को की गई है। 3(1) के 359.4 कि.मी. और 6(1) गजट अधिसूचना के 206.2 कि.मी. का प्रकाशन पूरा हो चुका है। साइट पर 425 कि.मी. लाइन पाइप वितरित की गई 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 शुरू होगी और महाराष्ट्र, छत्तीसगढ़ और ओडिशा राज्यों से होकर गुजरेगी। पीएमसी 17.12.2020 को प्रदान की गई थी। मुंबई-नागपुर खंड के लिए विस्तृत सर्वेक्षण पूरा कर लिया गया है। एमएसआरडीसी से 698 कि.मी. आरओयू आवंटन प्राप्त हुआ। मुंबई-नागपुर खंड में निर्माण कार्य शुरू हो गया है और 280 कि.मी. पाइपलाइन को बिछा दिया गया है।

(घ) इंडियन ऑयल ऑर गैस क्षेत्र पर कोविड-19 का प्रभाव:

कोविड-19 प्रकोप ने वित्त वर्ष के उत्तरार्द्ध में वैश्विक तेल और गैस क्षेत्र को गंभीर रूप से प्रभावित किया है जिसने मांग में कमी के साथ-साथ आपूर्ति के अधिशेष होने की दोहरी मार की है। इसने अपस्ट्रीम, डाउनस्ट्रीम, प्राकृतिक गैस और रसायन और पेट्रोरसायन क्षेत्र को अलग-अलग स्तर तक प्रभावित किया है।

कोविड-19 महामारी तेल की मांग के लिए काफी नुकसानदायक रही, जिससे इसकी शुरुआत के दौरान एपीईसी-व्यापी मांग में 20% की गिरावट आई। भारतीय अपस्ट्रीम क्षेत्र को भी कच्चे तेल की कीमतों में तेज गिरावट के प्रत्यक्ष प्रभाव का सामना करना पड़ा था। भारतीय अपस्ट्रीम कंपनियों को मुख्य रूप से वस्तु की कीमतों और सेवा लागतों में कमी के कारण तत्काल नकदी संबंधी समस्याओं का सामना करना पड़ा था। तथापि, खपत लगभग महामारी से पहले के स्तर पर लौट आई है और 2022 के अंत तक, एपीईसी तेल की कुल मांग 2019 की मात्रा के स्तर को पार करने की उम्मीद है। अब जब महामारी लगभग खत्म हो गई है और दुनिया के कई हिस्सों में भू-राजनीतिक तनाव के कारण कीमतों में पर्याप्त अस्थिरता आ गई है।

डाउनस्ट्रीम क्षेत्र की खपत मुख्य रूप से भारत की पेट्रोलियम खपत में एक दशक के निचले स्तर पर गिरावट से प्रभावित हुई। ईंधन की खपत में गिरावट काफी हद तक नियंत्रण उपायों और आर्थिक व्यवधानों से प्रेरित थी। तेल विपणन कंपनियों (ओएमसी) को तत्काल वित्तीय दबाव और नकदी प्रवाह के प्रभाव का सामना करना पड़ रहा था। हालांकि वित्त वर्ष 21-22 में खपत 10 मिलियन टन बढ़कर वित्त वर्ष 2021-22 में लगभग 204.2 मिलियन टन हो गई, लेकिन यह महामारी से पहले के स्तर तक नहीं पहुंच पाई है। एचएसडी, और एमएस तथा अन्य उत्पाद खंडों की तुलना में मांग की धीमी वसूली के कारण विमानन ईंधन खंड में लंबे समय तक नकारात्मक प्रभाव पड़ने की उम्मीद थी, तथापि, घरेलू हवाई यात्रा के कारण यह बेहतर गति से ठीक हो रहा है, हालांकि दूसरी लहर वित्त वर्ष 2021-22 में कोविड-19 ने अंतरराष्ट्रीय यात्रा को प्रभावित किया है।

भारतीय प्राकृतिक गैस क्षेत्र मांग में गिरावट और आपूर्ति श्रृंखला व्यवधान से प्रमुख रूप से प्रभावित है। उपभोक्ता क्षेत्रों अर्थात् सीजीडी, रिफाइनरी और पेट्रोरसायन, उद्योग आदि में गिरावट के कारण वित्त वर्ष 2020-21 में प्राकृतिक गैस की खपत में 5% से अधिक की गिरावट देगी गई। तथापि, वित्त वर्ष 2021-22 में खपत, लगभग वित्त वर्ष 2019-20 की खपत के स्तर पर पहुंच गई है। वित्त वर्ष 2020-21 में वैश्विक एलएनजी की कीमतों में गिरावट देखी गई थी, जो वित्त वर्ष 2021-22 में मुख्य रूप से रूस यूक्रेन संघर्ष के कारण मार्च, 2022 में 40 अमेरिकी डॉलर प्रति एमएमबीटीयू के स्तर पर पहुंच गई। इसने अनिश्चितता की स्थिति पैदा कर दी है जिसके कारण अधिकांश समय कीमतें ऊंचे स्तर पर बनी हुई हैं।



(ड) सर्वोत्तम अंतर्राष्ट्रीय ऊर्जा/तेल और गैस विनियामक प्रथाएं तथा भारतीय संदर्भ में उन्हें अपनाना:

I. ओपन एक्सेस/पृथक मूल्य पर अंतर्राष्ट्रीय सर्वोत्तम प्रथाओं 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), नेशनल 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 अवशोषण 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 अध्यक्षीन 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 निर्यातित बिजली के लिए भुगतान प्राप्त करने में सक्षम बनाया जाएगा।

अमेरिका (यूएसए)

अमेरिका 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 से गैस व्यापारी से 436 पाइपलाइनों के अंतरण से 'खुली पहुँच' की पद्धति आरंभ हो गई। नेचुरल गैस वैल्यूड डिकन्ट्रोल एक्ट, 1989 से बढ़ती हुई कीमतों को अंततः नियंत्रण 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 पहुँच 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। अमेरिका 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 विनिमय आधारित व्यापार व्यवस्था उपलब्ध कराने के लिए पाइपलाइन क्षमता व्यापार मंचों का विकास करना।
- सार्वजनिक रूप से उपलब्ध इलेक्ट्रॉनिक 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

स्वतंत्र तृतीय पक्षकारों 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 आस्ट्रेलिया 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 (शिपरो 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 (ईईएमओ) 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 शिपरो 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 इलैक्ट्रॉनिक प्लेटफॉर्म रखती है। खुलासा की गई अधिकांश सूचना ऑस्ट्रेलिया में प्रचलित जानकारी जैसी ही है। तथापि, अमरीका के प्लेटफॉर्म की उल्लेखनीय जानकारी में दैनिक अंसतुलनों 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 गैस विनियम विनियम वेबहोस्टेड 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 शिपर को किसी विशेष दिन पाइपलाइन से गैस निकालने की अनुमति दी जाती है, परंतु परस्पर सहमत अवधि के अनुसार शिपर को उसी पाइपलाइन में उतनी ही मात्रा में गैस को पुनः डालना होता है। इस प्रकार,





इस मामले में शिपर 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 शिपर 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 इस सेवा का विस्तार किया जाता है तो परिवहन चालकों के पास शिपर को 3 घंटे का नोटिस देकर गैस प्रवाह में कटौती करने का अधिकार होता है। इस सेवा के लिए लिया जाने वाला शुल्क सामान्यतः फर्म सेवा के लिए अन्यथा लगाए गए शुल्क की तुलना में छूट होता है।

V. हब ट्रेडिंग से बाहर निकलना:

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 शिपर 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 शिपर 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 शिपर के पास ही रहता है।

VI. तृतीय पक्ष उपलब्धता के लिए कम अवधि:

बाजारों में नकदी 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। शिपरों के वित्तीय जोखिमों को कम करने के लिए इसी अवधि के गैस संचलन करारों की रूपरेखा बनाई गई है।

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

फेडरल एनर्जी रेग्युलेटरी 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:-

- ईईएमओ 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 डॉलर;



- ईएमओ 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 डॉलर;
- 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 ईएमओ को बुलेटिन बोर्ड सूचना देने के संबंध में प्रत्येक व्यक्ति की सिविल मौद्रिक देयता की अधिकतम राशि –400,000 ऑस्ट्रेलियाई डॉलर;

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 पहुंच (खुली पहुंच) सुनिश्चित करने के लिए की गई गतिविधियां:

किसी भेदभाव के बिना प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों पर सभी सामान्य वाहकों या संविदा वाहकों की पहुंच सुनिश्चित करने के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड ने यह अधिदेश दिया है कि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के सामान्य वाहक या संविदा वाहक के लिए पहुंच संहिता) विनियम, 2008 की अनुसूची-1 में विनिर्दिष्ट तरीके और प्रपत्र के अनुसार सभी ट्रांसपोर्टर्स द्वारा प्रत्येक माह की पहली तारीख को प्रत्येक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के प्रवेश और निकास बिन्दुवार डिजाइजन तथा उपलब्ध क्षमता की घोषणा की जाएगी और इसे अनिवार्य रूप से अपनी वेबसाइट पर प्रदर्शित किया जाएगा। ट्रांसपोर्टर्स 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 पहुंच संहिता) विनियम, 2008 में संशोधन करने का कार्य कर रहा है। ऐसा अनुमान है कि समान पहुंच 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

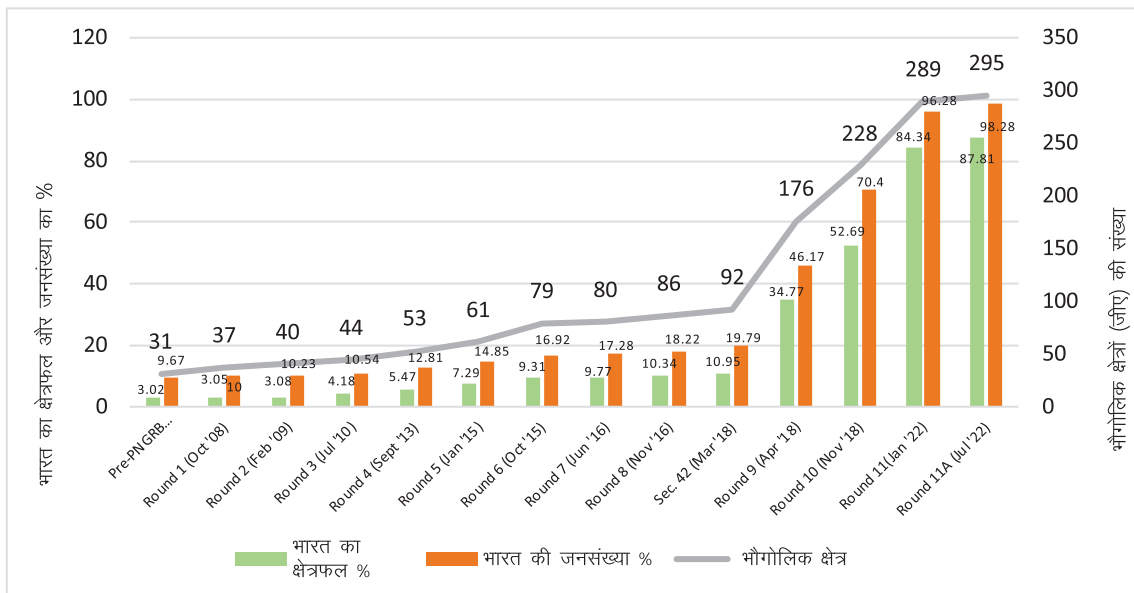
2.1 पंजीकरण और प्राधिकार:

2.1.1 प्राधिकार संबंधी विनियामक ढांचा

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, 10वीं, 11वीं और 11क 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 अनुलग्नक-क और अनुलग्नक-ख में दिया गया है। 8वें सीजीडी बोली दौर तक अधिकृत सीजीडी नेटवर्क का विवरण अनुलग्नक-ग में दिया गया है।



भारत में नगर गैस वितरण प्राधिकरण का स्नैपशॉट



सीजीडी प्राधिकारों की श्रेणी	भारत का % क्षेत्रफल		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)	1.1	4.18	0.31	10.54	4	44
दौर 4 (सितंबर '13)	1.29	5.47	2.27	12.81	9	53
दौर 5 (जनवरी '15)	1.82	7.29	2.04	14.85	8	61
दौर 6 (अक्टूबर '15)	2.02	9.31	2.07	16.92	18	79
दौर 7 (जून '16)	0.46	9.77	0.36	17.28	1	80
दौर 8 (नवंबर '16)	0.57	10.34	0.94	18.22	6	86
धारा 42 (मार्च '18)	0.61	10.95	1.57	19.79	6	92
दौर 9 (अप्रैल '18)	23.82	34.77	26.38	46.17	86	178
दौर 10 (नवंबर '18)	17.92	52.69	24.23	70.4	50	228
दौर 11 (जनवरी '22)	31.65	84.34	25.88	96.28	61	289
दौर 11क (जुलाई '22)	3.47	87.81	2	98.28	6	295

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 हाल ही में 67 भौगोलिक क्षेत्रों (240 पूर्ण जिलों और 3 आंशिक जिलों) को कवर करने वाली सीजीडी बोलियों का 11वां और 11क दौर पूरा किया, जिसके लिए सीजीडी नेटवर्क के विकास के लिए विभिन्न संस्थाओं को प्राधिकार जारी किए गए हैं। इन 67 भौगोलिक क्षेत्रों को प्रदान करने के बाद, देश का लगभग 88% भौगोलिक क्षेत्र और इसकी 98% आबादी सीजीडी नेटवर्क के अंतर्गत आती है। 11क सीजीडी बोली दौर को अंतिम रूप देने के बाद देश में मौजूदा सीजीडी नेटवर्क की कुल संख्या 295 है, जिसमें निम्नलिखित 22 राज्य और 4 केंद्र शासित प्रदेश पूरी तरह से शामिल हैं – राज्य – आंध्र प्रदेश, असम, बिहार, छत्तीसगढ़, गोवा, गुजरात, हरियाणा, हिमाचल प्रदेश, झारखंड, कर्नाटक, केरल, मध्य प्रदेश, महाराष्ट्र, ओडिशा, पंजाब, राजस्थान, तमिलनाडु, तेलंगाना, त्रिपुरा, उत्तराखंड, उत्तर प्रदेश और पश्चिम बंगाल। केंद्रशासित प्रदेश – चंडीगढ़, दादरा और नगर हवेली तथा दमन और दीव, राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली और पुडुचेरी।

2.1.4 सीजीडी नेटवर्क के लिए तृतीय पक्ष पहुंच

मौजूदा भौगोलिक क्षेत्र को सामान्य वाहक या संविदा वाहक घोषित करने और भौगोलिक क्षेत्रों, जहां अधिकृत संस्थाओं ने अपनी विपणन विशिष्टताओं 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 (शिपर्स) 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।

पीएनजीआरबी ने 13.09.2021 को सामान्य वाहक/संविदा वाहक के रूप में ऐसे 54 भौगोलिक क्षेत्रों की घोषणा करने की प्रक्रिया





शुरू कर दी है तथा अधिकृत कंपनियों को सार्वजनिक नोटिस जारी किए जा रहे हैं। तथापि, अधिकांश संस्थाओं ने दिल्ली उच्च न्यायालय में सार्वजनिक नोटिस और सुनवाई नोटिस को चुनौती दी है। मामला अभी तक न्यायाधीन है।

2.1.5 सीजीडी प्राधिकार 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 कारगर बनाए जाने की आवश्यकता है। तदनुसार, सीजीडी प्राधिकार विनियमों में कुछ संशोधन 07.09.2021 को 11वें सीजीडी बोली दौर के शुरू होने से पहले अधिसूचित किए गए थे। बोली लगाने वाली कंपनियों के पात्रता मानदंड पर एक अन्य संशोधन 14.02.2022 को अधिसूचित किया गया था।

2.2 कंपनियों 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 संविदा 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 अधिसूचित मार्गदर्शक सिद्धांत विनियम, 2020 के आधार पर और 9वें और 10वें सीजीडी बोली दौर की सफल शुरुआत के कारण सीजीडी नेटवर्क परिदृश्य में महत्वपूर्ण बदलाव के आधार पर पीएनजीआरबी ने मौजूदा पीएनजीआरबी (सीजीडी नेटवर्क के लिए एक्सेस कोड) विनियम 2011 को निरस्त कर दिया है और 23.11.2020 को पीएनजीआरबी (सीजीडी नेटवर्क के लिए एक्सेस कोड) विनियम, 2020 के नए सेट को अधिसूचित किया।

2.3 निर्बाध और पर्याप्त आपूर्ति के लिए निगरानी

2.3.1 प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई:

पहले से प्राधिकृत सीजीडी भौगोलिक क्षेत्रों (जीए) में पीएनजी/सीएनजी 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 सुनवाइयों 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, 2021 से 31 मार्च, 2022 तक की अवधि के दौरान सीजीडी नेटवर्कों 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 संविदा/गैस आपूर्ति समझौते (जीएसए) और वित्तीय समापन (एफसी) प्राप्त करना आवश्यक है।

जीएसए और एफसी की स्वीकृति की स्थिति निम्नानुसार है:

विवरण	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	17	09



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

- i) सीजीडी कंपनियों को अप्रत्याशित घटना अर्थात बाढ़ के कारण अपने अधिकृत भौगोलिक क्षेत्र में काम रोकना पड़ा था। अवधि, जिसके दौरान सीजीडी कंपनियां बाढ़ के परिणाम के कारण प्रदर्शन नहीं कर सकीं, में हुई हानि को पूरा करने के लिए पीएनजीआरबी ने एमडब्ल्यूपी लक्ष्यों के संदर्भ में समय बढ़ाने और बाढ़ के कारण कोल्हापुर जिला भौगोलिक क्षेत्र को सामान्य वाहक या संविदा वाहक के दायरे से विशिष्टता प्रदान की थी।
- ii) कुछ भौगोलिक क्षेत्रों को भौगोलिक क्षेत्र के आसपास संबंधित ट्रांसमिशन पाइपलाइनों से पाइपलाइन कनेक्टिविटी मिलनी चाहिए थी, लेकिन इन पाइपलाइनों की स्थापना या तो अभी तक नहीं हुई है, या देरी से हुई है। इस प्रकार, संस्थाओं ने विशिष्टता अवधि के साथ अपने अनुबंध वर्षों और वित्तीय समापन जमा करने की तारीखों का विस्तार करने का अनुरोध किया है। तदनुसार, पीएनजीआरबी ने आसपास के क्षेत्र में प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की अनुपलब्धता के कारण एमडब्ल्यूपी लक्ष्यों और सामान्य वाहक या संविदा वाहक के दायरे से विशिष्टता के संदर्भ में 42 भौगोलिक क्षेत्रों को समय विस्तार प्रदान 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	मार्च, 2022
घरेलू पीएनजी कनेक्शन (लाख)	42.02	54.04	65.59	78.20	93.03
वाणिज्यिक पीएनजी कनेक्शन	27,260	28,085	30,703	32,339	34,854
औद्योगिक पीएनजी कनेक्शन	7,472	8,783	10,391	11,803	13,215
कुल पीएनजी कनेक्शन (लाख)	42.36	54.41	66	78.64	93.51
सीएनजी स्टेशन	1,315	1,742	2,187	3,094	4,433
स्टील पाइपलाइन (इंच-किमी)	44,362	48,715	65,534	93,112	1,29,599
एमडीपीई पाइपलाइन (इंच-किमी)	93,648	1,13,277	1,78,279	2,04,538	2,44,546





11वीं सीजीडी बिडिंग राउंड के लिए घरेलू रोड शो





11वीं सीजीडी बिडिंग राउंड के लिए अन्तर्राष्ट्रीय रोड शो



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 2021-22 में दिया गया प्राधिकार:

वर्ष 2021-22 के दौरान 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	एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 21(1) के तहत संविदा कनेक्टिविटी				
1.	जम्बूसर, गुजरात में वेदांता लिमिटेड के जया फील्ड से दक्षिण गुजरात तक अनुबंध	वेदांता लिमिटेड का जया फील्ड जम्बूसर, गुजरात से दक्षिण गुजरात तक गेल के गुजरात नेचुरल गैस पाइपलाइन नेटवर्क का मुख्य उप-नेटवर्क, गेल के गुजरात प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क का मुख्य उप-नेटवर्क	लंबाई: 18 कि.मी. व्यास: 8" क्षमता: 0.1 एमएमसीएमडी	07.03.2022	गेल (इंडिया) लिमिटेड
2.	स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड (एसएलपीएल) के आरएलएनजी टर्मिनल, जाफराबाद से हाई-प्रेसर गुजरात गैस ग्रिड के गण-हडाला खंड पर पड़ने वाले हडाला तक की अनुबंध कनेक्टिविटी।	स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड (एसएलपीएल) का आरएलएनजी टर्मिनल, जो जाफराबाद से हाडाला हाई-प्रेसर गुजरात गैस ग्रिड के गण-हडाला खंड पर पड़ता है।	लंबाई: 198 कि.मी. क्षमता: 18 एमएमएससीएमडी व्यास: 30"	31.12.2021	गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड



क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	पाइपलाइन का मार्ग	पाइपलाइन का विवरण	जारी करने की तिथि	अधिकृत इकाई
3.	स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड (एसएलपीएल) के आरएलएनजी टर्मिनल, जाफराबाद से दाहेज में गेल के टर्मिनल को इसकी एकीकृत एचवीजे प्राकृतिक गैस पाइपलाइन से जोड़ने वाली कनेक्टिविटी।	स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड (एसएलपीएल) का आरएलएनजी टर्मिनल, जाफराबाद से दाहेज में गेल के टर्मिनल तक	लंबाई: 170 कि.मी. क्षमता: 7 एमएमएससीएमडी व्यास: 30"	31.12.2021	गेल (इंडिया) लिमिटेड
4.	गेल के जगदीशपुर-हल्दिया-बोकारो-धामरा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के बोकारो-धामरा खंड पर ओएनजीसी के बोकारो सीबीएम ब्लॉक से एसवी-01ए तक अनुबंध कनेक्टिविटी	ओएनजीसी के बोकारो सीबीएम ब्लॉक से गेल के जगदीशपुर-हल्दिया-बोकारो-धामरा नेचुरल गैस पाइपलाइन के बोकारो-धामरा खंड एसवी-01ए तक	लंबाई: 23 कि.मी. क्षमता: 0.991 एमएमएससीएमडी व्यास: 12"	19.08.2021	गेल (इंडिया) लिमिटेड
5.	ओएनजीसी के झरिया सीबीएम ब्लॉक से गेल के जगदीशपुर-हल्दिया-बोकारो-धामरा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के डोभी-दुर्गापुर खंड पर एसवी-28 तक अनुबंध कनेक्टिविटी	ओएनजीसी के झरिया सीबीएम ब्लॉक से गेल के जगदीशपुर-हल्दिया-बोकारो-धामरा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के डोभी-दुर्गापुर खंड एसवी-28 तक	लंबाई: 6 कि.मी. क्षमता: 0.869 एमएमएससीएमडी व्यास: 8"	19.08.2021	गेल (इंडिया) लिमिटेड
6.	जाफराबाद में स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड के एफएसआरयू आधारित एलएनजी टर्मिनल से जीएसपीएल के हाई प्रेशर गुजरात गैस ग्रिड के दरोद-जाफराबाद खंड पर पड़ने वाले जीपीपीसी टर्मिनल, जाफराबाद तक अनुबंध कनेक्टिविटी।	जाफराबाद में स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड के एफएसआरयू आधारित एलएनजी टर्मिनल से जीएसपीएल के उच्च दबाव गुजरात गैस ग्रिड के दरोद-जाफराबाद खंड पर जीपीपीसी टर्मिनल, जाफराबाद तक।	लंबाई: 3 कि.मी. क्षमता: 18 एमएमएससीएमडी व्यास: 30"	19.08.2021	गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड
डू	एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 21(3) के तहत स्पर लाइन				
7.	जामनगर से द्वारका तक स्परलाइन	जामनगर से द्वारका	लंबाई: 100 कि.मी. व्यास: 30" क्षमता: 3 एमएमएससीएमडी	19.08.2021	गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड

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.	हजारीबाग-रांची प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	हजारीबाग-रांची	लंबाई: 68 कि.मी. क्षमता: 1 एमएमएससीएमडी	15.09.2022





3.4 रुचि की अभिव्यक्ति / प्रस्ताव प्रक्रियाधीन:-

वर्ष 2021-22 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 कंपनियों को अधिकृत करना) के तहत निम्नलिखित ईओआई/प्रस्ताव प्राप्त हुए हैं।

क्र.सं.	पाइपलाइन का नाम	मार्ग	विवरण (लंबाई, क्षमता)	कंपनी	दिनांक
1.	झरिया-बोकारो प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	झरिया सीबीएम ब्लॉक-1, धनबाद से तुंघरी गांव, बोकारो में ऊर्जा-गंगा पाइपलाइन एसवी-28 तक ईपीएस-1	लंबाई: 8 कि.मी. क्षमता: 1.2 एमएमएससीएमडी	प्रभा एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	18.05.2022

3.5 परिवहन दरों का विनियमन

3.5.1 विनियामक ढांचा

पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 11(ड)(ii) के अनुसरण में, पीएनजीबीआरबी को सामान्य वाहक और संविदा वाहक पाइपलाइन का उपयोग करने के लिए जिस 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 पाइपलाइनें और अधिनियम की धारा 42 के अंतर्गत अधिकृत) से प्राधिकृत पाइपलाइनों के लिए परिवहन दरों के लिए, 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

1.4.2021 से जारी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क के लिए टैरिफ आदेश नीचे दिए गए हैं:

क्र.सं.	पाइपलाइन का नाम	पीएनजीआरबी के टैरिफ आदेश	21-22 के दौरान परिवहन की गई मात्रा (एमएमएससीएमडी)	घोषित टैरिफ (₹ / एमएमबीटीयू)	पिछला टैरिफ (₹ / एमएमबीटीयू)
1	दादरी-पानीपत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	31-03-2022	5.34	11.18	16.46
2	हजीरा-अंकलेश्वर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	29-06-2022	0.98	5.69	9.34
3	कावेरी बेसिन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क				
	क नरीमनन और कुथलम (एनकेएम) उप-नेटवर्क	28-07-2022	0.85	43.82	17.41
	ख रामनाद (आरएमडी) उप-नेटवर्क	28-07-2022	1.17	9.63	16.63
4	अगरतला क्षेत्रीय प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	28-07-2022	1.00	1.02	45.89
5	डुकली-महराजगंज प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	28-07-2022	0.06	27.41	46.37

पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) विनियम 2008 के अनुसूची 'क' के खंड 9 के अनुसार, घोषित टैरिफ उस महीने के बाद के महीने के पहले दिन से लागू होगा, जिस महीने में बोर्ड द्वारा टैरिफ आदेश जारी किया गया है।



3.5.3 समाधान किए गए मामले

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

- (क) निवल नियत परिसंपत्तियां (एनएफए): 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 बढ़ागत 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/ चार्ज 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 संस्थाओं के दावों की समीक्षा की और समान आधार पर टैरिफ विनियमों के संदर्भ में पाइपलाइन के आर्थिक जीवन पर उचित रिटर्न प्रदान करने के लिए, 30 वर्षों के आर्थिक जीवन के आधार पर एनएफए पर विचार किया (अर्थात् एसएलएम पद्धति द्वारा पाइपलाइन पर 3.17% की दर से मूल्यहास)
- (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 75%, 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 अर्थात् 8 जनवरी, 2016 के बाद से 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 टैरिफ आदेशों में, जहां प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों को कई चरणों में बिछाया गया था, पीएनजीआरबी ने परिवहन टैरिफ की गणना करते समय पिछले चरण के चालू 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 टैरिफ आदेशों में यह विचार किया है कि परिवहन टैरिफ निर्धारित करने के लिए वास्तविक चरण(णों) और कमीशन किए गए पूंजीगत व्यय और परिचालन व्यय 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-कूट्टनाड बंगलौर मंगलौर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन
(ख) चौनसा-झज्जर-हिसार प्राकृतिक गैस पाइपलाइन
(ग) दादरी-बवाना-नंगल प्राकृतिक गैस पाइपलाइन
(घ) गुजरात क्षेत्रीय प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क
(ड.) उरण-ट्रॉम्बे प्राकृतिक गैस पाइपलाइन
(च) जीएसपीएल – हाई प्रेशर गुजरात गैस ग्रिड
(छ) जीएसपीएल- लो प्रेशर गुजरात गैस ग्रिड
(ज) एकीकृत एचवीजे पाइपलाइन नेटवर्क
(झ) दाहेज उरण पनवेल- दाभोल प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क
(ञ) पूर्वोत्तर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन ग्रिड





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

- (क) दिनांक 27.03.2020 के संशोधन द्वारा 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 पश्चात दर प्रतिलाभ को सकल के उद्देश्य के लिए माना जाएगा।
- (ख) दिनांक 27.05.2019 के संशोधन द्वारा टैरिफ समीक्षा: अंतिम टैरिफ के निर्धारण अथवा टैरिफ समीक्षा के तत्काल पश्चात 1-2 वर्षों के आंकड़ों के अद्यतीकरण पर आधारित टैरिफ 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 टैरिफ 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 टैरिफ की समीक्षा प्रथम अनसूची क के खंड 9 के उप-खंड (9) के प्रावधानों के अनुसार पहले भी की जा सकती है।”
- (ग) दिनांक 27.05.2019 के संशोधन द्वारा प्रशुल्क आदेशों का पूर्वप्रभाव से लागू होना: इस संशोधन से पूर्व टैरिफ विनियम के विनियम 9(4) के अनुसार “अनंतिम प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ में भिन्नता और अंतिम प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस टैरिफ के कारण समायोजन डीसीएफ गणना में किया जाएगा और निर्धारित टैरिफ अगली समीक्षा तक संभावित आधार पर ग्राहकों से वसूला जाएगा अर्थात् यदि 30 सितंबर से पूर्व टैरिफ आदेश जारी किया जाता है तो टैरिफ, वित्तीय वर्ष जिसमें टैरिफ आदेश जारी किया जाता है, 1 अप्रैल से लागू होगा अन्यथा टैरिफ अगले वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल से लागू होगा”।
- ग्राहकों को उनकी कीमतों में टैरिफ में वृद्धि/कमी के प्रभाव से निपटने और पूर्वव्यापी प्रभाव से टैरिफ के कार्यान्वयन के कारण किसी भी कठिनाई से बचने और साथ ही टैरिफ में वृद्धि के मामले में ट्रांसपोर्टर द्वारा संबंधित कंपनियों/उपभोक्ताओं से अल्प वसूली के पिछले मुद्दे को समाप्त करने के लिए टैरिफ विनियम के विनियम 9(4) में निम्नलिखित संशोधन किए गए थे:
- “अस्थायी प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ में भिन्नता के कारण समायोजन, अंतिम प्रारंभिक इकाई प्राकृतिक गैस पाइपलाइन प्रशुल्क तथा टैरिफ समीक्षा के अंतर्गत निर्धारित टैरिफ को डीसीएफ गणना में शामिल किया जाएगा तथा निर्धारित प्रशुल्क को अगली समीक्षा तक पूर्व व्यापी प्रभाव से ग्राहकों से वसूला जाएगा अर्थात् टैरिफ उस महीने के बाद, जिसमें टैरिफ आदेश (आंचलिक टैरिफ के लागू होने के मामले में आंचलिक टैरिफ) 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।
- (ड.) 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 अंतर-संबंध को विस्तार या प्रसार या कनेक्टिविटी में अनुबंध, 30 वर्ष का आर्थिक जीवन आदि नहीं माना जाएगा।

3.6 प्रगति समीक्षा बैठकों 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, 2021 से 31 मार्च, 2022 तक की अवधि के दौरान प्राधिकृत कंपनियों के साथ अनुलग्नक '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, 2021 से 31 मार्च, 2022 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	जयगढ़-मैंगलोर	एच-एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	जून 2020	मार्च 2021
2	एन्नोर – तूतीकोरिन	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	फरवरी 2021	फरवरी 2022
3	मेहसाणा-बठिंडा	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड	दिसंबर 2020	जून 2021
4	दादरी-बवाना-नांगल	गेल (इंडिया) लिमिटेड	अप्रैल 2021	मार्च 2022
5	चैनसा-झज्जर-हिसार	गेल (इंडिया) लिमिटेड	मई 2021	दिसंबर 2021

3.8 प्राधिकार रद्द करना/समय-पूर्व बंद करना:

वर्ष 2021-22 के दौरान किसी प्राधिकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को रद्द नहीं किया गया था।

गुरदासपुर में बठिंडा-जम्मू-श्रीनगर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को समय-पूर्व बंद करना: बोर्ड ने बठिंडा –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:

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

3.10 भारत का गैस अवसंरचना मानचित्र

भारत की गैस अवसंरचना – 2021





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 2021-22 में दिए गए प्राधिकार:-

वर्ष 2021-22 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 19(2) के तहत अधिकृत				
1.	बीपीसीएल टर्मिनल, उरण से गेल-पीडीएच-पीपी संयंत्र, उसर	बीपीसीएल टर्मिनल, उरण से गेल-पीडीएच-पीपी संयंत्र, उसर तक समर्पित पाइपलाइन	लंबाई: 44 कि.मी. व्यास: 12" क्षमता: 0.840 एमएमटीपीए	04.02.2022	गेल (इंडिया) लिमिटेड
2.	नुमालीगढ़ रिफाइनरी से दाबिदुबी नुमालीगढ़ में प्रस्तावित रिफाइनरी विस्तार परिसर तक समर्पित पाइप लाइन	नुमालीगढ़ रिफाइनरी से दाबिदुबी में प्रस्तावित रिफाइनरी विस्तार परिसर तक	लंबाई: 13.4 कि.मी व्यास: 8" क्षमता: 600 कंटीपीए	27.12.2021	नुमालीगढ़ रिफाइनरी लिमिटेड

4.1.3 निविदा प्रक्रिया के तहत पेट्रोलियम एंड पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन:-

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	मार्ग	विवरण (लंबाई, क्षमता)	बोली प्रस्तुत करने की अंतिम तिथि
1.	पलवल-जेवर अंतरराष्ट्रीय हवाई अड्डा पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एटीएफ) पाइपलाइन	पलवल-जेवर अंतरराष्ट्रीय हवाई अड्डा	लंबाई: 38 कि.मी. क्षमता: 1 एमएमटीपीए	15.09.2022
2.	एन्नोर - मदुरै पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एलपीजी) पाइपलाइन	एन्नोर - मदुरै	लंबाई: 526 कि.मी. क्षमता: 1.00 एमएमटीपीए	02.08.2022
3.	हल्दिया - पानागढ़ पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एलपीजी) पाइपलाइन	हल्दिया - पानागढ़	लंबाई: 215 कि.मी. क्षमता: 1.20 एमएमटीपीए	11.07.2022





4.1.4 वर्ष 2021-22 में प्रक्रियाधीन ईओआई:

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	मार्ग	विवरण	संस्था	दिनांक
1.	मलकापुर टर्मिनल से हैदराबाद अंतरराष्ट्रीय हवाई अड्डे तक पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एटीएफ) पाइपलाइन	मलकापुर टर्मिनल से हैदराबाद अंतरराष्ट्रीय हवाई अड्डे तक	लंबाई: 59 कि.मी. क्षमता: 0.75 एमएमटीपीए	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	10.05.2022

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 1.4.2021 से निम्नलिखित टैरिफ आदेश जारी किए हैं:

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	पाइपलाइन कंपनी	आदेश की तारीख
1	जामनगर-लोनी एलपीजी पाइपलाइन	गेल (इंडिया) लिमिटेड	31-12-2021
2	मैंगलोर बैंगलोर पाइपलाइन	पेट्रोनेट एमएचबी लिमिटेड	31-12-2021
3	मुंद्रा दिल्ली पाइपलाइन	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	31-12-2021
4	चेन्नई त्रिची मदुरै पाइपलाइन	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	31-12-2021
5	देवनगोंथी देवनहल्ली एटीएफ पाइपलाइन	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	31-12-2021
6	पारादीप रायपुर रांची पाइपलाइन	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	31-12-2021
7	विजाग-सिकंदराबाद एलपीजी पाइपलाइन	गेल (इंडिया) लिमिटेड	18-02-2022
8	उरण-चाकन-शिकरापुर पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	16-06-2022

पीएनजीआरबी ने संशोधन विनियम अधिसूचित करते हुए पूर्व में इन विनियमों का समय-समय पर विस्तार किया है। अंतिम संशोधन विनियम 14 दिसंबर, 2021 को अधिसूचित किया गया था जो 30 सितंबर, 2023 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, 2021 से 31 मार्च, 2022 की अवधि के दौरान प्राधिकृत संस्थाओं के साथ प्रगति समीक्षा बैठकें/सुनवाई की गई जिसका विवरण अनुलग्नक-1 में दिया गया है:



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 अधिकृत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों की समापन अनुसूची का विस्तार:

1 अप्रैल, 2021 से 31 मार्च, 2022 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.	पाइपलाइन का नाम	इकाई का नाम	पूरा होने की निर्धारित तिथि	तक बढ़ाया गया
1	कांडला – गोरखपुर	आईएचबी प्राइवेट लिमिटेड	दिसंबर, 2021	दिसंबर, 2022

4.5 प्रचालन/निर्माण के अंतर्गत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें:

31.03.2022 तक प्रचालन और निर्माणाधीन पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों का विवरण अनुलग्नक-ज में दिया गया है।





भाग 5: गैस व्यापार विनियम

5.1 विनियामक ढांचा

बोर्ड ने पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 42(2) के तहत 1 जुलाई, 2020 को केंद्र सरकार द्वारा जारी निर्देश के अनुपालन में पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (गैस विनियम) विनियम, 2020 बनाया, जिसमें पीएनजीआरबी को धारा 11(अ) 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।

इन विनियमों को 6 मई 2022 को 6 क्षेत्रीय गैस हब बनाने, वर्तमान गैस हब का नाम बदलकर डिलीवरी पॉइंट के रूप में बदलने और नए डिलीवरी पॉइंट्स के निर्माण के लिए अधिसूचित किया गया था।

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 वित्त वर्ष 2021-22 के दौरान 12.14 मिलियन एमएमबीटीयू प्राकृतिक गैस के कारोबार की सूचना दी।



भाग 6: तकनीकी मानक

6.1 विनियामक ढांचा

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 की धारा 11(i) के अनुसार, बोर्ड डाउनस्ट्रीम पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस क्षेत्र से संबंधित पाइपलाइनों और अवसंरचना परियोजनाओं के निर्माण और प्रचालन सहित पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस से संबंधित गतिविधियों में सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विनिर्देशों को विनियमों द्वारा निर्धारित 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. पूर्वनिर्मित आईएसओ कंटेनरों का उपयोग करने वाले प्रतिष्ठानों से तरलीकृत प्राकृतिक गैस (एलएनजी) का वितरण और तरलीकृत प्राकृतिक गैस (एलएनजी) का मोबाइल वितरण।
- iii. तरल ऑटोमोटिव ईंधन की घर-घर जाकर डिलीवरी
- iv. आरओ में इलेक्ट्रिक वाहन (ईवी) चार्जिंग और बैटरी स्वैप सुविधाओं की स्थापना।
- v. मोबाइल रिफ्यूलिंग यूनिट (एमआरयू) से संपीड़ित प्राकृतिक गैस (सीएनजी) का वितरण।

इन विनियमों को मार्च, 2023 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, 2022 तक निम्नलिखित संशोधन किए गए थे:

- i. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्कों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन विनियम, 2009,
- ii. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्कों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन विनियम, 2014,
- iii. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्कों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन, 2015
- iv. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्कों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन विनियम, 2016,
- v. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय गैस वितरण नेटवर्कों 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 (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2021,
- x. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2012,
- xi. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2014,



- xii. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2015,
- xiii. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2018,
- xiv. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2020,
- xv. पीएनजीआरबी (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2017,
- xvi. पीएनजीआरबी (ऑटोमोटिव ईंधन के वितरण के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2020,
- xvii. पीएनजीआरबी (आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) के लिए प्रथा संहिता) संशोधन विनियम, 2015
- xviii. पीएनजीआरबी (आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) के लिए प्रथा संहिता) संशोधन विनियम, 2020
- xix. पीएनजीआरबी (सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों के विकास की प्रक्रिया और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2015,
- xx. पीएनजीआरबी (तकनीकी मानकों के विकास की प्रक्रिया और सुरक्षा मानकों सहित विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2020
- xxi. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) संशोधन विनियम, 2020
- xxii. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) संशोधन विनियम, 2020
- xxiii. पीएनजीआरबी (पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का क्षमता निर्धारण) संशोधन विनियम, 2015, और
- xxiv. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क का क्षमता निर्धारण) संशोधन विनियम, 2020.
- xxv. पीएनजीआरबी (तृतीय पक्ष अनुरूपता मूल्यांकन) संशोधन विनियम, 2021

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, प्रोसेसिंग, भंडारण, प्रचालन, परिवहन, वितरण, पेट्रोलियम वितरण आदि जैसे सभी डाउनस्ट्रीम पेट्रोलियम क्रियाकलापों पर लागू होते हैं।

6.4.2 ईआरडीएमपी विनियम, 2010 की अनुसूची-1 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 ने 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 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 सृष्टि 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, 2021 तक पैनलबद्धता	अप्रैल, 2021 से मार्च, 2022 के दौरान पैनलबद्धता	अप्रैल, 2021 से मार्च, 2022 तक के दौरान समाप्त पैनलबद्धता	अप्रैल, 2022 से जून, 2022 के दौरान पैनलबद्धता	अप्रैल, 2022 से जून, 2022 के दौरान समाप्त पैनलबद्धता	जून, 2022 को पैनलबद्धता
टी4एस विनियम						
नगर गैस वितरण नेटवर्क	15	22	4	5	6	32
प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	12	20	3	4	5	28
पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	10	13	2	4	4	21
एलएनजी सुविधाएं	7	13	2	1	4	15
एलपीजी भंडारण, रखरखाव और बॉटलिंग सुविधाएं	7	14	2	2	5	16
पेट्रोलियम संस्थापन	0	9	0	1	3	7
आईएमएस विनियम						
सीजीडी नेटवर्क	5	12	3	2	3	13
प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	6	11	3	2	3	13
पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	0	0	0	1	0	1
ईआरडीएमपी विनियम						
ईआरडीएमपी	10	12	3	5	4	20



6.5.4 कंपनियों द्वारा तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसियों (टीपीआईए) से कराई गई तकनीकी लेखापरीक्षा 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, 2021 से मार्च, 2022 तक की अवधि के दौरान की गई लेखा परीक्षा/निरीक्षण/प्रमाणन को दर्शाती है:

क्र.सं.	क्षेत्र	मार्च, 2021 तक	अप्रैल, 2021 से मार्च, 2022	कुल
1	नगर गैस वितरण नेटवर्क	164	101	265
2	प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	140	19	159
3	पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	64	14	78
4	एलपीजी भंडारण, रखरखाव और बॉटलिंग सुविधाएं	0	142	142
5	एलएनजी सुविधाएं	0	2	2
6	ईआरडीएमपी	1604	270	1874

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

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, 2021 से मार्च, 2022 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, 2021 से मार्च, 2022	1,53,312	15,580	35	22	73

इसके अलावा, 2021-22 के दौरान 232 सड़क दुर्घटनाएं हुईं जिसके परिणामस्वरूप 108 मौतें हुईं और 91 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:

- आईओसीएल के उज्जैन एलपीजी बॉटलिंग संयंत्र में बड़ी घटना 14.10.2021 को हुई।
- आईओसीएल की हल्दिया रिफाइनरी में आग लगने की बड़ी घटना 21.12.2021 को हुई।
- आवासीय सोसायटी, कलोल, अहमदाबाद में दिनांक 22.11.2020 को एक बड़ी घटना हुई।





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 नगर 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 एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2012
- ख) पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2013
- ग) पीएनजीआरबी (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2021

6.6.2 आईएमएस दस्तावेज प्रस्तुत करने की स्थिति इस प्रकार है:

क्षेत्र	अप्रैल, 2021 से मार्च, 2022 तक कई सुविधाओं के लिए प्राप्त दस्तावेज
नगर गैस वितरण नेटवर्क	50
प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	17
पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें	मार्च, 2022 के बाद दिया गया तृतीय पक्ष एजेंसी (टीपीए) का पैनेल

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 फेडरेशन ऑफ इंडियन चैंबर्स ऑफ कॉमर्स एंड इण्डस्ट्री (फिक्की) द्वारा प्रौद्योगिकी उन्नयन, तैयारी, 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 नए 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 पैनेल 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।



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 आज की तारीख तक बोर्ड के समक्ष निम्नलिखित मामले लंबित हैं:

बोर्ड के मामले

क्र.सं.	मामला संख्या	मामला विवरण	टिप्पणियाँ
1.	विधि / 25 / 2021	सदरमल बगरिया उद्योग बनाम असम गैस कंपनी लिमिटेड और अन्य	लंबित*
2	विधि / 37 / 2021	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड और एजीपी सीजीडी इंडिया प्राइवेट लिमिटेड बनाम आईओसीएल	लंबित*
3	विधि / 25 / 2020	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड बनाम यूएसजी बोरल बिल्डिंग प्रोडक्ट्स (इंडिया) प्रा. लिमिटेड और आईओसीएल	लंबित*
4	विधि / 26 / 2020	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड बनाम हॉन्डा मोटर्स एंड स्कूटर्स इंडिया लि. और आईओसीएल	लंबित*
5	विधि / 24 / 2021	हरियाणा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन (भिवाड़ी) लिमिटेड बनाम गेल	लंबित*
6	विधि / 23 / 2021	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड बनाम भाग्यनगर गैस लिमिटेड	लंबित*
7	विधि / 24 / 2020	आईएमसी लिमिटेड बनाम कामराजर पोर्ट लिमिटेड	लंबित*
8	विधि / 27 / 2020	नवेरिया गैस प्रा. लिमिटेड बनाम गैस अथॉरिटी इंडिया लिमिटेड	लंबित*
9	विधि / 23 / 2020	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड बनाम महेश गैस प्राइवेट लिमिटेड	लंबित*
10	विधि / 22 / 2021	टोरेंट गैस पुणे लिमिटेड बनाम एमएनजीएल	लंबित*
11	विधि / 21 / 2021	थिंक गैस लुधियाना लिमिटेड बनाम जय मधोक एनर्जी प्रा. लिमिटेड	लंबित*
12	विधि / 20 / 2021	हर्ष थापर बनाम मैसर्स गेल गैस लिमिटेड / मुख्य महाप्रबंधक और ओआईसी आगरा / उप महाप्रबंधक (सीजीएम) संचालन एवं रखरखाव	लंबित*
13	विधि / 38 / 2021	मुरुदेश्वर सिरिमिक्स लिमिटेड बनाम मैसर्स गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
14	विधि / 39 / 2021	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम चरोतर गैस सहकारी मंडली लिमिटेड	लंबित*



क्र.सं.	मामला संख्या	मामला विवरण	टिप्पणियां
15	विधि / 40 / 2021	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड बनाम जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	लंबित*
16	विधि / 199 / 2016	एच एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड बनाम इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	लंबित*
17	विधि / 12 / 2019	हल्डयन फाइन ग्लास प्रा. लिमिटेड बनाम जीजीएल	लंबित*
18	विधि / 247 / 2018	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम सेंट गोबैन इंडिया प्राइवेट लिमिटेड	लंबित*
19	विधि / 275 / 2018	भाग्यनगर गैस लिमिटेड बनाम तेल और प्राकृतिक गैस निगम लिमिटेड और मैसर्स रक सेरामिक्स इंडिया प्रा. लिमिटेड	लंबित*
20	विधि / 18 / 2019	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम चरोतर गैस सहकारी मंडली	लंबित*
21	विधि / 19 / 2019	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड बनाम महेश गैस प्रा. लिमिटेड	लंबित*
22	विधि / 17 / 2020	डिब्रूगढ़ टी गैस ग्रिड बनाम असम गैस कंपनी लिमिटेड	लंबित*
23	विधि / 09 / 2019	साबरमती गैस लिमिटेड बनाम गेल	लंबित*
24	विधि / 10 / 2019	साबरमती गैस लिमिटेड बनाम गेल	लंबित*
25	विधि / 237 / 2017	पायनियर गैस पावर लिमिटेड बनाम गेल	लंबित*
26	विधि / 265 / 2018	मैसर्स भाग्य नगर गैस लिमिटेड बनाम मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	लंबित*
27	विधि / 267 / 2018	साबरमती गैस लिमिटेड बनाम क्रिस्टल सिरामिक इंडस्ट्रीज प्रा. लिमिटेड	लंबित*
28	विधि / 264 / 2018	चरोतर गैस सहकारी मंडली लिमिटेड बनाम गेल	लंबित*
29	विधि / 11 / 2019	2019 का विधि 11 जीएसपीसी बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड (2016 की अपील सं. 290 में एपीटीईएल से रिमांड पर)	अनिश्चित काल के लिए
30	विधि / 245 / 2018	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम अडानी गैस लिमिटेड	अनिश्चित काल के लिए
31	विधि / 7 / 2019	जीएसपीएल बनाम एस्सार स्टील (इंडिया) लिमिटेड और हजीरा एलएनजी प्रा. लिमिटेड	अनिश्चित काल के लिए
32	विधि / 13 / 2013	जीएमआर वेमागिरी पावर जनरेशन लिमिटेड बनाम गेल (आई) लिमिटेड	अनिश्चित काल के लिए
33	विधि / 32 / 2013	जीएमआर एनर्जी लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	अनिश्चित काल के लिए
34	विधि / 33 / 2013	लैंको कोंडापाली पावर लिमिटेड बनाम गेल (आई) लिमिटेड	अनिश्चित काल के लिए
35	विधि / 34 / 2013	कोनासीमा गैस लिमिटेड बनाम गेल (आई) लिमिटेड	अनिश्चित काल के लिए
36	विधि / 36 / 2013	जीवीके गौतमी पावर लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	अनिश्चित काल के लिए
37	विधि / 42 / 2013	टाटा पावर दिल्ली डिस्ट्रीब्यूशन लिमिटेड बनाम गेल	अनिश्चित काल के लिए
38	विधि / 43 / 2013	आरजीटीआईएल बनाम गेल	अनिश्चित काल के लिए



क्र.सं.	मामला संख्या	मामला विवरण	टिप्पणियां
39	विधि / 60 / 2013	सीएलपी इंडिया लिमिटेड बनाम जीएसपीएल (सीएलपी अब अपरावा एनर्जी प्रा. लिमिटेड)	अनिश्चित काल के लिए
40	विधि / 13 / 2013	जीएमआर वेमागिरी पावर जनरेशन लिमिटेड बनाम गेल(आई) लिमिटेड	अनिश्चित काल के लिए
41	विधि / 53 / 2013	एस्सार पावर लिमिटेड बनाम जीएसपीएल	अनिश्चित काल के लिए
42	विधि / 37 / 2013	जीवीके इंडस्ट्रीज लिमिटेड बनाम गेल	अनिश्चित काल के लिए
43	विधि / 20 / 2020	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
44	विधि / 21 / 2020	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	लंबित*
45	विधि / 09 / 2022	महानगर बनाम गेल और ओएनजीसी	लंबित*
46	विधि / 07 / 2022	गैस ट्रांसमिशन ऑफ इंडिया लिमिटेड बनाम पीएनजीआरबी	लंबित*
47	विधि / 08 / 2022	एचपीसीएल (समीक्षा याचिका)	लंबित*
48	विधि / 31 / 2021	एजीपी सीजीडी इंडिया प्राइवेट लिमिटेड; एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड (पुनर्विचार याचिका)	लंबित*
49	विधि / 35 / 2021	(क) बागपत ग्रीन एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड; (ख) थिंक गैस बेगूसराय प्राइवेट लिमिटेड; (ग) थिंक गैस भोपाल प्राइवेट लिमिटेड; तथा (घ) थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड (पुनर्विचार याचिका)	लंबित*
50	विधि / 33 / 2021	अदानी टोटल गैस लिमिटेड (पुनर्विचार याचिका)	लंबित*
51	विधि / 32 / 2021	(क) टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड (ख) टोरेंट गैस पुणे लिमिटेड (ग) टोरेंट गैस चेन्नई प्राइवेट लिमिटेड (घ) धौलपुर सीजीडी प्राइवेट लिमिटेड (पुनर्विचार याचिका)	लंबित*
52	विधि / 29 / 2021	गुजरात गैस लिमिटेड (पुनर्विचार याचिका)	लंबित*
53	विधि / 27 / 2021	गुजरात गैस लिमिटेड (पुनर्विचार याचिका)	लंबित*
54	विधि / 34 / 2021	गुजरात गैस लिमिटेड (पुनर्विचार याचिका)	लंबित*
55	विधि / 28 / 2021	गुजरात गैस लिमिटेड (पुनर्विचार याचिका)	लंबित*
56	विधि / 26 / 2021	गुजरात गैस लिमिटेड (पुनर्विचार याचिका)	लंबित*
57	विधि / 30 / 2021	गुजरात गैस लिमिटेड (पुनर्विचार याचिका)	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, 2021 से 31 मार्च, 2022 के दौरान बोर्ड के सदस्यों के नाम और कार्यकाल नीचे दिए गए हैं:

क्र.सं.	पदनाम	नाम	कार्यकाल की अवधि
1	अध्यक्ष	रिक्त	—
2	सदस्य	श्री सतपाल गर्ग	14 अगस्त, 2021 तक
3	सदस्य	श्री गजेंद्र सिंह	14 जून, 2025 तक
4	सदस्य	श्री अंजनी कुमार तिवारी	1 नवंबर, 2026 तक
5	सदस्य (विधि)	श्री अजीत कुमार पांडे	14 मार्च, 2027 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 जनवरी, 2023

8.1.3 बोर्ड की बैठकें:

नीचे दिए गए विवरण के अनुसार 1 अप्रैल, 2021 से 31 मार्च, 2022 तक छह बोर्ड बैठकें आयोजित की गईं:

क्र.सं.	बोर्ड की बैठक सं.	दिनांक
1	105वीं	12.08.2021 और 13.08.2021
2	106वीं	09.12.2021
3	107वीं	28.12.2021
4	108वीं	27.01.2022
5	109वीं	02.03.2022
6	110वीं	28.03.2022

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	उप निदेशक	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, 2021 से 31 मार्च, 2022 की अवधि के दौरान बोर्ड द्वारा 11 परामर्शदाताओं की नियुक्ति की गई थी। 31 मार्च, 2022 को परामर्शदाताओं की स्थिति निम्नानुसार है:

प्रभाग	स्तर-I	स्तर-II	स्तर-III	स्तर-IV
विधि	3	1	-	-
तकनीकी (इंजी.)	15	-	-	-
वित्त	2	2	-	1
प्रशासन	3	-	-	-
कुल	23	3	-	1

8.2.3 वर्ष 2021-22 के दौरान, 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 तथा वैकल्पिक रूप से अल्पकालिक संविदा आधार पर शुरु 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) सुश्री पूर्वा राठौर, सहायक सलाहकार और श्री हर्षिल एल.कथीरिया, 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।
- ख) 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।
- ग) श्री गगन अग्रवाल, उप निदेशक और श्री आशीष रंजन, सहायक परामर्शदाता, श्री हर्षिल एल. कथीरिया, सहायक परामर्शदाता, श्री मोहित बुद्धिराजा, परामर्शदाता और सुश्री पूर्वा राठौर, सहायक परामर्शदाता ने तीन महीने के ऑनलाइन प्रमाणपत्र पाठ्यक्रम -अक्तूबर-दिसंबर, 2021 के दौरान एफओआईआर का विनियामक शासन के दूसरे बैच 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 है 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	श्री के. किट्टप्पा	संयुक्त सलाहकार प्रभारी (निगरानी)
2	प्रशासन, विधि और नोडल	श्री अनिल कुमार गर्ग	संयुक्त सलाहकार (प्रशासन)
3	वाणिज्यिक	श्री पंकज भूटानी	संयुक्त सलाहकार (एफएंडई)
4	प्राधिकार एवं तकनीकी	श्री एस.सी. गुप्ता	संयुक्त सलाहकार (प्राधि.एवं तक.)

पीएनजीआरबी की सचिव सुश्री वंदना शर्मा अपीलीय प्राधिकारी हैं।

8.3.4 आरटीआई/अपीलों का विवरण इस प्रकार है:

अवधि	आरटीआई		अपील	
	प्राप्त	31.03.2022 को लंबित	प्राप्त	31.03.2022 को लंबित
1 अप्रैल, 2021 से 31 मार्च 2022 तक	248	08	24	03

8.4 सतर्कता मामले:

बोर्ड में 2021-22 के दौरान कोई भी सतर्कता मामला विचाराधीन या लंबित नहीं था।

8.5 राजभाषा कार्यान्वयन और प्रोत्साहन

राजभाषा विभाग, गृह मंत्रालय द्वारा जारी वार्षिक कार्यक्रम के लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए हिंदी की प्रगति पर चर्चा और समीक्षा करने के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड नियमित रूप से राजभाषा कार्यान्वयन समिति की तिमाही बैठक आयोजित करता है।

बोर्ड द्वारा कर्मचारियों को अपने दैनिक सरकारी कामकाज में राजभाषा का अधिक से अधिक प्रयोग करने के लिए प्रोत्साहित और प्रेरित करने के लिए विभिन्न गतिविधियों का आयोजन किया गया। हिंदी में प्राप्त पत्रों का उत्तर हिंदी में दिया गया। राजभाषा विभाग द्वारा जारी वार्षिक कार्यक्रम के अनुसार हिंदी में पत्र-व्यवहार आरंभ करने तथा हिंदी में टिप्पण बनाने के लिए निर्धारित लक्ष्य को प्राप्त करने के लिए सभी स्तरों पर प्रयास किए जाते हैं। पीएनजीआरबी की वेबसाइट द्विभाषी में भी अपडेट की जाती है।

वर्ष 2021-22 के दौरान राजभाषा नीति के कार्यान्वयन एवं राजभाषा के प्रयोग को बढ़ावा देने हेतु पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक मंडल द्वारा विभिन्न गतिविधियों का आयोजन किया गया, जिसका विवरण इस प्रकार है:-

- वर्ष के दौरान राजभाषा के उत्तरोत्तर प्रयोग को बढ़ावा देने के लिए और राजभाषा से संबंधित अधिनियमों, नियमों और आदेशों का अनुपालन करने के लिए 4 हिन्दी कार्यशालाओं का आयोजन किया गया, जिनमें "टिप्पण एवं मसौदा लेखन हिन्दी में करने" के लिए प्रशिक्षण प्रदान किया गया और "राजभाषा नियम, अधिनियम एवं नीति" की जानकारी देने के साथ-साथ "संविधान में राजभाषा से संबंधित प्रावधान" और "राजभाषा हिन्दी की तिमाही प्रगति रिपोर्ट भरने" की जानकारी दी गई और इन कार्यशालाओं में कुल 42 कर्मिकों ने भाग लिया।
- भाषाई समरसता के प्रचार-प्रसार और कर्मचारियों को अपने रोजमर्रा के कार्यों में हिन्दी के उत्तरोत्तर प्रयोग के लिए प्रेरित करने हेतु पीएनजीआरबी में दिनांक 14 सितम्बर 2021 से 28 सितम्बर, 2021 तक हिन्दी पखवाड़े का आयोजन किया गया। पखवाड़े के दौरान निम्नलिखित गतिविधियों आयोजित की गई :-
 - दिनांक 14 सितम्बर को पखवाड़े के उद्घाटन समारोह का आयोजन किया गया, इसका शुभारम्भ राजभाषा विभाग से प्राप्त राजभाषा शपथ लेकर किया गया और इस अवसर पर गृह मंत्रालय, भारत सरकार से प्राप्त माननीय गृह मंत्री जी का ऑडियो-वीडियो संदेश सुनवाया गया।



- ख. पखवाड़े के दौरान दिनांक 15.09.2021 को हिन्दी शब्द ज्ञान प्रतियोगिता का आयोजन किया गया, जिसमें 22 कार्मिकों ने भाग लिया।
- ग. दिनांक 17.09.2021 को हिन्दी टंकण प्रतियोगिता का आयोजन किया गया जिसमें कार्मिकों ने उत्साहपूर्वक भाग लिया।
- घ. दिनांक 20.09.2021 को हिन्दी प्रश्नोत्तरी प्रतियोगिता का आयोजन किया गया, जिसमें राजभाषा नियम, अधिनियम एवं नीति एवं राजभाषा से संबंधित प्रश्न पूछे गये तथा इस प्रतियोगिता में 18 कार्मिकों ने भाग लिया।
- ड. दिनांक 22.09.2021 को हिन्दी वाद-विवाद प्रतियोगिता का आयोजन किया गया जिसमें कार्मिकों ने बड़ी संख्या में भाग लिया।
- च. पखवाड़े का समापन समारोह 28 सितंबर, 2021 को आयोजित किया गया। पखवाड़े में सफल कर्मियों को नकद पुरस्कार दिए गए।



हिंदी पखवाड़ा के उद्घाटन समारोह की झलकियां



हिंदी पखवाड़ा के पुरस्कार वितरण समारोह की झलकियां



हिंदी पखवाड़ा में पुरस्कृत विजेता





हिंदी पखवाड़ा के समापन समारोह की झलकियां

3. हिन्दी पखवाड़े के अतिरिक्त राजभाषा के प्रयोग के संवर्धन हेतु आयोजित की गई/की जा रही अन्य गतिविधियों :-
 - क) पीएनजीआरबी ने 15 जुलाई, 2021 को "अंतर्राष्ट्रीय योग दिवस" विषय पर एक हिंदी निबंध प्रतियोगिता का आयोजन किया, जिसमें कर्मियों ने उत्साहपूर्वक भाग लिया। इस प्रतियोगिता में प्रतिस्पर्धात्मक रूप से सफल कर्मियों को वस्तु के रूप में पुरस्कार दिए गए।
 - ख) 18 फरवरी, 2022 को अंग्रेजी-हिंदी वाक्यांश प्रतियोगिता का आयोजन किया गया, जिसमें 14 कर्मियों ने भाग लिया। इस प्रतियोगिता में भी प्रतियोगी रूप से सफल कर्मियों को वस्तु रूप में पुरस्कार प्रदान किए गए।
 - ग) राजभाषा अधिनियम 1963 की धारा 3(3) में उल्लिखित सभी संबंधित दस्तावेजों को द्विभाषी अर्थात हिन्दी तथा अंग्रेजी में जारी किया गया।
 - घ) हिन्दी पढ़ने के लिए प्रोत्साहित करने हेतु पुस्तकालय के लिए पर्याप्त संख्या में हिन्दी पुस्तकें खरीदी गई हैं।
 - छ) राजभाषा हिन्दी के ज्ञान को बढ़ाने के लिए नोटिस बोर्ड पर साप्ताहिक आधार पर पाँच नए अंग्रेजी शब्दों को उनके हिन्दी अनुवाद के साथ दर्शाया जाता है।
4. पीएनजीआरबी कार्यालय नगर राजभाषा कार्यान्वयन का सदस्य भी है। नराकास द्वारा आयोजित प्रत्येक छमाही बैठक में पीएनजीआरबी के कार्यालयाध्यक्ष तथा विभागाध्यक्ष ने भाग लिया और बैठक में लिये गए निर्णयों पर अनुपालानार्थ कार्रवाई करने एवं कार्यालय के दैनिक कामकाज में हिन्दी के उपयोग को अधिकतम करने के लिए सतत एवं सघन प्रयास किए गए हैं।



8.6 नए विनियम/संशोधित किए गए विनियम

8.6.1 पीएनजीआरबी ने 1 अप्रैल, 2021 से 31 मार्च, 2022 की अवधि के दौरान निम्नलिखित विनियम/संशोधन विनियम जारी किए हैं:

क्र.सं.	विषय	राजपत्र क्र.सं.	राजपत्र में प्रकाशन की तारीख
1	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2021	383	27.08.2021
2	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क) संशोधन विनियम, 2021	384	27.08.2021
3	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (शुल्क प्रभार और अन्य प्रभार) संशोधन विनियम, 2021	385	27.08.2021
4	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (कंपनियों को नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, प्रचालन या विस्तार करने के लिए 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
6	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परिवहन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2021	648	14.12.2021
7	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (परामर्शदाताओं की नियुक्ति) संशोधन विनियम, 2021	689	30.12.2021
8	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (कंपनियों को नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, प्रचालन या विस्तार करने के लिए अधिकृत करना) संशोधन विनियम, 2022	89	15.02.2022



भाग 9: वित्त और लेखा

9.1 अन्य प्रभार वसूली

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 वसूली) विनियम, 2007 बनाया जिसे 26 नवंबर 2007 को अधिसूचित किया गया था। बाद में अन्य प्रभार विनियमों में संशोधन किया गया तथा उन्हें 07 जून 2010, 21 जून 2013, 3 जनवरी 2019, 13 मई 2020, 28 सितंबर, 2020, 27 अगस्त, 2021 और 2 अगस्त, 2022 को अधिसूचित किया गया।

9.1.2 दिनांक 2 अगस्त 2022 की अधिसूचना के माध्यम से, विनियमों में अनुबंध कनेक्टिविटी पाइपलाइन के लिए आवेदन शुल्क, और अन्य कंपनी के पक्ष में प्राधिकार के त्याग के लिए आवेदन शुल्क और 51% से कम इक्विटी शेयरधारिता/हिस्सेदारी आदि के हस्तांतरण के लिए आवेदन शुल्क को शामिल किया गया है।

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, 2022 तक 687 करोड़ रुपए (पीएनजीआरबी निधि – 379.82 करोड़ रुपए तथा असमान और अतिव्यय प्रभार निधि – 307.18 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 एवं 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 रुपए की अनुदान की तुलना में 3.48 करोड़ रुपए) प्राप्त किया 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 से 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 पीएनजीआरबी (सामान्य वाहक या संविदा वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए एक्सेस कोड) संशोधन विनियम, 2019 को अधिसूचित किया है। उक्त संशोधन के संदर्भ में ट्रांसपोर्टों 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 ट्रांसपोर्टों 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। बोर्ड ने



16 जून, 2022 को "असंतुलन/अतिव्यय प्रभार निधि के उपयोग के लिए दिशानिर्देश" तैयार किए हैं जो वित्त वर्ष 2022-23 से प्रभावी हैं।

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

रुपए करोड़ में

	वित्त वर्ष 2021-22
वर्ष की शुरुआत में शेष	
वर्ष के दौरान कंपनियों द्वारा हस्तांतरित	14.84
वर्ष के दौरान प्राप्त और अर्जित ब्याज	16.01
वर्ष के अंत में शेष राशि	317.00
में निवेश किया गया:	
बैंकों के पास सावधि जमा (फिक्सड डिपॉजिट)	
अर्जित ब्याज लेकिन देय नहीं	307.18
	9.82

9.5 पांच वर्ष की वित्तीय विशेषताएं

रुपए करोड़ में

	वित्त वर्ष 2017-18	वित्त वर्ष 2018-19	वित्त वर्ष 2019-20	वित्त वर्ष 2020-21	वित्त वर्ष 2021-22
भारत सरकार से अनुदान-सहायता	18.34	28.71	19.10	3.48	0.00
ब्याज	7.45	12.29	17.72	17.29	17.54
अन्य प्रभारों की वसूली (गत वर्षों और अधिभार सहित)	2.56	4.13	23.70	23.03	23.40
सीजीडी नेटवर्क और पाइपलाइन के लिए आवेदन शुल्क	0.85	74.63	1.70	0.92	87.50
अन्य प्राप्तियां	27.70	2.13	4.48	5.34	7.54
कूल सकल प्राप्तियां	56.90	121.89	66.70	50.06	135.98
व्यय (पिछले वर्षों सहित)	17.99	37.33	26.43	25.40	27.32
निवल प्राप्तियां	38.91	84.56	40.27	24.66	108.66
मूल्यह्रास	0.10	0.30	0.44	0.56	0.42
पिछले वर्षों के लिए आयकर का प्रावधान	7.78	2.17	(5.31)	-	-
पीएनजीआरबी निधि में अंतरित किया गया निवल अधिशेष	31.03	82.09	45.14	24.10	108.24

9.6 खातों का वार्षिक विवरण

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय ने 5 जून, 2020 की अधिसूचना द्वारा पीएनजीआरबी (वार्षिक विवरण और लेखा रिकॉर्ड) संशोधन नियम, 2020 प्रकाशित किया। वित्तीय वर्ष 2021-22 के लिए खातों का वार्षिक विवरण संशोधित नियमों में निर्धारित प्रारूप के अनुसार तैयार किया गया है।

वित्तीय वर्ष 2021-22 के लिए खातों का वार्षिक विवरण सीएंडएजी द्वारा लेखा परीक्षित किया गया है। यह संलग्न है। ये भारत के नियंत्रक एवं महालेखा परीक्षक (सीएंडएजी) की पृथक लेखापरीक्षा रिपोर्ट सहित संलग्न हैं।





पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

31 मार्च, 2022 को तुलन-पत्र

(रुपए लाख में)

कॉर्पस/पूँजीगत निधि और देयताएं	अनुसूची	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
कॉर्पस/पूँजीगत निधि		35,519.65	24,773.30
रिजर्व और अधिशेष	2	-	-
निर्धारित/अक्षय निधि	3	-	-
सुरक्षित ऋण और उधार	4	-	-
असुरक्षित ऋण और उधार	5	-	-
आस्थगित ऋण देयताएं	6	-	-
वर्तमान देनदारियां और प्रावधान	7	36,381.44	35,772.12
कुल		71,901.09	60,545.42
परिसंपत्तियां			
अचल परिसम्पत्तियां	8	120.87	144.46
निवेश-निर्धारित/बंदोबस्ती निधियों से	9	-	-
निवेश-अन्य	10	-	-
वर्तमान संपत्ति, ऋण, अग्रिम आदि।	11	71,780.22	60,400.96
विविध व्यय		-	-
(उस सीमा तक जिसे बट्टे खाते में नहीं डाला गया या समायोजित नहीं किया गया)			
कुल		71,901.09	60,545.42
महत्वपूर्ण लेखांकन नीतियां	24		
आकस्मिक देयताएं और लेखा टिप्पणियां	25		

पंकज भूटानी
संयुक्त सलाहकार

वंदना शर्मा
सचिव

ए.के. तिवारी
सदस्य

गजेन्द्र सिंह
सदस्य

स्थान: नई दिल्ली
दिनांक: 28 जून 2022



पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

31 मार्च, 2022 को तुलन-पत्र

(रुपए लाख में)

	अनुसूची	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
आय			
बिक्री/सेवाओं से आय	12	11,785.80	2,886.61
अनुदान/सब्सिडी	13	-	348.46
शुल्क या अंशदान	14	-	-
निवेश से आय (निर्धारित या एंडोव निधियों से निवेश पर आय। निधियों का कोश में हस्तांतरण)	15	-	-
रॉयल्टी, प्रकाशन आदि से आय	16	-	-
अर्जित ब्याज	17	1,754.32	1,728.49
अन्य आय	18	29.93	6.92
तैयार माल और चालू कार्यों के स्टॉक में वृद्धि या (कमी)	19		
पूर्व अवधि आय (अनुबंध-क)		27.46	35.58
कुल (क)		13,597.51	5,006.06
व्यय			
स्थापना व्यय	20	1,200.84	1,169.91
अन्य प्रशासनिक व्यय आदि	21	1,525.13	1,361.33
अनुदान, सब्सिडी आदि पर व्यय	22	-	-
ब्याज	23	0.08	
मूल्यहास (वर्ष के अंत में निवल योग-अनुसूची 8 के अनुरूप)		41.84	56.31
पूर्व अवधि व्यय (अनुबंध-क)		5.77	9.48
कुल (ख)		2,773.66	2,597.03
व्यय से अधिक आय का शेष (क-ख)		10,823.85	2,409.03
विशेष रिजर्व में अंतरण (प्रत्येक निर्दिष्ट करें)		-	-
सामान्य रिजर्व में या से स्थानांतरण		-	-
शेष राशि अधिशेष/(घाटा) कॉर्पस/पूंजी निधि में अग्रणीत		10,823.85	2,409.03
महत्वपूर्ण लेखांकन नीतियां	24		
आकस्मिक देयताएं और लेखा टिप्पणियां	25		

पंकज भूटानी
संयुक्त सलाहकार

वंदना शर्मा
सचिव

ए.के. तिवारी
सदस्य

गजेन्द्र सिंह
सदस्य

स्थान: नई दिल्ली

दिनांक: 28 जून 2022



31 मार्च, 2022 तक तुलन-पत्र का भाग बनने वाली अनुसूचियाँ

(रुपए लाख में)

अनुसूची-1 कार्पस या पूंजीगत निधि:	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
पीएनजीआरबी निधि		
वर्ष के प्रारंभ में शेष राशि	24,773.30	22,364.27
जोड़ें: कॉर्पस या पूंजीगत निधि के लिए अंशदान		
जोड़ें(कटौती): आय और व्यय खाते से हस्तांतरित निवल आय(व्यय) का संतुलन	10,823.85	2,409.03
जोड़ें(कटौती): आय और व्यय खाते से हस्तांतरित शुद्ध आय(व्यय) का संतुलन		
घटाएं: भुनाया गया पीबीजी रिफंड (अनुलग्नक ख)	(77.50)	-
वर्ष के अंत में बकाया	35,519.65	24,773.30

(रुपए लाख में)

अनुसूची 2 – रिजर्व और अधिशेष:	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1. पूंजीगत रिजर्व	-	-
2. पुनर्मूल्यांकन रिजर्व	-	-
3. विशेष रिजर्व	-	-
4. सामान्य रिजर्व	-	-
कुल	-	-

(रुपए लाख में)

अनुसूची 3 – निर्धारित/अक्षेय निधियाँ	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क) निधियों का आरंभिक शेष	-	-
ख) निधियों में वृद्धि:		
i. दान या अनुदान	-	-
ii. निधियों के खाते में किए गए निवेश से आय	-	-
iii. अन्य वृद्धि (प्रकृति निर्दिष्ट करें)	-	-
कुल (क+ख)	-	-
ग) निधियों के उद्देश्यों के प्रति उपयोगिता या व्यय		
i. पूंजीगत व्यय	-	-
ii. राजस्व व्यय	-	-
कुल	-	-
कुल (ग)	-	-
वर्ष के अंत में निवल शेष (क+ख-ग)	-	-

टिप्पणियाँ

- 1.) अनुदान से जुड़ी शर्तों के आधार पर संबंधित शीर्षों के तहत प्रकटीकरण किया जाएगा।
- 2.) केंद्र/राज्य सरकारों से प्राप्त योजना निधियों को अलग निधियों के रूप में दिखाया जाना चाहिए और किसी अन्य निधियों के साथ मिलाया नहीं जाना चाहिए।



(रुपए लाख में)

अनुसूची 4 – सुरक्षित ऋण और उधार	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1. केंद्र सरकार	-	-
2. राज्य सरकार (निर्दिष्ट करें)	-	-
3. वित्तीय संस्थान	-	-
क) सावधि ऋण	-	-
ख) उपार्जित और देय ब्याज	-	-
4. बैंक :	-	-
क) सावधि ऋण	-	-
– उपार्जित और बकाया ब्याज	-	-
ख) अन्य ऋण (निर्दिष्ट करें)	-	-
– उपार्जित और बकाया ब्याज	-	-
5. अन्य संस्थान और एजेंसियां	-	-
6. डिबेंचर और बांड	-	-
7. अन्य (निर्दिष्ट करें)	-	-
कुल	-	-
टिप्पणी: एक वर्ष के भीतर देय राशि		

(रुपए लाख में)

अनुसूची 5 – असुरक्षित ऋण और उधार	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1. केंद्र सरकार	-	-
2. राज्य सरकार (निर्दिष्ट करें)	-	-
3. वित्तीय संस्थान	-	-
4. बैंक	-	-
क) सावधि ऋण	-	-
ख) अन्य ऋण (निर्दिष्ट करें)	-	-
5. अन्य संस्थाएं और एजेंसियां	-	-
6. डिबेंचर और बांड	-	-
7. सावधि जमा	-	-
8. अन्य (निर्दिष्ट करें)	-	-
कुल	-	-
टिप्पणी: एक वर्ष के भीतर देय राशि		





(रुपए लाख में)

अनुसूची 6 – आस्थगित ऋण देयताएं	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क) पूंजी उपकरण और अन्य परिसंपत्तियों को गिरवी रखकर सुरक्षित स्वीकृतियां	-	-
ख) अन्य	-	-
कुल	-	-

टिप्पणी: एक वर्ष के भीतर देय राशि

(रुपए लाख में)

अनुसूची 7 – वर्तमान देयताएं एवं प्रावधान	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क. वर्तमान देयताएं		
1. स्वीकृतियां	-	-
2. विविध लेनदार		
क) माल के लिए	-	-
ख) अन्य	103.39	123.25
3. प्राप्त अग्रिम	0.19	-
4. अर्जित ब्याज लेकिन देय नहीं:		
क) सुरक्षित ऋण/उधार	-	-
ख) असुरक्षित ऋण/उधार	-	-
5. सांविधिक देयताएं		
क) अतिदेय	-	-
ख) अन्य	31.42	31.75
6. अन्य चालू देयताएं		
क) असंतुलन और अधिक प्रभार जमा (अनुसूची 25 "लेखा टिप्पणियों" का नोट सं. 7 देखें)	31,700.36 1,292.36	28,614.96 1,513.54
ख) शुल्क वसूली के तहत ब्याज मुक्त जमा राशि और अन्य शुल्क विनियम, 2007	2,525.19	2,319.62
ग) प्राप्त प्रतिभूति जमा	35,652.91	32,603.12
कुल (क)		
ख. प्रावधान		
1. कराधान के लिए	-	-
2. उपदान	-	-
3. अधिवर्षिता/पेंशन	-	-
4. व्यापार वारंटी/दावा		
5. अन्य	677.50	3,130.00
क) अग्रिम-मुकदमों के तहत भुनाई गई पीबीजी (अनुसूची 25 "लेखा टिप्पणियों" में टिप्पणी सं. 3 देखें)	51.03 728.53	39.00 3,169.00
ख) व्यय के लिए प्रावधान	36,381.44	35,772.12
कुल (ख)		
कुल (क+ख)		



(रुपए लाख में)

अनुसूची 8 – स्थिर परिसंपत्तियां विवरण	सकल ब्लॉक			मूल्यहास				निवल ब्लॉक		
	1 अप्रैल 2021 तक	वर्ष के दौरान जमा	वर्ष के दौरान कटौती	31 मार्च 2022 तक	1 अप्रैल, 2021 तक	वर्ष के लिए मूल्यहास	हटाया गया	31 मार्च, 2022 तक	31 मार्च, 2022 तक	1 अप्रैल, 2021 तक
क. नियत परिसंपत्तियां:										
कार्यालय उपकरण	96.41	3.72	0.25	99.88	28.72	16.77	0.15	45.34	54.54	67.69
फर्नीचर और फिक्स्चर	15.17	4.90	0.03	20.04	3.65	1.50	-	5.15	14.89	11.52
कंप्यूटर सहायक उपकरण	69.12	2.96	1.13	70.95	51.85	8.47	1.09	59.23	11.72	17.27
कंप्यूटर सॉफ्टवेयर	58.04			58.04	49.63	5.78	-	55.41	2.63	8.41
नेटवर्क और सर्वर	102.84	6.84		109.68	63.27	9.32	-	72.59	37.09	39.57
पुस्तक और प्रकाशन	0.52	-	0.52	-	0.52	-	0.52	-	-	-
योग	342.10	18.42	1.93	358.59	197.64	41.84	1.76	237.72	120.87	144.46
पिछला वर्ष	585.40	92.41	335.71	342.10	465.15	57.10	324.61	197.64	144.46	120.25
ख. चल रहा पूंजीगत कार्य	-								-	
कुल	342.10								120.87	144.46





(रुपए लाख में)

अनुसूची 9 – निर्धारित/अक्षय निधियों से निवेश	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1. सरकारी प्रतिभूतियों में	-	-
2. अन्य अनुमोदित प्रतिभूतियां	-	-
3. शेयर	-	-
4. डिबेंचर और बांड	-	-
5. सहायक कंपनियों और संयुक्त उद्यम	-	-
6. अन्य (निर्दिष्ट किया जाए)	-	-
कुल	-	-

(रुपए लाख में)

अनुसूची 10 – निवेश-अन्य	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1. सरकारी प्रतिभूतियों में	-	-
2. अन्य अनुमोदित प्रतिभूतियां	-	-
3. शेयर	-	-
4. डिबेंचर और बांड	-	-
5. सहायक कंपनियों और संयुक्त उद्यम	-	-
6. अन्य (निर्दिष्ट किया जाए)	-	-
कुल	-	-

(रुपए लाख में)

अनुसूची 11 – वर्तमान परिसंपत्तियां, ऋण, अग्रिम आदि	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क. वर्तमान संपत्तियां:		
1. वस्तुसूचियां		
क) भंडार और अतिरिक्त पुर्जे	-	-
ख) खुले औजार	-	-
ग) स्टॉक-इन-ट्रेड	-	-
तैयार माल	-	-
कार्य प्रगति पर	-	-
कच्चा माल	-	-
2. विविध देनदार:		
क) छह महीने से अधिक की अवधि के लिए बकाया ऋण	560.80	346.71
ख) अन्य	27.71	18.53
3. हाथ में नकद शेष (चैक/ड्राफ्ट और अग्रदाय सहित)	-	-
4. बैंक में शेष:		
क) अनुसूचित बैंकों के साथ:		
- चालू खातों पर		
क) पीएनजीआरबी निधि	85.28	9.26
ख) असंतुलन और अतिरिक्त व्यय प्रभार	0.10	0.42
- जमा खातों पर (मार्जिन राशि शामिल है)		
क) पीएनजीआरबी निधि	35,232.42	27,908.23
ख) असंतुलन और अतिरिक्त व्यय प्रभार	30,718.49	27,589.04
ग) सीएलटीडी पीएनजीआरबी निधि	387.92	127.27



अनुसूची 11 – वर्तमान परिसंपत्तियां, ऋण, अग्रिम आदि	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
घ) सीएलटीडी एस्करो खाता	-	183.43
ड.) एपीटीईएल द्वारा निर्देशित (अनुसूची 25 में टिप्पणी सं. 2 "लेखा टिप्पणियां" देखें)	2,361.59	2,244.22
- बचत खातों पर		
क) अर्जित ब्याज		
- पीएनजीआरबी निधि	1,317.01	1,005.81
- असंतुलन और अतिरिक्त व्यय प्रभार	981.77	810.77
- एपीटीईएल	60.91	57.78
ख) गैर-अनुसूचित बैंकों में:		
- चालू खातों पर	-	-
- जमा खातों पर	-	-
- बचत खातों पर	-	-
5. डाकघर बचत खाते	-	-
कुल (क)	71,734.00	60,301.47

(रुपए लाख में)

ख. ऋण, अग्रिम और अन्य परिसंपत्तियां	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1. ऋण:		
क) कर्मचारी		-
ख) कंपनी के समान गतिविधियों/उद्देश्यों में लगी अन्य कंपनियां	-	-
ग) अन्य (निर्दिष्ट करें)	-	-
2. नकद या वस्तु के रूप में या प्राप्त किए जाने वाले मूल्य के लिए वसूली योग्य अग्रिम और अन्य राशियां:		
क) पूंजीगत खाते पर	-	-
ख) पूर्व भुगतान	7.13	7.95
ग) अन्य		
i) जमानत राशि का भुगतान	0.06	0.06
ii) स्रोत पर कर कटौती		
- पीएनजीआरबी निधि	29.43	40.03
- असंतुलन और अधिक व्यय शुल्क	-	31.30
- अन्य	-	1.30
iii) अन्य विविध देनदार		
- छह महीने से अधिक की अवधि के लिए जीईईसीएल	0.45	0.45
- जीईईसीएल अन्य	0.70	-
iv) राष्ट्रीय भवन निर्माण निगम लिमिटेड	75.78	75.78
घटाएं: संदिग्ध वसूली के लिए प्रावधान	(75.78)	(75.78)
(अनुसूची 25 में टिप्पणी सं. 9 "लेखा टिप्पणियां" देखें)	-	-
v) कर्मचारियों को अग्रिम	3.54	0.98
vi) आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों को अग्रिम	-	10.88
vii) बिक्री/निपटान के लिए धारित संपत्ति	0.38	6.54
viii) लेनदारों से वसूली योग्य टीडीएस	4.53	-
ix) हाथ में स्टॉक (उपभोग्य)		





ख. ऋण, अग्रिम और अन्य परिसंपत्तियां	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
3. अर्जित आय:		
क) निर्धारित/अक्षय निधियों से निवेश पर	-	-
ख) निवेश पर अन्य	-	-
ग) ऋण और अग्रिम पर	-	-
घ) अन्य	-	-
4. प्राप्य दावे	-	-
कुल (ख)	46.22	99.49
कुल (क+ख)	71,780.22	60,400.96

31 मार्च, 2022 को समाप्त वर्ष के लिए आय और व्यय का भाग बनने वाली अनुसूचियां

(रुपए लाख में)

अनुसूची 12 – बिक्री/सेवाओं से आय	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1) बिक्री से आय		
क) तैयार माल की बिक्री	-	-
ख) कच्चे माल की बिक्री	-	-
ग) कबाड़ की बिक्री	-	-
2) सेवाओं से आय		
क) श्रम और प्रोसेसिंग शुल्क	-	-
ख) पेशेवर/परामर्श सेवाएं	-	-
ग) एजेंसी कमीशन और ब्रोकरेज	-	-
घ) रखरखाव सेवाएं (उपकरण/संपत्ति)	-	-
ड.) अन्य (निर्दिष्ट करें)	-	-
i) शुल्क और अन्य प्रभार		
– सीजीडी नेटवर्क और पाइपलाइनों के लिए आवेदन शुल्क	8,750.00	92.00
– अन्य शुल्क लगाना	2,257.67	2,205.65
– अन्य शुल्कों पर अधिभार	54.58	61.85
– तृतीय पक्ष निरीक्षण शुल्क	42.50	40.00
– शिकायत शुल्क	12.00	16.02
– विविध सेवाओं के लिए शुल्क	9.05	10.59
– गैस एक्सचेंज के लिए आवेदन शुल्क	-	3.00
ii) जुर्माना		
– दंड	660.00	457.50
कुल	11,785.80	2,886.61

(रुपए लाख में)

अनुसूची 13 – अनुदान/सब्सिडी	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
(अपरिवर्तनीय अनुदान और सब्सिडी प्राप्त)		
1) केंद्र सरकार	-	348.46
2) राज्य सरकार(रें)	-	-
3) सरकारी एजेंसियां	-	-
4) अंतर्राष्ट्रीय संगठन	-	-
5) अन्य (निर्दिष्ट करें) – कॉर्पस/पूजोगत निधि से समायोजित राशि	-	-
कुल	-	348.46



(रुपए लाख में)

अनुसूची 14 – शुल्क/ अंशदान	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1. प्रवेश शुल्क	-	-
2. वार्षिक शुल्क/अंशदान	-	-
3. सेमिनार/कार्यक्रम शुल्क	-	-
4. परामर्श शुल्क	-	-
5. अन्य (निर्दिष्ट करें)	-	-
कुल	-	-
टिप्पणी: प्रत्येक मद के लिए लेखांकन नीतियों का खुलासा किया जाना है।		

(रुपए लाख में)

अनुसूची 15 – निवेश से आय	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
(निवेश पर आय। निर्धारित/अक्षय निधियों से निधियों में अंतरित)		
1.) ब्याज		
क) सरकारी प्रतिभूतियों पर	-	-
ख) अन्य बांड/डिबेंचर	-	-
2.) लाभांश		
क) शेयरों पर	-	-
ख) म्यूचुअल फंड प्रतिभूतियों पर	-	-
3.) किराया	-	-
4.) अन्य (निर्दिष्ट करें)	-	-
कुल	-	-
निर्धारित/अक्षय निधियों में अंतरित	-	-

(रुपए लाख में)

अनुसूची 16 – रॉयल्टी, प्रकाशन आदि से आय	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1) रॉयल्टी से आय	-	-
2.) प्रकाशनों से आय	-	-
3.) अन्य (निर्दिष्ट करें)	-	-
कुल	-	-





(रुपए लाख में)

अनुसूची 17 – अर्जित ब्याज	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1) सावधि जमा पर:		
क) अनुसूचित बैंकों में	1,754.32	1,728.49
ख) गैर-अनुसूचित बैंकों में	-	-
ग) संस्थानों में	-	-
घ) अन्य	-	-
2) बचत खातों में:		
क) अनुसूचित बैंकों में	-	-
ख) गैर-अनुसूचित बैंकों में	-	-
ग) डाकघर बचत खाते	-	-
घ) अन्य	-	-
3) ऋण पर:		
क) कर्मचारी / कर्मचारी	-	-
ख) अन्य	-	-
4) देनदारों और अन्य प्राप्तियों पर ब्याज	-	-
कुल	1,754.32	1,728.49

टिप्पणी – स्रोत पर कर कटौती दर्शाई जाए

(रुपए लाख में)

अनुसूची 18 – अन्य आय	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1) परिसंपत्तियों की बिक्री / निपटान पर लाभ		
क) स्वामित्व वाली परिसंपत्ति	0.04	0.14
ख) अनुदान से अर्जित या निःशुल्क प्राप्त संपत्तियां	-	-
2) प्राप्त निर्यात प्रोत्साहन	-	-
3) विविध सेवाओं के लिए शुल्क	-	-
4) विविध आय –		
क) आय कर रिफंड पर ब्याज	3.83	6.09
ख) कम्प्यूटर किराया प्रभार की वसूली	-	0.02
ग) निविदा दस्तावेजों की बिक्री	23.93	0.20
घ) आरटीआई शुल्क	0.02	0.02
ड.) अन्य	2.11	0.45
कुल	29.93	6.92

(रुपए लाख में)

अनुसूची 19 – तैयार माल के स्टॉक में वृद्धि / (कमी)	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क) अंतिम स्टॉक	-	-
– तैयार माल	-	-
– कार्य प्रगति पर	-	-
ख) घटाएं: प्रारंभिक स्टॉक	-	-
– तैयार माल	-	-
– कार्य प्रगति पर	-	-
निवल वृद्धि / (कमी) (क-ख)	-	-



(रुपए लाख में)		
अनुसूची 20 – स्थापना व्यय	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
(क) वेतन और मजदूरी	1,173.93	1,159.55
(ख) भत्ते और बोनस	-	-
(ग) भविष्य निधि में अंशदान	-	-
(घ) अन्य निधि में योगदान (निर्दिष्ट करें)	-	-
(ङ) कर्मचारी कल्याण व्यय	-	-
(च) कर्मचारी की सेवानिवृत्ति और सेवांत लाभों पर व्यय	15.33	6.00
(छ) अन्य		
i) चिकित्सा व्यय	0.50	0.24
ii) अवकाश का नकद भुगतान	4.13	4.00
iii) अवकाश यात्रा रियायत	0.75	0.05
iv) प्रशासनिक और ईडीएलआईएस शुल्क	0.21	-
v) ब्रीफ केस	-	0.07
vi) स्थानांतरण लाभ दावा	5.99	-
कुल	1,200.84	1,169.91



(रुपए लाख में)		
अनुसूची 21 – अन्य प्रशासनिक व्यय आदि	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
(क) खरीद	-	-
(ख) श्रम और प्रोसेसिंग व्यय	-	-
(ग) कार्टेज और आंतरिक दुलाई	-	-
(घ) बिजली और पॉवर	9.67	8.30
(ङ.) बीमा	-	-
(च) मरम्मत और रखरखाव	4.39	4.98
(छ) उत्पाद शुल्क	-	-
(ज) किराया, दरें और कर	632.84	693.53
(झ) वाहन चलाना और रखरखाव	7.43	13.67
(ञ) डाक, टेलीफोन और संचार शुल्क	8.84	10.00
(ट) मुद्रण और स्टेशनरी	18.58	11.85
(ठ) यात्रा और परिवहन व्यय	12.53	(1.56)
(ड) सेमिनार/कार्यशालाओं पर व्यय	-	-
(ढ) सदस्यता व्यय	1.95	1.84
(ण) लेखा परीक्षक पारिश्रमिक	11.00	(7.86)
(त) आतिथ्य व्यय	20.63	16.16
(थ) पेशेवर शुल्क	626.50	469.11
(द) अशोध्य और संदिग्ध ऋणों/अग्रिमों के लिए प्रावधान	-	-
(ध) बड़े खाते में डाला गया गैर-वसूली योग्य बकाया	-	-
(न) पैकिंग प्रभार	-	-
(प) माल दुलाई और अग्रेषण व्यय	-	-
(फ) वितरण व्यय	-	-
(ब) विज्ञापन और प्रचार	22.29	40.37
(भ) अन्य		
क) आकस्मिक श्रम व्यय	71.33	67.74
ख) हिन्दी राजभाषा व्यय	0.24	0.23
ग) विविध व्यय	1.94	4.16
घ) अखबार	0.29	0.17
ङ.) सुरक्षा व्यय	23.53	23.09
च) जल प्रभार	1.05	0.91
छ) स्थल प्रभार	26.48	-
ज) आईटी व्यय	13.52	4.64
झ) परिसंपत्तियों की बिक्री से हानि	10.10	-
कुल	1,525.13	1,361.33



(रुपए लाख में)

अनुसूची 22 – अनुदान, सब्सिडी आदि पर व्यय	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क) संस्थाओं/संगठनों को दिया गया अनुदान	-	-
ख) संस्थाओं/संगठनों को दी जाने वाली सब्सिडी	-	-
कुल	-	-
टिप्पणी- कंपनियों के नाम, उनकी गतिविधियों के साथ-साथ अनुदानों/सब्सिडी की संख्या का खुलासा किया जाए।		

(रुपए लाख में)

अनुसूची 23 – ब्याज	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क) नियत ऋणों पर	-	-
ख) अन्य ऋणों पर (बैंक प्रभारों सहित)	-	-
ग) अन्य – एनपीएस पर ब्याज	0.08	-
कुल	0.08	-

(रुपए लाख में)

अनुलग्नक-क पूर्व अवधि समायोजन खाता	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
आय		
- अन्य प्रभार लगाना	17.34	32.72
- अन्य शुल्कों पर अधिभार	10.12	2.86
कुल आय (क)	27.46	35.58
व्यय		
-घरेलू यात्रा	-	0.07
-सूचना प्रौद्योगिकी व्यय	2.49	1.22
-व्यावसायिक व्यय – विधि	3.28	2.40
-पेशेवर	-	0.89
-सदस्यता	-	0.32
-टेलीफोन कार्यालय	-	3.79
-मूल्यहास	-	0.79
कुल व्यय (ख)	5.77	9.48
व्यय की तुलना में शुद्ध पूर्व अवधि आय (क-ख)	21.69	26.10

(रुपए लाख में)

अनुबंध-ख प्रतिधारित आय समायोजन	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
एपीटीईएल आदेश के अनुसार भुनाई गई पीबीजी निधियां	77.50	-
कुल	77.50	-



अनुसूची 24 – महत्वपूर्ण लेखांकन नीतियां

1. वार्षिक लेखा विवरण पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (लेखा और अभिलेखों का वार्षिक विवरण) नियम, 2017 में यथासंशोधित 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 संबद्ध 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/राजसहायता 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:**
 - 6.1 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।
 - 6.2 सरकारी क्षेत्र के उपक्रमों से प्रतिनियुक्ति पर आए कर्मचारियों के संबंध में प्रावधान मूल कंपनी द्वारा किया जाता है और संबद्ध कंपनियाँ पीएनजीआरबी बोर्ड से इसका दावा करती हैं।
 - 6.3 केंद्र सरकार से प्रतिनियुक्ति पर आए कर्मचारियों के संबंध में अवकाश वेतन और पेंशन अंशदान जैसे सेवानिवृत्ति लाभों को प्रोद्भव आधार पर हिसाब में लिया जाता है।
7. **पूर्व अवधि समायोजन:** पिछले वर्षों की आय या व्यय, जिससे एक या एकाधिक अवधियों में देयताएं प्रावधान करने में त्रुटि या 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 पीबीजी के नकदीकरण या अन्यथा के रूप में वसूल किए गए जुर्माने को आय के रूप में हिसाब में लिया जाता 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 25 – आकस्मिक देनदारियां और लेखा टिप्पणियां

क. आकस्मिक देयता

आयकर के संबंध में विवादित मांगों: ₹ 1.73 लाख (पिछला वर्ष: ₹ 1.73 लाख) (टिप्पणी 8.1 देखें);

ख. वर्तमान परिसंपत्तियां, ऋण और अग्रिम

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

ग. कराधान

आयकर अधिनियम, 1961 के तहत कोई कर योग्य आय नहीं होने के कारण, आयकर के लिए कोई प्रावधान आवश्यक नहीं समझा गया है।

घ. विदेशी मुद्रा लेनदेन

यात्रा/डीए पर विदेशी मुद्रा में व्यय: ₹ 3.05 लाख

ड. लेखाओं पर टिप्पणियां

1. एमओपीएंडएनजी के दिनांक 20 नवंबर, 2020 के पत्र के अनुसार, वर्ष के दौरान पीएनजीआरबी का कुल व्यय पीएनजीआरबी की ब्याज आय से पीएनजीआरबी निधियों पर और आवर्ती आय शुल्क और अन्य प्रभारों से पूरा किया गया।
2. पीएनजीआरबी को मैसर्स श्रवन्ती एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड (05 मार्च 2015 को पीएनजीआरबी द्वारा स्वीकृत), मैसर्स बीटा इंफ्राटेक प्रा. लिमिटेड और मैसर्स गामा इंफ्राप्रॉप प्रा. लिमिटेड (10 मार्च 2015 को पीएनजीआरबी द्वारा स्वीकृत) से गेल (इंडिया) लिमिटेड ('प्रतिवादी') के खिलाफ शिकायतें मिलीं। पीएनजीआरबी ने दिनांक 11 अप्रैल 2015 के अपने आदेश के तहत अन्य बातों के साथ-साथ 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 तथा एक महीने के भीतर याचिकाकर्ता को बैंक गारंटी और सुरक्षा जमा राशि वापस करने का निर्देश दिया।
 - 2.1 गेल ने इस आदेश को एपीटीईएल में चुनौती दी। एपीटीईएल ने एक अंतरिम आदेश पारित किया और गेल को पीएनजीआरबी के पास सुरक्षा राशि जमा करने का निर्देश दिया, जो इसे सामान्य शर्तों पर किसी भी राष्ट्रीयकृत बैंक में निवेश करेगा। इसने यह भी निर्देश दिया कि ब्याज सहित यह राशि अपील में पारित किए जाने वाले अंतिम आदेश का पालन करेगी। तदनुसार, सितंबर 2016 में गेल ने पीएनजीआरबी के पास ₹ 1,750.63 लाख जमा किए।
 - 2.2 माननीय एपीटीईएल ने 27 अक्टूबर, 2021 के निर्णय द्वारा अपील की अनुमति दी और 11 अप्रैल, 2016 के पीएनजीआरबी के आदेश को रद्द कर दिया। इसके बाद, मैसर्स श्रवन्ती एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड ने माननीय एपीटीईएल के 27 अक्टूबर, 2021 के फैसले के खिलाफ माननीय सर्वोच्च न्यायालय के समक्ष अपील की और इस मामले में 25 फरवरी, 2022 को माननीय सर्वोच्च न्यायालय द्वारा रोक लगा दी गई।
 - 2.3. पीएनजीआरबी अधिशेष निधियों के अल्पावधि निवेश के लिए पैनल में शामिल सार्वजनिक क्षेत्र के बैंक में इसका निवेश कर रहा है और यह राशि 31 मार्च, 2022 (मूल राशि 2,361.58 लाख रुपए और 60.91 लाख रुपए अर्जित ब्याज) तक बढ़कर 2,422.49 लाख रुपए हो गई है।
3. 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। अनुसूची 7ख में दर्शाई गई मुकदमेबाजी के तहत भुनाई गई पीबीजी के लिए अग्रिमों का विवरण इस प्रकार है:





(रुपए लाख में)

क्र.सं.	कंपनी का नाम	भौगोलिक क्षेत्र / पाइपलाइन	2021-22	2020-21
1	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	लुधियाना	300.00	300.00
2	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	कच्छ (ई) जीए	200.00	200.00
3	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	जालंधर जीए	100.00	100.00
4	जीएसपीएल इंडिया ट्रांसको लिमिटेड	मल्लावरम-भीलवाड़ा-भोपाल- विजयपुर- एनजी पाइपलाइन	-	500.00
5	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड	मेहसाणा-बठिंडा एनजी पाइपलाइन	-	500.00
6	केईआई-आरएसओएस पेट्रोलियम एंड एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	यानम जीए	-	660.00
7	केईआई-आरएसओएस पेट्रोलियम एंड एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	एन्नोर-नेल्लोर एनजी पाइपलाइन	-	730.00
8	डीएसएम इंफ्राटेक प्राइवेट लिमिटेड और सौम्या माइनिंग प्राइवेट लिमिटेड का संयुक्त उद्यम	मथुरा जीए	-	140.00
9	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	उरण चाकन शिकरापुर एलपीजी पाइपलाइन	77.50	-
	कुल		677.50	3,130.00

- 3.1 उपर्युक्त क्रम सं. 4, 5, 7 और 8 के संबंध में, वर्ष के दौरान, पीएनजीआरबी ने एपीटीईएल आदेशों के निर्णय के अनुसार पीबीजी भुनाई गई राशि कंपनी को वापस कर दी है।
- 3.2 क्रम सं. 6 के मामले में, माननीय एपीटीईएल ने 12 जनवरी, 2022 के आदेश द्वारा बोर्ड के आदेश को बरकरार रखा है। कंपनी ने अपील करने की अनुमति दी गई अवधि के भीतर उक्त आदेश के खिलाफ अपील नहीं की है, इसलिए, ₹ 660.00 लाख की राशि को आय में स्थानांतरित कर दिया गया है।
- 3.3 वर्ष के दौरान, हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड (एचपीसीएल) ने अगस्त 2021 में एपीटीईएल के साथ अपील की अवधि समाप्त होने के बाद 6 मार्च, 2020 के बोर्ड के आदेश के खिलाफ अपील दायर की। एपीटीईएल द्वारा अपील दायर करने में देरी की माफ़ी के लिए मामला स्वीकार किया गया। अंतिम सुनवाई के बाद, एपीटीईएल ने 16 मार्च, 2022 के आदेश द्वारा एचपीसीएल के पक्ष में निर्णय पारित किया। एचपीसीएल तदनुसार कॉर्पस से, इसे पीएनजीआरबी पूंजीगत निधि/कॉर्पस से ₹ 77.50 लाख कम कर दिया गया है और "मुकदमे के तहत भुनाई गई पीबीजी के लिए अग्रिम" शीर्षक के तहत प्रावधानों में दिखाया गया है।
4. वर्ष 2014-15 के दौरान ग्रेट ईस्टर्न एनर्जी कॉर्पोरेशन लिमिटेड पर बोर्ड द्वारा लगाया गया ₹ 50.00 लाख का जुर्माना कंपनी द्वारा माननीय दिल्ली उच्च न्यायालय में जमा किया गया था। चूंकि पीएनजीआरबी को राशि प्राप्त नहीं हुई है और मामला न्यायाधीन है, इसे न तो आय के रूप में और न ही देयता के रूप में मान्यता दी गई है।
5. बोर्ड को किसी विशिष्ट अचल संपत्ति से संबंधित कोई अनुदान प्राप्त नहीं हुआ है। बोर्ड द्वारा धारित अचल संपत्ति उसकी गतिविधियों को चलाने के लिए है और इसका स्वामित्व बोर्ड के पास है।
6. वर्ष 2021-22 (पिछले वर्ष: शून्य) में ₹ 6.20 लाख की राशि विदेशी यात्रा के लिए डीए/टीए व्यय पर खर्च की गई थी।
7. बोर्ड ने 13 अगस्त, 2019 को पीएनजीआरबी (सामान्य वाहक या संविदा वाहक नेचुरल गैस पाइपलाइन के लिए एक्सेस कोड) संशोधन विनियम, 2019 को अधिसूचित किया। उक्त संशोधन के अनुसार, लगाए गए असंतुलन और अधिक व्यय संबंधी प्रभार



को गैस परिवहन कंपनियों द्वारा एकत्र की गई राशि और उनके द्वारा एस्क्रो खाते में रखे बोर्ड द्वारा खोले गए एसबीआई एस्करो खाते में स्थानांतरित कर दिया गया है। इसके अलावा, ऐसी संस्थाओं को भविष्य में एकत्र किए गए असंतुलन और अधिक व्यय संबंधी प्रभार को तिमाही आधार पर बोर्ड को हस्तांतरित करना भी आवश्यक है। पीएनजीआरबी द्वारा रखे गए एस्करो खाते में विभिन्न कंपनियों से प्राप्त राशि को समय-समय पर सूचीबद्ध सार्वजनिक क्षेत्र के बैंकों के साथ-साथ सीएलटीडी में जमा किया जाता है। वर्ष 2021-22 के दौरान, इस खाते में विभिन्न गैस परिवहन कंपनियों से ₹ 1,484.06 लाख (पिछले वर्ष: ₹ 573.85 लाख) की राशि प्राप्त हुई है।

7.1 31 मार्च, 2022 को, ₹ 31,700.36 लाख (पिछले वर्ष: ₹ 28,614.96 लाख) की राशि को वर्तमान देनदारियों के तहत "असंतुलन और अधिक व्यय संबंधी प्रभार जमा राशि" के रूप में दिखाया गया है, जो वर्तमान संपत्ति, ऋण, अग्रिम आदि के तहत निम्नलिखित शीर्षों द्वारा दर्शाया गया है:

(रूपे लाख में)

शीर्षक	विवरण	2021-22	2020-21
निवेश	बैंक शेष – अनुसूचित बैंकों में:-		
वर्तमान परिसंपत्तियां	– चालू खाता		0.42
	– जमा खाता	0.10	27,589.04
	– सीएलटीडी	30,718.49	183.43
	अर्जित ब्याज	-	810.77
ऋण, अग्रिम और अन्य परिसंपत्तियां	स्रोत पर कर कटौती	981.77	31.30
		-	
कुल		31,700.36	28,614.96

7.2 पीएनजीआरबी (सामान्य वाहक या संविदा वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए एक्सेस कोड) विनियमों के अनुसार, ट्रांसपोर्टर्स को शिपर्स से एकत्र किए गए असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार को एक अलग बैंक खाते में जमा करना आवश्यक है। जीएसपीएल ने असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार एकत्र किया और उसे सावधि के रूप में जमा किया और उस पर ब्याज अर्जित किया। जीएसपीएल ने एकत्रित असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार और अर्जित ब्याज को अपनी आय माना और उस पर आयकर का भुगतान किया। अगस्त 2019 में उक्त विनियमों में संशोधन के बाद, जीएसपीएल ने ₹ 62.40 करोड़ (₹ 45.44 करोड़ असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार + ₹ 16.96 करोड़ अर्जित ब्याज) पर आयकर के लिए ₹ 19.76 करोड़ की कटौती की और पीएनजीआरबी द्वारा एस्करो खाते में ₹ 42.64 करोड़ जमा किए। पीएनजीआरबी ने जीएसपीएल को पीएनजीआरबी के खाते में काटे गए कर को जमा करने का निर्देश दिया है। चालू वर्ष 2021-22 के दौरान बही खातों में इसे प्राप्य के रूप में नहीं दिखाया गया है।

8. केंद्रीय प्रत्यक्ष कर बोर्ड ने आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 10(46) के तहत बोर्ड को उत्पन्न होने वाली कुछ आय के संबंध में 2014-15 से 2023-24 तक के आकलन वर्षों के लिए दिनांक 7 दिसंबर, 2016 और 14 सितंबर 2018 की राजपत्र अधिसूचनाओं के माध्यम से बोर्ड को कर छूट प्रदान की है।

8.1 वर्ष 2019-20 के दौरान, बोर्ड को आयकर अधिकारियों से आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 156 के तहत निर्धारण वर्ष 2012-13 के संबंध में ₹ 6.65 लाख के आयकर की मांग करते हुए नोटिस प्राप्त हुआ। 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 है। वर्ष 2020-21 के दौरान आयकर विभाग से संशोधन आदेश प्राप्त होने तक, पीएनजीआरबी ने ₹ 4.92 लाख जमा किए और ₹ 1.73 लाख के अंतर को 31 मार्च 2022 (पिछले वर्ष: ₹ 1.73 लाख) को आकस्मिक देयता के रूप में दिखाया जा रहा है।

9. किदवई नगर (पूर्व), नई दिल्ली में प्रस्तावित कार्यालय परिसर में जगह के आवंटन के लिए अगस्त, 2013 में सार्वजनिक क्षेत्र के उपक्रम राष्ट्रीय भवन निर्माण निगम लिमिटेड (एनबीसीसी) को ₹ 666.68 लाख की आवेदन राशि का भुगतान किया गया था। वित्त मंत्रालय द्वारा जारी किए गए आर्थिक निर्देशों को देखते हुए चालू वित्त वर्ष के दौरान किसी भी नई योजना पर विचार नहीं किया जाएगा, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय ने जनवरी 2014 में बताया कि चालू वर्ष में पीएनजीआरबी को कोई





बजट सहायता प्रदान नहीं की जा सकती है और पीएनजीआरबी को सलाह दी कि एनबीसीसी को दी गई आवेदन राशि को वापस लिया जाए। एनबीसीसी ने जून, 2016 में ₹ 75.78 लाख की कटौती के बाद केवल ₹ 590.90 लाख की राशि वापस की, जो कार्यालय स्थान की लागत का 1% थी। यह मामला शहरी विकास मंत्रालय के साथ उठाया जा रहा है, जो एनबीसीसी का प्रशासनिक मंत्रालय है। ₹ 75.78 लाख की राशि एनबीसीसी को अग्रिम के रूप में दर्शाई गई है और इसके लिए प्रावधान "संदिग्ध वसूली के लिए प्रावधान" के तहत किया गया है।

10. पिछले वर्ष के आंकड़ों को, जहां आवश्यक हो, वर्तमान वर्ष के आंकड़ों के अनुरूप बनाने के लिए पुनर्व्यवस्थित/पुनः समूहित किया गया है।
11. अनुलग्नक क और ख के साथ अनुसूची 1 से 25 संलग्न हैं जो 31 मार्च, 2022 को तुलन-पत्र और उस तिथि को समाप्त वर्ष के लिए आय और व्यय खाते का एक अभिन्न हिस्सा है।

पंकज भूटानी
संयुक्त सलाहकार

वंदना शर्मा
सचिव

ए.के. तिवारी
सदस्य

गजेन्द्र सिंह
सदस्य

स्थान: नई दिल्ली
दिनांक: 28 जून 2022



31 मार्च, 2022 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	1,153.13	1,346.13
ख) बैंक में शेष	-	-	ख) प्रशासनिक व्यय	1,536.02	1,397.70
i) पीएनजीआरबी निधियां	9.26	30.68	II. अचल परिसंपत्तियों और चल रहा कार्य एवं सीडब्ल्यूआईपी पर व्यय		-
ii) असंतुलन और अधिक समय प्रभार	0.42	5.00			-
ग) जमा खाता			क) अचल परिसंपत्तियों की खरीद	24.94	74.80
i) पीएनजीआरबी निधियां		28,726.83	III. अन्य भुगतान		-
ii) असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार	27,772.47	25,395.40	वेतन से वसूली	26.65	45.43
II. प्राप्त अनुदान			आय कर	-	262.16
क) भारत सरकार से	-	348.46	विक्रेताओं के लिए अग्रिम		0.98
III. निवेश से आय			कर्मचारियों को अग्रिम	-	-
IV. प्राप्त ब्याज			सुरक्षा जमा राशि का रिफंड	891.67	330.63
क) पीएनजीआरबी निधियां	1,560.65	1,776.50	पूर्व प्रदत्त व्यय	4.12	7.95
ख) असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार	1,427.06	1,649.62	टीपीआईए शुल्क का रिफंड	3.00	-
V. अन्य आय			पीबीजी का रिफंड	1,870.00	-
शुल्क	8,840.49	168.37	जीईईसीएल से वसूली	0.70	-
प्रभार (अधिभार सहित)	1,835.12	1,852.49	IV. अंतिम शेष		
दंड	-	740.00	क) हाथ में नकदी	-	-
VI. अन्य कोई प्राप्तियां			ख) बैंक में शेष		
ब्याज मुक्त सुरक्षा जमा	25.05	60.14	i) पीएनजीआरबी निधियां	85.28	9.26
सुरक्षा जमा	978.77	0.15	ii) असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार	0.10	0.42
असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार	1,484.06	573.85	ग) जमा खातों पर		-
आईटी विभाग से टीडीएस की वापसी	40.32	26.24	i) पीएनजीआरबी निधि	37,981.93	30,279.72
आईटी विभाग-एस्करो से टीडीएस की वापसी	34.58	149.02	ii) असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार	30,718.49	27,772.47
देनदारों के खिलाफ राशि का लेखा-जोखा	10.52	24.90			
अग्रिम-राजस्थान राज्य	0.19	-			
परिसंपत्ति की बिक्री	0.88	-			
विविध आय (विदेश यात्रा)	0.01	-			
कुल	74,299.57	61,527.65	कुल	74,299.57	61,527.65

पंकज भूटानी
संयुक्त सलाहकार

वंदना शर्मा
सचिव

ए.के. तिवारी
सदस्य

गजेन्द्र सिंह
सदस्य

स्थान: नई दिल्ली
दिनांक: 28 जून 2022



31 मार्च, 2022 को समाप्त वर्ष के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड, नई दिल्ली के वार्षिक लेखों पर नियंत्रक और महालेखापरीक्षक की पृथक लेखापरीक्षा रिपोर्ट

1. 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, 2022 की स्थिति के 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/प्राप्तियों 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।
2. इस अलग लेखापरीक्षा रिपोर्ट में भारत के नियंत्रक एवं महालेखापरीक्षक (सीएजी) की टिप्पणियां शामिल हैं, जो केवल वर्गीकरण, सर्वोत्तम लेखांकन प्रथाओं, लेखा मानकों और प्रकटीकरण मानदंडों आदि के अनुरूप लेखांकन उपचार पर हैं। वित्तीय लेनदेन पर लेखापरीक्षा अवलोकन कानून, नियमों और विनियमों (औचित्य और नियमितता) और दक्षता-सह-प्रदर्शन पहलुओं आदि के अनुपालन के संबंध में, यदि कोई निरीक्षण रिपोर्ट/सीएजी की लेखापरीक्षा रिपोर्ट के माध्यम से अलग से सूचित किया जाता है।
3. हमने अपनी लेखापरीक्षा भारत में आम तौर पर स्वीकृत लेखापरीक्षा मानकों के अनुसार की है। इन मानकों के लिए आवश्यक है कि हम इस बारे में उचित आश्वासन प्राप्त करने के लिए योजना बनाएं और ऑडिट करें कि क्या वित्तीय विवरण भौतिक मिथ्या कथनों से मुक्त हैं। लेखापरीक्षा में, परीक्षण के आधार पर, वित्तीय विवरणों में राशियों और प्रकटीकरण का समर्थन करने वाले साक्ष्यों की जांच करना शामिल है। लेखापरीक्षा में उपयोग किए गए लेखांकन सिद्धांतों और प्रबंधन द्वारा किए गए महत्वपूर्ण अनुमानों का आकलन करने के साथ-साथ वित्तीय विवरणों की समग्र प्रस्तुति का मूल्यांकन भी शामिल है। हम मानते हैं कि हमारा ऑडिट हमारी राय के लिए एक उचित आधार प्रदान करता है।
4. हमारी लेखापरीक्षा के आधार पर, हम रिपोर्ट करते हैं कि:
 - i. हमने सभी जानकारी और स्पष्टीकरण प्राप्त किए हैं, जो हमारी सर्वोत्तम जानकारी और विश्वास के अनुसार हमारी लेखापरीक्षा के उद्देश्य के लिए आवश्यक थे।
 - ii. इस रिपोर्ट से संबंधित तुलन-पत्र और आय और व्यय खाता/प्राप्तियां और भुगतान खाता सरकार द्वारा विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 100 की उप-धारा (i) के तहत अनुमोदित प्रारूप में तैयार नहीं किया गया है।
 - iii. हमारी राय में, जहां तक ऐसी बहियों की हमारी जांच से प्रतीत होता है, पीएनजीआरबी द्वारा खातों की उचित पुस्तकों और अन्य प्रासंगिक रिकॉर्डों को बनाए रखा गया है।
 - iv. हम आगे रिपोर्ट करते हैं कि:

क. लेखाओं पर टिप्पणी:

1. तुलन-पत्र

1.1 पीएनजीआरबी निधि (अनुसूची- I): ₹ 35,519.65 लाख

पीएनजीआरबी के पास 31.03.2022 तक ₹ 35,519.65 लाख की राशि पीएनजीआरबी निधि के रूप में कॉर्पस फंड है। यह पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 के तहत अधिसूचित विनियमों के अनुसार प्राधिकृत संस्थाओं से विभिन्न चार्ज, शुल्क, दंड आदि लगाता/संग्रह करता रहा है।

पीएनजीआरबी द्वारा अर्जित राजस्व भारत सरकार की ओर से प्राप्त सार्वजनिक धन है, इसे संविधान के अनुच्छेद 266(2) के तहत परिभाषित सार्वजनिक खाते का हिस्सा होना चाहिए। वित्त मंत्रालय ने निर्देश दिया (जनवरी 2005) कि नियामक निकायों की निधियों को लोक लेखा में बनाए रखा जा सकता है लेकिन इस तरह से संचालित किया जा सकता है जो उनकी स्वतंत्र स्थिति की रक्षा करेगा। यही निर्देश अप्रैल 2016 में वित्त मंत्रालय द्वारा दोहराए गए थे।



पीएनजीआरबी निधि को सार्वजनिक खाते के माध्यम से संचालित नहीं किया जा रहा है क्योंकि यह निधि वर्ष 2017-18, 2018-19 और 2020-21 के वित्तीय विवरणों पर सीएंडएजी की पृथक लेखापरीक्षा रिपोर्ट में इस मुद्दे को उजागर करने के बावजूद सावधि जमा/चालू/सीएलटीडी खातों में रखा गया है।

चूंकि 31.03.2022 को पीएनजीआरबी फंड की राशि भारत के सार्वजनिक खाते में जमा की जानी थी, इसलिए इसे 'कॉरपस/कैपिटल फंड - पीएनजीआरबी फंड' के बजाय 'अन्य मौजूदा देनदारियों' के तहत दर्शाया जाना चाहिए था। इसके परिणामस्वरूप 'कॉरपस/पूँजीगत निधि - पीएनजीआरबी फंड (अनुसूची-1)' और 'अन्य वर्तमान देनदारियों (अनुसूची-7)' को अधिक बताया गया है, प्रत्येक को ₹ 35,519.65 लाख की राशि से कम बताया गया है।

ख. अनुदान सहायता:

पीएनजीआरबी को वर्ष 2021-22 के दौरान कोई सहायता अनुदान प्राप्त नहीं हुआ।

ग. प्रबंधन-पत्र

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

पूर्ववर्ती पैराग्राफ में हमारे अवलोकन के अधीन, हम रिपोर्ट करते हैं कि इस रिपोर्ट से संबंधित बैलेंस शीट और आय और व्यय खाता/प्राप्तियां और भुगतान खाता खातों की पुस्तकों के अनुरूप हैं।

हमारी राय में और हमारी सर्वोत्तम जानकारी और हमें दिए गए स्पष्टीकरणों के अनुसार, उक्त वित्तीय विवरण लेखा नीतियों और खातों पर टिप्पणियों के साथ पढ़े जाते हैं और ऊपर बताए गए मामलों और अनुलग्नक-। में उल्लिखित अन्य मामलों के अधीन हैं। पृथक लेखापरीक्षा रिपोर्ट भारत में आम तौर पर स्वीकृत लेखांकन सिद्धांतों के अनुरूप एक सच्ची और निष्पक्ष तस्वीर पेश करती है:

(क) जहां तक यह 31 मार्च 2022 तक पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पीएनजीआरबी) के मामलों की स्थिति की बैलेंस शीट से संबंधित है, और

(ख) जहां तक आय और व्यय खाते से संबंधित है, उस तिथि को समाप्त वर्ष के लिए व्यय पर आय की अधिकता

भारत के नियंत्रक एवं महालेखापरीक्षक के लिए और उनकी ओर से

हस्ता./-

(एस. अहलादिनी पांडा)

प्रधान निदेशक लेखापरीक्षा (ऊर्जा),

नई दिल्ली

स्थान: नई दिल्ली

दिनांक: 28 अक्टूबर 2022





अनुलग्नक- I

1	आंतरिक लेखापरीक्षा की पर्याप्तता प्रणाली	आंतरिक लेखापरीक्षा पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय के वेतन एवं लेखा कार्यालय (पीएओ) द्वारा आयोजित की जाती है। तथापि, पीएओ/एमओपीएनजी द्वारा वर्ष 2020-21 के बाद से आंतरिक लेखापरीक्षा नहीं किया गया है। इस संबंध में एचएम जारी किया गया है।
2	आंतरिक नियंत्रण की पर्याप्तता प्रणाली	आंतरिक नियंत्रण प्रणाली कख के आकार के अनुरूप है।
3	अचल परिसंपत्तियों के सत्यापन की प्रणाली	अचल परिसंपत्तियों का भौतिक सत्यापन दो सदस्यों वाली समिति द्वारा किया गया है। भौतिक सत्यापन रिपोर्ट के अनुसार कमी/अधिकता का कोई उदाहरण नहीं था।
4	जांच की गई वस्तु-सूची के भौतिक सत्यापन की प्रणाली।	जांच की गई। कोई टिप्पणी नहीं।
5	उन पर लागू सांविधिक देय राशि के भुगतान में नियमितता।	पीएनजीआरबी को जीएसटी से छूट नहीं है। तदनुसार, अपने अर्ध-न्यायपालिका कार्यों के अनुसरण में इसके अलावा अपने राजस्व पर जीएसटी लगाना, एकत्र करना और जमा करना आवश्यक था। तथापि, चूंकि यह पीएनजीआरबी द्वारा नहीं किया जा रहा है, इसलिए जीएसटी प्रावधानों का उल्लंघन हुआ है और साथ ही जीएसटी के कारण राजकोष को ₹ 2,007.59 लाख का नुकसान हुआ है।
6.	लेखापरीक्षा के दौरान देखी गई वित्तीय रिपोर्टिंग के लिए महत्वपूर्ण जोखिम	कोई बड़ा जोखिम नहीं देखा गया।
7	वर्ष के दौरान चोरी, गबन, धोखाधड़ी और गबन आदि के कारण नकद या सरकारी संपत्ति के नुकसान का विवरण	प्रबंधन प्रमाणित करता है कि वर्ष के दौरान ऐसा कोई मामला नहीं देखा गया/सूचित नहीं किया गया।

प्रधान निदेशक लेखापरीक्षा (ऊर्जा)



पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड, नई दिल्ली के खातों पर भारत के नियंत्रक और महालेखापरीक्षक की पृथक लेखापरीक्षा रिपोर्ट वार्षिक लेखा विवरण का हिस्सा है।

सीएंडएजी की टिप्पणियों पर बोर्ड की प्रतिक्रिया

क्र.सं.	लेखापरीक्षा टिप्पणियां (कमियां)	प्रतिक्रिया
1.	<p>तुलन-पत्र: पीएनजीआरबी निधि (अनुसूची-1): 35,519.65 लाख</p> <p>पीएनजीआरबी के पास 31.03.2022 तक ₹ 35,519.65 लाख की राशि पीएनजीआरबी निधि के रूप में कॉर्पस निधि है। यह पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 के तहत अधिसूचित विनियमों के अनुसार प्राधिकृत कंपनियों से विभिन्न शुल्क, शुल्क, दंड आदि लगाता/संग्रह करता रहा है।</p> <p>पीएनजीआरबी द्वारा अर्जित राजस्व भारत सरकार की ओर से प्राप्त सार्वजनिक धनराशि है, इसे संविधान के अनुच्छेद 266(2) के तहत परिभाषित सार्वजनिक लेखा का हिस्सा होना चाहिए। वित्त मंत्रालय ने निर्देश दिया (जनवरी 2005) कि विनियामक निकायों की निधियों को लोक लेखा में बनाए रखा जा सकता है लेकिन इस तरह से लागू किया जा सकता है जो उनकी स्वतंत्र स्थिति की रक्षा करेगा। यही निर्देश अप्रैल 2016 में वित्त मंत्रालय द्वारा दोहराए गए थे।</p>	<p>7 जनवरी, 2005 को वित्त मंत्रालय द्वारा जारी रिजर्व/कॉर्पस निधि के निर्माण के लिए पालन किए जाने वाले दिशानिर्देश/अनुदेश अन्य बातों के साथ-साथ पैरा 2(iv) में स्पष्ट रूप से बताते हैं कि, "विनियामक निकाय की निधियों को सार्वजनिक खाते में भी रखा जा सकता है लेकिन इसे इस तरह से संचालित किया जाता है जो उनकी स्वतंत्र स्थिति की रक्षा करे"।</p> <p>उक्त दिशा-निर्देशों के आगे पैरा 2 (v) में कहा गया है कि सभी मौजूदा निधियों की, चाहे लोक लेखा में हो या उसके बाहर, की संबंधित प्रशासनिक मंत्रालय द्वारा समीक्षा की जा सकती है और प्रत्येक मामले में निधियों को जारी रखने या समाप्त करने के लिए एक विशिष्ट निर्णय लिया जाता है।</p>
	<p>पीएनजीआरबी निधि को सार्वजनिक खाते के माध्यम से संचालित नहीं किया जा रहा है क्योंकि यह निधि वर्ष 2017-18, 2018-19 और 2020-21 के वित्तीय विवरणों पर सीएंडएजी की पृथक लेखापरीक्षा रिपोर्ट में इस मुद्दे को उजागर करने के बावजूद सावधि जमा/चालू/सीएलटीडी खातों में रखा गया है।</p> <p>चूंकि 31.03.2022 को पीएनजीआरबी निधि की राशि भारत के सार्वजनिक खाते में जमा की जानी थी, इसलिए इसे 'कॉर्पस/पूंजीगत निधि - पीएनजीआरबी निधि' के बजाय 'अन्य मौजूदा देनदारियों' के तहत दर्शाया जाना चाहिए था। इसके परिणामस्वरूप 'कॉर्पस/पूंजीगत निधि - पीएनजीआरबी निधि (अनुसूची-1)' और 'अन्य वर्तमान देनदारियों (अनुसूची-7)' को अधिक बताया गया है, प्रत्येक को ₹ 35,519.65 लाख की राशि से कम बताया गया है।</p>	<p>इस प्रकार, पीएनजीआरबी के मामले में, जो एक विनियामक निकाय है, पीएनजीआरबी निधियों के रूप में नामित अपने कॉर्पस फंड का सार्वजनिक खाते के बाहर रखरखाव ऊपर उल्लिखित भारत सरकार के दिशानिर्देशों का उल्लंघन नहीं करता है।</p> <p>पीएनजीआरबी को निधियों के उपयोग पर एमओपीएंडएनजी (प्रशासनिक मंत्रालय) से 20 नवंबर, 2020 का एक पत्र भी प्राप्त हुआ। उक्त पत्र के अनुसार एमओपीएंडएनजी ने कॉर्पस फंड के उपयोग के संबंध में निम्नानुसार अनुमोदित किया है:</p> <ul style="list-style-type: none"> समग्र निधि समाप्त नहीं होगी। इसलिए कॉर्पस से खर्च नहीं किया जाएगा। पीएनजीआरबी कॉर्पस निधि पर ब्याज राशि का उपयोग कर सकता है। आवर्ती प्रकृति के शुल्क और अन्य शुल्कों से होने वाली आय का उपयोग 75% की सीमा तक किया जा सकता है। शेष 25% कॉर्पस में डाले जा सकते हैं। अन्य सभी आय जैसे दंड, आवेदन शुल्क आदि कॉर्पस में डाले जा सकते हैं। वेतन और सामान्य पर खर्च ऊपर के अनुसार पूरा किया जा सकता है और यदि कोई कमी है तो मंत्रालय से सहायता अनुदान मांगा जाएगा।





क्र.सं.	लेखापरीक्षा टिप्पणियां (कमियां)	प्रतिक्रिया										
		<p>वित्तीय वर्ष 2021-22 के दौरान, पीएनजीआरबी ने ₹ 2,733.00 लाख का व्यय किया, जो कि उक्त पत्र की सीमा के भीतर हो। उसी का विवरण इस प्रकार है:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>विवरण</th> <th>राशि (₹ लाख में)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>आवर्ती प्रकृति के अन्य प्रभारों का 75%</td> <td>1,574.00</td> </tr> <tr> <td>कॉर्पस निधि पर ब्याज</td> <td>1,726.00</td> </tr> <tr> <td>कुल</td> <td>3,300.00</td> </tr> <tr> <td>कुल व्यय</td> <td>2,733.00</td> </tr> </tbody> </table> <p>इसके अलावा, उपर्युक्त पत्र के संदर्भ में एक आवश्यकता के रूप में कि कॉर्पस निधि समाप्त नहीं होनी चाहिए। यह देखा जा सकता है कि 31 मार्च, 2022 को कॉर्पस निधि (पीएनजीआरबी निधि) 31 मार्च, 2021 के 24,773.30 लाख रुपए की तुलना में 35,519.65 लाख रुपए है।</p> <p>पीएनजीआरबी ने जून 2020 से एमओपीएंडएनजी से सहायता अनुदान लेना बंद कर दिया है और एमओपीएंडएनजी को आय-व्यय, पीएनजीआरबी निधि और इसके उपयोग आदि का विवरण लगातार सूचित कर रहा है। इसके अलावा, पीएनजीआरबी ने बोर्ड द्वारा अनुमोदित नीति और उस पर अर्जित ब्याज के अनुसार सावधि जमा के रूप में बैंक खातों में धनराशि रखी है। एमओपीएंडएनजी के साथ पूर्व सूचना दिनांक 18 अगस्त, 2020 के पत्र के माध्यम से साझा की गई थी (अनुलग्नक-1 के रूप में संलग्न)।</p> <p>पीएनजीआरबी एक प्रशासनिक मंत्रालय होने के नाते एमओपीएंडएनजी के उक्त पत्र का पूर्ण अनुपालन कर रहा है। इसके अलावा, जीएफआर 2017 के जीएफआर नियम 229 (iv) के अनुसार, "सभी स्वायत्त संगठन नए हैं या पहले से ही अस्तित्व में हैं, उन्हें आंतरिक संसाधनों की अधिकतम सृजन और अंततः आत्मनिर्भरता प्राप्त करने के लिए प्रोत्साहित किया जाना चाहिए।"</p>	विवरण	राशि (₹ लाख में)	आवर्ती प्रकृति के अन्य प्रभारों का 75%	1,574.00	कॉर्पस निधि पर ब्याज	1,726.00	कुल	3,300.00	कुल व्यय	2,733.00
विवरण	राशि (₹ लाख में)											
आवर्ती प्रकृति के अन्य प्रभारों का 75%	1,574.00											
कॉर्पस निधि पर ब्याज	1,726.00											
कुल	3,300.00											
कुल व्यय	2,733.00											
	सार के अनुलग्नक-1 में टिप्पणियाँ											
1.	एमओपीएंडएनजी के वेतन एवं लेखा कार्यालय (पीएओ) द्वारा आंतरिक लेखापरीक्षा की जाती है। तथापि, पीएओ/एमओपीएनजी द्वारा वर्ष 2020-21 के बाद से आंतरिक लेखापरीक्षा नहीं की गई है। इस संबंध में एचएम जारी किया गया है।	पीएनजीआरबी वर्ष 2020-21 से आंतरिक लेखापरीक्षा करने के लिए एमओपीएंडएनजी के साथ फॉलो अप कर रहा है।										
5.	पीएनजीआरबी को जीएसटी से छूट नहीं है। तदनुसार, अपने अर्ध-न्यायपालिका कार्यों के अनुसरण के अलावा अपने राजस्व पर जीएसटी लगाना, एकत्र करना और जमा करना आवश्यक था। तथापि, क्योंकि इसे पीएनजीआरबी द्वारा नहीं किया जा रहा है, यह जीएसटी प्रावधानों का उल्लंघन है और साथ ही जीएसटी के कारण 2007.59 लाख रुपए की राशि का राजकोष को नुकसान हुआ है।	जीएसटी की प्रयोज्यता के लिए कर योग्य इवेंट माल या सेवाओं या दोनों की आपूर्ति है। अभिव्यक्ति "आपूर्ति" को सीजीएसटी अधिनियम, 2017 की धारा 7(1) में परिभाषित किया गया है। वस्तुओं और सेवाओं की आपूर्ति के महत्वपूर्ण अवयवों में से एक यह है कि आपूर्ति का लेन-देन व्यापार के दौरान या आगे बढ़ना चाहिए। यह बताता है कि जीएसटी मुख्य रूप से वाणिज्यिक लेनदेन तक ही सीमित										



क्र.सं.	लेखापरीक्षा टिप्पणियां (कमियां)	प्रतिक्रिया
		<p>है। किसी गैर-व्यावसायिक / गैर-वाणिज्यिक लेनदेन में किसी व्यक्ति या कंपनी द्वारा की गई आपूर्ति माल या सेवाओं की आपूर्ति के दायरे में नहीं आएगी और इसलिए ऐसे लेनदेन पर कोई जीएसटी नहीं लगाया जाएगा।</p> <p>2. सीजीएसटी अधिनियम, 2017 के तहत दिनांक 28.06.2017 की अधिसूचना सं. 13/2017 दिनांक 28.06.2017 में यह उल्लेख किया गया है कि केंद्र सरकार, राज्य सरकार, केंद्र शासित प्रदेश या स्थानीय प्राधिकारी द्वारा व्यावसायिक कंपनी को आपूर्ति की जाने वाली सेवाओं को रिवर्स चार्ज के आधार पर भुगतान किया जाएगा, जिसमें निम्नलिखित शामिल नहीं है—</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) अचल संपत्ति का किराया, 2) नीचे निर्दिष्ट सेवाएं— <ol style="list-style-type: none"> i. स्पीड पोस्ट, एक्सप्रेस पार्सल पोस्ट, जीवन बीमा, और सरकार के अलावा किसी अन्य व्यक्ति को प्रदान की गई एजेंसी सेवाओं के माध्यम से डाक विभाग द्वारा सेवाएं। ii. किसी बंदरगाह या किसी हवाई अड्डे के परिसर के अंदर या बाहर एक विमान या जहाज के संबंध में सेवाएं; iii. माल या यात्रियों का परिवहन। <p>इसलिए, किसी भी अन्य सेवाओं में जीएसटी का भुगतान करने की 100% देयता सेवा प्राप्तकर्ता अर्थात व्यावसायिक इकाई की है। इसलिए, यदि पीएनजीआरबी द्वारा आपूर्ति की गई कोई सेवा जीएसटी के दायरे में आती है तो यह सरकार को जीएसटी का भुगतान करने के लिए सेवाओं के प्राप्तकर्ता का दायित्व है।</p> <p>3) पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 13 में, बोर्ड के पास वही शक्तियाँ होंगी जो कोड और सिविल प्रक्रिया, 1908 के तहत एक सिविल कोर्ट में निहित हैं, इसलिए यह एक विनियामक निकाय/अर्ध-न्यायिक के रूप में कार्य कर रहा है जो किसी भी व्यवसाय या लाभ या आजीविका के लिए पेशेवर गतिविधि में संलग्न नहीं है। बोर्ड आय अर्जित करने की दृष्टि से श्रम या कौशल और धन के उपयोग द्वारा निरंतर और व्यवस्थित रूप से किसी भी गतिविधि में संलग्न नहीं है। बोर्ड की विनियामक/अर्ध-न्यायिक गतिविधियों के पीछे कोई लाभ का उद्देश्य नहीं है और परिणामस्वरूप बोर्ड द्वारा प्रदान की जाने वाली सेवाएं कर योग्य सेवाओं की आपूर्ति का गठन नहीं करती हैं।</p>





क्र.सं.	लेखापरीक्षा टिप्पणियां (कमियां)	प्रतिक्रिया
		<p>बोर्ड की गतिविधियाँ वाणिज्यिक या व्यवसाय की प्रकृति की नहीं हैं और तदनुसार कर योग्य सेवाओं की आपूर्ति का गठन नहीं करती हैं। पीएनजीआरबी अधिनियम 2006 की प्रस्तावना से यह स्पष्ट है कि पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस की रिफाइनिंग, प्रोसेसिंग, भंडारण, परिवहन, वितरण, विपणन और बिक्री को विनियमित करने के लिए सरकार द्वारा बोर्ड की स्थापना की गई है। बोर्ड का उद्देश्य देश के सभी हिस्सों में पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस की निर्बाध और पर्याप्त आपूर्ति सुनिश्चित करने के अलावा, निर्दिष्ट गतिविधियों में लगे उपभोक्ताओं और संस्थाओं के हितों की रक्षा करना है। बोर्ड का आवश्यक स्वरूप विशिष्ट दर्जे द्वारा सृजित विनियामक संस्था का है। बोर्ड का उद्देश्य उपभोक्ताओं और अन्य हितधारकों के हित में नियंत्रण या विनियामक गतिविधियों को चलाकर कोई लाभ, मुनाफा या आजीविका अर्जित करना नहीं है। परिणामस्वरूप, बोर्ड आवेदन शुल्क पर जीएसटी (सीजीएसटी/एसजीएसटी/आईजीएसटी), अन्य शुल्क लगाने, शिकायत शुल्क और तीसरे पक्ष के निरीक्षण शुल्क आदि का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी नहीं है।</p>
		<p>4) अप्रत्यक्ष करों के पहले के प्रावधानों के तहत, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड के पास वैट या सेवा कर या केंद्रीय उत्पाद शुल्क के तहत कोई पंजीकरण नहीं था। तथापि, बोर्ड फॉर्म जीई-११ दाखिल कर रहा था, ऐसी रिटर्न जिसमें खरीद का विवरण था जिस पर वैट राशि का भुगतान विक्रेताओं को किया गया था।</p> <p>5) इसके अलावा, पीएनजीआरबी ने 2017 में एस.सी. कामरा एंड कंपनी (जीएसटी विशेषज्ञ) से कानूनी राय ली और उन्होंने यह भी कहा कि पीएनजीआरबी की सेवाएं व्यवसाय के दौरान सेवाओं की आपूर्ति के बराबर नहीं हैं। इसलिए जीएसटी पंजीकरण के लिए बोर्ड को आवेदन करने की आवश्यकता नहीं है और न ही कोई जीएसटी अनुपालन करने की आवश्यकता है।</p> <p>6) पीएनजीआरबी ने 2018 में जीएसटी परिषद, वित्त मंत्रालय, भारत सरकार को विभिन्न अभ्यावेदन भी किए हैं जहां बोर्ड ने जीएसटी से छूट प्राप्त निकायों की सूची में पीएनजीआरबी का नाम शामिल करने का अनुरोध किया है। कई लिखित संचार और अनुस्मारकों के बावजूद, मंत्रालय से कोई उत्तर प्राप्त नहीं हुआ है, तथापि, इसका अर्थ यह नहीं है कि बोर्ड जीएसटी का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी है। चूंकि पीएनजीआरबी द्वारा प्रदान की जाने वाली गतिविधियाँ/सेवाएँ सेवाओं की आपूर्ति का गठन नहीं करती हैं और जीएसटी को आकर्षित नहीं करती हैं, पीएनजीआरबी ने जीएसटी प्राधिकारियों के साथ पंजीकरण नहीं किया है।</p>



अनुलग्नक क

9वें सीजीडी बोली दौर/लक्ष्यों में सीजीडी प्राधिकार

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य/संघ राज्य क्षेत्र	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
9.01	श्रीकाकुलम, विशाखापत्तनम और विजयनगरम जिले	आंध्र प्रदेश	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	211	9,29,842	2,300
9.01	श्रीकाकुलम, विशाखापत्तनम और विजयनगरम जिले	आंध्र प्रदेश	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	211	9,29,842	2,300
9.02	कच्छर, हैलाकांडी और करीमगंज जिले	असम	पूरब भारती गैस प्राइवेट लिमिटेड	21	95,001	751
9.03	कामरूप और कामरूप महानगरीय जिले	असम	पूरब भारती गैस प्राइवेट लिमिटेड	51	3,21,001	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	1,69,787	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 व दीव और 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 डांग जिला	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	1,75,007	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	भिवानी, चरखी दादरी और महेंद्रगढ़ जिले	हरियाणा	अदानी गैस लिमिटेड	60	1,50,464	1,010
9.17	हिसार जिला	हरियाणा	एचसीजी (केसीई) प्राइवेट लिमिटेड	46	2,51,370	1,991
9.18	झज्जर जिला	हरियाणा	हरियाणा सिटी गैस (केसीई) प्राइवेट लिमिटेड	46	1,38,815	1,175



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य /संघ राज्य क्षेत्र	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
9.19	सोनीपत जिला (पहले से अधिकृत क्षेत्रों को छोड़कर) और जींद जिला	हरियाणा	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	38	98,000	1,183
9.20	नूंह और पलवल जिले	हरियाणा	अदानी गैस लिमिटेड	60	1,81,019	803
9.21	बिलासपुर, हमीरपुर और रुना जिले	हिमाचल प्रदेश	भारत गैस संसाधन 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	यूनिसन एनवायरो प्राइवेट लिमिटेड	42	1,01,000	75
9.25	उडुपी जिला	कर्नाटक	अदानी गैस लिमिटेड	11	1,10,099	569
9.26	बल्लारी और गडग जिले	कर्नाटक	भारत गैस रिसोर्सस लिमिटेड	24	53,850	1,365
9.27	बीदर जिला	कर्नाटक	भारत गैस रिसोर्सस लिमिटेड	4	6,200	143
9.28	दक्षिण कन्नड़ जिला*	कर्नाटक	गेल गैस लिमिटेड	100	3,50,000	1,250
9.29	रामनगर जिला	कर्नाटक	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड	37	1,13,115	354
9.30	कोझिकोड और वायनाड जिले	केरल	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	142	4,21,277	927
9.31	मलप्पुरम जिला	केरल	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	130	3,38,518	1,671
9.32	कन्नूर, कासरगोड और माहे जिले	केरल और पुडुचेरी	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	125	3,67,176	1,103
9.33	पलक्कड़ और त्रिशूर जिले	केरल	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	200	6,00,000	2,126
9.34	भोपाल और राजगढ़ जिले	मध्य प्रदेश	थिंक गैस भोपाल प्राइवेट लिमिटेड	104	5,50,222	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 रिसोर्सस लिमिटेड	8	15,600	196
9.38	अहमदनगर और औरंगाबाद जिले	महाराष्ट्र	भारत गैस रिसोर्सस लिमिटेड	106	7,08,100	2,109
9.39	वलसाड (ईएएए), धुले और नासिक जिले	महाराष्ट्र और गुजरात	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड	156	9,37,965	2,181
9.40	लातूर और उस्मानाबाद जिले	महाराष्ट्र	यूनिसन एनवायरो प्राइवेट लिमिटेड	30	9,999	10
9.41	सांगली और सतारा जिले	महाराष्ट्र	भारत गैस रिसोर्सस लिमिटेड	64	3,76,700	2,112
9.42	सिंधुदुर्ग जिला	महाराष्ट्र	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड	25	25,779	759
9.43	अंगुल और ढेकनाल जिले	ओडिशा	भारत गैस संसाधन लिमिटेड	21	22,600	1,464



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य /संघ राज्य क्षेत्र	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
9.44	सुंदरगढ़ और झारसुगुड़ा जिले	ओडिशा	गेल गैस लिमिटेड	20	1,00,000	500
9.45	बालासोर, भद्रक और मयूरभंज जिले	ओडिशा	अदानी गैस लिमिटेड	20	1,50,464	506
9.46	बरगढ़, देबगढ़ और संबलपुर जिले	ओडिशा	भारत गैस रिसोर्सिस 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 रिसोर्सिस लिमिटेड	10	12,550	791
9.49	जाजपुर और केंदुझार जिले	ओडिशा	भारत गैस रिसोर्सिस लिमिटेड	19	18,200	2,442
9.50	कराईकल और नागपट्टिनम जिले	पुदुचेरी और तमिलनाडु	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	27	1,66,644	495
9.51	पुदुचेरी जिला	पुदुचेरी	ईस्ट कोस्ट नेचुरल गैस प्राइवेट लिमिटेड	130	2,75,000	2,100
9.52	एसएस नगर जिला (ईएएए), पटियाला और संगरूर जिले	पंजाब	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	54	5,20,200	2,610
9.53	लुधियाना जिला (पहले से अधिकृत क्षेत्र को छोड़कर), बरनाला और मोगा जिले	पंजाब	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड	47	4,51,317	1,486
9.54	जालंधर जिला (ईएएए), कपूरथला और एसबीएस नगर जिले	पंजाब	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड	51	3,86,147	1,029
9.55	बाड़मेर, जैसलमेर और जोधपुर जिले	राजस्थान	एजीपी सीजीडी इंडिया प्राइवेट लिमिटेड	80	5,51,111	—
9.56	अलवर (भिवाड़ी के अलावा) और जयपुर जिले*	राजस्थान	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	132	13,20,000	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	2,70,056	659
9.59	चित्तौड़गढ़ (रावतभाटा तालुका के अलावा) और उदयपुर जिले*	राजस्थान	अदानी गैस लिमिटेड	70	4,00,583	1,568
9.60	धौलपुर जिला	राजस्थान	धौलपुर सीजीडी प्राइवेट लिमिटेड	14	18,000	412
9.61	कांचीपुरम जिला	तमिलनाडु	एजीपी सीजीडी इंडिया प्राइवेट लिमिटेड	111	11,51,111	668



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य/संघ राज्य क्षेत्र	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
9.62	चेन्नई और तिरुवल्लूर जिले	तमिलनाडु	टोरेंट गैस चेन्नई प्राइवेट लिमिटेड	222	33,00,000	6,666
9.63	कोयम्बटूर जिला	तमिलनाडु	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	273	9,12,783	2,500
9.64	कुड्डालोर, नागपट्टिनम और तिरुवरूर जिले	तमिलनाडु	अदानी गैस लिमिटेड	40	3,00,089	839
9.65	रामनाथपुरम जिला	तमिलनाडु	एजीपी सीजीडी इंडिया प्राइवेट लिमिटेड	11	41,311	251
9.66	सलेम जिला	तमिलनाडु	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	158	3,37,062	1,368
9.67	तिरुपुर जिला	तमिलनाडु	अदानी गैस लिमिटेड	75	3,75,005	829
9.68	भद्राद्री कोटागुडेम और खम्मन जिले	तेलंगाना	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	12	99,999	800
9.69	जगतियाल, पेड्डापल्ली, करीमनगर और राजन्ना सिरसिला जिले	तेलंगाना	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	5	5,731	520
9.70	जनगांव, जयशंकर भूपाल. पल्ली, महबूबाबाद, वारंगल शहरी और वारंगल ग्रामीण जिले	तेलंगाना	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	12	99,999	800
9.71	मेडक, सिद्दीपेट और संग. रेड्डी जिले	तेलंगाना	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	54	3,10,770	5,076
9.72	मेडचल-मलकजगिरी, रंगा रेड्डी और विकाराबाद जिले	तेलंगाना	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	110	4,15,000	2,020
9.73	नलगोंडा सूर्यापेट और यदाद्री भुवनगिरी जिले	तेलंगाना	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	75	3,50,000	1,500
9.74	गोमती जिला	त्रिपुरा	त्रिपुरा प्राकृतिक गैस कंपनी लिमिटेड	6	11,514	170
9.75	पश्चिम त्रिपुरा (ईएएए) जिला	त्रिपुरा	त्रिपुरा प्राकृतिक 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	1,43,404	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 रिसोर्सिस लिमिटेड	20	18,169	385
9.79	औरैया, कानपुर देहात और इटावा जिले	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	27	1,18,800	1,602
9.80	फैजाबाद और सुल्तानपुर जिले	उत्तर प्रदेश	ग्रीन गैस लिमिटेड	4	4,000	350



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य /संघ राज्य क्षेत्र	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
9.81	गोरखपुर, संत कबीर नगर और कुशीनगर जिले	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	36	1,78,200	5,814
9.82	मेरठ जिला (ईएएए), मुजफ्फरनगर और शामली जिले	उत्तर प्रदेश	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	36	1,05,543	1,755
9.83	मुरादाबाद (ईएएए) जिला	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	27	1,54,800	792
9.84	उन्नाव (ईएएए) जिला	उत्तर प्रदेश	ग्रीन गैस लिमिटेड	2	3,000	150
9.85	देहरादून जिला	उत्तराखंड	गेल गैस लिमिटेड	50	3,00,001	900
9.86	बर्दवान जिला	पश्चिम बंगाल	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	80	2,47,852	2,230
कुल				4,603	2,21,16,702	1,16,171
*न्यायाधीन/टिप्पणी: ईएएए का अर्थ पहले से प्राधिकृत क्षेत्र को छोड़कर है।						





अनुलग्नक ख

10वीं सीजीडी बोली दौर/लक्ष्यों के अंतर्गत सीजीडी प्राधिकार

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
10.01	अनंतपुर और वाईएसआर (कडप्पा) जिले	आंध्र प्रदेश	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	134	10,01,101	3,289
10.02	श्री पोटी श्रीरामुलु नेल्लोर जिला	आंध्र प्रदेश	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	81	8,52,111	1468
10.03	चित्तूर, कोलार और वेल्लोर जिले	आंध्र प्रदेश, कर्नाटक और तमिलनाडु	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	251	22,95,933	1,731
10.04	अररिया, पूर्णिया, कटिहार और किशनगंज जिले	बिहार	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	79	3,05,200	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	10,06,975	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	5,00,001	1500
10.13	चतरा और पलामू जिले	झारखंड	भारत गैस रिसोर्सस लिमिटेड	4	10,821	100
10.14	सरायकेला-खरसावां जिला	झारखंड	गेल गैस लिमिटेड	41	2,20,001	601
10.15	पश्चिमी सिंहभूम जिला	झारखंड	गेल गैस लिमिटेड	5	6,028	100
10.16	बागलकोट, कोप्पल और रायचूर जिले	कर्नाटक	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	114	5,86,121	1979
10.17	चिक्कमगलुरु, हासन और कोडागु जिले	कर्नाटक	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	121	9,28,651	1,187
10.18	कालाबुरगी और विजयपुरा जिले	कर्नाटक	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	62	5,26,551	1395
10.19	मैसूर, मांड्या और चामरा. जनगर जिले	कर्नाटक	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	171	13,54,714	1,293
10.20	उत्तर कन्नड़, हावेरी और शिवमोग्गा जिले	कर्नाटक	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	126	8,99,311	1993



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
10.21	अलापुझा, कोल्लम और तिरुवनंतपुरम जिले	केरल	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	291	18,51,111	1,851
10.22	अशोकनगर जिला	मध्य प्रदेश	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	9	3,885	158
10.23	ग्वालियर (ईएएए) जिला और श्योपुर जिला	मध्य प्रदेश	राजस्थान राज्य गैस लिमिटेड	26	1,67,756	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	4,00,001	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 रिसोर्सस लिमिटेड	11	20,800	600
10.28	उज्जैन (ईएएए) जिला, देवास (ईएएए) जिला और इंदौर (ईएएए) जिला	मध्य प्रदेश	गुजरात गैस लिमिटेड	42	4,84,500	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	4,50,000	2100
10.31	झांसी (ईएएए) जिला, भिंड, जालौन, ललितपुर और दतिया जिले	मध्य प्रदेश और उत्तर प्रदेश	अदानी गैस लिमिटेड	29	1,10,099	1,568
10.32	फिरोजपुर, फरीदकोट और श्री मुक्तसर साहिब जिले	पंजाब	गुजरात गैस लिमिटेड	45	3,50,004	1200
10.33	होशियारपुर और गुरदासपुर जिले	पंजाब	गुजरात गैस लिमिटेड	81	6,00,123	1,800
10.34	अजमेर, पाली और राजसमंद जिले	राजस्थान	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	198	10,00,944	1944
10.35	जालौर और सिरोही जिले	राजस्थान	गुजरात गैस लिमिटेड	30	4,00,008	1,800
10.36	आजमगढ़, मऊ और बलिया जिले	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	40	1,00,800	1008
10.37	बरेली (ईएएए) जिला, पीलीभीत और रामपुर जिले	उत्तर प्रदेश	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	140	1,45,000	1,200
10.38	बस्ती और अम्बेडकरनगर जिले	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	18	35,100	207
10.39	फर्रुखाबाद, एटा और हरदोई जिले	उत्तर प्रदेश	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	75	98,000	1,200



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
10.40	गोंडा और बाराबंकी जिले	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	36	1,11,600	756
10.41	जौनपुर और गाजीपुर जिले	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	38	77,033	875
10.42	कानपुर (ईएएए) जिला, फतेहपुर और हमीरपुर जिले	उत्तर प्रदेश	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	45	1,44,000	1170
10.43	मैनपुरी और कन्नौज जिले	उत्तर प्रदेश	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	45	60,000	972
10.44	मिर्जापुर, चंदौली और सोनभद्र जिले	उत्तर प्रदेश	गेल गैस लिमिटेड	51	1,51,001	400
10.45	शाहजहांपुर और बदायूं जिले	उत्तर प्रदेश	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	75	1,25,000	950
10.46	बिजनौर और नैनीताल जिले	उत्तर प्रदेश और उत्तराखंड	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	91	3,00,000	—
10.47	दार्जिलिंग, जलपाईगुड़ी और उत्तर दिनाजपुर जिले	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	125	6,90,000	—
10.48	हावड़ा (ईएएए) जिला और हुगली (ईएएए) जिला	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	100	5,75,000	900
10.49	नदिया (ईएएए) जिला और उत्तर 24 परगना (ईएएए) जिला	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	110	6,25,000	1,543
10.50	दक्षिण 24 परगना (ईएएए) जिला	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	65	3,00,000	1552
कुल				3,578	2,02,92,760	58,177
टिप्पणी: ईएएए पहले से अधिकृत क्षेत्र को छोड़कर है।						



अनुलग्नक ग

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

क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत कंपनी	प्राधिकार की तिथि
पहला सीजीडी बोली दौर					
1	1.01	देवास	मध्य प्रदेश	गेल गैस लिमिटेड	01-जून-09
2	1.02	कोटा	राजस्थान	राजस्थान राज्य गैस लिमिटेड	01-जून-09
3	1.03	मथुरा	उत्तर प्रदेश	सांवरिया गैस लिमिटेड	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	08-मई-13
8	2.02	इलाहाबाद	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	08-मई-13
9	2.03	झांसी	उत्तर प्रदेश	सेंट्रल यूपी गैस लिमिटेड	26-फरवरी-14
तीसरा सीजीडी बोली दौर					
10	3.01	जालंधर	पंजाब	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड के नेतृत्व में परिसंघ	06-सितंबर-13
11	3.02	भावनगर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	05-मार्च-14
12	3.03	जामनगर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	17-जनवरी-14
13	3.04	कच्छ पश्चिम	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	19-दिसंबर-14
14	3.05*	कच्छ पूर्व	गुजरात	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड के नेतृत्व में परिसंघ	12-मार्च-15
15	3.06*	लुधियाना	पंजाब	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड के नेतृत्व में 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	01-अप्रैल-15
18	4.03	पालघर जिला और ठाणे ग्रामीण	महाराष्ट्र	गुजरात गैस लिमिटेड	01-अप्रैल-15
19	4.04	रायगढ़ जिला (ईएएए)	महाराष्ट्र	महानगर गैस लिमिटेड	01-अप्रैल-15
20	4.05	दादरा और नगर हवेली संघ शासित प्रदेश	दादरा और नगर हवेली	गुजरात गैस लिमिटेड	01-अप्रैल-15
21	4.06	दमन संघ शासित प्रदेश	दमन और दीव	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	01-अप्रैल-15
22	4.07	अमृतसर जिला	पंजाब	गुजरात गैस लिमिटेड	05-मई-15



क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत कंपनी	प्राधिकार की तिथि
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-अक्टूबर-15
5वां सीजीडी बोली दौर					
25	5.01	ऊधमसिंह नगर जिला	उत्तराखंड	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	28-जुलाई-15
26	5.02	हरिद्वार जिला	उत्तराखंड	हरिद्वार प्राकृतिक गैस प्राइवेट लि. मिटेड	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-सितंबर-15
31	5.07	धारवाड़ जिला	कर्नाटक	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	14-सितंबर-15
32	5.08	बेलगाम जिला	कर्नाटक	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	14-सितंबर-15
6वां 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	दाहेज वागरा तालुका	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	06-जून-16
38	6.06	रूपनगर जिला	पंजाब	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	10-जून-16
39	6.07	उत्तरी गोवा जिला	गोवा	गोवा प्राकृतिक 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	01-जुलाई-16
42	6.10	आनंद जिला (ईएएए)	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	04-जुलाई-16
43	6.11	पंचमहल जिला	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	04-जुलाई-16
44	6.12	फतेहगढ़ साहिब जिला	पंजाब	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	05-जुलाई-16
45	6.13	यमुनानगर जिला	हरियाणा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	22-जुलाई-16
46	6.14	रत्नागिरी जिला	महाराष्ट्र	यूनिसन एनवायरो प्राइवेट लिमिटेड	09-अगस्त-16
47	6.15	रेवाड़ी जिला	हरियाणा	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	19-अगस्त-16
48	6.16	धार जिला	मध्य प्रदेश	नवरिया गैस प्राइवेट लिमिटेड	07-सितंबर-16
49	6.17	रोहतक जिला	हरियाणा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	09-अप्रैल-18



क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत कंपनी	प्राधिकार की तिथि
50	6.18	अहमदाबाद जिला (ईएएए)	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	22-जून-16
33	6.01	बठिंडा जिला	पंजाब	गुजरात गैस लिमिटेड	10-मई-16
34	6.02	सहारनपुर जिला	संघ शासित 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	दाहेज वागरा तालुका	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	06-जून-16
38	6.06	रूपनगर जिला	पंजाब	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	10-जून-16
39	6.07	उत्तरी गोवा जिला	गोवा	गोवा प्राकृतिक 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	01-जुलाई-16
42	6.10	आनंद जिला (ईएएए)	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	04-जुलाई-16
43	6.11	पंचमहल जिला	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	04-जुलाई-16
44	6.12	फतेहगढ़ साहिब जिला	पंजाब	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	05-जुलाई-16
45	6.13	यमुनानगर जिला	हरियाणा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	22-जुलाई-16
46	6.14	रत्नागिरी जिला	महाराष्ट्र	यूनिसन एनवायरो प्राइवेट लिमिटेड	09-अगस्त-16
47	6.15	रेवाड़ी जिला	हरियाणा	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	19-अगस्त-16
48	6.16	धार जिला	मध्य प्रदेश	नवेरिया गैस प्राइवेट लिमिटेड	07-सितंबर-16
49	6.17	रोहतक जिला	हरियाणा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	09-अप्रैल-18
50	6.18	अहमदाबाद जिला (ईएएए)	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	22-जून-16
7वां सीजीडी बोली दौर					
51	7.01	सोलापुर जिला	महाराष्ट्र	शोलागास्को प्राइवेट लिमिटेड	06-मार्च-17
8वां सीजीडी बोली दौर					
52	8.01	दक्षिण गोवा जिला	गोवा	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	07-फरवरी-18
53	8.02	करनाल जिला	हरियाणा	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	08-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	06-मार्च-18
56	8.05	बुलंदशहर (भाग) जिला	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	06-मार्च-18
57	8.06	बागपत जिला	उत्तर प्रदेश	बागपत ग्रीन एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	28-मार्च-18
पीएनजीआरबी-पूर्व - केंद्र सरकार प्राधिकार (सीजीडी प्राधिकार विनियमन का विनियम 17)					
58	99.01	दिल्ली राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र	दिल्ली	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	09-जनवरी-09
59	99.02	मुंबई और ग्रेटर मुंबई	महाराष्ट्र	महानगर गैस लिमिटेड	21-जनवरी-09
60	99.03	बरेली	उत्तर प्रदेश	सेंट्रल यूपी गैस लिमिटेड	22-अप्रैल-09



क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत कंपनी	प्राधिकार की तिथि
61	99.04	कानपुर	उत्तर प्रदेश	सेंट्रल यूपी गैस लिमिटेड	22-अप्रैल-09
62	99.05	पुणे शहर जिसमें पिंपरी-चिचवाड़ और आसपास के निक. टवर्ती क्षेत्र हिंजेवाड़ी, चाकन, तालेगांव शामिल हैं	महाराष्ट्र	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड	01-जून-09
63	99.06	विजयवाड़ा	आंध्र प्रदेश	भाग्यनगर गैस लिमिटेड	28-जुलाई-09
64	99.07	ठाणे शहर और आसपास की नगर पालिकाएं	महाराष्ट्र	महानगर गैस लिमिटेड	04-अगस्त-09
65	99.08	इंदौर (उज्जैन शहर सहित)	मध्य प्रदेश	आवंतिका गैस लिमिटेड	31-अगस्त-09
66	99.09	हैदराबाद	तेलंगाना	भाग्यनगर गैस लिमिटेड	09-अक्तूबर-09
67	99.10	आगरा	उत्तर प्रदेश	ग्रीन गैस लिमिटेड	12-नवंबर-09
68	99.11	गांधीनगर, मेहसाणा, साबरकांठा	गुजरात	साबरमती गैस लिमिटेड	16-दिसंबर-09
69	99.12	ग्वालियर	मध्य प्रदेश	आवंतिका गैस लिमिटेड	04-जनवरी-10
70	99.13	फिरोजाबाद (ताज ट्रेपेज़ियम ज़ोन)	उत्तर प्रदेश और रा. जस्थान	गेल गैस लिमिटेड	26-सितंबर-11
71	99.14	कोलकाता नगर निगम और आसपास के जिलों के हिस्से	पश्चिम बंगाल	बंगाल गैस कंपनी लिमिटेड	02-फरवरी-16
72	99.15	ऊपरी असम	असम	असम गैस कंपनी लिमिटेड	06-फरवरी-15
73	99.16	अगरतला	त्रिपुरा	त्रिपुरा प्राकृतिक गैस कंपनी लिमिटेड	24-फरवरी-15
74	99.17	लखनऊ	उत्तर प्रदेश	ग्रीन गैस लिमिटेड	15-मार्च-16
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
पीएनजीआरबी-पूर्व – केंद्र सरकार के प्राधिकारों के अलावा (सीजीडी प्राधिकार विनियम का विनियम 18)					
77	98.01	खुर्जा	उत्तर प्रदेश	अदानी गैस लिमिटेड	04-दिसंबर-12
78	98.02	सूरत, भरुच, अंकलेश्वर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	08-नवंबर-12
79	98.03	मुरादाबाद	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस मुरादाबाद लिमिटेड	30-नवंबर-12
80	98.04	नाडियाड	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	01-अक्टूबर-13
81	98.05	नवसारी	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	01-अक्टूबर-13
82	98.06	राजकोट	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	01-अक्टूबर-13
83	98.07	सुरेंद्रनगर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	01-अक्टूबर-13
84	98.08	अहमदाबाद शहर और दसक्रोई क्षेत्र	गुजरात	अदानी गैस लिमिटेड	28-नवंबर-13
85	98.09	हजीरा	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	17-जुलाई-14



क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत कंपनी	प्राधिकार की तिथि
86	98.10	वलसाड	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	20-जनवरी-15
87	98.11	कंजरी और वडताल गांवों सहित आणंद क्षेत्र (खेड़ा जिले में)	गुजरात	चरोतर गैस सहकारी मंडली लिमिटेड	12-मई-15
88	98.12	भिवाड़ी (अलवर जिले में)	राजस्थान	हरियाणा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन (भिवाड़ी) लिमिटेड	01-अगस्त-18
पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 42 के तहत					
89	97.01	पटना जिला	बिहार	गेल (इंडिया) लिमिटेड	07-मार्च-18
90	97.02	पूर्वी सिंहभूम जिला	झारखंड	गेल (इंडिया) लिमिटेड	07-मार्च-18
91	97.03	रांची जिला	झारखंड	गेल (इंडिया) लिमिटेड	07-मार्च-18
92	97.04	खोरधा जिला	ओडिशा	गेल (इंडिया) लिमिटेड	07-मार्च-18
93	97.05	कटक जिला	ओडिशा	गेल (इंडिया) लिमिटेड	07-मार्च-18
94	97.06	वाराणसी जिला	उत्तर प्रदेश	गेल (इंडिया) लिमिटेड	07-मार्च-18





अनुलग्नक घ

11 और 11क सीजीडी बोली दौर/लक्ष्यों के तहत सीजीडी प्राधिकार

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
11.01	कुरनूल, गुंटूर और प्रकाशम जिले	आंध्र प्रदेश	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	301	4499311	1412
11.02	नागांव, मोरीगांव, होजई, कार्बी आंगलोंग, पश्चिम कार्बी आंगलोंग और दीमा हसाओ जिले	असम	अदानी गैस लिमिटेड	78	481962	1962
11.03	लखीमपुर, धेमाजी, दारंग, उदलगिरी, सोनितपुर और बिश्वनाथ चरियाली जिले	असम	असम गैस कंपनी लिमिटेड और ऑयल इंडिया लिमिटेड का परिसंघ	166	346000	2288
11.04	कोकराझार, धुबरी, दक्षिण सालमारा-मनकाचर और गोलपारा जिले	असम	अदानी गैस लिमिटेड	62	311962	962
11.05	बक्सा, बारपेटा, बोंगईगांव, चिरांग, नलबाड़ी और बजाली जिले	असम	अदानी गैस लिमिटेड	78	481962	878
11.06	दरभंगा, मधुबनी, सुपौल, सीतामढ़ी और शिवहर जिले	बिहार	बीपीसीएल	50	1010999	2895
11.07	गोपालगंज, सीवान, पश्चिमी चंपारण, पूर्वी चंपारण और देवरिया जिले	बिहार और उत्तर प्रदेश	बीपीसीएल	67	1010999	4141
11.08	बलौदा बाजार, गरियाबंद और रायपुर जिले	छत्तीसगढ़	एचसीजी रायपुर प्राइवेट लिमिटेड	606	1506000	5060
11.09	कबीरधाम, राज नंदगाँव और कांकेर जिले	छत्तीसगढ़	अदानी गैस लिमिटेड	78	311962	1962
11.10	मुंगेली, बेमेतरा, दुर्ग, बालोद और धमतरी जिले	छत्तीसगढ़	अदानी गैस लिमिटेड	178	1111962	1962
11.11	जशपुर, रायगढ़, जांजगीर-चांपा और महासमुंद जिले	छत्तीसगढ़	अदानी गैस लिमिटेड	162	881162	1962
11.16	मंडी, कुल्लू, किन्नौर और लाहौल और स्पीति जिले	हिमाचल प्रदेश	दिनेश इंजीनियर्स लिमिटेड और रेजोनेंस एनर्जी प्रा. लिमिटेड और तोलानी प्रोजेक्ट्स प्रा. लिमिटेड का परिसंघ	45	252000	लागू नहीं
11.17	कांगड़ा और चंबा जिले	हिमाचल प्रदेश	थिक गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड और थिक गैस इन्वेस्टमेंट प्रा. लिमिटेड का परिसंघ	41	300109	लागू नहीं



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
11.18	जम्मू, उधमपुर, रियासी, सांबा और कटुआ जिले	जम्मू और कश्मीर केंद्र शासित प्रदेश	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	121	1452352	लागू नहीं
11.19	गुमला, लातेहार, लोहरदगा, सिमडेगा, गढ़वा और खूंटी जिले	झारखंड	अदानी गैस लिमिटेड	62	161978	978
11.20	चिक्काबल्लापुर जिला	कर्नाटक	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	81	382500	999
11.21	इडुक्की, कोट्टायम और पट्टानमट्टिडा जिले	केरल	शोलागास्को प्राइवेट लिमिटेड	325	1080928	1342
11.22	आगर मालवा, नीमच, मंदसौर और झालावाड़ जिले	मध्य प्रदेश और राजस्थान	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	126	540000	3060
11.23	बुरहानपुर, खंडवा, खरगोन और हरदा जिले	मध्य प्रदेश	अदानी गैस लिमिटेड	119	511978	1578
11.24	टीकमगढ़, निवाड़ी, छतरपुर और पन्ना जिले	मध्य प्रदेश	अदानी गैस लिमिटेड	47	191978	1478
11.25	बैतूल, छिंदवाड़ा, सिवनी और बालाघाट जिले	मध्य प्रदेश	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	171	400500	2088
11.26	दमोह, जबलपुर, कटनी, मंडला, उमरिया और डिंडोरी जिले	मध्य प्रदेश	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	171	1530000	6507
11.27	होशंगाबाद, नरसिंहपुर, सागर और विदिशा जिले	मध्य प्रदेश	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	207	663300	3600
11.28	बुलढाणा, नांदेड़ और परभणी जिले	महाराष्ट्र	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड	325	2007730	2600
11.29	बीड, जलगाँव और जालना जिले	महाराष्ट्र	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	151	2309973	1188
11.30	अकोला, हिंगोली और वाशिम जिले	महाराष्ट्र	अदानी गैस लिमिटेड	101	511962	1962
11.31	अमरावती और यवतमाल जिले	महाराष्ट्र	अदानी गैस लिमिटेड	162	901962	2562
11.32	चंद्रपुर और वर्धा जिले	महाराष्ट्र	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	117	909000	3060
11.33	नागपुर जिला	महाराष्ट्र	एचसीजी नागपुर प्राइवेट लिमिटेड	756	1965000	7221
11.34	भंडारा, गोंदिया और गढ़चिरौली जिले	महाराष्ट्र	अदानी गैस लिमिटेड	78	361962	1562
11.35	अलीराजपुर, नंदुरबार और बड़वानी जिले	महाराष्ट्र और मध्य प्रदेश	अदानी गैस लिमिटेड	62	221962	662



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
11.36	कोरापुट, मल्कानगिरी और नबरंगपुर जिले	ओडिशा	अदानी गैस लिमिटेड	38	151968	968
11.37	गजपति, कंधमाल, बौध और सोनपुर जिले	ओडिशा	गेल गैस लिमिटेड	30	30001	900
11.38	रायगड़ा, कालाहांडी, बोलांगीर और नुआपाड़ा जिले	ओडिशा	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	63	303030	2520
11.39	पठानकोट जिला	पंजाब	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	51	262740	151
11.40	तरनतारन जिला	पंजाब	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	72	243000	999
11.41	फाजिल्का (पहले से अधिकृत क्षेत्र को छोड़कर), गंगानगर और हनुमानगढ़ जिले	पंजाब और राजस्थान	बीपीसीएल	49	752999	3308
11.42	बीकानेर और चूरू जिले	राजस्थान	दिनेश इंजीनियर्स लिमिटेड और रेजोनेंस एनर्जी प्रा. लिमिटेड और तोलानी प्रोजेक्ट्स प्रा. लिमिटेड का परिसंघ	81	900000	1800
11.43	झुंझुनू, सीकर और नागौर जिले	राजस्थान	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	171	2087645	1200
11.44	दौसा, करौली, सवाई माधोपुर और टोंक जिले	राजस्थान	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	124	707000	3988
11.45	धर्मपुरी और कृष्णागिरी जिले	तमिलनाडु	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	201	1619227	1201
11.46	तिरुवन्नामलाई, विल्लुपुरम और कल्लाकुरिची जिले	तमिलनाडु	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	99	1323000	2520
11.47	अरियालुर और पेराम्बलुर जिले	तमिलनाडु	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	63	419400	1530
11.48	नामक्कल और तिरुचिरापल्ली जिले	तमिलनाडु	आईआरएम	290	1774000	1450
11.49	पुदुकोट्टई, शिवगंगा और तंजावुर जिले	तमिलनाडु	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	216	1400004	6498
11.50	मदुरै, थेनी और विरुद्धनगर जिले	तमिलनाडु	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	201	2846696	2001
11.51	कन्याकुमारी, थूथुकुडी, तिरुनेवेली कट्टाबो और तेनकासी जिले	तमिलनाडु	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	251	2939842	2001
11.52	डिंडीगुल और करूर जिले	तमिलनाडु	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	135	1008000	3510



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
11.53	नीलगिरी और इरोड जिले	तमिलनाडु	बीपीसीएल	201	884777	1316
11.54	निजामाबाद, आदिलाबाद, निर्मल, मंचेरियल कुमुरम भीम आसिफाबाद और कामारेड्डी जिले	तेलंगाना	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड	351	1286333	2500
11.55	जोगुलम्बा गडवाल, नागरकुर्नूल, महबूबनगर, नारायणपेट, वानापर्थी और यादगीर जिले	तेलंगाना और कर्नाटक	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	270	1299996	4545
11.56	दक्षिण त्रिपुरा और सेपाहीजला जिला	त्रिपुरा	असम गैस कंपनी लिमिटेड और ऑयल इंडिया लिमिटेड का परिसंघ	46	96000	844
11.57	धलाई, उत्तरी त्रिपुरा, उनाकोटी और खोवाई	त्रिपुरा	असम गैस कंपनी लिमिटेड और ऑयल इंडिया लिमिटेड का परिसंघ	66	116000	552
11.58	अमरोहा (पहले से अधिकृत क्षेत्र को छोड़कर) और संभल जिले (पहले से अधिकृत क्षेत्र को छोड़कर)	उत्तर प्रदेश	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	99	657000	1440
11.59	कासगंज जिला	उत्तर प्रदेश	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	45	252000	1530
11.60	पुरुलिया और बांकुरा जिले	पश्चिम बंगाल	बीपीसीएल	27	555999	1211
11.61	पूर्वी मेदिनीपुर, पश्चिम मेदिनीपुर और झारग्राम जिले	पश्चिम बंगाल	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	131	3734901	1500
11.62	अलीपुरद्वार और कोच बिहार	पश्चिम बंगाल	बीपीसीएल	19	251999	706
11.63	बांदा, चित्रकूट और महोबा	उत्तर प्रदेश	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	102	150006	2325
11.64	पौड़ी गढ़वाल, उत्तरकाशी, रुद्रप्रयाग और टिहरी गढ़वाल जिले	उत्तराखंड	दिनेश इंजीनियर्स लिमिटेड और रेजोनेंस एनर्जी प्रा. लिमिटेड और तोलानी प्रोजेक्ट्स प्रा. लिमिटेड का परिसंघ	63	351000	लागू नहीं
11.65	पिथौरागढ़, चंपावत, अल्मोड़ा, चमोली और बागेश्वर जिले	उत्तराखंड	दिनेश इंजीनियर्स लिमिटेड और रेजोनेंस एनर्जी प्रा. लिमिटेड और तोलानी प्रोजेक्ट्स प्रा. लिमिटेड का परिसंघ	72	405000	लागू नहीं
11क.01	लखीमपुर खीरी, सीतापुर, बहराइच, श्रावस्ती, बलरामपुर, सिद्धार्थ नगर एवं महाराजगंज जिले	उत्तर प्रदेश	बीपीसीएल	421	5069648	5060



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	इस्पात पाइपलाइन (इंच-कि.मी.)
11क.02	बांका (बिहार), दुमका, गोड्डा, जामताड़ा, पाकुड़ और साहिबगंज जिले	बिहार और झारखंड	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	99	1476189	2007
11क.03	बीरभूम, मुर्शिदाबाद, मालदह और दक्षिण दिनाजपुर जिले	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	162	6210189	1845
11क.04	कोरिया, सूरजपुर, बलरामपुर और सरगुजा जिले	छत्तीसगढ़	बीपीसीएल	54	259496	1335
11क.05	कोंडागांव, बस्तर, सुकमा, नारायणपुर, बीजापुर और दंतेवाड़ा जिले	छत्तीसगढ़	गेल गैस लिमिटेड	32	70031	511
11क.06	यानम	पुदुचेरी	एचसीजी (केसीई) प्रा. लिमिटेड और अन्य का परिसंघ	51	51000	133



अनुलग्नक ड.

सीजीडी नेटवर्क के लिए प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई
(1 अप्रैल, 2021 से 31 मार्च, 2022)

क्र.सं.	सीजीडी नेटवर्क/भौगोलिक क्षेत्र का नाम	कंपनी का नाम	बैठक/सुनवाई की तारीख
1	सोनीपत	गेल गैस लिमिटेड	01.04.2021
2	मेरठ	गेल गैस लिमिटेड	01.04.2021
3	देवास	गेल गैस लिमिटेड	01.04.2021
4	नाडियाड	गुजरात गैस लिमिटेड	06.04.2021
5	अमरेली जिला	गुजरात गैस लिमिटेड	06.04.2021
6	सुरेंद्रनगर	गुजरात गैस लिमिटेड	06.04.2021
7	दाहोद जिला	गुजरात गैस लिमिटेड	06.04.2021
8	तुमकुर जिला	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	07.04.2021
9	बेलगाम जिला	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	07.04.2021
10	फतेहगढ़ साहिब जिला	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	12.04.2021
11	खन्ना क्षेत्र को प्राकृतिक गैस की आपूर्ति	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	07.05.2021
		थिक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड	
		गेल (इंडिया) लिमिटेड	
12	देहरादून जिला	गेल गैस लिमिटेड	30.07.2021
13	एमडब्ल्यूपी लक्ष्यों में कमी के संबंध में सीजीडी कंपनियों के साथ बैठक	सीजीडी संस्थाओं का संघ	02.08.2021
14	एर्नाकुलम जिला	इंडियन ऑयल-अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	11.08.2021
15	इलाहाबाद		
16	चंडीगढ़		
17	वैकल्पिक स्रोत से प्राकृतिक गैस की आपूर्ति	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड और	06.12.2021
		एचएलएल लाइफकेयर लिमिटेड	
		ईआईसीएल लिमिटेड	





अनुलग्नक च

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए प्रगति समीक्षा बैठकों और सुनवाई का विवरण
(1 अप्रैल, 2021 से 31 मार्च, 2022)

क्र.सं.	पाइपलाइन का नाम	कंपनी का नाम	सुनवाई की तारीख
1	काकीनाडा-सिकाकुलम	आंध्र प्रदेश गैस वितरण निगम लिमिटेड	02.07.2021
2	जयगढ़-मैंगलोर	एच-एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	06.08.2021
3	एन्नोर-तूतीकोरिन	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	30.12.2021
4	चैसा-झज्जर-हिसार	गेल (इंडिया) लिमिटेड	11.02.2022
5	एकीकृत जेएचबीडीपीएल	गेल (इंडिया) लिमिटेड	11.02.2022
6	मेहसाणा-बठिंडा	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड	15.02.2022
7	बठिंडा-गुरदासपुर	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड	15.02.2022
8	मल्लावरम-भोपाल-भीलवाड़ा-विजयपुर	जीएसपीएल ट्रांसको इंडिया लिमिटेड	15.02.2022
9	कनाई छाता-श्रीरामपुर	हुगली पाइपलाइन प्राइवेट लिमिटेड	24.02.2022
10	जयगढ़-मैंगलोर	एच-एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	24.02.2022
11	काकीनाडा-श्रीकाकुलम	आंध्र प्रदेश गैस डिस्ट्रीब्यूशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड	15.03.2022
12	कोच्चि-कूट्टनाड-बैंगलोर-मैंगलोर	गेल (इंडिया) लिमिटेड	16.03.2022
13	काकीनाडा-विजयवाड़ा-नेल्लोर	आईएमसी लिमिटेड	07.04.2022



अनुलग्नक छ:

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (परिचालन, आंशिक रूप से चालू और निर्माणाधीन) – 31.03.2022 तक

विवरण		लंबाई (कि.मी.)	कुल (कि.मी.)
प्राधिकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	सामान्य वाहक	32,616	34,135
	अनुबंध कनेक्टिविटी	743	
	समर्पित	779	
परिचालन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	सामान्य वाहक	20,629	21,715
	अनुबंध कनेक्टिविटी	108	
	समर्पित	650	
	एसटीपीएल	328	
निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	सामान्य वाहक	13,186	14,240
	अनुबंध कनेक्टिविटी	663	
	समर्पित	122	
	एसटीपीएल	269	

टिप्पणी: चालू और निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की लंबाई के योग में प्राधिकृत पाइपलाइनों की लंबाई में अंतर निम्नलिखित कारणों में से एक या अधिक के कारण है:

- साइट की स्थितियों के कारण निर्मित लंबाई में भिन्नता,
- एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के प्रावधानों के अनुसार टैरिफ कॉरिडोर के भीतर कनेक्टिविटी प्रदान करने के लिए अधिकृत कंपनियों द्वारा अतिरिक्त पाइपलाइनें बिछाई गई हैं।
- उपर्युक्त परिचालन और निर्माणाधीन पाइपलाइनों की लंबाई में सीजीडी संस्थाओं आदि के स्वामित्व वाली सब-ट्रांसमिशन पाइपलाइनों (एसटीपीएल) की उपलब्ध लंबाई शामिल है।

उपर्युक्त प्रचालन और प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की निर्माणाधीन लंबाई में सीजीडी कंपनियों के स्वामित्व वाली सब-ट्रांसमिशन पाइपलाइनों की उपलब्ध लंबाई शामिल है।

अस्वीकरण: हालांकि इस रिपोर्ट में दी गई जानकारी की सटीकता सुनिश्चित करने के लिए हर सावधानी बरती गई है, तथापि, यदि अगले अद्यतन में सुधार करने के लिए त्रुटियों/चूक को ध्यान में लाया जाता है तो पीएनजीआरबी आभारी होगा।





(क) लघु रूप सूची

एजीसीएल	असम गैस कंपनी लिमिटेड
एजीपीकेएलपीएल	एजीपी कराईकल एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड
एपीसीपीएल	आस्था पावर कॉर्पोरेशन प्राइवेट लिमिटेड
एपीजीडीसी	आंध्र प्रदेश गैस वितरण निगम लिमिटेड
बीजीएल	भाग्यनगर गैस लिमिटेड
बीजीआरएल	भारत गैस रिसोर्सज लिमिटेड
सीजीएसएमएल	चरोतर गैस सहकारी मंडली लिमिटेड
सीयूजीएल	सेंट्रल यूपी गैस लिमिटेड
डीएफपीसीएल	दीपक फर्टिलाइजर एंड पेट्रोकेमिकल कॉर्पोरेशन लिमिटेड
डीएनपीएल	डीएनपी लिमिटेड
ईसीसीपीएल	ईस्ट कोस्ट रियायतें प्राइवेट लिमिटेड
ईओजीईपीएल	एस्सार ऑयल एंड गैस एक्सप्लोरेशन एंड प्रोडक्शन लिमिटेड
जीजीएल	गुजरात गैस लिमिटेड
जीजीपीएल	गोदावरी गैस प्राइवेट लिमिटेड
जीआईजीएल	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड
जीआईटीएल	जीएसपीएल इंडिया ट्रांसको लिमिटेड
जीएसपीएल	गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड
एचईपीएल	एच-एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड
एचएनजीपीएल	हरिद्वार प्राकृतिक गैस प्राइवेट लिमिटेड
एचपीजीजीजी	हाई प्रेशर गुजरात गैस ग्रिड
एचपीओआईएल	एचपीओआईएल गैस प्राइवेट लिमिटेड
एचपीपीएल	हुगली पाइपलाइन प्राइवेट लिमिटेड
एचवीजे	एकीकृत हजीरा-विजयपुर-जगदीशपुर एनजीपीएल
आईजीजीएल	इंद्रधनुष गैस ग्रिड लिमिटेड
आईजीएल	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड

आईएमसी	आईएमसी लिमिटेड
आईओसीएल	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड
आईआरएमईपीएल केएम	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड किलोमीटर
आईओएजीपीएल	इंडियन ऑयल अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड
केआरपीईपीएल	केई आरएसओएस पेट्रोलियम एंड एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड
एमईआईएल	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड
एमएमएससीएमडी	लाख मीट्रिक मानक घन मीटर प्रति दिन
एमएसआईपीएल	महाराज सोप्स इंडस्ट्री प्राइवेट लिमिटेड
एनजीपीएल	एनजीपीएल गैस प्राइवेट लिमिटेड
ओएनजीसी	ऑयल एंड नेचुरल गैस कॉर्पोरेशन लिमिटेड
ओपॉल	ओएनजीसी पेट्रो एडिशन लिमिटेड
पीआईएल	पाइपलाइन इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड
आरसीआईपीएल	रेकासिल सेरामिक्स इंडस्ट्रीज प्राइवेट लिमिटेड
आरजीपीएल	रिलायंस गैस पाइपलाइन लिमिटेड
एससीपीएल	सिलिका सिरेमिका प्राइवेट लिमिटेड
एसईआईएल	स्टील एक्सचेंज इंडिया लिमिटेड
एसएनजीएल	सांवरिया गैस लिमिटेड
टीजीपीएल	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड
टीजीपुल	टोरेंट गैस पुणे लिमिटेड
टीएनजीसीएल	त्रिपुरा प्राकृतिक गैस कंपनी लिमिटेड
टीपीएल	टोरेंट पावर लिमिटेड
यूईपीएल	यूनिसन एनवायरो प्राइवेट लिमिटेड
वीजीएल	वडोदरा गैस लिमिटेड
डब्ल्यूसीपीएल	वेस्टर्न कंसेसशन्स प्राइवेट लिमिटेड



(ख) 31.03.2022 तक पूर्ण परिचालन सामान्य वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 5/17/18 के तहत अधिकृत)

क्र.सं.	पाइपलाइन विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	परिचालन लंबाई (केएम)	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	242.55	पुडुचेरी, तमिलनाडु
3	17.03.एनजीपीएल	हजीरा-विजयपुर-जगदीशपुर-जीआरईपी (गैस पुनर्वास और विस्तार परियोजना)- दाहेज -विजयपुर एचवीजे / वीडपीएल	गेल	19.04.2010	5,502.46	107	6,015.40	उत्तर प्रदेश, मध्य प्रदेश, राजस्थान, गुजरात
4	17.04.एनजीपीएल	दाहेज-विजयपुर (डीवीपीएल)-विजयपुर-दादरी (जीआरईपी) अपग्रेडेशन डीवीपीएल 2 और वीडपीएल	गेल	14.02.2011				
5	17.04.एनजीपीएल	काकीनाडा-हैदराबाद-उरण-अहमदाबाद (पूर्व पश्चिम पाइपलाइन)	पीआईएल	19.04.2010	1,459.02	85	1,459.02	आंध्र प्रदेश, गुजरात, महाराष्ट्र, तेलंगाना
6	17.05.एनजीपीएल	दाहेज -उरण-पनवेल-धमोल	गेल	10.05.2010	815	19.9	942.08	गुजरात, महाराष्ट्र
7	17.06.एनजीपीएल	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल	12.05.2010	877.86	16	874.36	आंध्र प्रदेश, पुडुचेरी
8	17.07.एनजीपीएल	गुजरात क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल	03.12.2010	608.82	8.31	667.31	गुजरात
9	17.08.एनजीपीएल	अगरतला क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल	13.12.2010	55.4	2	55.28	त्रिपुरा
10	17.10.एनजीपीएल	दादरी-पानीपत	आईओसीएल	05.01.2011	132	20	143.31	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	हाई प्रेशर गुजरात गैस ग्रिड	जीएसपीएल	27.07.2012	2,207.00	31	2637.44	गुजरात
14	18.02.एनजीपीएल	हजीरा-अंकलेश्वर (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	आरजीपीएल	11.07.2013	312	3.5	304	मध्य प्रदेश, उत्तर प्रदेश
17	17.17.एनजीपीएल	असम क्षेत्रीय नेटवर्क	एजीसीएल	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-तलोजा	डीएफपीसीएल	21.10.2014	42	0.7	42	महाराष्ट्र
20	21.02.एनजीपीएल	विजयपुर-औरैया-फूलपुर स्पर लाइन	गेल	26.10.2015	666	-	666.791	मध्य प्रदेश, उत्तर प्रदेश
					कुल		13,319	14,449



(ग) 31.03.2022 तक पूर्ण परिचालन अनुबंध कनेक्टिविटी
(एनजीपीएल प्राधिकार विनियम 21(1) के तहत अधिकृत)

क्र.सं.	पीएल विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएससीएमसी)	परिचालन लंबाई (कि.मी.)	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
1	21.01.एनजीपीएल	जयगढ़-दाभोल	डब्ल्यूसीपीएल	18.05.2015	60	29	56.37	महाराष्ट्र
2	21.03.एनजीपीएल	ओएनजीसी डब्ल्यूएचआई नॉर्थ पेनुगोंडा से जीएएच, पेरावली एसवी स्टेशन	केआरपीईपीएल	16.02.2016	7.8	0.05	7.8	आंध्र प्रदेश
3	21.06.एनजीपीएल	एसवी-2 (मेमाथुर) में गेल के केजी बेसिन नेटवर्क के लिए ओएनजी.सी का मदनम फील्ड	गेल	21.12.2017	29	0.85	29.64	आंध्र प्रदेश
4	21.07.एनजीपीएल	ओएनजीसी के एस1-वीए क्षेत्र ओडालारेवु से गेल के केजी बेसिन नेटवर्क एसवी-1, बोडस्करु	गेल	09.01.2018	13.6	5.2	14.1	आंध्र प्रदेश
कुल					110			



(घ) 31.03.2022 तक परिचालन समर्पित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन
(एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 19 के तहत प्राधिकृत)

क्र.सं.	पीएल विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	प्रचालन लंबाई (कि.मी.)	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
1	19.01.एनजीपीएल	दुलियाजान से नुमालीगढ़	डीएनपीएल	26.03.2019	194	1.2	192	असम
2	19.02.एनजीपीएल	दुर्गापुर में मैसर्स फिलिप कार्बन ब्लैक लिमिटेड	ईओजीईपीएल	03.11.2010	8	0.7	8	पश्चिम बंगाल
3	19.03.एनजीपीएल	दुर्गापुर में ग्रेफाइट इंडिया लिमिटेड के लिए एस्सार का एलपी गैस गैदरिंग हैडर	ईओजीईपीएल	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	ईपीएस अकोल्जोनी - 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 जीजीएस से जीएसीएल पाइपलाइन	गेल	14.12.2012	11.25	0.22	11.25	गुजरात
8	19.08.एनजीपीएल	सीवाईए और रसायन को जीजीएस ओलपैड	गेल	14.12.2012	1.2	0.05	1.2	गुजरात
9	19.09.एनजीपीएल	जुलवा ईपीएस से नाहर पाइपलाइन	गेल	14.12.2012	0.85	0.04	0.85	गुजरात
10	19.10.एनजीपीएल	जोलवा ईपीएस से जीएसीएल (एमडीपीई)	गेल	14.12.2012	7.8	0.13	7.8	गुजरात
11	19.11.एनजीपीएल	किम ईपीएस से स्पायर सेरा पाइपलाइन (एमडीपीई)	गेल	14.12.2012	1.2	0.01	1.2	गुजरात
12	19.12.एनजीपीएल	ईपीएस वासणा - यूनिवर्सल मेटल (मंगलम अलायज)	गेल	14.12.2012	0.61	0.01	0.61	गुजरात
13	19.13.एनजीपीएल	मोटेरा जीजीएस - आरआईएल सुघड	गेल	14.12.2012	3.72	0.07	3.72	गुजरात
14	19.14.एनजीपीएल	कलोल कलेक्टर लाइन टी/ओ - बीवीएम	गेल	14.12.2012	1.7	0.02	1.7	गुजरात
15	19.15.एनजीपीएल	ईपीएस नंदासन - निरमा	गेल	14.12.2012	4.97	0.01	4.97	गुजरात
16	19.16.एनजीपीएल	ईपीएस नंदासन - स्टर्लिंग (एन)	गेल	14.12.2012	2.84	0.01	2.84	गुजरात
17	19.17.एनजीपीएल	ईपीएस नंदासन - स्टर्लिंग (के)	गेल	14.12.2012	0.52	0.02	0.52	गुजरात
18	19.18.एनजीपीएल	ईपीएस वाडू - पाथनियर	गेल	14.12.2012	0.35	0.01	0.35	गुजरात
19	19.19.एनजीपीएल	सानंद जीजीएस - जलाराम	गेल	14.12.2012	1.17	0.03	1.17	गुजरात
20	19.20.एनजीपीएल	लिम्बोदरा ईपीएस - आकाश	गेल	14.12.2012	0.2	0.03	0.2	गुजरात
21	19.21.एनजीपीएल	नंदसन ईपीएस - अकीक टाइल्स	गेल	14.12.2012	2.4	0.01	2.43	गुजरात
22	19.22.एनजीपीएल	नल्लूर - टीएनईबी थिरुमकोडई	गेल	14.12.2012	9.8	0.77	10.21	तमिलनाडु
23	19.23.एनजीपीएल	नल्लूर - प्रेम केमको	गेल	14.12.2012	0.185	0.12	0.21	तमिलनाडु
24	19.24.एनजीपीएल	बिष्कीजी-नेइसर	गेल	14.12.2012	16.55	0.02	16.55	तमिलनाडु



क्र.सं.	पीएल विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	प्रचालन लंबाई (कि.मी.)	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
25	19.25.एनजीपीएल	एफएल	गेल	14.12.2012	1.7	0.1	1.71	आंध्र प्रदेश
26	19.26.एनजीपीएल	हाईटेक	गेल	14.12.2012	0.46	0.06	0.46	आंध्र प्रदेश
27	19.27.एनजीपीएल	स्टील एक्सचेंज	गेल	14.12.2012	1.36	0.05	1.36	आंध्र प्रदेश
28	19.28.एनजीपीएल	डंडेवाला - गमनेवाला-आरएसईबी 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 एसवी स्टेशन	एससीपीएल	27.08.2013	3.6	0.02	3.8	आंध्र प्रदेश
31	19.32.एनजीपीएल	ओएनजीसी कम्पापलेम पृथक कूप से पूर्वी गोदावरी में गेल एसवी टर्मिनल, डिंडी	एसईआईएल	09.01.2014	5.4	0.05	4.75	आंध्र प्रदेश
32	19.33.एनजीपीएल	ओएनजीसी का सीटीएफ अंकलेश्वर के पृथक कूप से गेल के कॉमन कैरियर साउथ गुजरात नेटवर्क इंटरकनेक्शन प्वाइंट तक	आरसीआईपीएल	20.05.2015	0.53	0.015	0.53	गुजरात
33	19.34.एनजीपीएल	भाडोल टॉप से टॉरेंट हजीरा अखाकोल	जीएसपीएल	05.08.2015	22	0.48	22	गुजरात
34	19.34.एनजीपीएल	लैंको कोंडापल्ली पाइपलाइन-1	पीआईएल	12.08.2015	12	2	10	आंध्र प्रदेश
35	19.35.एनजीपीएल	एडीबी जीसीएस से ओएनजीसी कॉलोनी बद्रघाट, अगरतला	ओएनजीसी	12.08.2015	11	0.03	10.79	त्रिपुरा
36	19.36.एनजीपीएल	सोनमुरा जीसीएस से जीएमएस-मोनार्चक	ओएनजीसी	12.08.2015	13	0.5	10.5	त्रिपुरा
37	19.37.एनजीपीएल	ओएनजीसी हजीरा- कृमको एचपी पाइपलाइन	ओएनजीसी	12.08.2015	5	2	4.27	गुजरात
38	19.38.एनजीपीएल	ओएनजीसी हजीरा- कृमको एलपी पाइपलाइन	ओएनजीसी	12.08.2015	5	1	4.86	गुजरात
39	19.39.एनजीपीएल	रानीगंज (पूर्व) सीबीएम ब्लॉक में एस्सार के मुख्य क्रेसर स्टेशन से दुर्गापुर में मेट्रिक्स फर्टिलाइजर एंड केमिकल्स लिमिटेड (एमएफसीएल) तक	ईओजीआईपीएल	12.08.2015	30	3	28.47	पश्चिम बंगाल
40	19.43.एनजीपीएल	ओएनजीसी पूंडी फील्ड्स महाराज सोप्ट इंडस्ट्री प्राइवेट लिमिटेड	एमएसआईपीएल	29.09.2020	0.2	0.002	0.26	तमिलनाडु
41	19.41.एनजीपीएल	पीएलएल दाहेज - कोथाली रिफाइनरी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (डीकेपीएल)	आईओसीएल	20.03.2020	106	5.23	106	गुजरात
कुल					657			



(ड.) 31.03.2022 को परिचालन सब-ट्रान्समिशन पाइपलाइन (एसटीपीएल)

क्र.सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र/सीजीडी नेटवर्क	प्राधिकृत सीजीडी इकाई	प्रचालन एसटीपीएल लंबाई (कि.मी.)	लिए गए टैप-ऑफ से ट्रान्समिशन पाइपलाइन	ट्रान्समिशन पाइपलाइन कंपनी
1	2.01	चंडीगढ़	आईओएजीपीएल	22	डीबीएनपीएल	गेल
2	2.02	इलाहाबाद	आईओएजीपीएल	17.2	एचवीजे	गेल
3	2.03	झांसी	सीयूजीएल	8.45	वीएपीएल	गेल
4	4.06	दमन संघ शासित क्षेत्र	आईओएजीपीएल	15.6	डीयूपीएल-डीपीपीएल	गेल
5	4.07	अमृतसर जिला	जीजीएल	4.8	बीजेएसपीएल	जीआईजीएल
6	4.08	पुणे जिला (ईएएए)	टीजीपुल	0.198	डीयूपीएल-डीपीपीएल	गेल
				1.71	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
				0.927	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
				0.565	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
7	5.02	हरिद्वार जिला	एचएनजीपीएल	1.6	डीबीएनपीएल	गेल
8	5.03	पूर्वी गोदावरी (ईएएए)	जीजीपीएल	6.25	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
9	5.04	पश्चिम गोदावरी जिला	जीजीपीएल	0.02	केजी बेसिन	गेल
				3.312		
				4.15		
				6.15		
10	5.05	तुमकुर जिला	एमईआईएल	0.24	डीबीपीएल	गेल
				2.5		
11	5.06	कृष्णा जिला (ईएएए)	एमईआईएल	0.48	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
				0.8	स्रोत से संबद्ध	
12	5.08	बेलगाम जिला	एमईआईएल	0.3	डीबीपीएल	गेल
13	6.13	यमुनानगर जिला	बीजीआरएल	2.3	डीबीएनपीएल	गेल
14	6.14	रत्नागिरी जिला	यूईपीएल	0.254	डीबीपीएल	गेल
15	9.07	दीव और गीर सोमनाथ जिले	आईआरएमईपीएल	6.48	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
16	9.1	नवसारी जिला, सूरत, तापी (ईएएए) और डांग जिले	एटीजीएल	0.744	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
17	9.12	खेड़ा जिला (ईएएए) और महिसागर जिला	एजीएल	0.744	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
18	9.24	चित्रदुर्ग और दावणगेरे जिले	यूईपीएल	0.14	डीबीपीएल	गेल
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	9.7	जनगांव, जयशंकर, भूपाल, पल्ली, वारंगल शहरी और वारंगल ग्रामीण जिले	एमईआईएल	1.319	एमबीबीवीपीएल	जीआईटीएल
22	9.71	मेडक, सिद्दीपेट और संगारेड्डी जिला	टीजीपीएल	16.9	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
23	9.73	नलगोंडा सूर्यपेट और यदाद्री भुवनगिरी जिले	एमईआईएल	3	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
24	9.75	पश्चिम त्रिपुरा (ईएएए) जिला	टीएनजीसीएल	4.4	अगरतला क्षेत्र नेटवर्क	गेल





क्र.सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र / सीजीडी नेटवर्क	प्राधिकृत सीजीडी इकाई	प्रचालन एसटीपीएल लंबाई (कि.मी.)	लिए गए टैप-ऑफ से ट्रांसमिशन पाइपलाइन	ट्रांसमिशन पाइपलाइन कंपनी
25	9.78	अमेठी, प्रतापगढ़, जिला रायबरेली	बीजीआरएल	0.75	एचवीजे	गेल
26	9.79	औरैया, कानपुर देहात और इटावा जिले	टीजीपीएल	2.7	एचवीजे	गेल
27	9.40	लातूर और उस्मानाबाद जिले	यूईपीएल	11.865	ईडब्ल्यूपीएल	जनहित याचिका
28	10.33	होशियारपुर जिला गुरदासपुर	जीजीएल	0.123	बीजीपीएल	जीआईजीएल
29	98.02	सूरत, भरुच, अंकलेश्वर	जीजीएल	25.87	हापी	जीजीएल
				10.43	मोरा-सचिन एसटीपीएल	जीजीएल सीजीडी
				21.6	हापी	जीजीएल
				11.52	सनपेट्रो स्रोत से संबद्ध	जीजीएल
				11	गेल एपीएम स्रोत से संबद्ध	जीजीएल
30	98.08	अहमदाबाद शहर और दसक्रोई क्षेत्र	एजीएल	0.38	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
31	98.11	कंजरी और वड़ताल गांवों सहित आणंद क्षेत्र (खेड़ा जिले में)	सीजीएसएमएल	0.06	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
				6.2		
32	98.12	भिवाड़ी जिला	एचसीजी (भिवाड़ी) प्रा. लिमिटेड	2.174	सीजेएचपीएल	गेल
33	99.18	वडोदरा	वीजीएल	0.415	एचवीजे	गेल
				9.843		
				3.607		
				13.184		
				30.065		
34	99.04	कानपुर	सीयूजीएल	8.89	एचवीजे	गेल
35	99.09	हैदराबाद	बीजीएल	3.23	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
36	99.16	अगरतला	टीएनजीसीएल	1.9	अगरतला क्षेत्र नेटवर्क	गेल
37	96.04	फरीदाबाद	एजीएल	0.55	एचवीजे	गेल
		(न्यायालय के आदेश के आधार पर)				
38	96.07	वडोदरा (विचाराधीन)	एजीएल	0.36	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
कुल				328		



(च) 31.03.2022 को निर्माणाधीन सामान्य 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.	पाइपलाइन विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	प्राधिकृत कंपनी का नाम	प्राधिकार की तिथि	अधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	समापन की लक्षित तिथि*	राज्य जहां से पाइपलाइन गुजरती है
1	5.06.एनजीपीएल	काकीनाडा-विजाग-श्रीकाकुलम	एपीजीडीसी	16.07.2014	275	90	केवीपीएल: जून, 2021 वीएसपीएल: जून, 2022	आंध्र प्रदेश
2	5.07.एनजीपीएल	एन्नोर-नेल्लोर	जीटीआईएल	02.12.2014	220	36	अप्रैल, 2020	आंध्र प्रदेश, तमिल नाडु
2	5.09.एनजीपीएल	जयगढ़-मैंगलोर	एचईपीएल	28.06.2016	635	17	मार्च, 2021	महाराष्ट्र, गोवा, कर्नाटक
3	5.10.एनजीपीएल	काकीनाडा-विजयवाड़ा-नेल्लोर	आईएमसी	19.02.2018	667	18	फरवरी, 2021	आंध्र प्रदेश
4	42.01.एनजीपीएल	पूर्वोत्तर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन ग्रीड	आईजीएल	17.11.2020	1,656	4.75	नवंबर, 2023	असम, मिजोरम, मणिपुर, अरुणाचल प्रदेश, त्रिपुरा, नागालैंड, मेघालय और सिक्किम
5	5.11.एनजीपीएल	कनाई 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, ओडिशा
7	5.13.एनजीपीएल	मुंबई-नागपुर-झारसुगड़ा	गेल	15.05.2020	1755	16.5	मई, 2023	महाराष्ट्र, मध्य प्रदेश, छत्तीसगढ़ और ओडिशा
8	21.17.एनजीपीएल	जामनगर से द्वारका (गुजरात)	जीएसपीएल	19.08.2021	100	3	अगस्त, 2024	गुजरात
					कुल	6,315		

* लक्ष्य पूरा करने की तिथि कंपनी को जारी किए गए प्राधिकार या बोर्ड द्वारा बढ़ाई गई ऐसी अन्य तिथि के अनुसार है।



(छ) 31.03.2022 को निर्माणाधीन अनुबंध कनेक्टिविटी (एनजीपीएल प्राधिकार विनियम 21(1) के तहत प्राधिकृत)

क्र.सं.	पाइपलाइन विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	अधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	लक्ष्य पूरा होने की तिथि	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
1	21.04.एनजीपीएल	सूवाली से एचवीजे/डीवीपीएल नेटवर्क	गेल	24.01.2017	7	2	दिसंबर, 2020	गुजरात
2	21.05.एनजीपीएल	ओएनजीसी के बैटुमिली गैस स्रोत क्षेत्र से गेल का केंजी बेसिन नेटवर्क	गेल	21.12.2017	41	0.9	दिसंबर, 2020	आंध्र प्रदेश
3	21.08.एनजीपीएल	काकीनाडा गहरे पानी वाला समुद्री बंदरगाह से एनएफसीएल टर्मिनल, पूर्वी गोदावरी जिले में केंजी बेसिन नेटवर्क	ईसीसीपीएल	21.02.2018	4	6.31	दिसम्बर, 2022	आंध्र प्रदेश
4	21.09.एनजीपीएल	काकीनाडा-विजयवाड़ा-नेल्लोर एनजीपीएल को जोड़ने वाला ओएनजीसी का ओडेलरेवु टर्मिनल, मल्लारम	आईएमसी	06.09.2019	49.1	18	सितम्बर, 2022	आंध्र प्रदेश
5	21.10.एनजीपीएल	पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड में जीएसपीएल का प्रस्तावित टर्मिनल पुनर्गोष्ठीकरण विस्तार सुविधाएं, दाहेज से भद्रमुत में जीएसपीएल का मौजूदा टर्मिनल	जीएसपीएल	17.09.2019	39	14.77	सितम्बर, 2022	गुजरात
6	21.11.एनजीपीएल	छारा में एचएसईपीएल एलएनजी टर्मिनल से लोंधपुर में जीएसपीएल का डिस्चैज टर्मिनल	जीएसपीएल	17.09.2019	85	18	दिसम्बर, 2022	गुजरात
7	21.12.एनजीपीएल	गेल के कावेरी बेसिन नेटवर्क के मौजूदा नरीमनम-कुथलम प्राकृतिक गैस पाइपलाइन उप-नेटवर्क पर कराईकल पोर्ट से केमन्नास्ट/पीपीसीएल तक प्रस्तावित एलएनजी टर्मिनल	एजीपीकेएल. पीएल	24.07.2020	8	2	जुलाई, 2023	तमिलनाडु और केंद्र शासित प्रदेश पुडुचेरी
8	21.14.एनजीपीएल	ओएनजीसी के झरिया सीबीएम ब्लॉक से गेल के जेएचबीडीपीएल का डोभी-दुर्गापुर खंड पर एसवी-28	गेल	19.08.2021	23	0.99	अगस्त, 2024	झारखंड
9	21.15.एनजीपीएल	ओएनजीसी का बोकारो सीबीएम ब्लॉक से गेल के जेएचबीडीपीएल का बोकारो-धर्म खंड पर एसवी-01ए	गेल	19.08.2021	6	0.87	अगस्त, 2024	झारखंड
10	21.16.एनजीपीएल	जाफराबाद में स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड का एफएसआरयू आधारित एलएनजी टर्मिनल से जीपीपीसी टर्मिनल, जाफराबाद जीएसपीएल के एचपीजीजीजी का दरौद-जाफराबाद खंड	जीएसपीएल	19.08.2021	3	18	अगस्त, 2024	गुजरात
11	21.17.एनजीपीएल	जाफराबाद में स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड का आरएलएनजी टर्मिनल से जीएसपीएल के एचपीजीजीजी के गण-हडाला खंड पर पड़ने वाला हडाला	जीएसपीएल	31.12.2021	198	18	दिसंबर, 2024	गुजरात
12	21.18.एनजीपीएल	जाफराबाद में स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड के आरएलएनजी टर्मिनल से दाहेज में गेल के टर्मिनल तक जो एकीकृत एचवीजे प्राकृतिक गैस पाइपलाइन को जोड़ता है	गेल	31.12.2021	170	7	दिसंबर, 2024	गुजरात
					कुल	633		

* लक्ष्य पूरा करने की तिथि कंपनी को जारी किए गए प्राधिकार या बोर्ड द्वारा बढाई गई ऐसी अन्य तिथि के अनुसार है।



(ज) 31.03.2022 को निर्माणाधीन समर्पित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन
(एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 19 के तहत प्राधिकृत)

क्र. सं.	पाइपलाइन विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	प्राधिकृत संस्था का नाम	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	समापन की लक्षित तिथि	जिन राज्यों से पाइपलाइन गुजरती है
1	19.30.एनजीपीएल	इनोल से पशामिलाराम	एपीसीपीएल	14.12.2012	14.6	1.5	लागू नहीं	तेलंगाना
2	19.40.एनजीपीएल	पीएलएल री-गैसीफिकेशन टर्मिनल, दहेज से सुजेन पावर प्लांट	टीपीएल	20.03.2020	90	6.5	लागू नहीं	गुजरात
3	19.42.एनजीपीएल	पीएलएल से ओपल, दाहेज	ओपीएल	20.03.2020	17	3.32	लागू नहीं	गुजरात
कुल					228			





(झ) 31.03.2022 तक निर्माणाधीन सब-ट्रांसमिशन पाइपलाइन (एसटीपीएल)

क्र.सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र / सीजीडी नेटवर्क	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	एसटीपीएल लंबाई (कि.मी.)	टैप-ऑफ से ली गई ट्रांसमिशन पाइपलाइन	ट्रांसमिशन पाइपलाइन कंपनी
1	3.01	जालंधर	जेएमईपीएल	4	डीबीएनपीएल	गेल
2	5.03	पूर्वी गोदावरी जिला (ईएएए)	जीजीपीएल	51.3	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
3	5.04	पश्चिम गोदावरी जिला	जीजीपीएल	65.7	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
4	9.08	सुरेंद्रनगर जिला (ईएएए) और मोरबी जिला (ईएएए)	एटीजीएल	13.7	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
5	9.09	बरवाला और रणपुर तालुका	एटीजीएल	0.65	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
6	9.11	जूनागढ़ जिला	टीजीपीएल	55.9	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
7	9.16	भिवानी, चरखी दादरी और महेंद्रगढ़ जिले	एटीजीएल	0.2	सीजेएचपीएल	गेल
8	9.24	चित्रदुर्ग और दावणगेरे जिले	यूईपीएल	5	डीबीपीएल	गेल
9	9.25	उडुपी जिला	एटीजीएल	3.1	केकेएमबीपीएल	गेल
10	9.29	रामनगर जिला	एमएनजीएल	4.7	डीबीपीएल	गेल
11	9.41	सांगली और सतारा जिले	बीजीआरएल	0.05	डीबीपीएल	गेल
12	9.45	बालासोर, भद्रक और मयू, रभंज जिले	एटीजीएल	0.1	जेएचबीडीपीएल	गेल
13	9.51	पुडुचेरी जिला	ईसीएनजीडीपीएल	8	ईटीबीपीएनएमटीपीएल	आईओसीएल
14	9.64	कुड्डालोर, नागपट्टिनम और तिरुवरूर जिले	एटीजीएल	0.2	ईटीबीपीएनएमटीपीएल	आईओसीएल
15	9.68	भद्राद्री कोटागुडेम और खम्मन जिले	एमईआईएल	0.4	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
16	9.72	मेडचल-मलकजगिरी, रंगा रेड्डी और विकाराबाद जिले	एमईआईएल	7 4	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
17	10.29	अनूपपुर, बिलासपुर और कोरबा जिले	एटीजीएल	18.3	एसपीपीएल	आरजीपीएल
18	10.31	झांसी (ईएएए) जिला, भिंड, जालौन, ललितपुर और दतिया जिले	एटीजीएल	3.2	एचवीजे	गेल
19	10.4	गोंडा और बाराबंकी जिले	टीजीपीएल	16.83	एचवीजे	गेल
20	99.18	वडोदरा	वीजीएल	7	एचवीजे	गेल
कुल				269		



(अ) 31.03.2022 तक आंशिक रूप से चालू सामान्य वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन
(एनजीपीएल प्राधिकार के विनियम 5/17/18/21(3) के तहत प्राधिकृत)

क्र. सं.	पाइपलाइन विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस.पीएमडी)	परिचालन लंबाई (कि.मी.)	निर्माण लंबाई (कि.मी.)	लक्ष्य पूरा होने की तिथि	जिन राज्यों से पा. इपलाइन गुजरती है
1	17.09.एनजीपीएल	चैसा-झज्जर-हिसार	गेल	13.12.2010	455	35	300.73	154.28	दिसम्बर, 2021	हरियाणा, राजस्थान
2	17.12.एनजीपीएल	दादरी-बवाना-नांगल	गेल	15.02.2011	886	31	908.46	50	मार्च, 2022	पंजाब, हरियाणा, उत्तर प्रदेश, उत्तराखंड, दिल्ली
3	5.01.एनजीपीएल	मेहसाणा - बठिंडा	जीआईएल	07.07.2011	1,940	80.11	1030	910	जून, 2021	गुजरात, राजस्थान, हरियाणा, पंजाब
4	5.02.एनजीपीएल	बठिंडा - गुरदासपुर	जीआईएल	07.07.2011	392	42.42	101	291	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	1147.59	266.66	फरवरी, 2013	महाराष्ट्र, कर्नाटक, गोवा
7	17.15.एनजीपीएल	कोच्चि-कूडनाड-बैंगलोर-मैंगलोर	गेल	31.05.2011	1,104	16	639.21	464.79	फरवरी, 2022	केरल, तमिलनाडु, कर्नाटक, केंद्रशासित प्रदेश पुडुचेरी
8	5.08.एनजीपीएल	एन्नोर-तूतीकोरिन	आईओसीएल	10.12.2015	1,431	84.67	165.82	1,265.18	फरवरी, 2022	तमिलनाडु, कर्नाटक, आंध्र प्रदेश, केंद्रशासित प्रदेश पुडुचेरी
9	17.20.एनजीपीएल	जगदीशपुर-हल्दिया-बोकारो रामरा-पारादीप-बरोनी-गुवाहाटी	गेल	29.01.2018	3,546	23	1522.55	2,023	दिसम्बर, 2021	उत्तर प्रदेश, बिहार, झारखंड, पश्चिम बंगाल, उड़ीसा, असम
कुल					12,979		6,180	6,871		

* लक्ष्य पूरा करने की तिथि कंपनी को जारी किए गए प्राधिकार या बोर्ड द्वारा बढ़ाई गई ऐसी अन्य तिथि के अनुसार है।

बठिंडा -गुरदासपुर की लंबाई अनंतिम है और इसकी पीएनजीआरबी द्वारा जांच की जा रही है।



अनुलग्नक ज

(क) परिचालन पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (31 मार्च, 2022 तक)

क्र.सं.	पाइपलाइन का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमटीपीए)	परिचालन लंबाई (कि.मी.)	जिन राज्य से गुजर रही है
1	मुंबई-पुणे-शोलापुर	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	19.04.2011	508	4.3	508	महाराष्ट्र
2	मैंगलोर-हसन-बंगलौर	पेट्रोनेट एमएचबी लिमिटेड	24.11.2011	362.4	2.143	363	कर्नाटक
3	चेन्नई-त्रिची-मदुरै	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	26.03.2012	683	2.3	684	तमिलनाडु
4	उरण-चाकन-शिकरपुर	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	20.11.2012	165	3.52	169	कर्नाटक
5	रेवाड़ी-कानपुर	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	20.11.2012	440	7.98	443	राजस्थान
6	आवा-सलावास	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	20.11.2012	92	2.34	93	हरियाणा, राजस्थान, उत्तर प्रदेश
7	मैंगलोर-हसन-मैसूर-सोलूर	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	05.12.2012	355.46	3.1	356	राजस्थान
8	कोटा-जोबनेर	गोल (इंडिया) लिमिटेड	24.07.2014	210	2.75	211	गुजरात, राजस्थान, हरियाणा और राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली
9	जामनगर-लोनी	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	23.01.2015	1414	2.5	1426.73	गुजरात, राजस्थान, हरियाणा और राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली
10	मुंद्रा-दिल्ली	गोल (इंडिया) लिमिटेड	18.05.2015	1334	6.9	1289	आंध्र प्रदेश, तेलंगाना
11	विजाग-सिकंदराबाद	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	17.08.2015	616.4	1.33	609.19	ओडिशा, झारखंड, छत्तीसगढ़
12	पारादीप-रायपुर रांची	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	30.12.2016	1108	5	1073	कर्नाटक
13	देवनगौंठी-देवनहल्ली एटीएफ	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	01.11.2012	36	0.66	36	महाराष्ट्र
14	बीना-पनकी	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	21.12.2018	355	3.49	356	मध्य प्रदेश, उत्तर प्रदेश
15	नुमालीगढ़-सिलीगुड़ी	ऑयल इंडिया लिमिटेड	01.11.2021	660	1.721	660	असम, पश्चिम बंगाल
कुल				8,339		8,277	



अनुलग्नक ज
(ख) निर्माणाधीन पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (31 मार्च, 2022 तक)

क्र. सं.	प्राधिकृत पाइपला. इन	प्राधिकृत कंपनी	प्राधिकरण की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमटीपीए)	परिचालन लंबाई (कि.मी.)	निर्माणाधीन लंबाई (कि.मी.)	समापन अनुसूची	राज्य जहां से गुजरती है
1	इरुगुर-देवांगोथी	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	26.02.2014	294	3.52	0	294	31.10.2021	तमिलनाडु, कर्नाटक
2	कोच्चि-कोयम्बटूर-इरोड-सलेम	कोच्चि-सलेम पाइपलाइन प्राइवेट लिमिटेड	26.02.2014	458	1.53	12	417	केरल: फरवरी 2023 तमिलनाडु: फरवरी 2024	केरल, तमिलनाडु
3	एन्नोर-पोर्ट मनाली औद्योगिक क्षेत्र	आईएमसी लिमिटेड	18.12.2015	21	7	0	21	31.07.2020	तमिलनाडु
4	मुंद्रा-मीठी रोहर	अदानी पोर्ट्स एंड स्पेशल इकोनॉमिक ज़ोन लिमिटेड	28.03.2018	89	6.75	0	89	30.09.2022	गुजरात
5	काडला- गोरखपुर	आईएचबी प्राइवेट लिमिटेड	31.12.2018	2757	8.25	0	2757	31.12.2022	गुजरात, मध्य प्रदेश, उत्तर प्रदेश
6	हसन-चेरलापल्ली	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	24.06.2019	680	2.2	0	680	23.01.2023	तेलंगाना, आंध्र प्रदेश, कर्नाटक
7	कृष्णापथम-हैदराबाद	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	17.03.2020	455	4.4	0	455	16.03.2023	तेलंगाना, आंध्र प्रदेश
कुल				4,754		12	4,713		





अनुलग्नक झ

पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए प्रगति समीक्षा बैठकों और सुनवाई का विवरण
(1 अप्रैल, 2021 से 31 मार्च, 2022)

क्र.सं.	पाइपलाइन का नाम	कंपनी का नाम	सुनवाई की तारीख
1	इरुगुर-देवांगोथी	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	15.02.2022
2	कोच्चि-कोयंबटूर-इरोड-सलेम	कोच्चि-सलेम-पाइपलाइन प्राइवेट लिमिटेड	16.02.2022
3	हसन-चेरलापल्ली	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	25.02.2022
4	मुंद्रा-मीठी रोहर	अदानी पोर्ट्स एंड स्पेशल इकोनॉमिक ज़ोन लिमिटेड	04.03.2022



Annual Report

2021-22

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	128
-	Profiles of Chairperson and Members	131
-	Powers and Functions of the Board	136
PART 1	GENERAL	137
(a)	Review of General Economic Environment	137
(b)	Global Oil and Gas Scenario	139
(c)	Domestic Oil and Gas Scenario	140
(d)	Impact of COVID-19 on the Indian Oil and Gas Sector	142
(e)	Best International Energy/Oil and Gas regulatory practices and adoption thereof in the Indian context	143
(f)	Activities carried out to ensure non-discriminatory access (Open Access)	146
PART 2	CITY OR LOCAL NATURAL GAS DISTRIBUTION (CGD) NETWORK	148
2.1	Registration and Authorisation	148
2.2	Protection of interest of consumers by fostering fair trade and competition amongst the entities	150
2.3	Monitoring for uninterrupted and adequate supply	150
2.4	Determination of capacity of CGD Networks	151
2.5	Cancellation of Authorizations and imposition of penalty	151
2.6	Present Status of CGD Infrastructure in India	151
PART 3	NATURAL GAS PIPELINES (NGPL)	154
3.1	Registration and Authorisation	154
3.2	Authorizations granted in the year 2021-22	154
3.3	Natural Gas Pipeline under tendering	155
3.4	Expression of Interests/Proposals under Process	156
3.5	Regulation of transportation rates	156
3.6	Progress Review Meetings and Hearings	158
3.7	Extension of completion schedule to authorized Natural Gas Pipelines	158
3.8	Cancellation of Authorisations	159
3.9	Details of the operating Natural Gas Pipelines and under development Natural Gas Pipelines	159
3.10	Gas Infrastructure Map of India	159
3.11	Determination of capacity of Natural Gas Pipelines	159
PART 4	PETROLEUM AND PETROLEUM PRODUCTS PIPELINES (PPPL)	160
4.1	Registration and Authorisation	160
4.2	Regulation of Transportation Rates	161
4.3	Progress Review Meetings and Hearings	161
4.4	Extension of completion schedule to authorized Petroleum Products Pipelines	162
4.5	Petroleum Products Pipelines under operation/construction	162



PART	DESCRIPTION	PAGE NO.
PART 5	GAS TRADING EXCHANGE	163
5.1	Regulatory framework	163
5.2	Authorization of 1 st Gas Exchange	163
PART 6	TECHNICAL STANDARDS	164
6.1	Regulatory Framework	164
6.2	Development of technical standards and specifications, including safety standards	164
6.3	Amendments in technical standards and specifications, including safety standards	165
6.4	Emergency Response and Disaster Management Plan	166
6.5	Compliance to PNGRB Regulations	166
6.6	Integrity Management System (IMS)	168
6.7	Competence Building	169
PART 7	DISPUTE RESOLUTION	170
PART 8	ORGANISATIONAL MATTERS	173
8.1	The Board	173
8.2	Human Resources	173
8.3	Right to Information (RTI) Act, 2005	174
8.4	Vigilance Matters	175
8.5	Implementation and Encouragement to Official Language	175
8.6	New Regulations Framed/ Amended	178
PART 9	FINANCE AND ACCOUNTS	179
9.1	Levy of Other Charges	179
9.2	Investment of Surplus Fund	179
9.3	Grants from the Central Government	179
9.4	Recoveries for Imbalance and Overrun Charges	179
9.5	Five Year Financial Highlights	180
9.6	Annual Statement of Accounts	180
Annexure-A	CGD Authorizations in 9 th CGD Bidding Round/Targets	207
Annexure-B	CGD Authorizations in 10 th CGD Bidding Round/Targets	212
Annexure-C	CGD Authorization until 8 th CGD Bidding Rounds, Pre-PNGRB Authorizations and Authorizations under Section 42 of the PNGRB Act, 2006	216
Annexure-D	CGD Authorizations under 11 and 11A CGD Bidding Round/Targets	220
Annexure-E	Progress Review Meetings and Hearings for CGD Networks	225
Annexure-F	Details of Progress Review Meetings & Hearing for Natural Gas Pipelines	226
Annexure-G	Natural Gas Pipelines (Operational, partially commissioned & under construction)	227
Annexure-H	Petroleum and Petroleum Products Pipelines (Operational & under construction)	240
Annexure-I	Details of Progress Review Meetings and Hearings for Petroleum Products Pipelines	242

KEY HIGHLIGHTS

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

1. Authorisation for laying of 418 km Tie-in connectivity and 100 km spur pipelines.
2. Authorization of 67 GAs under 11th & 11th A CGD bidding round.
3. Acceptance of 57.4 km dedicated Petroleum and Petroleum Products pipeline.
4. Conducted 17 Progress Review Meetings/ Hearings for CGD Networks and 17 Progress Review Meetings/ Hearings for NGPL & PPPL.
5. Time extension granted for MWP targets and marketing exclusivity to 43 GAs on account of floods/ lack of pipeline connectivity.
6. Time extension granted for 06 NGPL/PPPL at the request of the entities.
7. Empanelment of 126 TPIAs i.e. 22 for T4S audit of CGD Networks, 20 for T4S audit of NGPL, 13 for T4S audit of PPPL, 13 for T4S audit of LNG Facilities, 14 for T4S audit of LPG Storage, Handling and Bottling Facilities, 9 for T4S audit of PI, 12 for IMS audit of CGD Networks, 11 for IMS audit for NGPL and 12 for ERDMP certifications.
8. Investigation of 3 Major incidents done by the enquiry committees.
9. Conducted two Capability Building Workshops for empanelled Third-Party Agencies.
10. Notification of PNGRB IMS Regulations for Petroleum and Petroleum Product Pipelines
11. Notification of amendments in PNGRB CGD Authorisation Regulations
12. Notification of amendments in PNGRB T4S CGD Regulations
13. Notification of amendments in PNGRB Third Party Conformity Assessment Regulations.
14. Approved amendments in Market Rules of Indian Gas Exchange (IGX) to enable sale of ceiling price domestic gas at the gas exchange.





Members of Board



Shri Ajit Kumar Pande
Member (Legal),
w.e.f. 15.03.2022

Shri Gajendra Singh
Member,
w.e.f. 09.08.2021

Shri Anjani Kumar Tiwari
Member,
w.e.f. 01.12.2021

TEAM PNGRB



Profiles of Chairperson and Members



Shri Gajendra Singh

Member

w.e.f. 09.08.2021

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. (GG SPL), 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.



Shri Anjani Kumar Tiwari

Member

w.e.f. 01.12.2021

Shri Anjani Kumar Tiwari joined as Member, PNGRB on 01st December 2021. Before joining Member, PNGRB, Mr. Tiwari worked in various capacities in GAIL (India) Limited and as Director (Finance). As a Director (Finance) and CFO of GAIL, he focused on establishment and implementation of policies and procedures for decisions making on Strategic matters, Risk Mitigation measures, Merger & Acquisition and investment opportunities.

In addition to Board Member in GAIL, Shri. Tiwari also held the position of Director in GAIL Gas Ltd., Green Gas Ltd., Bhagyanagar Gas Ltd, GAIL Gas (USA) Inc., GAIL Global (USA) LNG LLC, GAIL Global Singapore Pte Ltd., and RGPPL and has ensured effective, sustainable, strategic and result oriented decision making in Board functioning.

Shri Tiwari has over 40 years of varied experience under complex business environment in OIL & Gas, Thermal Power, Hydel Power and City Gas Distribution sector. He did his graduation from Kolkata University and ICWA from The Institute of Cost Accountants of India.

He developed excellent relationships with various stakeholders like Investors & Analysts, Bankers, Press, and dignitaries from Oil & Gas Industries for transparent representation about the company, its future plan and to understand the best practices in GAIL.

He was involved in transformation of finance function to align with the overall company strategy and make revolutionary changes into financial function, associated processes, internal controls and financial reporting. He has taken active role in GAIL for maintaining strong Balance sheet and Profitability.

He was involved in finalization of GAIL Strategy 2030 which focused on diversification and growth of Natural Gas Sector as well as Renewables. He spearheaded and guided the Company towards Succession planning and Capability Building, Safe & Sustain operations. This also included to ascertain the leadership role of the Company in natural gas with Global presence, Focused and suitable Organization Structure, Effective advocacy measures to maintain and improve brand image of company.

He has transformed GAIL digital initiatives to derive maximum value for its product lines. Many innovative ideas implemented during his tenure in line with Government vision for digitization. Shri Tiwari has excellent record of accomplishment in successful negotiation and conclusion of various Long Term Gas Supply / Purchase Agreements as well as LNG Infrastructure / Regas Service agreement and major investment decisions.





Shri Ajit Kumar Pande

Member (Legal)

w.e.f. 15.03.2022

Shri Ajit Kumar Pande joined as Member (Legal), PNGRB on 15th March 2022. As a jurist of impeccable repute, he has to his credit degrees in Bachelor of Science (B. Sc.), Legum Baccalaureus (LL.B.). Shri Pande has over 32 years of professional experience in the field of Law. He enrolled as an Advocate at the Bar Council of Delhi on April 24, 1990. Practicing as a lawyer has conducted cases on civil, criminal, constitutional, and service laws. He started his practice in the year 1990 and practiced before the Hon'ble Supreme Court of India, the High Court of Delhi, and quasi-judicial fora i.e. State Consumer Dispute Redressal Commission, National Consumer Dispute Redressal Commission and before various other Tribunals and handled various important cases and has to credit several reported judgments of the Supreme Court and several cases were reported in the various journal and has an excellent record of accomplishment in the legal fraternity.

Shri Pande has had enriching experience and specialized in Litigation, Arbitration and Corporate Advisory to individuals, corporates, and various Institutions. He had primarily practiced before the Hon'ble Supreme Court of India, Hon'ble High Court of Delhi and the other High Courts across the country, including various National Tribunals and Regulatory Bodies. Apart from the independent practice, Shri Pande had been regularly briefed as a Senior, his domain of expertise extended to Oil and Natural Gas sector and Laws, Arbitration, Banking and Financial Law, Constitutional Law, Civil, Commercial Law, Consumer Laws, Corporate Laws, Electricity Laws, Educational Laws, Environmental law, Land Acquisition, Public Law, Town and Country Planning Law including Law relating to Urban Development and Planning, Property and Land Laws, Intellectual Property Law, Laws relating to Technical and Higher education, Land Reform Laws, Mining and Minerals Laws, Family and Matrimonial Law. Law relating to print and electronic Media, Services and Labour Law, Medical Negligence etc.

Shri Pande, Advocate-On-Record of the Supreme Court of India represented innumerable Civil and Criminal matters. Moreover, also represented the State of U.P, before the Supreme Court of India in Civil, Criminal, Tax, and Arbitration matters. He taught Law in the Faculty of Law University of Delhi, Amity Law School, Guru Gobind Singh Indraprastha University. Being a guest faculty lectured on Human Rights-Civil Liberties to I.R.S. Officers at NACEN and Delhi Police.

He had also been associated with the Universities as a Member of the Board of Examiners and was a paper setter for the University of Delhi. His passion as a pedagogue has made him deliver many lectures to college students on the Law of Torts, CPC, IPC, CRPC, Law of Evidence, Pleadings, Conveyance, and Professional Ethics and law-related topics.

Shri Pande with his eminence professional experience has been co-authored case material of LL.B. for Faculty of Law, the University of Delhi which includes the law of Torts, Code of Civil Procedure, Law of Evidence, Indian Stamp Act, Suit Valuation Act, and Registration Act.

Shri Pande is a Qualified Solicitor (England & Wales) the U.K. on rolls of English Law Society.

He was appointed to the post of Member (Judicial) of Railway Claims Tribunal ('RCT') by a committee headed by Supreme Court Judges, where he was actively working till, he demitted his office as a Member, RCT (Railway Claim Tribunal) Bench of Guwahati, during his tenure with the RCT, he had authored and delivered around 2,000 Judgments, besides numerous Miscellaneous Applications including Execution Applications.

Besides working at Kolkata and Secunderabad benches of RCT (Railway Claim Tribunal) also held Circuit Courts of RCT (Railway Claim Tribunal) Benches at Mumbai, Ernakulum, Bengaluru, Bhubaneswar, Ranchi, Amaravati, and Patna. As

Member Shri Pande was invited to attend a conference in National Judicial Academy, Bhopal, and also conferences at Delhi.

Apart from performing, judicial functions at RCT (Railway Claim Tribunal) Shri Pande was also a Member (Admin), and also was an Appellate Authority under the Right to Information Act, 2005. Also was an Accepting Authority in calling for tenders and their finalization and has also been appointed as Reviewing and Reporting Officer for Annual Confidential Report ('ACR') of the employees.





Shri Satpal Garg

Member

upto 14.08.2021

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.



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 2.9 % in 2019 whereas it got shrunk by 3.27% in 2020 mainly due to outbreak of Covid 19 pandemic. Thereafter in the year 2021, there was some recovery though Covid was around and Real GDP increased to 6.1%. However, as per World's Economic Outlook released by International Monetary Fund in April, 2022, the global economy growth is projected to slow down to 3.6% in 2022 due to Ukraine conflict.

Historically, India could achieve GDP growth rate of 6.1% in 2018 -19. However, during FY 2019-20, real GDP growth reduced to 4% mainly due to COVID-19 pandemic. The domestic GDP got contracted to (-) 6.6% in FY 2020-21 due to continuation of pandemic. Real GDP growth in 2021-22 stands at 8.7 per cent. RBI projected real GDP growth for 2022-23 at 7.2 per cent, with Q1 at 16.2 per cent; Q2 at 6.2 per cent; Q3 at 4.1 per cent; and Q4 at 4.0 per cent, with risks broadly balanced.

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

- India's foreign exchange reserves have increased to US\$ 607.309 billion as on 31.03.2022 from US\$ 576.984 billion as on 31.03.2021 and US\$ 477.807 billion as on 31.03.2020. Though the foreign exchange reserves increased by 5.26% over previous year, its growth has reduced which was 20.76% (March 2021 over March 2020).
- India's overall exports (Merchandise and Services combined) in April-March 2021-22 are estimated to be USD 669.65 Billion, exhibiting a growth of 34.50 per cent over the same period last year. India's Services exports for the first time achieve the targeted \$ 250 Billion during April-March 2021-22, exhibiting a growth of 21.31 per cent over the fiscal 2020-21. Overall imports in April-March 2021-22 are estimated to be USD 756.68 Billion, exhibiting a growth of 47.80 per cent over the same period last year. The overall trade deficit in 2021-22 has increased to US\$ 87.05 billion from US\$ 14.06 billion in 2020-21
- As a remarkable testimony to the rapid recovery of the Indian economy, total tax (direct tax and indirect tax) collection has rose to INR 27.07 trillion in FY 2021-22 which marks a growth of 34% over last year's revenue collection of Rs. INR 20.27 trillion.
 - o Net direct tax collection in FY 2021-22 has been increased to INR 14.10 trillion from INR 9.45 trillion in FY 2020-21 i.e. a strong growth of 49%.
 - o The indirect tax collections (GST & non-GST) for the Financial Year 2021-22 show that net revenue collections are at INR 12.90 trillion as compared to INR 10.71 trillion for the Financial Year 2020-21, thereby registering a growth of more than 20 %.
 - o The surge in tax revenues has lifted India's tax-GDP ratio for the year 2021-22 to 11.7%. This includes a direct tax to GDP ratio at 6.1% and indirect tax to GDP ratio at 5.6%
- India has recorded highest ever annual FDI inflow of USD 83.57 billion in the Financial Year 2021-22 overtaking last year's FDI by USD 1.60 billion despite military operation in Ukraine and COVID-19 pandemic. This could be achieved due to policy reforms undertaken by the Government on the fronts of Foreign Direct Investment (FDI) like investment facilitation, ease of doing business. Computer Software and Hardware becomes the top recipient sector of FDI Equity inflow with a share of around 25%, followed by Services Sector (12%) and Automobile Industry (12%) respectively. In terms of top investor countries of FDI Equity inflow, Singapore is at the apex with 27%, followed by U.S.A. (18%) and Mauritius (16%) for the FY 2021-22.

India's FDI inflows have increased 20-fold since FY 2003-04, when the inflows were USD 4.3 billion only whereas in 2014-15, FDI inflow in India stood at mere 45.15 USD billion.

- The India's Index of Industrial Production (IIP) registered a growth of 11.3% during FY 2021-22 as against an 8.4 per cent contraction in 2020-21.
- General Consumer Price Index (CPI) inflation for all commodities increased moderately to 6.95 per cent in 2021-22 from 5.52 per cent in 2020-21.



- World Bank report on Doing Business (DB), published in October 2020, placed India at 63rd compared with 77th in 2018, 100th in 2017 and 134th in 2014. In six years, India's ranking improved 71 places from 134th in 2014 to 63rd in 2019, a record for a major economy. After October, 2020, World Bank discontinued issuance such report.
- Some of the initiatives and developments undertaken by the Government of India during FY 2021-22 and recently are listed below:
 - (a) AtmaNirbhar Bharat – Production Linked Incentive scheme (PLI): For manufacturing sector to grow in double digits on a sustained basis, the Government announced PLI schemes for 13 sectors including manufacturing of 'High Efficiency Solar PV Modules'. For the scheme, the Government has committed nearly Rs. 1.97 lakh Crores, over 5 years starting FY 2021-22 including Rs. 4500 Crore for 'High Efficiency Solar PV Modules'.
 - (b) Hon'ble Prime Minister launched PM GatiShakti-National Master Plan (NMP) for infrastructure development in October, 2021 with the objective to bring different Ministries/ Utilities & infrastructure planning under a single unified vision, across all sectors such as Highways, Railways, Aviation, Gas, Power transmission, Renewable Energy etc. Such an unprecedented initiative outlines the vision for infrastructure development across the country including "Power" in general and "Transmission" in particular, which strengthens the energy life-line of the country.

It would be a game changer providing multi-modal connectivity of infrastructures to various economic zones by leveraging technology extensively including spatial planning tools with indigenous ISRO imagery developed by BISAG-N, Gujarat, fulfilling the objective of "Atmanirbhar Bharat."

- (c) As part of Paris Climate Agreement, India has committed to install forty percent of its electricity generation capacity from non-fossil fuels by 2030. For achieving this goal, India has set an ambitious target of setting up 1,75,000 MW of renewable energy capacity, including 1,00,000 MW of solar power, by 2022. Further, a target of 4,50,000 MW installed renewable energy capacity by 2030 has also been fixed.
- (d) Hon'ble Prime Minister announced the launch of the National Hydrogen Mission (NHM) on India's 75th Independence Day on August 15, 2021, 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". The Ministry of New and Renewable Energy has accordingly prepared a draft Mission document. The draft Mission *inter alia* proposes support for infrastructure development for storage and distribution of Green Hydrogen and its derivatives.
- (e) To develop North East (NE) Region as a dominant hydrocarbon hub at the forefront of India, Hon'ble Minister of Petroleum and Natural Gas announced in September 2021, approval of oil and gas projects worth Rs. 1 lakh crore (US\$ 13.46 billion) in Northeast India. These projects are expected to be completed by 2025.
- (f) In July 2021, the Department for Promotion of Industry and Internal Trade (DPIIT) issued an order allowing 100% foreign direct investments (FDIs) under automatic route for oil and gas PSUs.
- (g) In September 2021, India and the US agreed to expand their energy collaboration by focusing on emerging fuels. This was followed by a ministerial conference of the US-India Strategic Clean Energy Partnership (SCEP).
- (h) In February 2022, Hon'ble Minister of Petroleum & Natural Gas, and Housing & Urban Affairs, Mr. Hardeep Singh Puri, said that India will more than double its exploration area of oil and gas to 0.5 million sq. km. by 2025 and to 1 million sq. km. by 2030 with a view to increase domestic output and cut reliance on imported fuel.
- (i) India has achieved the target of 10 percent ethanol blending, 5 months ahead of schedule of November, 2022. Considering the encouraging performance, due to various interventions made by the Government since 2014, the target of 20% ethanol blending was advanced from 2030 to 2025-26.
- (j) 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 'Pradhan Mantri Ujjwala Yojana' (PMUY) scheme has been made. In this phase, special facility has been given to migrant families.





(b) Global Oil and Gas Scenario

As per OPEC Annual report, world oil demand in 2021 substantially outpaced 2020's historically low levels with an increase of 5.7 mb/d y-o-y, though remaining below pre-pandemic levels. Factors contributing to oil demand growth were manifold - Economic stimulus, as well as mobility and supply chain activities, which backed trade-related activities, particularly in the US and Europe.

As per OPEC Annual report, the world's liquids supply rose by 1.39 mb/d to average 95.06 mb/d in 2021. OPEC crude production increased by 0.67 mb/d y-o-y to average 26.32 mb/d. Due to higher oil prices and a partial return of global oil demand, mainly caused by higher COVID-19 vaccination rates and less fear regarding its new variants, liquids output from non-OPEC producers rose by 0.61 mb/d.

International Energy Agency (IEA) in its Market Report of August 2022 has stated that Soaring oil use for power generation and gas-to-oil switching are boosting demand. In this Report, they have raised estimates for 2022 global demand growth by 2.1 mb/d. World oil demand is now forecasted at 99.7 mb/d in 2022 and 101.8 mb/d in 2023.

As per above Report, world oil supply hit a post-pandemic high of 100.5 mb/d in July 2022 as maintenance wound down in the North Sea, Canada and Kazakhstan. OPEC+ ramped up total oil production by 530 kb/d in line with higher targets and non-OPEC+ rose by 870 kb/d. World oil supply is set to rise by a further 1 mb/d by year-end. In this Report, forecast is revised for Russian oil output but have lowered the outlook for North America.

The Report brought out that Refinery throughputs rose by 1.1 mb/d in July 2022 and are set for a further 350 kb/d gain this month, when runs will reach their highest level since January 2020. The increase was above refined product demand, driving cracks and refinery margins sharply below the all-time highs seen in June. Global refinery runs are now on track to rise by 2.6 mb/d in 2022 and 1.3 mb/d next year.

Monthly average Brent crude oil prices in CY 2021 ranged from UD\$ 54.77 per barrel to UD\$ 83.54 per barrel with yearly average of US\$ 70.86 per barrel. During 2022, prices of Brent crude has been quite volatile i.e. monthly average of US\$ 86.51 per barrel in January, 2022 to as high as US\$ 122.71 per barrel in June, 2022. However, after hitting a 10-week high at more than \$125/b in mid-June'2022, Brent crude futures have ceded ground in volatile trading as concerns over a global economic slowdown trumped the impact of Western sanctions on Russian oil supplies. S&P Global in its publication dated 06.07.2022 has brought out that investment banks and oil market forecasters are predicting an average Brent price of \$112/b this year, a level expected to ease to an average of \$100/b in 2023, based on the most recent forecasts from 10 institutions.

As per Global Energy Review of natural gas by International Energy Agency (IEA), global natural gas consumption declined by 75 bcm (or 1.9% y-o-y) in 2020 Which represents the largest recorded drop in gas demand in absolute terms. Global natural gas consumption rebounded by 4.6% in 2021, more than double the decline seen in 2020. The strong demand growth in 2021 was driven by the economic recovery that followed the previous year's lockdowns and by a succession of extreme weather events. Supply did not keep pace which, combined with unexpected outages, led to tight markets and steep price increases, putting the brakes on demand growth in the second half of 2021.

Gas Market Report of Q3 2022 of IEA brought out that Russia's invasion of Ukraine has exacerbated the tightening supply of natural gas underway since mid-2021, further pushing up prices for consumers and leading to fuel switching and demand destruction. It also casts longer-term uncertainty on market prospects for natural gas, especially in developing markets where it was to play a central role in energy transitions. The natural gas demand is expected to remain subdued up to 2025. Europe's surging pursuit of LNG to phase out Russian pipeline supply and limited global LNG export capacity additions raise the risk of prolonged tight markets.

As per Shell Energy Outlook 2022, during 2021, global trade in LNG increased by 6% from 360 million tonnes to 380 million tonnes as many countries rebounded from the economic impact of the COVID-19 pandemic. China and South Korea led the growth in LNG demand in 2021. China increased its LNG imports by 12 million tonnes to 79 million tonnes, surpassing Japan to become the world's largest LNG importer. Rising LNG demand, combined with supply constraints, caused gas and LNG prices to remain volatile throughout the year. Prices reached record levels in October 2021 as Europe, with historically low storage levels, struggled to secure LNG cargoes to meet expected winter gas demand. Rising coal and carbon prices and continued uncertainty around Russian gas supplies added further pressure on prices.



On the supply side, LNG exports grew in 2021 despite a number of unexpected outages that dented LNG available for delivery. The USA led export growth with a year-on-year increase of 24 million tonnes and is expected to become the world's largest LNG exporter in 2022.

LNG will continue to have a key role to play as a reliable and lower-emissions energy source, particularly in Asia, to replace declining domestic gas production, enable coal-to-gas switching and support economic growth. The volatility in energy prices in 2021 shows how the energy market can destabilise quickly without sufficient reliable supply. The global LNG market is expected to remain tight in the near term, with a supply-demand gap forecast to emerge in the middle of the current decade. China added 20 million tonnes a year of term contracts, showing the importance of securing sufficient energy supplies to progress towards its 2060 carbon neutral ambition.

Global LNG prices has witnessed phenomenal rise during FY 2021-22, Japan Korea Marker (JKM) i.e, benchmark for LNG import at Japan, one of the major Asian LNG importers rose to US\$ 39.36/mmbtu in March, 2022 from US\$ 8/mmbtu in April, 2021. The prices have softened a bit in first quarter of current financial year. However, JKM further increased to the level of US\$ 55.20/mmbtu in the month of August'2022.

As per Oil and Gas Forecast to 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 we expect renewable energy sources to take an increasing share of this mix, we forecast oil and gas to account for 44% of the world's primary energy supply in 2050.

The above report of DNV 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. They expect demand for oil to be at its maximum in 2022.

(c) Domestic Oil and Gas Scenario

India's crude oil output fell from 34.2 million tonnes in 2018-19 to 32.2 million tonnes in 2019-20. The trend of negative growth continues in the following years as well, as output fell 30.5 million tonnes in 2020-21 and 29.7 million tonnes in 2021-22.

With consumption growing at a brisk pace and domestic output declining, India's oil import dependence has risen from 83.7 per cent in FY 2018-19 to 85 percent in FY 2019-20, slightly declined to 84.4% in FY 2020-21 before climbing to 85.5% in FY 21-22.

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 194.3 million tonnes in 2020-21 due to impact of pandemic. Though the consumption rose to 204.2 million tonnes in 2021-22, it has not reached to pre-Covid level yet.

For the fiscal year 2019-20, crude oil imports were 226.96 million tonnes and foreign exchange spending on it was US\$ 101.38 billion, a reduction in spending approximately 9 %. In FY 2020-21, Oil import further reduced to 196.46 million tonnes with foreign exchange expenditure reduced to US\$ 62.25 billion due to Covid pandemic and reduction in global oil prices. During FY 2021-22, crude oil import increased to 211.95 MMT with Foreign exchange expenditure of US\$ 120.45 billion, an increase of in excess of 93%. The increase in foreign exchange outgo is partly attributable to higher import and partly to significant increase in international prices.

Crude oil Indian Basket (average of Oman & Dubai for sour grades and Brent (Dated) for sweet grade in the ratio of crude processed during previous financial year) during FY 2021-22 increased by approximately 77% year on year basis i.e. US\$ 79.18/bbl from UD\$ 44.82/bbl in FY 2020-21.

India aims to move towards gas-based economy by increasing share of natural gas from current 6.2% to 15% in 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. PNGRB has taken major step in this direction





by authorizing 67 geographical areas (GAs) in 11th and 11Ath CGD bidding round in first half of 2022. With the above authorization, 88 % geographical area 98% population of the country has been covered.

The net domestic production of natural gas during FY 2021-22 increased to 33.13 bcm from 27.78 bcm during FY 2020-21, an increase of approximately 19%. This increase is mainly attributed to sharp hike in production from the Eastern Offshore Krishna Godavari basin.

Gas consumption grew 5% in FY 2019-20 to reach ~64 bcm. However, the consumption reduced to 60.82 bcm, a decline of more than 5% during FY 2020-21 as Covid-linked lockdowns hit demand from small industries and the transport sector. During FY 2021-22, the consumption showed an increase of approximately 3 bcm and it reached to 63.91 bcm. Since the year-to-year increase in natural gas consumption was less than that of increase in domestic production, import reduced to 30.78 bcm in FY 2021-22 from 33.03 bcm in FY 2020-21 thus reducing share of imported LNG from 54% to 48%. Total LNG terminals capacity as on 01.04.2022 was 42.7 MMTPA.

The fertilizer and CGD sectors have remained the two major gas consuming sectors during FY 2021-22, contributing about 50% consumption, (30% by Fertilizer sector and 20% by CGD Sector) followed by power sector which contributes around 15% of total natural gas consumption in India. CGD sector has thus taken second position and pushed power sector to third position. 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.

India's total gas consumption is projected to increase by 19% (13 bcm) during the 2021-2025 period, which is equivalent to a 4% annual average growth rate. This makes India the fifth-largest contributor to gas demand growth globally, and the second-largest driver of growth in the Asia Pacific region after China.

Domestic gas price is fixed by the Government every six months. The domestic gas price which is linked to international hubs prices was increased to US\$ 2.90/mmbtu for October 2021-March 2022 when compared to gas price of US\$ 1.79/mmbtu in the previous period (April-September 2021). 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\$ 6.13/mmbtu from US\$ 3.62/mmbtu for the same periods respectively. For the period April-September 2022, domestic gas price further increased to US\$ 6.10/mmbtu whereas ceiling price has increased to US\$ 9.92/ mmbtu.

Global LNG prices has witnessed significant rise during FY 2021-22, Western India Marker (WIM) i.e, benchmark for LNG import in India rose to US\$ 38.98/mmbtu in March, 2022 from US\$ 7.61/mmbtu in April, 2021. The prices have softened a bit in first quarter of current financial year 2022-23. However, WIM further increased to the level of US\$ 51.93/mmbtu during the month of August'2022

Trade price at Indian Gas Exchange (IGX) can be considered a trend reflection of discovered market price in India. The weighted average monthly trade price at the exchange increased five-fold from Rs. 501/mmbtu in April, 2021 to Rs. 2445/mmbtu in March, 2022. The prices softened somewhat post April, 2022, the weighted average trade price is reported as Rs. 1946/mmbtu in September, 2022.

A brief of major gas pipeline projects under implementation are as under (as on March, 2022):

- **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 31.03.2022, 750 Km pipeline from Phulpur to Dobhi and Barauni along with spur lines to Varanasi, Gorakhpur and Patna. Further, 359 Km pipeline from Dobhi to Durgapur along with spur lines to Matrix Fertilizer, Durgapur & HURL, Sindri have been commissioned. 413 Km parts of Bokaro-Angul Pipeline has also been commissioned. In addition to this, 1125 Km pipeline has been lowered. Balance sections of the pipeline are in advanced stage of construction. 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 Guwahati-Numaligarh (386 Km), Silchar - Panisagar (112 Km) and Panisagar - Agartala (118 Km) has been commenced. As on March 2022, 254 Km pipeline has been lowered.

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

GAIL (India) Limited is laying the 1,104 km long Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore pipeline (KKMBPL) project. 44 km of pipeline in Kochi region and 450 km pipeline from Kochi to Mangalore have been commissioned. 129 Km part section of Koottanad to Bangalore pipeline section has been commissioned and construction work for balance section is under progress.

- **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. Construction work for balance section is under progress and commissioned shortly.

- **Srikakulam to Angul Natural Gas Pipeline (SAPL):**

GAIL is executing 690 Km long Srikakulam – Angul pipeline (SAPL) project. As on 31.03.2022, PMC has been appointed on 03.01.2020. Publication of 359.4 Km of 3(1) and 206.2 Km of 6(1) Gazette notification have been completed. 425 Km line pipe has been delivered at site.

- **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. 698 Km RoU allotment received from MSRDC. Construction Work in Mumbai-Nagpur Section started. And 280 Km pipeline has been lowered.

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

The COVID-19 outbreak in late FY 2019-20 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 COVID-19 pandemic was significantly disruptive for oil demand, causing a 20% APEC-wide demand drop during its onset. Indian upstream sector had also faced the direct impact of the sharp decline in crude oil prices. The Indian upstream players had faced immediate liquidity concerns, majorly due to the lag of commodity prices and service costs. However, the consumption has rebound almost at the pre-pandemic levels and by the end of 2022, aggregate APEC oil demand is expected to surpass 2019 volumes. Now when the pandemic is nearly over and geopolitical tensions in several part of world has resulted in significant volatility in the prices.

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. Though the consumption in FY 21-22 rose by about 10 million tonnes in FY 2021-22 to 204.2 million tonnes, it has not recovered to the level of pre-pandemic level. 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 the international travel in FY 2021-22.





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 of more than 5% in FY 2020-21 due to drop in consuming sectors viz. CGD, refineries and petrochemicals, industrials, etc. However, in FY 2021-22, the consumption has rebounded almost to the level of consumption of FY 2019-20. Global LNG prices which had witnessed slump in FY 2020-21 rose significantly in FY 2021-22 to the level of US\$ 40/mmbtu in March, 2022 mainly due to Russia Ukraine conflict. This has created a situation of uncertainty which led to volatility with majority of time prices remaining at elevated levels.

(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 intimidated. 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

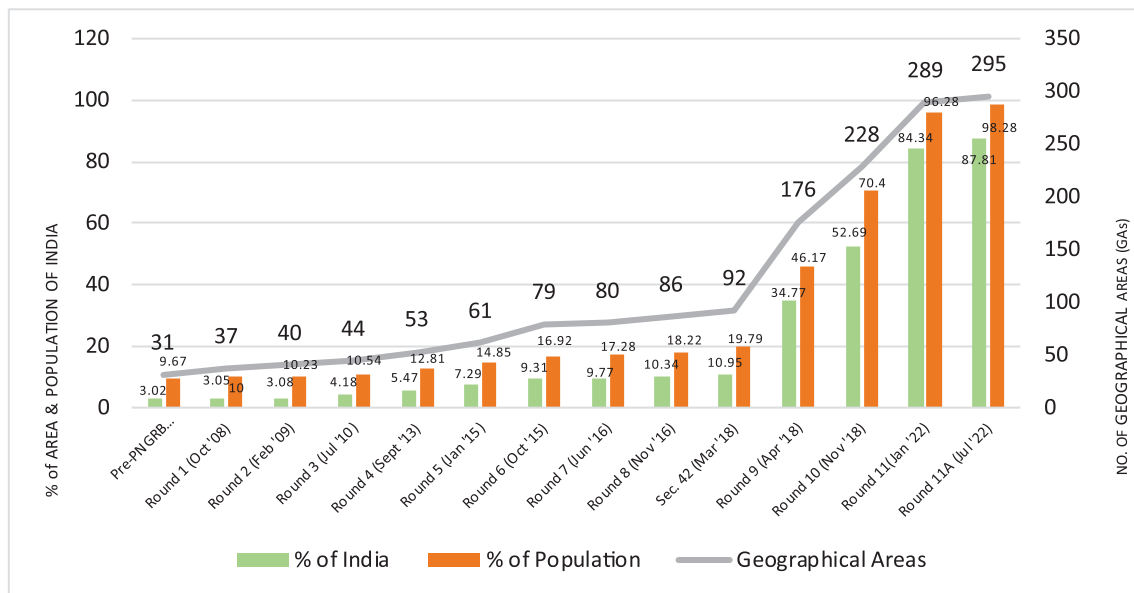
2.1 Registration and Authorisation:

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:

- (a) **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)).
- (b) **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)).
- (c) **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.
- (d) **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, 10th, 11th & 11A CGD Bidding Rounds are given in Annexure A, Annexure B and Annexure D 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)	1.1	4.18	0.31	10.54	4	44
Round 4 (Sept '13)	1.29	5.47	2.27	12.81	9	53
Round 5 (Jan '15)	1.82	7.29	2.04	14.85	8	61
Round 6 (Oct '15)	2.02	9.31	2.07	16.92	18	79
Round 7 (Jun '16)	0.46	9.77	0.36	17.28	1	80
Round 8 (Nov '16)	0.57	10.34	0.94	18.22	6	86
Sec. 42 (Mar '18)	0.61	10.95	1.57	19.79	6	92
Round 9 (Apr '18)	23.82	34.77	26.38	46.17	86	178
Round 10 (Nov '18)	17.92	52.69	24.23	70.4	50	228
Round 11 (Jan '22)	31.65	84.34	25.88	96.28	61	289
Round 11A (Jul '22)	3.47	87.81	2	98.28	6	295

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

2.1.3 11th and 11A CGD Bidding Round:

PNGRB recently concluded the 11 and 11A Round of CGD biddings covering 67 GAs (240 full districts and 3 part districts) for which authorizations have been issued to various entities for development of CGD Network. Post award of these 67 GAs, approx. 88% of the country's geographical area and 98% of its population are covered under CGD Network. The total number of existing CGD networks in the country is 295 after finalization of the 11A CGD bidding round covering the following 22 states and 4 UTs in entirety – **States** - Andhra Pradesh, Assam, Bihar, Chhattisgarh, Goa, Gujarat, Haryana, Himachal Pradesh, Jharkhand, Karnataka, Kerala, Madhya Pradesh, Maharashtra, Odisha, Punjab, Rajasthan, Tamil Nadu, Telangana, Tripura, Uttarakhand, Uttar Pradesh and West Bengal. **UTs** – Chandigarh, Dadra and Nagar Haveli and Daman & Diu, NCT of Delhi and Puducherry.

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.

PNGRB has initiated the process of declaring 54 such GAs as common carrier/contract carrier on 13.09.2021 and Public Notices for hearing were being issued to the authorized entities However most of the entities has challenged the public notice and hearing notices in Delhi High Court. The matter is sub-judice as of now.



2.1.5 Amendments and clarification to CGD Authorization 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 were notified on 07.09.2021, before the launch of 11th CGD Bidding Round. , Another amendment on the eligibility criteria of the bidding entities was notified on 14.02.2022.

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 On the basis of the notified Guiding Principles Regulations,2020 and significant change in the CGD network scenario due to successful commencement of the 9th and 10th CGD bidding round, PNGRB has repealed the existing PNGRB (Access Code for CGD Networks) Regulations, 2011 and notified new set of PNGRB (Access Code for CGD Networks) Regulations, 2020 on 23.11.2020.

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 2021 to 31st March, 2022 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	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	17	09

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

- i) CGD entities had 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 the purview of common carrier or contract carrier to Kolhapur district GA on account of floods.

- ii) Few GAs were supposed to get the pipeline connectivity from respective transmission pipelines in the vicinity of the GA, but the commissioning of these pipelines have either not yet been achieved, or have been achieved with a delay. Thus, the entities have requested to extend their Contract years and Financial Closure submission dates along with Exclusivity periods. Accordingly, PNGRB had granted time extension in terms of MWP targets and exclusivity from the purview of common carrier or contract carrier to 42 GAs owing to non-availability of natural gas pipeline in the vicinity.

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	CGD Infrastructure in India				
	March, 2018	March, 2019	March, 2020	March, 2021	March, 2022
Domestic PNG Connections (Lakh)	42.02	54.04	65.59	78.20	93.03
Commercial PNG Connections	27,260	28,085	30,703	32,339	34,854
Industrial PNG Connections	7,472	8,783	10,391	11,803	13,215
Total PNG Connections (Lakh)	42.36	54.41	66	78.64	93.51
CNG Stations	1,315	1,742	2,187	3,094	4,433
Steel Pipeline (Inch-KM)	44,362	48,715	65,534	93,112	1,29,599
MDPE Pipeline (Inch-KM)	93,648	1,13,277	1,78,279	2,04,538	2,44,546



Domestic Road Shows: 11th CGD Bidding Round





International Road Show: 11th CGD Bidding Round





PART 3: NATURAL GAS PIPELINES (NGPL)

3.1 Registration and Authorization:

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 2021-22:

During the year 2021-22, 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	Tie-in connectivity under regulation 21(1) of NGPL Authorization Regulations				
1.	Tie-in from Vedanta Limited's Jaya Fields at Jambusar, Gujarat to South Gujarat Main subnetwork of GAIL's Gujarat Natural Gas Pipeline Network	Vedanta Limited's Jaya Fields at Jambusar, Gujarat to South Gujarat Main subnetwork of GAIL's Gujarat Natural Gas Pipeline Network	Length: 18 km Dia.: 8" Capacity: 0.1 MMSCMD	07.03.2022	GAIL (India) Limited
2.	Tie-in connectivity from Swan LNG Private Limited (SLPL)'s RLNG Terminal, Jafrabad to Hadala falling on Gana-Hadala section of High-Pressure Gujarat Gas Grid.	Swan LNG Private Limited (SLPL)'s RLNG Terminal, Jafrabad to Hadala falling on Gana-Hadala section of High-Pressure Gujarat Gas Grid	Length: 198 km Capacity: 18 MMSCMD Dia.: 30"	31.12.2021	Gujarat State Petronet Limited





Sr. No.	Name of the pipeline	Route of pipeline	Description of the pipeline	Date of Issuance	Authorised entity
3.	Tie-in Connectivity from Swan LNG Private Limited (SLPL)'s RLNG Terminal, Jafrabad to GAIL's terminal at Dahej connecting to its Integrated HVJ Natural Gas Pipeline.	Swan LNG Private Limited (SLPL)'s RLNG Terminal, Jafrabad to GAIL's terminal at Dahej	Length: 170 km Capacity: 7 MMSCMD Dia.: 30"	31.12.2021	GAIL (India) Limited
4.	Tie-in connectivity from ONGC's Bokaro CBM Block to SV-01A on Bokaro-Dhamra Section of GAIL's Jagdishpur-Haldia-Bokaro-Dhamra Natural Gas Pipeline	ONGC's Bokaro CBM Block to SV-01A on Bokaro-Dhamra Section of GAIL's Jagdishpur-Haldia-Bokaro-Dhamra Natural Gas Pipeline	Length: 23 km Capacity: 0.991 MMSCMD Dia.: 12"	19.08.2021	GAIL (India) Limited
5.	Tie-in connectivity from ONGC's Jharia CBM Block to SV-28 on Dobhi-Durgapur Section of GAIL's Jagdishpur-Haldia-Bokaro-Dhamra Natural Gas Pipeline	ONGC's Jharia CBM Block to SV-28 on Dobhi-Durgapur Section of GAIL's Jagdishpur-Haldia-Bokaro-Dhamra Natural Gas Pipeline	Length: 6 km Capacity: 0.869 MMSCMD Dia.: 8"	19.08.2021	GAIL (India) Limited
6.	Tie-in connectivity from Swan LNG Private Limited's FSRU based LNG Terminal at Jafrabad to GPPC Terminal, Jafrabad falling on Darod-Jafrabad section of GSPL's High Pressure Gujarat Gas Grid.	Swan LNG Private Limited's FSRU based LNG Terminal at Jafrabad to GPPC Terminal, Jafrabad falling on Darod-Jafrabad section of GSPL's High Pressure Gujarat Gas Grid	Length: 3 km Capacity: 18 MMSCMD Dia.: 30"	19.08.2021	Gujarat State Petronet Limited
E	Spur line under regulation 21(3) of NGPL Authorization Regulations				
7.	Jamnagar to Dwarka spurline	Jamnagar to Dwarka	Length: 100 km Dia.: 30" Capacity: 3 MMSCMD	19.08.2021	Gujarat State Petronet Limited

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.	Hazaribagh – Ranchi Natural Gas Pipeline	Hazaribagh – Ranchi	Length: 68 km Capacity: 1 MMSCMD	15.09.2022



3.4 Expression of Interests/Proposals under process: -

During the year 2021-22, 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.	Jharia - Bokaro Natural Gas pipeline	EPS-1 at Jharia CBM Block - I, Dhanbad to SV-28 of Urja-Ganga pipeline at Tunghari village, Bokaro	Length: 8 km Capacity: 1.2 MMSCMD	Prabha Energy Private Limited	18.05.2022

3.5 Regulation of transportation rates

3.5.1 Regulatory Framework

In terms of section 11(e)(ii) of the 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.

For 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), 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

The tariff orders for the natural gas pipeline networks issued since 1.4.2021 are given below:

Sr. No	Name of Pipeline	Date of PNGRB's Tariff Order	Volume Transported during 21-22 (MMSCMD)	Tariff declared (₹ /MMBTU)	Previous Tariff (₹ /MMBTU)
1	Dadri-Panipat Natural Gas Pipeline	31-03-2022	5.34	11.18	16.46
2	Hazira-Ankleshwar Natural Gas Pipeline	29-06-2022	0.98	5.69	9.34
3	Cauvery Basin Natural Gas Pipeline Network				
	a Narimanan and Kuthalam (NKM) Sub-network	28-07-2022	0.85	43.82	17.41
	b Ramnad (RMD) Sub-network	28-07-2022	1.17	9.63	16.63
4	Agartala Regional Natural Gas Pipeline	28-07-2022	1.00	1.02	45.89
5	Dukli- Maharajanjanj Natural Gas Pipeline	28-07-2022	0.06	27.41	46.37

As per Clause 9 of Schedule 'A' to PNGRB (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulations 2008, the Tariff declared shall be applicable from the first day of the month, following the month, in which the tariff order is issued by the Board.





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 8th January, 2016 onwards, 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) Gujarat Regional Natural Gas Pipeline Network
- (e) Uran- Trombay Natural Gas Pipeline
- (f) GSPL – High Pressure Gujarat Gas grid
- (g) GSPL- Low Pressure Gujarat Gas Grid
- (h) Integrated HVJ Pipeline Network
- (i) Dahej Uran Panvel- Dabhol Natural Gas Pipeline Network
- (j) North East Natural Gas Pipeline Grid

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 vide amendment dated 27.03.2020:** 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 vide amendment dated 27.05.2019:** 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 vide amendment dated 27.05.2019:** 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 financial year.”

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 Regulation 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 key changes for determination of tariff 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, a clarification was issued that any interconnection between two natural gas pipelines shall not be considered as extension or expansion or tie in connectivity, fixation of economic life at 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, 2021 to 31st March, 2022, as per details given in **Annexure F**.

3.7 Extension of completion schedule to authorized Natural Gas Pipelines:

During the period from 1st April, 2021 to 31st March, 2022, PNGRB has granted time extension subject to certain conditions, for completion of following Natural Gas Pipelines authorized by it:

S/N	Name of Pipeline	Name of Entity	Scheduled date of completion	Extended up to
1	Jaigarh – Mangalore	H-Energy Private Limited	June 2020	March 2021
2	Ennore – Tuticorin	Indian Oil Corporation Limited	February 2021	February 2022
3	Mehsana – Bhatinda	GSPL India Gasnet Limited	December 2020	June 2021
4	Dadri – Bawana – Nangal	GAIL (India) Limited	April 2021	March 2022
5	Chainsa – Jhajjar – Hissar	GAIL (India) Limited	May 2021	December 2021





3.8 Cancellation/Foreclosure of Authorisations:

There were no cancellations of Authorized Natural Gas Pipelines during the financial year 2021-22.

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 2021-22: -

During the year 2021-22, 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.	Accepted under regulation 19(2) of PPPL Authorization Regulations				
1.	Dedicated pipeline from BPCL terminal, Uran to GAIL-PDH-PP Plant, Usar	BPCL terminal, Uran to GAIL-PDH-PP Plant, Usar	Length: 44 km Dia: 12" Capacity: 0.840 MMTPA	04.02.2022	GAIL (India) Limited
2.	Dedicated pipeline from Numaligarh Refinery to the proposed refinery extension complex at Dabidubi	Numaligarh Refinery to the proposed refinery extension complex at Dabidubi	Length: 13.4 km Dia: 8" Capacity: 600 KTPA	27.12.2021	Numaligarh Refinery Limited

4.1.3 Petroleum and Petroleum Products pipeline under tendering process:

Sr. No	Name of Pipeline	Route	Description (Length, Capacity)	Last date of bid submission
1.	Palwal-Jewar International Airport Petroleum and Petroleum Product (ATF) pipeline	Palwal-Jewar International Airport	Length: 38 km Capacity: 1 MMTPA	15.09.2022
2.	Ennore - Madurai Petroleum and Petroleum Product (LPG) Pipeline	Ennore - Madurai	Length: 526 km Capacity: 1.00 MMTPA	02.08.2022
3.	Haldia - Panagarh Petroleum and Petroleum Product (LPG) Pipeline	Haldia - Panagarh	Length: 215 km Capacity: 1.20 MMTPA	11.07.2022





4.1.4 EoI under process in the year 2021-22:

Sr. No	Name of Pipeline	Route	Description	Entity	Date
1.	Malkapur Terminal to Hyderabad International Airport Petroleum and Petroleum Product (ATF) pipeline	Malkapur Terminal to Hyderabad International Airport	Length: 59 km Capacity: 0.75 MMTPA	Indian Oil Corporation Limited	10.05.2022

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 since 1.4.2021:

Sr. No	Name of Pipeline	Pipeline Entity	Date of Order
1	Jamnagar Loni LPG Pipeline	GAIL (India) Limited	31-12-2021
2	Mangalore Bangalore Pipeline	Petronet MHB Limited	31-12-2021
3	Mundra Delhi Pipeline	Hindustan Petroleum Corporation Limited	31-12-2021
4	Chennai Trichy Madurai Pipeline	Indian Oil Corporation Limited	31-12-2021
5	Devangonhi Devanhalli ATF Pipeline	Indian Oil Corporation Limited	31-12-2021
6	Paradip Raipur Ranchi Pipeline	Indian Oil Corporation Limited	31-12-2021
7	Vizag-Secunderabad LPG Pipeline	GAIL (India) Limited	18-02-2022
8	Uran-Chakan-Shikrapur Petroleum and Petroleum Products Pipeline	Hindustan Petroleum Corporation Limited	16-06-2022

PNGRB has extended these Regulations from time to time in the past by notifying the amendment Regulations. Last amendment Regulation was notified on 14th December, 2021 which is valid until 30th September, 2023.

4.3 Progress Review Meetings and Hearings:

After grant of authorization, PNGRB continuously monitors the progress in the pipeline 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, 2021 to 31st March, 2022, as per details given in **Annexure I**.



4.4 Extension of completion schedule to authorized Petroleum Products Pipelines:

During the period from 1st April, 2021 to 31st March, 2022, PNGRB has granted time extension subject to certain conditions, for completion of following Petroleum Products Pipelines authorized by it:

S/N	Name of Pipeline	Name of Entity	Scheduled date of completion	Extended up to
1	Kandla - Gorakhpur	IHB Private Limited	December 2021	December 2022

4.5 Petroleum Products Pipelines under Operation/ Construction:

Details of petroleum products pipelines under operation and under construction as on 31.03.2022 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.

These regulations were amended and notified on 6th May 2022 for creation of 6 regional gas hubs, renaming of present gas hubs as delivery points and creation of new delivery points.

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 12.14 million MMBTU of natural gas traded during the FY 2021-22.



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 Houses 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, 2022:

- 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. Dispensing of Liquefied Natural Gas (LNG) from Installations using Prefabricated ISO Containers and Mobile Dispensing of Liquefied Natural Gas (LNG).



- iii. Door-to-door delivery of Liquid Automotive fuels
- iv. Setting up of Electric Vehicle (EV) Charging & Battery Swap Facilities at ROs.
- v. Dispensing of Compressed Natural Gas (CNG) from Mobile Refuelling Unit (MRU).

These regulations are expected to be notified by March, 2023. 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, 2022:

- 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 City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2021
- x. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2012,
- xi. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2014,
- xii. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2015,
- xiii. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2018,



- xiv.** PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2020,
- xv.** PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum and Petroleum Products Pipelines) Amendment Regulations, 2017,
- xvi.** PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for dispensing of Automotive Fuels) Amendment Regulations, 2020,
- xvii.** PNGRB (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Amendment Regulations, 2015
- xviii.** PNGRB (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Amendment Regulations, 2020
- xix.** PNGRB (Procedure for Development of Technical Standards and Specifications including Safety Standards) Amendment Regulations, 2015,
- xx.** PNGRB (Procedure for Development of Technical Standards and Specifications including Safety Standards) Amendment Regulations, 2020
- xxi.** PNGRB (Integrity Management System for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2020
- xxii.** PNGRB (Integrity Management System for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2020
- xxiii.** PNGRB (Determining Capacity of Petroleum, Petroleum Products and Natural Gas Pipeline) Amendment Regulations, 2015, and
- xxiv.** PNGRB (Determining Capacity of City or Local Natural Gas Distribution Network) Amendment Regulations, 2020.
- xxv.** PNGRB (Third Party Conformity Assessment) Amendment Regulations, 2021

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, 2021	Empanelled during April, 2021 to March, 2022	Empanelment expired during April, 2021 to March, 2022	Empanelled during April, 2022 to June, 2022	Empanelment expired during April, 2022 to June, 2022	Empanelled as on June, 2022
T4S Regulations						
City Gas Distribution Networks	15	22	4	5	6	32
Natural Gas Pipelines	12	20	3	4	5	28
Petroleum Product Pipelines	10	13	2	4	4	21
LNG Facilities	7	13	2	1	4	15
LPG Storage, Handling and Bottling Facilities	7	14	2	2	5	16
Petroleum Installations	0	9	0	1	3	7
IMS Regulations						
CGD Networks	5	12	3	2	3	13
Natural Gas Pipelines	6	11	3	2	3	13
Petroleum Product Pipelines	0	0	0	1	0	1
ERDMP Regulations						
ERDMP	10	12	3	5	4	20

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, 2021 to March, 2022:



Sr. No	Sector	Until March, 2021	April, 2021 to March, 2022	Total
1	City Gas Distribution Networks	164	101	265
2	Natural gas pipelines	140	19	159
3	Petroleum product pipelines	64	14	78
4	LPG Storage, Handling and Bottling Facilities	0	142	142
5	LNG Facilities	0	2	2
6	ERDMP	1604	270	1874

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 select major incidents, enquiry committees comprising of 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, occurred during the period from April, 2021 to March, 2022 is as under:

Period	Near- miss	Minor	Major	Fatalities	Injuries
April, 2021 to March, 2022	1,53,312	15,580	35	22	73

In addition, 232 road incidents took place during 2021-22, resulting in 108 fatalities and 91 injuries.

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

- i. Major incident at IOCL's Ujjain LPG Bottling Plant occurred on 14.10.2021.
- ii. Major fire incident at IOCL's Haldia Refinery occurred on 21.12.2021.
- iii. Major incident at Residential society, Kalol, Ahmedabad occurred on 22.12.2020.

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:

- a) The PNGRB (Integrity Management System for **Natural Gas Pipelines**) Regulations, 2012.





- b) PNGRB (Integrity Management System for **City or Local Natural Gas Distribution Networks**) Regulations, 2013.
- c) PNGRB (Integrity Management System for **Petroleum and Petroleum Products Pipelines**) Regulations, 2021

6.6.2 The status of submission of IMS implementations is as under:

Sector	Documents received for no. of facilities from April, 2021 to March, 2022
City Gas Distribution Networks	50
Natural gas pipelines	17
Petroleum and Petroleum Products Pipelines	Third-Party Agency (TPA) empanelment given after March, 2022

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.



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 till date:–

BOARD CASES

Sr.	Case Number	Case Particulars	Remarks
1.	Legal/25/2021	Sadarmal Bagaria industries Vs. Assam Gas Company Ltd. & ors	Pending*
2	Legal/37/2021	AGP City Gas Private Ltd.& AGP CGD India Private Ltd. Vs. IOCL	Pending*
3	Legal/25/2020	AGP City Gas Private Ltd. Vs. USG Boral Building Products (India) Pvt. Ltd. and IOCL	Pending*
4	Legal/26/2020	AGP City Gas Private Ltd. Vs. Honda Motors and scooters India Ltd. and IOCL	Pending*
5	Legal/24/2021	Haryana City Gas Distribution (Bhiwadi) Ltd. Vs. GAIL	Pending*
6	Legal/23/2021	Megha Engineering & Infrastructure Limited Vs. Bhagyanagar Gas Ltd.	Pending*
7	Legal/24/2020	IMC Ltd. Vs. Kamarajar Port Ltd.	Pending*
8	Legal/27/2020	Naveriya Gas Pvt. Ltd. Vs. Gas Authority India Ltd.	Pending*
9	Legal/23/2020	Maharashtra Natural Gas Ltd. Vs. Mahesh Gas Pvt Ltd	Pending*
10	Legal/22/2021	Torrent Gas Pune Limited Vs. MNGL	Pending*
11	Legal/21/2021	Think Gas Ludhaina Ltd. Vs Jay Madhok Energy Pvt. Ltd.	Pending*
12	Legal/20/2021	Harsh Thapar Vs. M/S GAIL GAS Limited/ Chief General Manager & OIC Agra/ Dy General Manager (CGM) Operations and Maintenance	Pending*
13	Legal/38/2021	Murudeshwar Ceramics Ltd. Vs. M/s Gail (India) Ltd.	Pending*
14	Legal/39/2021	Gujarat Gas Limited Vs. Charotar Gas Sahakari Mandali Limited	Pending*
15	Legal/40/2021	Think Gas Ludhiana Private Ltd. Vs. Jay Madhok Energy Private Ltd.	Pending*
16	Legal/199/2016	H Energy Private Limited Vs. Indian Oil Corporation Limited	Pending*
17	Legal/ 12/2019	Haldyn Heinz Fine Glass Pvt. Ltd. Vs. GGL	Pending*
18	Legal/247/2018	Gujarat Gas Ltd. vs Saint Gobain India Pvt Ltd.	Pending*



Sr.	Case Number	Case Particulars	Remarks
19	Legal/275/2018	Bhagyanagar Gas Limited Vs. Oil and Natural Gas Corporation Limited & M/s Rak Ceramics India Pvt. Ltd.	Pending*
20	Legal/18/2019	Gujarat Gas Ltd. Vs Charotar Gas Sahakari Mandali'	Pending*
21	Legal/19/2019	Maharashtra Natural Gas Ltd. Vs. Mahesh Gas Pvt. Ltd.	Pending*
22	Legal/17/2020	Dibrugarh Tea Gas Grid v. Assam Gas Company Limited	Pending*
23	Legal/09/2019	Sabarmati Gas Ltd Vs. GAIL	Pending*
24	Legal/10/2019	Sabarmati Gas Ltd Vs. GAIL	Pending*
25	Legal/237/2017	Pioneer Gas Power Limited vs GAIL	Pending*
26	Legal /265/2018	M/s Bhagya Nagar Gas Limited Vs. Megha Engineering & Infrastructure Ltd.	Pending*
27	Legal/267/2018	Sabarmati Gas Ltd Vs. Crystal Ceramic Industries Pvt. Ltd.	Pending*
28	Legal/264/2018	Charotar Gas Sahakari Mandali Ltd vs GAIL	Pending*
29	Legal/11/2019	Legal 11 of 2019 GSPC Vs. GAIL (India) Limited (Remanded from APTEL in Appeal No. 290 of 2016)	Sine Die
30	Legal/245/2018	Gujarat Gas Ltd. Vs Adani Gas Ltd.	Sine Die
31	Legal/7/2019	GSPL Vs. ESSAR STEEL (India) Ltd. & Hazira LNG Pvt. Ltd.	Sine Die
32	Legal/13/2013	GMR Vemagiri Power Generation Ltd. Vs. GAIL(I)Ltd	Sine Die
33	Legal/32/2013	GMR Energy Ltd Vs.GAIL (India)Ltd	Sine Die
34	Legal/33/2013	Lanco Kondapali Power Ltd Vs. GAIL(I) Ltd	Sine Die
35	Legal/34/2013	Konaseema Gas Ltd Vs.GAIL(I)Ltd	Sine Die
36	Legal/36/2013-	GVK Gautami Power Ltd Vs.GAIL(India)Ltd	Sine Die
37	Legal/42/2013	Tata Power Delhi Distribution Ltd Vs.GAIL	Sine Die
38	Legal/43/2013	RTIL Vs.GAIL	Sine Die
39	Legal/60/2013	CLP India Ltd Vs. GSPL (CLP now APRAVAA Energy Pvt. Ltd.)	Sine Die
40	Legal/13/2013	GMR Vemagiri Power Generation Ltd. Vs.GAIL(I)Ltd	Sine Die
41	Legal/53/2013	Essar Power Ltd Vs.GSPL	Sine Die
42	Legal/37/2013	GVK Industries Ltd Vs. GAIL	Sine Die
43	Legal/20/2020	Gujarat Gas Ltd. Vs. Gail (India) Ltd.	Pending*
44	Legal/21/2020	Gujarat Gas Ltd. Vs. Gail (India) Ltd.	Pending*
45	Legal/09/2022	Mahanagar Vs. Gail & ONGC	Pending*
46	Legal/07/2022	Gas Transmission of India Ltd. Vs. PNGRB	Pending*
47	Legal/08/2022	HPCL (Review Petition)	Pending*
48	Legal/31/2021	AGP CGD India Private Limited; AGP City Gas Private Limited (Review Petition)	Pending*



Sr.	Case Number	Case Particulars	Remarks
49	Legal/35/2021	(a) Bagpat Green Energy Private Limited; (b) Think Gas Begusarai Private Limited; (c) Think Gas Bhopal Private Limited; and (d) Think Gas Ludhaina Private Limited (Review Petition)	Pending*
50	Legal/33/2021	Adani Total Gas Limited (Review Petition)	Pending*
51	Legal/32/2021	(a) Torrent gas Private Limited. (b) Torrent Gas Pune Limited. (c) Torrent Gas Chennai Private Ltd. (d) Dholpur CGD Private Ltd. (Review Petition)	Pending*
52	Legal/29/2021	Gujarat Gas Limited (Review Petition)	Pending*
53	Legal/27/2021	Gujarat Gas Limited (Review Petition)	Pending*
54	Legal/34/2021	Gujarat Gas Limited (Review Petition)	Pending*
55	Legal/28/2021	Gujarat Gas Limited. (Review Petition)	Pending*
56	Legal/26/2021	Gujarat Gas Limited (Review Petition)	Pending*
57	Legal/30/2021	Gujarat Gas Limited (Review Petition)	Pending*



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, 2021 to 31st March, 2022 are given below:

S. No.	Designation	Name	Tenure up to
1	Chairperson	Vacant	-
2	Member	Shri Satpal Garg	Upto 14 th August, 2021
3	Member	Shri Gajendra Singh	Upto 14 th June, 2025
4	Member	Shri Anjani Kumar Tiwari	Up to 1 st November, 2026
5	Member (Legal)	Shri Ajit Kumar Pande	Up to 14 th March, 2027

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

S. No.	Designation	Name	Tenure upto
1	Secretary	Smt. Vandana Sharma	25 th January, 2023

8.1.3 Meetings of the Board:

Six Board Meetings were held from 1st April, 2021 to 31st March, 2022 as per details below:

S. No.	Board Meeting No.	Date
1	105 th	12.08.2021 & 13.08.2021
2	106 th	09.12.2021
3	107 th	28.12.2021
4	108 th	27.01.2022
5	109 th	02.03.2022
6	110 th	28.03.2022

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, 2021 to 31st March, 2022, 11 consultants were engaged by the Board. The status of consultants in position as on 31st March, 2022 is as under:

Division	Level - I	Level - II	Level - III	Level - IV
Legal	3	1	-	-
Technical (Engg.)	15	-	-	-
Finance	2	2	-	1
Admin	3	-	-	-
Total	23	3	-	1

8.2.3 During the year 2021-22, the process of engagement of officers and staff to PNGRB through deputation from Central Government and alternatively on short-term contract basis was commenced in accordance with the PNGRB (salary, allowances and other conditions of service of Officers and employees) Rules, 2020. The following Officers and staff have been deputed 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:

- 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.
- 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.
- Shri Gagan Aggarwal, Deputy Director and Shri Ashish Ranjan, Assistant Consultant, Shri Harshil L Kathiriya, Assistant Consultant, Shri Mohit Budhiraja, Assistant Consultant and Ms. Purva Rathore, Assistant Consultant attended second batch of three months Online Certificate Course- "Regulatory Governance of FOIR during October- December, 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	Shri K. Kittappa	Joint Adviser I/c (Monitoring)
2	Administration, Legal & Nodal	Shri Anil Kumar Garg	Joint Adviser (Admin)
3	Commercial	Shri Pankaj Bhutani	Joint Adviser (F&E)
4	Authorisation & Technical	Shri S C Gupta	Joint Adviser (A&T)

Ms Vandana Sharma, Secretary, PNGRB as Appellate Authority.

8.3.4 Details of RTIs/ Appeals are as under:

Period	RTI		Appeals	
	Received	Pending as on 31.03.2022	Received	Pending as on 31.03.2022
1 st April, 2021 to 31 st March, 2022	248	08	24	03

8.4 Vigilance Matters:

No vigilance cases were either contemplated or pending during 2021-22 in the Board.

8.5 Implementation and Encouragement of Official Language

Petroleum and Natural Gas Regulatory Board is regular in conducting quarterly meeting of Official Language Implementation Committee to discuss and review the progress of Hindi for achieving the target of Annual Programme issued by the Department of Official Language, Ministry of Home Affairs.

Various activities were organized to encourage and motivate the employees to use

maximum official Language in their day-to-day official work. Letters received in Hindi are replied in Hindi. Efforts are made at all levels to achieve the prescribed target for originating correspondence in Hindi and making note in Hindi as per Annual Programme issued by Department of Official Language. The Website of the PNGRB is also updated in bilingual.

Various activities were organized by the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board for the implementation of Official Language Policy and to promote the use of Official Language during the year 2021-22, the details of which are as follows: -

- During the year, 4 Hindi workshops were organized to promote the progressive use of Official Language and to comply with the Acts, Rules and Orders relating to Official Language, in which training was provided for "doing Noting and Drafting in Hindi", "Official Language Rules, Acts, "Provisions related to Official Language in the Constitution" and for "Filling of Quarterly Progress Report proforma of Official Language Hindi". A total of 42 personnel participated in these workshops.
- Hindi fortnight was organized in PNGRB during the period from 14th September, 2021 to 28th September, 2021 to propagate linguistic harmony and to motivate the employees for the progressive usage of Hindi in their day-to-day work, The following activities were organized during the fortnight: -
 - The inaugural function of the fortnight was held on 14th September, it was inaugurated by taking the Official Language Oath received from the Department of Official Language and on this occasion, audio-video message of Hon'ble Home Minister received from Ministry of Home Affairs, Government of India was heard all personnel.
 - During the fortnight, Hindi Shabd Gyan Competition was organized on 15.09.2021, in which 22 personnel participated.



- C. Hindi Typing Competition was organized on 17.09.2021 in which the personnel participated enthusiastically.
- D. Hindi Quiz Competition was organized on 20.09.2021, in which questions related to Official Language Rules, Acts and Policy and Official Language were asked and 18 personnel participated in this competition.
- E. Hindi debate Competition was organized on 22.09.2021 in which personnel participated in large numbers.
- F. The valedictory function of the fortnight was held on 28th September, 2021. Prizes were given in cash form to the successful personnel in the fortnight.



Glimpses of the opening ceremony of Hindi Pakhwada



Glimpses of the award distribution ceremony of Hindi Pakhwada



Awardees in Hindi Pakhwada





Glimpses of the closing ceremony of Hindi Pakhwada

3. In addition to the Hindi Fortnight, other activities were organised to promote the use of official language: -
 - a) PNGRB organized a Hindi essay Competition on the theme "International Day of Yoga" on 15th July, 2021, in which the personnel participated enthusiastically. Prizes were given in kind to the competitively successful personnel in this competition.
 - b) English-Hindi Phrase Competition was organized on 18th February, 2022. in which 14 personnel participated. In this competition also, prizes were given in kind to the competitively successful personnel.
 - c) The first edition of Hindi house e-magazine "PNGRB Darpan" was published with the objective of enhancing the Hindi writing talent and creativity of the personnel.
 - d) All the relevant documents mentioned in Section 3(3) of the Official Languages Act, 1963 were issued in bilingual i.e. Hindi and English.
 - e) (f) Adequate number of Hindi books have been procured for the library to encourage the employees for reading of Hindi.
 - f) For enhancing the vocabulary of employees, five new English words are displayed on the notice board on weekly basis along with their Hindi translation.
4. PNGRB is also a member of Town Official Language Implementation Committee. Every half yearly meeting organized by NARAKAS was attended by the Head of Office and Head of Department of PNGRB and continuous and intensive efforts have been made to take action in compliance with the decisions taken in the meeting and to maximize the use of Hindi in the day-to-day functioning of the office.



8.6 New Regulations Framed/ Amended

8.6.1 PNGRB has issued the following regulations/ amendment regulations during the period of 1st April, 2021 to 31st March 2022:

S. No.	Subject	Gzt S. No.	Date of Publishing of Gaz.
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
6	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Petroleum and Petroleum Products Pipeline Transportation Tariff) Amendment Regulations, 2021	648	14.12.2021
7	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Appointment of Consultants) Amendment Regulations, 2021	689	30.12.2021
8	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand City or Local Natural Gas Distribution Networks) Amendment Regulations, 2022	89	15.02.2022



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 which were notified on 26th November 2007. The Other Charges Regulations were subsequently amended and notified on 7th June 2010, 21st June 2013, 3rd January, 2019, 13th May, 2020, 28th September, 2020, 27th August, 2021 and 2nd August, 2022.

9.1.2 Through notification dated 2nd August 2022, application fee for Tie-in connectivity pipeline, and fee for application for seeking renunciation of authorization in favour of another entity and Application fee for transfer of less than 51% equity shareholding/ stake, etc 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, ₹ 687 Crore (PNGRB Fund - ₹ 379.82 Crore and Imbalance and Overrun Charges Fund - ₹ 307.18 Crore) stands invested as on 31st March, 2022, 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 (₹ 3.48 Crore as against total sanctioned grants in aid of ₹ 23.53 Crore) 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. MOP&NG has also directed not to deplete the Corpus Fund.

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 bank account maintained by PNGRB. Further, transporters are also required to transfer the imbalance and overrun charges collected in future on quarterly basis. The Board has formulated the "Guidelines for utilization of Imbalance/ Overrun Charges fund" on 16th June, 2022 which are effective from FY 2022-23.



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

₹ in Crore

	FY 2021-22
Balance at the beginning of the year	286.15
Transferred by the entities during the year	14.84
Interest received and accrued during the year	16.01
Balance at the close of the year	317.00
Deployed in:	
Fixed deposits with Banks	
Interest accrued but not due	307.18
	9.82

9.5 Five-year Financial Highlights ₹ in Crore

	FY 2017-18	FY 2018-19	FY 2019-20	FY 2020-21	FY 2021-22
Grants-in-Aid from Government of India	18.34	28.71	19.10	3.48	0.00
Interest	7.45	12.29	17.72	17.29	17.54
Levy of Other Charges (including for previous years and surcharge)	2.56	4.13	23.70	23.03	23.40
Application fee for CGD Networks and Pipelines	0.85	74.63	1.70	0.92	87.50
Other receipts	27.70	2.13	4.48	5.34	7.54
Total Gross Receipts	56.90	121.89	66.70	50.06	135.98
Expenditures (including for previous years)	17.99	37.33	26.43	25.40	27.32
Net Receipts	38.91	84.56	40.27	24.66	108.66
Depreciation	0.10	0.30	0.44	0.56	0.42
Provision for Income Tax for past years	7.78	2.17	(5.31)	-	-
Net Surplus Transferred to PNGRB Fund	31.03	82.09	45.14	24.10	108.24

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 2021-22 have been prepared as per the format prescribed in the amended rules.

The annual statement of accounts for the financial year 2021-22 have been audited by C&AG. The same are attached, along with Separate Audit Report of C&AG.





Petroleum and Natural Gas Regulatory Board
Balance Sheet as at 31st March, 2022

(₹ in Lakh)

Corpus/ Capital Fund and Liabilities	Schedule	Current Year	Previous Year
Corpus/Capital Fund	1	35,519.65	24,773.30
Reserve & Surplus	2	-	-
Earmarked/Endowment Funds	3	-	-
Secured Loans and Borrowings	4	-	-
Unsecured Loans and Borrowings	5	-	-
Deferred Credit Liabilities	6	-	-
Current Liabilities And Provisions	7	36,381.44	35,772.12
TOTAL		71,901.09	60,545.42
Assets			
Fixed Assets	8	120.87	144.46
Investments-From Earmarked/Endowment Funds	9	-	-
Investments-Others	10	-	-
Current Assets, Loans, Advances Etc.	11	71,780.22	60,400.96
Miscellaneous Expenditure (to the extent not written off or adjusted)		-	-
TOTAL		71,901.09	60,545.42
Significant Accounting Policies	24		
Contingent Liabilities and Notes on Accounts	25		

Pankaj Bhutani
Joint Adviser

Vandana Sharma
Secretary

A.K. Tiwari
Member

Gajendra Singh
Member

Place: New Delhi
Date: 28th June 2022



Petroleum and Natural Gas Regulatory Board

Income and Expenditure Account for the year ended 31st March, 2022

(₹ in Lakh)

	Schedule	Current Year	Previous Year
Income			
Income from Sales / Services	12	11,785.80	2,886.61
Grants/ Subsidies	13	-	348.46
Fees or Subscriptions	14	-	-
Income from Investments (Income from Investment of earmarked or endowment, Funds)	15	-	-
Income from Royalty, Publication etc.	16	-	-
Interest Earned	17	1,754.32	1,728.49
Other Income	18	29.93	6.92
Increase or (decrease) in stock of Finished goods and works-in-progress	19		
Prior Period Income (Annex-A)		27.46	35.58
TOTAL (A)		13,597.51	5,006.06
Expenditure			
Establishment Expenses	20	1,200.84	1,169.91
Other Administrative Expenses, etc.	21	1,525.13	1,361.33
Expenditure on Grants, Subsidies etc.	22	-	-
Interest	23	0.08	
Depreciation (Net Total at the year-end-corresponding to Schedule 8)		41.84	56.31
Prior Period Expenditure (Annex-A)		5.77	9.48
TOTAL (B)		2,773.66	2,597.03
Balance being excess of Income over Expenditure (A-B)		10,823.85	2,409.03
Transfer to Special Reserve (Specify each)		-	-
Transfer to or from General Reserve		-	-
BALANCE BEING SURPLUS/ (DEFICIT) CARRIED TO CORPUS/ CAPITAL FUND		10,823.85	2,409.03
Significant Accounting Policies	24		
Contingent Liabilities and Notes on Accounts	25		

Pankaj Bhutani
Joint Adviser

Vandana Sharma
Secretary

A.K. Tiwari
Member

Gajendra Singh
Member

Place: New Delhi

Date: 28th June 2022





Schedules Forming Part of Balance Sheet as at 31st March, 2022

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 1 - CORPUS OR CAPITAL FUND:	Current Year	Previous Year
PNGRB FUND		
Balance as at the beginning of the year	24,773.30	22,364.27
Add: Contribution towards Corpus or Capital Fund		
Add/ (Deduct) : Balance of net income/ (expenditure) transferred from the Income and Expenditure Account	10,823.85	2,409.03
Less: Refund of PBG Encashed (Annexure B)	(77.50)	-
BALANCE AS AT THE YEAR-END	35,519.65	24,773.30

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 2 - RESERVE AND SURPLUS:	Current Year	Previous Year
1. Capital Reserve	-	-
2. Revaluation Reserve	-	-
3. Special Reserves	-	-
4. General Reserves	-	-
TOTAL	-	-

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 3 - EARMARKED/ENDOWMENT FUNDS	Current Year	Previous Year
a) Opening balance of the funds	-	-
b) Additions to the Funds:	-	-
i. Donations or grants	-	-
ii Income from Investments made on account of funds	-	-
iii Other additions (specify nature)	-	-
TOTAL (a+b)	-	-
c) Utilisation or Expenditure towards objectives of funds	-	-
i. Capital Expenditure	-	-
ii. Revenue Expenditure	-	-
Total	-	-
Total (c)	-	-
Net Balance as at the yearend (a+b-c)	-	-

Notes

- Disclosures shall be made under relevant heads based on conditions attaching to the grants.
- Plan Funds received from the Central/State Governments are to be shown as separate Funds and not to be mixed up with any other Funds



(₹ in Lakh)

SCHEDULE 4 - SECURED LOANS AND BORROWINGS	Current Year	Previous Year
1. Central Government	-	-
2. State Government (Specify)	-	-
3. Financial Institutions	-	-
a) Term Loans	-	-
b) Interest accrued and due	-	-
4. Banks:	-	-
a) Term Loans	-	-
- Interest accrued and due	-	-
b) Other Loans (Specify)	-	-
- Interest accrued and due	-	-
5. Other Institutions and Agencies	-	-
6. Debentures and Bonds	-	-
7. Others (Specify)	-	-
TOTAL	-	-
Note: Amounts due within one year		

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 5 - UNSECURED LOANS AND BORROWINGS	Current Year	Previous Year
1. Central Government	-	-
2. State Government (Specify)	-	-
3. Financial Institutions	-	-
4. Banks	-	-
a) Term Loans	-	-
b) Others Loans (specify)	-	-
5. Other Institutions and agencies	-	-
6. Debentures and Bonds	-	-
7. Fixed Deposits	-	-
8. Others (Specify)	-	-
TOTAL	-	-
Note: Amounts due within one year		





(₹ in Lakh)

SCHEDULE 6 - DEFERRED CREDIT LIABILITIES	Current Year	Previous Year
a) Acceptances secured by hypothecation of capital equipment and other assets	-	-
b) Others	-	-
TOTAL	-	-

Note: Amounts due within one year

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 7 - CURRENT LIABILITIES AND PROVISIONS	Current Year	Previous Year
A. CURRENT LIABILITIES		
1. Acceptances	-	-
2. Sundry Creditors		
a) For Goods	-	-
b) Others	103.39	123.25
3. Advance Received	0.19	-
4. Interest accrued but not due on:		
a) Secured Loans/borrowings	-	-
b) Unsecured Loans/borrowings	-	-
5. Statutory Liabilities		
a) Overdue	-	-
b) Others	31.42	31.75
6. Other Current Liabilities		
a) Imbalance and Overrun Charges Deposits (Refer note no.7 in Schedule 25 "Notes on Accounts")	31,700.36	28,614.96
b) Interest Free Deposit under Levy of Fee and Other Charges Regulations, 2007	1,292.36	1,513.54
c) Security Deposits Received	2,525.19	2,319.62
TOTAL (A)	35,652.91	32,603.12
B. PROVISIONS		
1. For Taxation	-	-
2. Gratuity	-	-
3. Superannuation/Pension	-	-
4. Trade Warranties/Claims	-	-
5. Others		
a) Advances-Encashed PBGs under Litigation (Refer note no. 3 in Schedule 25 "Notes on Accounts")	677.50	3,130.00
b) Provision for Expenses	51.03	39.00
TOTAL (B)	728.53	3,169.00
TOTAL (A+B)	36,381.44	35,772.12



(₹ in Lakh)

SCHEDULE 8 - FIXED ASSETS	Gross Block			Depreciation			Net Block		
	As on 1st April, 2021	Additions during the year	Deductions during the year	As on 31st March, 2022	As on 1st April, 2021	Depreciation for the year	Deletions	As on 31st March, 2022	As on 1st April, 2021
A. FIXED ASSETS:									
Office Equipment	96.41	3.72	0.25	99.88	28.72	16.77	0.15	54.54	67.69
Furniture and Fixtures	15.17	4.90	0.03	20.04	3.65	1.50	-	14.89	11.52
Computers Peripherals	69.12	2.96	1.13	70.95	51.85	8.47	1.09	11.72	17.27
Computers Software	58.04			58.04	49.63	5.78	-	2.63	8.41
Networks & Servers	102.84	6.84		109.68	63.27	9.32	-	37.09	39.57
Book and Publications	0.52	-	0.52	-	0.52	-	0.52	-	-
Total	342.10	18.42	1.93	358.59	197.64	41.84	1.76	120.87	144.46
Previous year	585.40	92.41	335.71	342.10	465.15	57.10	324.61	144.46	120.25
B. CAPITAL WORK IN PROGRESS	-								
TOTAL	342.10							120.87	144.46





(₹ in Lakh)

SCHEDULE 9 - INVESTMENTS FROM EARMARKED/ENDOWMENT FUNDS	Current Year	Previous Year
	-	-
1. In Government Securities	-	-
2. Other approved Securities	-	-
3. Shares	-	-
4. Debentures and Bonds	-	-
5. Subsidiaries and Joint Ventures	-	-
6. Others (to be specified)	-	-
TOTAL	-	-

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 10 - INVESTMENTS-OTHERS	Current Year	Previous Year
1. In Government Securities	-	-
2. Other approved Securities	-	-
3. Shares	-	-
4. Debentures and Bonds	-	-
5. Subsidiaries and Joint Ventures	-	-
6. Others (to be specified)	-	-
TOTAL	-	-

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 11 - CURRENT ASSETS, LOANS, ADVANCES ETC.	Current Year	Previous Year
A. CURRENT ASSETS:		
1. Inventories:		
a) Stores and Spares	-	-
b) Loose Tools	-	-
c) Stock-in- trade	-	-
Finished Goods	-	-
Work-in-progress	-	-
Raw Materials	-	-
2. Sundry Debtors:		
a) Debts Outstanding for a period exceeding six months	560.80	346.71
b) Others	27.71	18.53
3. Cash balances in hand (including cheques/drafts and imprest)	-	-
4. Bank Balances:		
a) With Scheduled Banks:		
- On Current Accounts		
a) PNGRB Funds	85.28	9.26
b) Imbalance and Overrun Charges	0.10	0.42
- On Deposit Accounts (includes margin money)		
a) PNGRB Funds	35,232.42	27,908.23
b) Imbalance and Overrun Charges	30,718.49	27,589.04
c) CLTD PNGRB Fund	387.92	127.27



SCHEDULE 11 - CURRENT ASSETS, LOANS, ADVANCES ETC.	Current Year	Previous Year
d) CLTD Escrow Account	-	183.43
e) On APTEL directed (Refer note no. 2 in Schedule 25 "Notes on Accounts")	2,361.59	2,244.22
- On Saving Accounts		
a) Interest Accrued		
- PNGRB Funds	1,317.01	1,005.81
- Imbalance and Overrun Charges	981.77	810.77
- APTEL	60.91	57.78
b) With non - Scheduled Banks:		
- On Current Accounts	-	-
- On Deposit Accounts	-	-
- On Saving Accounts	-	-
5. Post Office Savings Accounts	-	-
TOTAL (A)	71,734.00	60,301.47

(₹ in Lakh)

B. LOANS, ADVANCES AND OTHER ASSETS	Current Year	Previous Year
1. Loans:		
a) Staff	-	-
b) Other entities engaged in activities/objectives similar to that of entity	-	-
c) Other (Specify)	-	-
2. Advances and other amounts recoverable in cash or in kind or for value to be received:		
a) On Capital Account	-	-
b) Prepayments	7.13	7.95
c) Others		
i) Security deposit paid	0.06	0.06
ii) Tax Deducted at Source		
- PNGRB Fund	29.43	40.03
- Imbalance and Overrun Charges	-	31.30
- Others	-	1.30
iii) Other Sundry debtors		
- GEECL for a period exceeding Six Months	0.45	0.45
- GEECL Others	0.70	-
iv) National Building Construction Corporation Limited	75.78	75.78
Less: Provision for doubtful recovery (Refer note no. 9 in Schedule 25 "Notes on Accounts")	(75.78)	(75.78)
v) Advance to Employees	-	-
vi) Advance to Suppliers/Contractors	3.54	0.98
vii) Assets Held for Sale/Dispose Off	-	10.88
viii) TDS Recoverable from Creditors	0.38	6.54
ix) Stock in Hand (Consumables)	4.53	-



B. LOANS, ADVANCES AND OTHER ASSETS	Current Year	Previous Year
3. Income Accrued:		
a) On Investments from Earmarked/Endowment Funds	-	-
b) On Investments Others	-	-
c) On Loans and Advances	-	-
d) Others	-	-
4. Claims Receivable	-	-
TOTAL (B)	46.22	99.49
TOTAL (A+B)	71,780.22	60,400.96

Schedules Forming Part of Income & Expenditure for the year ended 31st March, 2022

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 12 - INCOME FROM SALES/SERVICES	Current Year	Previous Year
1) <u>Income from Sales</u>		
a) Sale of Finished Goods	-	-
b) Sale of Raw Material	-	-
c) Sale of Scraps	-	-
2) <u>Income from Services</u>		
a) Labour and Processing Charges	-	-
b) Professional / Consultancy Services	-	-
c) Agency Commission and Brokerage	-	-
d) Maintenance Services (Equipment / Property)	-	-
e) Others (Specify)	-	-
i) Fees and Other Charges		
- Application Fee for CGD Networks & Pipelines	8,750.00	92.00
- Levy of Other Charges	2,257.67	2,205.65
- Surcharge on Other Charges	54.58	61.85
- Third Party Inspection Fee	42.50	40.00
- Complaint Fee	12.00	16.02
- Fees for Miscellaneous Services	9.05	10.59
- Application Fee for Gas Exchange	-	3.00
ii) Fines		
- Penalty	660.00	457.50
TOTAL	11,785.80	2,886.61

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 13 - GRANTS/ SUBSIDIES	Current Year	Previous Year
(Irrevocable Grants & Subsidies Received)		
1) Central Government	-	348.46
2) State Government(s)	-	-
3) Government Agencies	-	-
4) International Organisations	-	-
5) Others (Specify)-Amount adjusted from Corpus/ Capital fund	-	-
TOTAL	-	348.46



(₹ in Lakh)

SCHEDULE 14 - FEES/SUBSCRIPTIONS	Current Year	Previous Year
1. Entrance Fees	-	-
2. Annual Fees/Subscriptions	-	-
3. Seminar/Program Fees	-	-
4. Consultancy Fees	-	-
5. Others (Specify)	-	-
TOTAL	-	-
Note: Accounting policies towards each item are to be disclosed		

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 15 - INCOME FROM INVESTMENTS	Current Year	Previous Year
<u>(Income on Invest. From Earmarked/ Endowment Funds transferred to Funds)</u>		
1.) Interest		
a) On Govt. Securities	-	-
b) Other Bonds/ Debentures	-	-
2.) Dividends		
a) On Shares	-	-
b) On Mutual Funds Securities	-	-
3.) Rents	-	-
4.) Others (Specify)	-	-
TOTAL	-	-
TRANSFERRED TO EARMARKED/ENDOWMENT FUNDS	-	-

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 16 - INCOME FROM ROYALTY, PUBLICATION ETC.	Current Year	Previous Year
1.) Income from Royalty	-	-
2.) Income from Publications	-	-
3.) Others (specify)	-	-
TOTAL	-	-





(₹ in Lakh)

SCHEDULE 17 - INTEREST EARNED	Current Year	Previous Year
1) On Term Deposits:		
a) With Scheduled Banks	1,754.32	1,728.49
b) With Non- Scheduled Banks	-	-
c) With Institutions	-	-
d) Others	-	-
2) On Savings Accounts:		
a) With Scheduled Banks	-	-
b) With Non- Scheduled Banks	-	-
c) Post Office Savings Accounts	-	-
d) Others	-	-
3) On Loans:		
a) Employees /Staff	-	-
b) Others	-	-
4) Interest on Debtors and Other Receivables	-	-
TOTAL	1,754.32	1,728.49

Note - Tax deducted at source to be indicated

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 18 - OTHER INCOME	Current Year	Previous Year
1) Profit on Sale/disposal of Assets		
a) Owned assets	0.04	0.14
b) Assets acquired out of grants, or received free of cost	-	-
2) Export Incentives realized	-	-
3) Fees for Miscellaneous Services	-	-
4) Miscellaneous Income -		
a) Interest on Income Tax Refund	3.83	6.09
b) Recovery of Computer Hire Charges	-	0.02
c) Sale of Tender Documents	23.93	0.20
d) RTI fee	0.02	0.02
e) Others	2.11	0.45
TOTAL	29.93	6.92

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 19 - INCREASE / (DECREASE) IN STOCK OF FINISHED GOODS & WORK IN PROGRESS	Current Year	Previous Year
a) Closing stock	-	-
- Finished Goods	-	-
- Work-in-progress	-	-
b) Less: Opening Stock	-	-
- Finished Goods	-	-
- Work-in-progress	-	-
NET INCREASE / (DECREASE) [a-b]	-	-



(₹ in Lakh)

SCHEDULE 20 - ESTABLISHMENT EXPENSES	Current Year	Previous Year
(a) Salaries and Wages	1,173.93	1,159.55
(b) Allowances and Bonus	-	-
(c) Contribution to Provident Fund	-	-
(d) Contribution to Other Fund (specify)	-	-
(e) Staff Welfare Expenses	-	-
(f) Expenses on Employee's Retirement and Terminal Benefits	15.33	6.00
(g) Others		
i) Medical expenses	0.50	0.24
ii) Leave encashment	4.13	4.00
iii) Leave Travel Concession	0.75	0.05
iv) Administrative & EDLIS Charges	0.21	-
v) Brief Case	-	0.07
vi) Transfer Benefit Claim	5.99	-
TOTAL	1,200.84	1,169.91





(₹ in Lakh)

SCHEDULE 21- OTHER ADMINISTRATIVE EXPENSES ETC.	Current Year	Previous Year
(a) Purchases	-	-
(b) Labour and processing expenses	-	-
(c) Cartage and Carriage inwards	-	-
(d) Electricity and Power	9.67	8.30
(e) Insurance	-	-
(f) Repairs and Maintenance	4.39	4.98
(g) Excise Duty	-	-
(h) Rent, Rates and Taxes	632.84	693.53
(i) Vehicles Running and Maintenance	7.43	13.67
(j) Postage, Telephone and Communication Charges	8.84	10.00
(k) Printing and Stationary	18.58	11.85
(l) Travelling and Conveyance Expenses	12.53	(1.56)
(m) Expenses on Seminar/Workshops	-	-
(n) Subscription Expenses	1.95	1.84
(o) Auditors Remuneration	11.00	(7.86)
(p) Hospitality Expenses	20.63	16.16
(q) Professional Charges	626.50	469.11
(r) Provision for Bad and Doubtful Debts/Advances	-	-
(s) Irrecoverable Balances Written Off	-	-
(t) Packing Charges	-	-
(u) Freight and Forwarding Expenses	-	-
(v) Distribution Expenses	-	-
(w) Advertisement and Publicity	22.29	40.37
(x) Others		
a) Casual Labour expenses	71.33	67.74
b) Hindi Rajbhasha expenses	0.24	0.23
c) Miscellaneous expenses	1.94	4.16
d) Newspaper	0.29	0.17
e) Security Expenses	23.53	23.09
f) Water Charges	1.05	0.91
g) Venue Charges	26.48	-
h) IT Expenses	13.52	4.64
i) Loss from sale of Assets	10.10	-
TOTAL	1,525.13	1,361.33



(₹ in Lakh)

SCHEDULE 22 - EXPENDITURE ON GRANTS, SUBSIDIES ETC.	Current Year	Previous Year
a.) Grants given to Institutions/Organisations	-	-
b.) Subsidies given to Institutions/Organisations	-	-
TOTAL	-	-
Note- Name of the Entities, their Activities along with the number of Grants/Subsidies are to be disclosed.		

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 23 - INTEREST	Current Year	Previous Year
a) On Fixed Loans	-	-
b) On Other Loans (including Bank Charges)	-	-
c) Others - Interest on NPS	0.08	-
TOTAL	0.08	-

(₹ in Lakh)

ANNEXURE -A PRIOR PERIOD ADJUSTMENT ACCOUNT	Current Year	Previous Year
INCOME		
- Levy of Other Charges	17.34	32.72
- Surcharge on Other Charges	10.12	2.86
TOTAL INCOME (A)	27.46	35.58
EXPENDITURE		
-Domestic Travel	-	0.07
-Information Technology Expenses	2.49	1.22
-Professional Expenses - Legal	3.28	2.40
-Professional	-	0.89
-Subscription	-	0.32
-Telephone Office	-	3.79
-Depreciation	-	0.79
TOTAL EXPENDITURE(B)	5.77	9.48
NET PRIOR PERIOD INCOME OVER EXPENDITURE (A-B)	21.69	26.10

(₹ in Lakh)

ANNEXURE -B RETAINED EARNINGS ADJUSTMENTS	Current Year	Previous Year
Refund of PBG Encashed as per APTEL order	77.50	-
TOTAL	77.50	-



Schedule 24 - 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 ₹ 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:**
 - 6.1. 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.
 - 6.2. 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.
 - 6.3. In respect of employees on deputation from Central Government the retirement benefits like leave salary and pension contribution are accounted on accrual basis.
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. Levy of Fees is accounted for 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-25 - Contingent Liabilities and Notes on Accounts

A. Contingent Liability

Disputed demands in respect of Income Tax: ₹ 1.73 Lakh (Previous year: ₹ 1.73 Lakh)

(Refer Note 8.1);

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. Taxation

In view of there being no taxable income under Income-tax Act, 1961, no provision for Income tax has been considered necessary.

D. Foreign Currency Transaction

Expenditure in foreign currency on Travel/DA: ₹ 3.05 Lakh

E. Notes on Accounts

1. As per MoP&NG letter dated 20th November, 2020, the total expenditure of PNGRB during the year was met from PNGRB's interest income on PNGRB Funds and recurring income from fees and Other Charges.
2. PNGRB received complaints from M/s Sravanthi Energy Pvt Ltd (admitted by PNGRB on 05th March 2015), M/s Beta Infratech Pvt Ltd and M/s Gama Infraprop Pvt Ltd (admitted by PNGRB on 10th March 2015) against GAIL (India) Limited ('Respondant'). PNGRB vide order dated 11th April 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.
 - 2.1. 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 ₹ 1,750.63 Lakh with PNGRB in September 2016.
 - 2.2. The Hon'ble APTEL vide judgement dated 27th October, 2021 allowed the appeals and set aside PNGRB order dated 11th April, 2016. Subsequently, M/s Sravanthi Energy Pvt Ltd appealed before Hon'ble Supreme Court against the Hon'ble APTEL judgement dated 27th October, 2021 and the stay has been granted in the matter vide Hon'ble Supreme Court dated 25th February, 2022.
 - 2.3. PNGRB has been investing the same in empanelled Public Sector Bank for short term investments of surplus funds and the amount has increased to ₹ 2,422.49 Lakh as on 31st March, 2022 (Principal Amount ₹ 2,361.58 Lakh and Interest accrued ₹ 60.91 Lakh).
3. 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". Details of Advances for Encashed PBGs under Litigation as shown in Schedule 7B are as follows:

(₹ in Lakh)

S. No.	Name of the Entity	GA/Pipeline	2021-22	2020-21
1	Jay Madhok Energy Pvt Ltd	Ludhiana GA	300.00	300.00
2	Jay Madhok Energy Pvt Ltd	Kutch (E) GA	200.00	200.00
3	Jay Madhok Energy Pvt Ltd	Jhalandhar GA	100.00	100.00



S. No.	Name of the Entity	GA/Pipeline	2021-22	2020-21
4	GSPL India Transco Ltd.	Mallavaram-Bhilwara-Bhopal-Vijai-pur-NG Pipeline	-	500.00
5	GSPL India Gasnet Ltd.	Mehsana-Bhatinda NG Pipeline	-	500.00
6	KEI-RSOS Petroleum & Energy Pvt Ltd.	Yanam GA	-	660.00
7	KEI-RSOS Petroleum & Energy Pvt Ltd.	Ennore-Nellore NG Pipeline	-	730.00
8	JV of DSM Infratech Pvt Ltd and Soumaya Mining Pvt Ltd	Mathura GA	-	140.00
9	Hindustan Petroleum Corporation Limited	Uran Chakan Shikrapur LPG Pipeline	77.50	-
Total			677.50	3,130.00

- 3.1. In respect of S.No.4, 5, 7 and 8 above, during the year, PNGRB has refunded the PBGs encashed amount to the entity as per decision of the APTEL Orders.
- 3.2. In case of Sr. No.6, Hon'ble APTEL vide order dated 12th January, 2022 has upheld the Board's order. The entity has not appealed against the said order within the period allowed to appeal, therefore, the amount of ₹ 660.00 Lakh has been transferred to income.
- 3.3. During the year, Hindustan Petroleum Corporation Limited (HPCL) filed an appeal against the Board order dated 6th March, 2020 after the expiry of appeal period with APTEL in August 2021. The case was admitted by APTEL in condonation of delay in filing the appeal. After final hearing, APTEL vide order dated 16th March, 2022 passed the judgement in favour of HPCL. Accordingly, the same is reduced from PNGRB Capital Fund/ Corpus by ₹ 77.50 Lakh and shown in Provisions under the head "Advances for Encashed PBGs under Litigation."
4. Penalty of ₹ 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.
5. 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.
6. A sum of ₹ 6.20 Lakh in the year 2021-22 (Previous year: Nil) was spent towards DA / TA expenditure for overseas travel.
7. 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 gas transporting entities on account of imbalance and overrun charges and kept by them in escrow account have been transferred to the SBI Escrow account opened by the Board. Further, such entities are also required to transfer the imbalance and overrun charges collected in future to the Board on quarterly basis. The amount received from various entities in the Escrow account maintained by PNGRB is deposited with empanelled Public sector banks from time to time as well as kept in CLTDs. During the year 2021-22, an amount of ₹ 1,484.06 Lakh (Previous year: ₹ 573.85 Lakh) has been received from various gas transporting entities on this account.
- 7.1. On 31st March, 2022, an amount of ₹ 31,700.36 Lakh (Previous year: ₹ 28,614.96 Lakh) has been shown as "Imbalance and Overrun Charges Deposits" under Current Liabilities, represented by the following heads under Current Assets, Loans, Advances, etc.:



(₹ in Lakh)

Head	Particulars	2021-22	2020-21
Investments Current Assets	Bank balances - with Scheduled Banks: -		
	- Current Account	0.10	0.42
	- Deposit Account	30,718.49	27,589.04
	- CLTDs	-	183.43
	Accrued Interest	981.77	810.77
Loans, Advances and Other Assets	Tax Deducted at Source	-	31.30
Total		31,700.36	28,614.96

7.2. As per PNGRB (Access Code for Common Carrier or Contract Carrier Natural Gas Pipelines) Regulations, transporters are required to deposit the imbalance and overrun charges collected from the shippers into a separate bank account. GSPL collected the imbalance and overrun charges and deposited the same into term deposits and earned interest thereon. GSPL considered the collected imbalance and overrun charges and interest earned as its income and paid income tax on the same. Subsequent to the amendment in the said regulations in August 2019, GSPL deducted ₹ 19.76 Crore towards income tax on ₹ 62.40 Crore (₹ 45.44 Crore Imbalance and overrun charges + ₹ 16.96 Crore interest earned) and deposited ₹ 42.64 Crore into the escrow account maintained by PNGRB. PNGRB has directed GSPL to deposit the tax deducted into PNGRB's account. The same has not been shown as receivable in the books of accounts during the current year 2021-22.

8. 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.

8.1. 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 ₹ 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 ₹ 4.92 Lakh. Pending receipt of Rectification Order from Income Tax Department, during the year 2020-21 PNGRB deposited ₹ 4.92 Lakh and the difference of ₹ 1.73 Lakh is being shown as Contingent Liability as on 31st March 2022 (Previous Year: ₹ 1.73 Lakh).

9. Application money of ₹ 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 ₹ 590.90 Lakh only in June, 2016 after deducting an amount of ₹ 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 ₹ 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".

10. Previous year figures have been rearranged/ regrouped to make them comparable with the current year figures, wherever necessary.

11. Schedules 1 to 25 along with Annexure A and B are annexed to and form an integral part of the Balance Sheet as at 31st March, 2022 and the Income and Expenditure Account for the year ended on that date.

Pankaj Bhutani
Joint Adviser

Vandana Sharma
Secretary

A.K. Tiwari
Member

Gajendra Singh
Member

Place: New Delhi

Date: 28th June 2022



Receipts and Payments Statement for the year ended 31st March, 2022

(₹ in Lakh)

RECIEPTS	Current Year	Previous Year	PAYMENTS	Current Year	Previous Year
I. Opening Balances			I. Expenses		
a) Cash in hand	-	-	a) Establishment Expenses	1,153.13	1,346.13
b) Bank Balances	-	-	b) Administrative Expenses	1,536.02	1,397.70
i) PNGRB Funds	9.26	30.68	II. Expenditure on Fixed Assets & Work-in-Progress & CWIP		-
ii) Imbalance and Overrun Charges	0.42	5.00			-
c) Deposit Accounts		-			
i) PNGRB Funds	30,279.72	28,726.83	a) Purchase of Fixed Assets	24.94	74.80
ii) Imbalance and Overrun Charges	27,772.47	25,395.40	III. Other Payments		-
II. Grants Received			Recovery from Salary	26.65	45.43
a) From Govt of India	-	348.46	Income Tax	-	262.16
III. Income on Investment from	-	-	Advances to Vendors	3.54	0.98
IV. Interest Received		-	Advance to Employees	-	-
a) PNGRB Funds	1,560.65	1,776.50	Refund of Security Deposits	891.67	330.63
b) Imbalance and Overrun Charges	1,427.06	1,649.62	Prepaid Expenses	4.12	7.95
V. Other Income		-	Refund of TPIA Fees	3.00	-
Fees	8,840.49	168.37	Refund of PBGs	1,870.00	-
Charges (incl. surcharge)	1,835.12	1,852.49	Recoverable from GEECL	0.70	
Fines	-	740.00	IV. Closing Balances		
VI. Any other receipts		-	a) Cash in hand	-	-
Interest free security deposits	25.05	60.14	b) Bank Balances		
Security Deposits	978.77	0.15	i) PNGRB Funds	85.28	9.26
Imbalance and Overrun Charges	1,484.06	573.85	ii) Imbalance and Overrun Charges	0.10	0.42
Refund of TDS from IT Deptt	40.32	26.24	c) On Deposit Accounts		-
Refund of TDS from IT Deptt-Escrow	34.58	149.02	i) PNGRB Funds	37,981.93	30,279.72
Amt recd agst debtors	10.52	24.90	ii) Imbalance and Overrun Charges	30,718.49	27,772.47
Advance -Rajasthan State	0.19	-			
Sale of Asset	0.88	-			
Misc Income (Foreign Travel)	0.01	-			
TOTAL	74,299.57	61,527.65	TOTAL	74,299.57	61,527.65

Pankaj Bhutani
Joint Adviser

Vandana Sharma
Secretary

A.K. Tiwari
Member

Gajendra Singh
Member

Place: New Delhi
Date: 28th June 2022



Separate Audit Report of the Comptroller & Auditor General of India on annual accounts of Petroleum & Natural Gas Regulatory Board, New Delhi for the year ended 31 March 2022

We have audited the attached Balance Sheet of Petroleum & Natural Gas Regulatory Board (PNGRB) as at 31 March, 2022 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 & Expenditure Account/Receipts & Payments Account dealt with by this report have not been drawn up in the format approved by the Government under Sub-Section (i) of Section 100 of the Electricity Act, 2003.
 - iii. In our opinion, proper books of accounts 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. Balance Sheet

1.1 PNGRB Fund (Schedule-I): ₹ 35,519.65 lakh

PNGRB is having Corpus Fund titled as PNGRB Fund amounting to ₹ 35,519.65 lakh as on 31.03.2022. It has been levying/collecting various charges, fees, penalties etc. from authorized entities as per regulations notified under the PNGRB Act, 2006.

The revenue earned by PNGRB is public money received on behalf of the Government of India, the same should have been part of Public Account as defined under Article 266(2) of the Constitution. Ministry of Finance directed (January 2005) that the funds of regulatory bodies may be maintained in Public Account but operated in such a manner as will protect their independent status. The same instructions were reiterated in April 2016 by the MoF.

PNGRB Fund is not being operated through Public Account as this fund is kept in Term Deposit / Current / CLTD Accounts despite the issue being highlighted vide C&AG's comment in Separate Audit Report on its Financial Statements for the year 2017-18, 2018-19 and 2020-21.

As the amount of PNGRB Fund as on 31.03.2022 was to be deposited in Public Account of India, the same should have been depicted under 'Other Current Liabilities' instead of under 'Corpus/Capital Fund - PNGRB Fund'. This



has resulted in overstatement of 'Corpus/Capital Fund - PNGRB Fund (Schedule-1) and 'Other Current Liabilities (Schedule- 7)' are understated by an amount of ₹ 35,519.65 lakh each.

B. Grant-in-aid:

PNGRB did not receive any Grant-in-aid during the year 2021-22.

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.

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.

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 to Accounts and subject to matters stated above and other 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 & Natural Gas Regulatory Board (PNGRB) as at 31 March 2022 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/-

(S Ahladini Panda)

Principal director of Audit (Energy),
New Delhi

Place: New Delhi

Dated: 28 October 2022



Annexure-I

1	Adequacy System of Internal Audit	Internal Audit is conducted by Pay & Accounts Office (PAO) of the MoP&NG. However, Internal Audit has not been conducted by the PAO/MOPNG for the year 2020-21 onwards. HM has been issued in this regard.
2	Adequacy System of Internal Control	Internal Control system is commensurate with the size of AB.
3	System of verification of fixed Assets	Physical verification of Fixed Assets has been done by a committee consisting of two members. As per Physical Verification Report, there was no instance of shortage/excess.
4	System of Physical verification of Inventory	Examined. No comments.
5	Regularity in payment of Statutory Dues applicable to them.	PNGRB is not exempted from GST. Accordingly, it was required to levy, collect and deposit GST on its revenue other than those in pursuance of its quasi-judiciary functions. However, as it is not being done by PNGRB, there is violation of GST provisions as well as loss to the Exchequer amounting to ₹ 2,007.59 lakh on account of GST.
6.	Significant risk to financial reporting observed during the course of audit	No significant risk perceived.
7	Details of loss of cash or Government property due to theft, misappropriation, fraud and embezzlement etc. during the year	Management certified that no such case was noticed / reported during the year.

Principal Director 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

S. No.	Audit Observation (Deficiencies)	Response
1.	<p>Balance Sheet: PNGRB Fund (Schedule-I): 35,519.65 lakh</p> <p>PNGRB is having Corpus Fund titled as PNGRB Fund amounting to ₹ 35,519.65 lakh as on 31.03.2022. It has been levying/collecting various charges, fees, penalties etc. from authorized entities as per regulations notified under the PNGRB Act, 2006.</p> <p>The revenue earned by PNGRB is public money received on behalf of the Government of India, the same should have been part of Public Account as defined under Article 266(2) of the Constitution. Ministry of Finance directed (January 2005) that the funds of regulatory bodies may be maintained in Public Account but operated in such a manner as will protect their independent status. The same instructions were reiterated in April 2016 by the MoF.</p>	<p>Guidelines/instructions to be followed for creation of Reserve/Corpus Funds issued by MOF 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".</p> <p>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.</p>
	<p>PNGRB Fund is not being operated through Public Account as this fund is kept in Term Deposit/Current/CLTD Accounts despite the issue being highlighted vide C&AG's comment in Separate Audit Report on its Financial Statements for the year 2017-18, 2018-19 and 2020-21.</p> <p>As the amount of PNGRB Fund as on 31.03.2022 was to be deposited in Public Account of India, the same should have been depicted under 'Other Current Liabilities' instead of under 'Corpus/Capital Fund - PNGRB Fund'. This has resulted in overstatement of 'Corpus/Capital Fund - PNGRB Fund (Schedule-1)' and 'Other Current Liabilities (Schedule-7)' are understated by an amount of ₹ 35,519.65 lakh each.</p>	<p>Thus, in case of 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.</p> <p>PNGRB also received a letter dated 20th November, 2020 from MOP&NG (administrative ministry) on the utilization of Funds. As per the said letter MoP&NG approved as under in respect of utilisation of Corpus Fund:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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.



S. No.	Audit Observation (Deficiencies)	Response										
		<p>During the financial year 2021-22, PNGRB incurred an expenditure of ₹ 2,733.00 lakh which is within the limits of the said letter. Details of the same are as under:</p> <table border="1" data-bbox="935 549 1492 835"> <thead> <tr> <th data-bbox="935 549 1321 621">Particulars</th> <th data-bbox="1321 549 1492 621">Amount (₹ In Lakh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="935 621 1321 692">75% of Other Charges of Recurring nature</td> <td data-bbox="1321 621 1492 692">1,574.00</td> </tr> <tr> <td data-bbox="935 692 1321 740">Interest on Corpus funds</td> <td data-bbox="1321 692 1492 740">1,726.00</td> </tr> <tr> <td data-bbox="935 740 1321 787">Total</td> <td data-bbox="1321 740 1492 787">3,300.00</td> </tr> <tr> <td data-bbox="935 787 1321 835">Total Expenditure</td> <td data-bbox="1321 787 1492 835">2,733.00</td> </tr> </tbody> </table> <p>Further, as a requirement in terms of the aforesaid letter that corpus fund should not be depleted. It may be observed that the corpus fund (PNGRB fund) as on 31st March, 2022 is ₹ 35,519.65 lakh as compared to ₹ 24,773.30 lakh as on 31st March 2021.</p> <p>PNGRB has stopped drawing grants-in aid from MOP&NG since June' 2020 and has been continuously informing the details of income-expenditure, PNGRB funds and its utilisation, etc. to MoP&NG. Further, PNGRB has kept the funds in the Bank accounts as Term Deposits as per the Board approved policy and earning interest thereon. The previously information shared with MOP&NG was vide letter dated 18th August, 2020 (Enclosed as Annexure-I).</p> <p>As such PNGRB is in full compliance to the said letter of MOP&NG, being an administrative ministry.</p> <p>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."</p>	Particulars	Amount (₹ In Lakh)	75% of Other Charges of Recurring nature	1,574.00	Interest on Corpus funds	1,726.00	Total	3,300.00	Total Expenditure	2,733.00
Particulars	Amount (₹ In Lakh)											
75% of Other Charges of Recurring nature	1,574.00											
Interest on Corpus funds	1,726.00											
Total	3,300.00											
Total Expenditure	2,733.00											
	<p>Comments in Annexure 1 to SAR</p>											
1.	<p>Internal Audit is conducted by Pay & Accounts Office (PAO) of the MoP&NG. However, Internal Audit has not been conducted by the PAO/ MoPNG for the year 2020-21 onwards. HM has been issued in this regard.</p>	<p>PNGRB is following up with MoP&NG for carrying out the internal audit from the year 2020-21 onwards.</p>										
5.	<p>PNGRB is not exempted from GST. Accordingly, it was required to levy, collect and deposit GST on its revenue other than those in pursuance of its quasi-judiciary functions. However, as it is not being done by PNGRB, there is violation of GST provisions as well as loss to the Exchequer amounting to Rs.2007.59 lakh on account of GST.</p>	<p>The taxable event for applicability of GST is the supply of goods or services or both. The expression "Supply" is defined in Section 7(1) of the CGST Act, 2017. One of the important ingredients of supply of goods & services that the transaction of supply should be in the course or furtherance of business.</p>										



S. No.	Audit Observation (Deficiencies)	Response
		<p>This points out that primarily GST is confined to commercial transactions. Supplies made by a person or entity in carrying on any non-business/non-commercial transaction would not come under the scope of supply of goods or services and hence no GST will be levied on such transactions.</p> <p>2. As per Notification No. 13/2017 dated 28.06.2017 under CGST Act, 2017 states that Services supplied by the Central Government, State Government, Union Territory or Local authority to a business entity shall be paid on reverse charge basis excluding-</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) renting of immovable property, 2) services specified below- <ol style="list-style-type: none"> i. services by the Department of Posts by way of speed post, express parcel post, life insurance, and agency services provided to a person other than Government.
		<ol style="list-style-type: none"> ii. services in relation to an aircraft or a vessel, inside or outside the precincts of a port or an airport; iii. transport of goods or passengers. <p>Hence, 100% liability to pay GST in any other services is of the Service recipient i.e., Business Entity. So, if any service supplied by PNGRB is covered under the ambit of GST then it is the liability of the recipient of services to pay the GST to the Government.</p> <p>3) In Section 13 of PNGRB Act, the Board will have the same powers as are vested in a Civil Court under the Code & Civil Procedure, 1908 so it is acting as a regulatory body/quasi-judicial have not engaged in any business or professional activity for gain or livelihood. The Board is not engaged in any activity on continuously and systematically by application of labour or skill and money with a view to earn an income. There is no profit motive behind the regulatory/quasi-judicial activities of the Board and consequently the services rendered by the Board do not constitute supply of taxable services.</p>



S. No.	Audit Observation (Deficiencies)	Response
		<p>Activities of the Board are not in the nature of commercial or business and accordingly does not constitute supply of taxable services. From the Preamble of PNGRB Act 2006, it is clear that the Board has been set up by the Government to regulate refining, processing, storage, transportation, distribution, marketing and sale of petroleum, petroleum products and natural gas. The Board aims to protect the interest of the consumers and entities engaged in specified activities, apart from ensuring uninterrupted and adequate supply of petroleum, petroleum products and natural gas in all parts of the country. The essential character of the Board is that of a regulatory body created by specific statute. The Board does not aim to earn any profit, gain or livelihood by carrying on controlling or regulatory activities in the interest of consumers and other stake holders. Consequently, the Board is not liable to pay GST (CGST/SGST/IGST) on application fee, levy of other charges, complaint fee and third-party inspection fee etc.</p>
		<p>4) Under the earlier provisions of Indirect Taxes, Petroleum and Natural Gas Regulatory Board did not have any registration either under VAT or Service Tax or Central Excise. However, the Board was filing Form GE-II, a return which contained the details of purchases on which VAT amount was paid to the vendors.</p> <p>5) Further, PNGRB have taken Legal Opinion in 2017 from S.C Kamra & Co. (GST Expert) & they also stated that services of PNGRB do not amount to supply of services in the course of business. Hence GST Registration need not be applied by Board nor make any GST compliances.</p> <p>6) PNGRB have also made various representation to GST Council, Ministry of Finance, Government of India in 2018 where Board requested to include PNGRB name in list of bodies exempted from GST. Despite many written communication & reminders, there is no reply from Ministry, however, this does not mean that the Board is liable to pay GST. Since the activities/ services provided by PNGRB do not constitute supply of services and do not attract GST, PNGRB did not take registration with GST authorities.</p>





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	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(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	-



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(Inch-km)
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
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




Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(Inch-km)
9.45	Balasure, 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
				Stations		(Inch-km)
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





Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(Inch-km)
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

**Sub-judice / 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/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline (Inch-km)
				Stations		
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



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic	Steel Pipeline
				Stations	Connections	(Inch-km)
10.16	Bagalkot, Koppal and Raichur Districts	Karnataka	AGP City Gas Private Limited	114	586,121	1979
10.17	Chikkamagaluru, 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	Alapuzza, 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
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 Chhattisgrah	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



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline (Inch-km)
				Stations		
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



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic	Steel Pipeline
				Stations	Connections	(Inch-km)
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



S. No.	Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/	Authorized Entity	Date of Authorization
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
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					



S. No.	Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/	Authorized Entity	Date of Authorization
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-Chiechwad & 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



S. No.	Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/	Authorized Entity	Date of Authorization
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
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

CGD Authorizations under 11 and 11A CGD Bidding Round/Targets

Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic	Steel Pipeline
				Stations	Connections	(Inch-km)
11.01	Kurnool, Guntur, and Prakasam districts	Andhra Pradesh	Indian Oil Corporation Limited	301	4499311	1412
11.02	Nagaon, Morigaon, Hojai, Karbi Anglong, West Karbi Anglong and Dima Hasao districts	Assam	Adani Gas Limited	78	481962	1962
11.03	Lakhimpur, Dhemaji, Darrang, Udalgiri, Sonitpur and Biswanath Chariali districts	Assam	Consortium of Assam Gas Company Limited and Oil India Limited	166	346000	2288
11.04	Kokrajhar, Dhubri, South Salmara-Mankachar and Goalpara districts	Assam	Adani Gas Limited	62	311962	962
11.05	Baksa, Barpeta, Bongaigaon, Chirang, Nalbari and Bajali districts	Assam	Adani Gas Limited	78	481962	878
11.06	Darbhanga, Madhubani, Supaul, Sitamarhi and Sheohar districts	Bihar	BPCL	50	1010999	2895
11.07	Gopalganj, Siwan, West Champaran, East Champaran and Deoria districts	Bihar & Uttar Pradesh	BPCL	67	1010999	4141
11.08	Baloda Bazar, Gariyaband and Raipur districts	Chhattisgarh	HCG Raipur Private Limited	606	1506000	5060
11.09	Kabirdham, Raj Nandgaon and Kanker districts	Chhattisgarh	Adani Gas Limited	78	311962	1962
11.10	Mungeli, Bemetara, Durg, Balod and Dhamtari districts	Chhattisgarh	Adani Gas Limited	178	1111962	1962
11.11	Jashpur, Raigarh, Janjgir-Champa and Mahasamund districts	Chhattisgarh	Adani Gas Limited	162	881162	1962



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic	Steel Pipeline
				Stations	Connections	(Inch-km)
11.16	Mandi, Kullu, Kinnaur and Lahaul & Spiti districts	Himachal Pradesh	Consortium of Dinesh Engineers Limited and Resonance Energy Pvt. Ltd. and Tolani Projects Pvt. Ltd.	45	252000	NA
11.17	Kangra and Chamba districts	Himachal Pradesh	Consortium of Think Gas Distribution Pvt. Ltd. & Think Gas Investment Pte. Ltd.	41	300109	NA
11.18	Jammu, Udhampur, Reasi, Samba and Kathua districts	UT of Jammu and Kashmir	Indian Oil Corporation Limited	121	1452352	NA
11.19	Gumla, Latehar, Lohardaga, Simdega, Garhwa and Khunti districts	Jharkhand	Adani Gas Limited	62	161978	978
11.20	Chikkaballapur district	Karnataka	Megha Engineering & Infrastructures Limited	81	382500	999
11.21	Idukki, Kottayam and Pattanamtitta districts	Kerala	Sholagasco Private Limited	325	1080928	1342
11.22	Agar Malwa, Neemuch, Mandsaur and Jhalawar districts	Madhya Pradesh and Rajasthan	Megha Engineering & Infrastructures Limited	126	540000	3060
11.23	Burhanpur, Khandwa, Khargone and Harda districts	Madhya Pradesh	Adani Gas Limited	119	511978	1578
11.24	Tikamgarh, Niwari, Chattarpur and Panna districts	Madhya Pradesh	Adani Gas Limited	47	191978	1478
11.25	Betul, Chhindwara, Seoni and Balaghat districts	Madhya Pradesh	Megha Engineering & Infrastructures Limited	171	400500	2088
11.26	Damoh, Jabalpur, Katni, Mandla, Umaria and Dindori districts	Madhya Pradesh	Megha Engineering & Infrastructures Limited	171	1530000	6507
11.27	Hoshangabad, Narsinghpur, Sagar and Vidisha districts	Madhya Pradesh	Megha Engineering & Infrastructures Limited	207	663300	3600
11.28	Buldana, Nanded and Parbhani districts	Maharashtra	Maharashtra Natural Gas Limited	325	2007730	2600
11.29	Beed, Jalgaon and Jalna districts	Maharashtra	Indian Oil Corporation Limited	151	2309973	1188
11.30	Akola, Hingoli and Washim districts	Maharashtra	Adani Gas Limited	101	511962	1962



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic	Steel Pipeline
				Stations	Connections	(Inch-km)
11.31	Amravati and Yavatmal districts	Maharashtra	Adani Gas Limited	162	901962	2562
11.32	Chandrapur and Wardha districts	Maharashtra	Megha Engineering & Infrastructures Limited	117	909000	3060
11.33	Nagpur district	Maharashtra	HCG Nagpur Private Limited	756	1965000	7221
11.34	Bhandara, Gondiya and Garchiroli districts	Maharashtra	Adani Gas Limited	78	361962	1562
11.35	Alirajpur, Nandurbar and Barwani districts	Maharashtra and Madhya Pradesh	Adani Gas Limited	62	221962	662
11.36	Koraput, Malkangiri, and Nabarangpur districts	Odisha	Adani Gas Limited	38	151968	968
11.37	Gajapati, Kandhamal, Boudh and Sonepur districts	Odisha	GAIL Gas Limited	30	30001	900
11.38	Rayagada, Kalahandi, Bolangir and Nuapada districts	Odisha	Megha Engineering & Infrastructures Limited	63	303030	2520
11.39	Pathankot district	Punjab	Indian Oil Corporation Limited	51	262740	151
11.40	Tarn Taran district	Punjab	Megha Engineering & Infrastructures Limited	72	243000	999
11.41	Fazilka (except area already authorized), Ganganagar and Hanumangarh districts	Punjab & Rajasthan	BPCL	49	752999	3308
11.42	Bikaner and Churu districts	Rajasthan	Consortium of Dinesh Engineers Limited and Resonance Energy Pvt. Ltd. and Tolani Projects Pvt. Ltd.	81	900000	1800
11.43	Jhunjhunu, Sikar and Nagaur districts	Rajasthan	Indian Oil Corporation Limited	171	2087645	1200
11.44	Dausa, Karauli, Sawai Madhopur and Tonk districts	Rajasthan	Hindustan Petroleum Corporation Limited	124	707000	3988
11.45	Dharmapuri and Krishnagiri districts	Tamil Nadu	Indian Oil Corporation Limited	201	1619227	1201
11.46	Tiruvannamalai, Villupuram and Kallakurichi districts	Tamil Nadu	Megha Engineering & Infrastructures Limited	99	1323000	2520



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic	Steel Pipeline
				Stations	Connections	(Inch-km)
11.47	Ariyalur and Perambalur districts	Tamil Nadu	Megha Engineering & Infrastructures Limited	63	419400	1530
11.48	Namakkal and Tiruchirapalli districts	Tamil Nadu	IRM	290	1774000	1450
11.49	Pudukottai, Sivaganga and Thanjavur districts	Tamil Nadu	Megha Engineering & Infrastructures Limited	216	1400004	6498
11.50	Madurai, Theni and Virudhnagar districts	Tamil Nadu	Indian Oil Corporation Limited	201	2846696	2001
11.51	Kanyakumari, Thoothukudi, Tirunelveli Kattabo and Tenkasi districts	Tamil Nadu	Indian Oil Corporation Limited	251	2939842	2001
11.52	Dindigul and Karur districts	Tamil Nadu	Megha Engineering & Infrastructures Limited	135	1008000	3510
11.53	The Nilgiris and Erode districts	Tamil Nadu	BPCL	201	884777	1316
11.54	Nizamabad, Adilabad, Nirmal, Mancheril Kumuram Bheem Asifabad and Kamareddy districts	Telangana	Maharashtra Natural Gas Limited	351	1286333	2500
11.55	Jogulamba Gadwal, Nagarkurnool, Mahabubnagar, Narayanpet, Wanaparthy and Yadgir districts	Telangana and Karnataka	Megha Engineering & Infrastructures Limited	270	1299996	4545
11.56	South Tripura and Sepahijala district	Tripura	Consortium of Assam Gas Company Limited and Oil India Limited	46	96000	844
11.57	Dhalai, North Tripura, Unakoti and Khowai	Tripura	Consortium of Assam Gas Company Limited and Oil India Limited	66	116000	552
11.58	Amroha (except area already authorized) & Sambhal (except area already authorized) districts	Uttar Pradesh	Megha Engineering & Infrastructures Limited	99	657000	1440



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic	Steel Pipeline
				Stations	Connections	(Inch-km)
11.59	Kasganj district	Uttar Pradesh	Megha Engineering & Infrastructures Limited	45	252000	1530
11.60	Purulia and Bankura districts	West Bengal	BPCL	27	555999	1211
11.61	East Mednipore, West Mednipore and Jhargram districts	West Bengal	Indian Oil Corporation Limited	131	3734901	1500
11.62	Alipurduar and Koch Bihar	West Bengal	BPCL	19	251999	706
11.63	Banda, Chitrakoot and Mahoba	Uttar Pradesh	Indraprastha Gas Limited	102	150006	2325
11.64	Pauri Garhwal, Uttarkashi, Rudraprayag and Tehri Garhwal districts	Uttarakhand	Consortium of Dinesh Engineers Limited and Resonance Energy Pvt. Ltd. and Tolani Projects Pvt. Ltd.	63	351000	NA
11.65	Pithoragarh, Champawat, Almora, Chamoli and Bageshwar districts	Uttarakhand	Consortium of Dinesh Engineers Limited and Resonance Energy Pvt. Ltd. and Tolani Projects Pvt. Ltd.	72	405000	NA
11A.01	Lakhimpur Kheri, Sitapur, Bahraich, Shrawasti, Balrampur, Siddharth Nagar & Maharajganj districts	Uttar Pradesh	BPCL	421	5069648	5060
11A.02	Banka (Bihar), Dumka, Godda, Jamtara, Pakur & Sahibganj districts	Bihar & Jharkhand	Hindustan Petroleum Corporation Limited	99	1476189	2007
11A.03	Birbhum, Murshidabad, Maldah & Dakshin Dinajpur districts	West Bengal	Hindustan Petroleum Corporation Limited	162	6210189	1845
11A.04	Koriya, Surajpur, Balrampur and Surguja districts	Chhattisgarh	BPCL	54	259496	1335
11A.05	Kondagaon, Bastar, Sukma, Narayanpur, Bijapur and Dantewada districts	Chhattisgarh	GAIL Gas Limited	32	70031	511
11A.06	Yanam	Puducherry	Consortium of HCG (KCE) Pvt. Ltd. & Others	51	51000	133





Annexure E

Progress Review Meetings and Hearings for CGD Networks (1st April, 2021 to 31st March, 2022)

S/N	Name of CGD Networks/ Geographical Area	Name of Entity	Date of Meeting/Hearing
1	Sonipat	GAIL Gas Limited	01.04.2021
2	Meerut	GAIL Gas Limited	01.04.2021
3	Dewas	GAIL Gas Limited	01.04.2021
4	Nadiad	Gujarat Gas Limited	06.04.2021
5	Amreli District	Gujarat Gas Limited	06.04.2021
6	Surendranagar	Gujarat Gas Limited	06.04.2021
7	Dahod District	Gujarat Gas Limited	06.04.2021
8	Tumkur District	Megha Engineering & Infrastructure Limited	07.04.2021
9	Belgaum District	Megha Engineering & Infrastructure Limited	07.04.2021
10	Fatehgarh Sahib District	IRM Energy Private Limited	12.04.2021
11	Supply of Natural Gas to Khanna region	IRM Energy Private Limited Think Gas Ludhiana Private Limited GAIL (India) Limited	07.05.2021
12	Dehradun District	GAIL Gas Limited	30.07.2021
13	Meeting with CGD Entities regarding Short fall in MWP Targets	Association of CGD Entities	02.08.2021
14	Ernakulam District	Indian Oil-Adani Gas Private Limited	11.08.2021
15	Allahabad		
16	Chandigarh		
17	Supply of natural gas from alternate source	AGP City Gas Private Limited and HLL Lifecare Limited EICL Limited	06.12.2021



ANNEXURE F

Details of Progress Review Meetings and Hearings for Natural Gas Pipelines (1st April, 2021 to 31st March, 2022)

S. No.	Name of Pipeline	Name of Entity	Date of Meeting/ Hearing
1	Kakinada-Sikakulam	Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation Limited	02.07.2021
2	Jaigarh-Mangalore	H-Energy Private Limited	06.08.2021
3	Ennore – Tuticorin	Indian Oil Corporation Limited	30.12.2021
4	Chainsa-Jhajjar-Hissar	GAIL (India) Limited	11.02.2022
5	Integrated JHBDPL	GAIL (India) Limited	11.02.2022
6	Mehsana-Bhatinda	GSPL India Gasnet Limited	15.02.2022
7	Bhatinda-Gurdaspur	GSPL India Gasnet Limited	15.02.2022
8	Mallavaram-Bhopal-Bhilwara-Vijaipur	GSPL Transco India Limited	15.02.2022
9	Kanai Chhata-Shrirampur	Hooghly Pipelines Private Limited	24.02.2022
10	Jaigarh-Mangalore	H-Energy Private Limited	24.02.2022
11	Kakinada-Srikakulam	Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation Limited	15.03.2022
12	Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore	GAIL (India) Limited	16.03.2022
13	Kakinada – Vijayawada – Nellore	IMC Limited	07.04.2022





ANNEXURE G:

Natural Gas Pipelines (Operational, partially commissioned & under construction) - As on 31.03.2022

Details		Length (Km)	Total (Km)
Authorized Natural Gas Pipelines	Common Carrier	32,616	34,135
	Tie-in connectivity	743	
	Dedicated	779	
Operational Natural Gas Pipelines	Common Carrier	20,629	21,715
	Tie-in connectivity	108	
	Dedicated	650	
	STPL	328	
Under Construction Natural Gas Pipelines	Common Carrier	13,186	14,240
	Tie-in connectivity	663	
	Dedicated	122	
	STPL	269	

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
AGPKLPL	AGP Karaikal LNG Private Limited
APCPL	Astha Power Corporation Private Limited
APGDC	Andhra Pradesh Gas Distribution Corporation Limited
BGL	Bhagyanagar Gas Limited
BGRL	Bharat Gas Resources Limited
CGSML	Charotar Gas Sahakari Mandali Limited
CUGL	Central UP Gas Limited
DFPCL	Deepak Fertilizer and Petrochemical Corporation Ltd.
DNPL	DNP Limited
ECCPL	East Coast Concessions Private Limited
EOGEPL	Essar Oil and Gas Exploration and Production Limited
GGL	Gujarat Gas Limited
GGPL	Godavari Gas Private Limited
GIGL	GSPL India Gasnet Limited
GITL	GSPL India Transco Limited
GSPL	Gujarat State Petronet Limited
HEPL	H-Energy Private Limited
HNGPL	Haridwar Natural Gas Private Limited
HPGGG	High Pressure Gujarat Gas Grid
HPOIL	HPOIL Gas Private Limited
HPPL	Hooghly Pipelines Private Limited
HVJ	Integrated Hazira-Vijaipur-Jagdishpur NGPL
IGGL	Indradhanush Gas Grid Limited
IGL	Indraprastha Gas Limited

IMC	IMC Limited
IOCL	Indian Oil Corporation Limited
IRMEPL	IRM Energy Private Limited
KM	Kilometre
IOAGPL	Indian Oil Adani Gas Private Limited
KRPEPL	Kei RSOS Petroleum & Energy Private Limited
MEIL	Megha Engineering & Infrastructure Limited
MMSCMD	Million Metric Standard Cubic Meters per Day
MSIPL	Maharaj Soaps Industry Private Limited
NGPL	Naveriya Gas Private Limited
ONGC	Oil and Natural Gas Corporation Limited
OPaL	ONGC Petro addition Limited
PIL	Pipelines Infrastructure Limited
RCIPL	Recasil Ceramics Industries Private Limited
RGPL	Reliance Gas Pipelines Limited
SCPL	Silica Ceramica Private Limited
SEIL	Steel Exchange India Limited
SnGL	Sanwariya Gas Limited
TGPL	Torrent Gas Private Limited
TGPuL	Torrent Gas Pune Limited
TNGCL	Tripura Natural Gas Company Limited
TPL	Torrent Power Limited
UEPL	Unison Enviro Private Limited
VGL	Vadodara Gas Limited
WCPL	Western Concessions Private Limited



**(B) Fully Operational Common Carrier Natural Gas Pipelines As on 31.03.2022
(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	242.55	Puducherry, Tamil Nadu
3	17.03.NGPL	Hazira-Vijaipur-Jagdishpur -GREP (Gas Rehabilitation and Expansion Project)-Dahej-Vijaipur HV/VDPL	GAIL	19.04.2010	5,502.46	107	6,015.40	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	942.08	Gujarat, Maharashtra
7	17.06.NGPL	KG Basin Network	GAIL	12.05.2010	877.86	16	874.36	Andhra Pradesh, Puducherry
8	17.07.NGPL	Gujarat Regional Network	GAIL	03.12.2010	608.82	8.31	667.31	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	143.31	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	2637.44	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 - Maharajganj	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
20	21.02.NGPL	Vijayapur-Auraiya-Phulpur spur line	GAIL	26.10.2015	666	-	666.791	Madhya Pradesh, Uttar Pradesh
Total						13,319	14,449	



**(C) Fully Operational Tie-in connectivities as on 31.03.2022
(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 31.03.2022
(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	Dulajjan to Numaligarh	DNPL	26.03.2019	194	1.2	192	192	Assam
2	19.02.NGPL	M/s Philip Carbon Black Ltd. In Durgapur	EOGEPL	03.11.2010	8	0.7	8	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	2.36	West Bengal
4	19.04.NGPL	PLL Dahej Terminal to DGEN Power Plant, Dahej SEZ	TPL	27.08.2012	13	8	13	13	Gujarat
5	19.05.NGPL	EPS Akoljoni - Sapna Chemical	GAIL	14.12.2012	3.4	0.01	3.4	3.4	Gujarat
6	19.06.NGPL	EPS Nanda - Supreme Glass	GAIL	14.12.2012	0.37	0.01	0.37	0.37	Gujarat
7	19.07.NGPL	Dahej GGS to GACL P/L	GAIL	14.12.2012	11.25	0.22	11.25	11.25	Gujarat
8	19.08.NGPL	GGS Olpad to CYA. & CHEM.	GAIL	14.12.2012	1.2	0.05	1.2	1.2	Gujarat
9	19.09.NGPL	Jolwa EPS to Nahar P/L	GAIL	14.12.2012	0.85	0.04	0.85	0.85	Gujarat
10	19.10.NGPL	Jolwa EPS to GACL (MDPE)	GAIL	14.12.2012	7.8	0.13	7.8	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	1.2	Gujarat
12	19.12.NGPL	EPS Wasana - Universal Metal (Manglam Alloys)	GAIL	14.12.2012	0.61	0.01	0.61	0.61	Gujarat
13	19.13.NGPL	Motera GGS - RIL Sughad	GAIL	14.12.2012	3.72	0.07	3.72	3.72	Gujarat
14	19.14.NGPL	Kalol collector line T/O - BVM	GAIL	14.12.2012	1.7	0.02	1.7	1.7	Gujarat
15	19.15.NGPL	EPS Nandasan - Nirma	GAIL	14.12.2012	4.97	0.01	4.97	4.97	Gujarat
16	19.16.NGPL	EPS Nandasan - Sterling (N)	GAIL	14.12.2012	2.84	0.01	2.84	2.84	Gujarat
17	19.17.NGPL	EPS Nandasan - Sterling (K)	GAIL	14.12.2012	0.52	0.02	0.52	0.52	Gujarat
18	19.18.NGPL	EPS Wadu - Pioneer	GAIL	14.12.2012	0.35	0.01	0.35	0.35	Gujarat
19	19.19.NGPL	Sanand GGS - Jalaram	GAIL	14.12.2012	1.17	0.03	1.17	1.17	Gujarat
20	19.20.NGPL	Limbodara EPS - Akash	GAIL	14.12.2012	0.2	0.03	0.2	0.2	Gujarat
21	19.21.NGPL	Nandasan EPS - Akik Tiles	GAIL	14.12.2012	2.4	0.01	2.43	2.43	Gujarat
22	19.22.NGPL	Nallur - TNEB Thirumakkottai	GAIL	14.12.2012	9.8	0.77	10.21	10.21	Tamil Nadu
23	19.23.NGPL	Nallur - Prem Chemco	GAIL	14.12.2012	0.185	0.12	0.21	0.21	Tamil Nadu



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
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
31	19.32.NGPL	ONGC Kammapalem 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 inter-connection point	RCIPL	20.05.2015	0.53	0.015	0.53		Gujarat
33	19.34.NGPL	Bhadol Top to Torrent Hazira Akhakol	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
41	19.41.NGPL	PLL Dahej - Koyali refinery natural gas pipeline (DKPL)	IOCL	20.03.2020	106	5.23	106		Gujarat
					Total	657			



(E) Operational Sub-Transmission Pipelines (STPL) as on 31.03.2022

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	2.01	Chandigarh	IOAGPL	22	DBNPL	GAIL
2	2.02	Allahabad	IOAGPL	17.2	HVJ	GAIL
3	2.03	Jhansi	CUGL	8.45	VAPL	GAIL
4	4.06	UT of Daman	IOAGPL	15.6	DUPL-DPPL	GAIL
5	4.07	Amritsar District	GGL	4.8	BJSPL	GIGL
6	4.08	Pune District (EAAA)	TGPuL	0.198	DUPL-DPPL	GAIL
				1.71	EWPL	PIL
				0.927	EWPL	PIL
				0.565	EWPL	PIL
7	5.02	Haridwar District	HNGPL	1.6	DBNPL	GAIL
8	5.03	East Gadavari (EAAA)	GGPL	6.25	KG Basin Network	GAIL
9	5.04	West Godavari District	GGPL	0.02	KG Basin	GAIL
				3.312		
				4.15		
				6.15		
10	5.05	Tumkur District	MEIL	0.24	DBPL	GAIL
				2.5		
11	5.06	Krishna District (EAAA)	MEIL	0.48	KG Basin Network	GAIL
				0.8	Connected with source	
12	5.08	Belgaum District	MEIL	0.3	DBPL	GAIL
13	6.13	Yamunanagar District	BGRL	2.3	DBNPL	GAIL
14	6.14	Ratnagiri District	UEPL	0.254	DBPL	GAIL
15	9.07	Diu & Gir Somnath Districts	IRMEPL	6.48	HPGGG	GSPL
16	9.1	Navsari District, Surat, Tapi (EAAA) and Dangs Districts	ATGL	0.744	HPGGG	GSPL
17	9.12	Kheda District (EAAA) & Mahisagar District	AGL	0.744	HPGGG	GSPL
18	9.24	Chitradurga and Davanagere District	UEPL	0.14	DBPL	GAIL
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	9.7	Jangaon, Jayashankar, Bhupalpally, Warangal Urban and Warangal Rural Districts	MEIL	1.319	MBBVPL	GITL



S. No.	Unique	Geographical Area/	Authorized	Operating STPL	Transmission PL	Transmission
	GA ID	CGD Networks				
22	9.71	Medak, Siddipet and sangareddy District	TGPL	16.9	EWPL	PIL
23	9.73	Nalgonda Suryapet & Yadadri Bhuvanagiri Districts	MEIL	3	EWPL	PIL
24	9.75	West Tripura (EAAA) District	TNGCL	4.4	Agartala Region Network	GAIL
25	9.78	Amthi, Pratapgarh, Raibareli District	BGRL	0.75	HVJ	GAIL
26	9.79	Auraiya, Kanpur Dehat & Etawah Districts	TGPL	2.7	HVJ	GAIL
27	9.40	Latur & Osmanabad Districts	UEPL	11.865	EWPL	PIL
28	10.33	Hoshiarpur, Gurdaspur District	GGL	0.123	BGPL	GIGL
29	98.02	Surat, Bharuch, Ankleshwar	GGL	25.87	HAPi	GGL
				10.43	Mora-Sachin STPL	GGL CGD
				21.6	HAPi	GGL
				11.52	Connected with Sunpertro Source	GGL
				11	Connected with GAIL APM Source	GGL
30	98.08	Ahmedabad City and Daskroi Area	AGL	0.38	HPGGG	GSPL
31	98.11	Anand area including Kanjari & Vadtal Villages (in Kheda District)	CGSML	0.06	HPGGG	GSPL
				6.2		
32	98.12	Bhiwadi District	HCG (Bhiwadi) Pvt. Ltd	2.174	CJHPL	GAIL
33	99.18	Vadodara	VGL	0.415	HVJ	GAIL
				9.843		
				3.607		
				13.184		
				30.065		
34	99.04	Kanpur	CUGL	8.89	HVJ	GAIL
35	99.09	Hyderabad	BGL	3.23	EWPL	PIL
36	99.16	Agartala	TNGCL	1.9	Agartala Region Network	GAIL
37	96.04	Faridabad (Based on court order)	AGL	0.55	HVJ	GAIL
38	96.07	Vadodara (Sub judice)	AGL	0.36	HPGGG	GSPL
Total				328		



**(F) Under Construction Common Carrier Natural Gas Pipelines as on 31.03.2022
(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 VSPL: June, 2022	KVPL: June, 2021	Andhra Pradesh
2	5.07.NGPL	Ennore-Nellore	GTIL	02.12.2014	220	36	April, 2020	Andhra Pradesh, Tamil Nadu
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	21.17.NGPL	Jamnagar to Dwaraka (Gujarat)	GSPL	19.08.2021	100	3	August, 2024	Gujarat
					Total	6,315		

* 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 31.03.2022
(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
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 Odelairevu 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
8	21.14.NGPL	ONGC's Jharia CBM Block to SV-28 on Dobhi-Durgapur Section of GAIL's JHBDPL	GAIL	19.08.2021	23	0.99	August, 2024	Jharkhand
9	21.15.NGPL	ONGC's Bokaro CBM Block to SV-01A on Bokaro-Dharma Section of GAIL's JHBDPL	GAIL	19.08.2021	6	0.87	August, 2024	Jharkhand
10	21.16.NGPL	Swan LNG Private Limited's FSRU based LNG Terminal at Jafrabad to GPPC Terminal, Jafrabad falling on Darod-Jafrabad section of GSPL's HPGGG	GSPL	19.08.2021	3	18	August, 2024	Gujarat
11	21.17.NGPL	Swan LNG Private Limited's RLNG Terminal at Jafrabad to Hadala falling on Gana-Hadala section of GSPL's HPGGG	GSPL	31.12.2021	198	18	December, 2024	Gujarat
12	21.18.NGPL	Swan LNG Private Limited's RLNG Terminal at Jafrabad to GAIL's terminal at Dahej connecting to its integrated HVJ Natural Gas Pipeline	GAIL	31.12.2021	170	7	December, 2024	Gujarat
Total					633			

* 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 31.03.2022
(Authorized under Regulations 19 of the NGPL Authorization Regulations)**

S. No.	PL	Name of Natural Gas Pipelines	Name of Authorized Entity	Date	Auth. Length (KM)	Auth. Capacity (MMSCMD)	Target	States from which Pipeline passes
	Unique ID			of Auth.			date of Completion	
1	19.30. NGPL	INOLE to Pashamylaram	APCPL	14.12.	14.6	1.5	NA	Telangana
				2012				
2	19.40. NGPL	PLL Re-gasification Terminal, Dahej to SUGEN Power Plant	TPL	20.03.	90	6.5	NA	Gujarat
				2020				
3	19.42. NGPL	PLL to OPaL, Dahej	OPaL	20.03.	17	3.32	NA	Gujarat
				2020				
Total					228			



(I) Under Construction Sub-Transmission Pipelines (STPL) as on 31.03.2022

S. No.	Unique	Geographical Area/	Authorized CGD Entity	STPL Length (KM)	Transmission PL from Tap-off taken	Transmission PL Entity
	GA ID	CGD Networks				
1	3.01	Jalandhar	JMEPL	4	DBNPL	GAIL
2	5.03	East Godavari District (EAAA)	GGPL	51.3	KG basin Network	GAIL
3	5.04	West Godavari District	GGPL	65.7	KG basin Network	GAIL
4	9.08	Surendranagar District (EAAA) & Morbi District (EAAA)	ATGL	13.7	HPGGG	GSPL
5	9.09	Barwala & Ranpur Talukas	ATGL	0.65	HPGGG	GSPL
6	9.11	Junagadh District	TGPL	55.9	HPGGG	GSPL
7	9.16	Bhiwani, Charkhi Dadri & Mahendragarh Districts	ATGL	0.2	CJHPL	GAIL
8	9.24	Chitradurga & Davanagere Districts	UEPL	5	DBPL	GAIL
9	9.25	Udupi District	ATGL	3.1	KKMBPL	GAIL
10	9.29	Ramanagara District	MNGL	4.7	DBPL	GAIL
11	9.41	Sangli & Satara Districts	BGRL	0.05	DBPL	GAIL
12	9.45	Balasore, Bhadrak & Mayurbhanj Districts	ATGL	0.1	JHBDPL	GAIL
13	9.51	Puducherry District	ECNGDPL	8	ETBPNMTPL	IOCL
14	9.64	Cuddalore, Nagapattinam & Tiruvarur Districts	ATGL	0.2	ETBPNMTPL	IOCL
15	9.68	Bhadradi Kothagudem & Khamman Districts	MEIL	0.4	EWPL	PIL
16	9.72	Medchal-Malkajgiri, Ranga Reddy & Vikarabad Districts	MEIL	7	EWPL	PIL
				4		
17	10.29	Anuppur, Bilaspur and Korba Districts	ATGL	18.3	SPPL	RGPL
18	10.31	Jhansi (EAAA) District, Bhind, Jalaun, Lalitpur and Datia Districts	ATGL	3.2	HVJ	GAIL
19	10.4	Gonda and Barabanki Districts	TGPL	16.83	HVJ	GAIL
20	99.18	Vadodara	VGL	7	HVJ	GAIL
Total				269		



**(J) Partially Commissioned Common Carrier Natural Gas Pipelines as on 31.03.2022
(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)	Authorized Capacity (MMSCMD)	Operating Length (KM)	Under Const. Length (KM)	Target date of Completion*	States from which Pipeline passes
1	17.09.NGPL	Chainsa-Jhajjar-Hissar	GAIL	13.12.2010	455	35	300.73	154.28	Dec, 2021	Haryana, Rajasthan
2	17.12.NGPL	Dadri-Bawana-Nangal	GAIL	15.02.2011	886	31	908.46	50	March, 2022	Punjab, Haryana, Uttar Pradesh, Uttarakhand, Delhi
3	5.01.NGPL	Mehsana - Bhatinda	GIGL	07.07.2011	1,940	80.11	1030	910	June, 2021	Gujarat, Rajasthan, Haryana, Punjab
4	5.02.NGPL	Bhatinda - Gurdaspur	GIGL	07.07.2011	392#	42.42	101	291	Feb, 2022	Punjab and UT of Jammu & Kashmir
5	5.03.NGPL	Mallavaram - Bhopal - Bhiwara - Vijaipur	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	1147.59	266.66	Feb, 2013	Maharashtra, Karnataka, Goa
7	17.15.NGPL	Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore	GAIL	31.05.2011	1,104	16	639.21	464.79	Feb, 2022	Kerala, Tamil Nadu, Karnataka, UT of Puducherry
8	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
9	17.20.NGPL	Jagdishpur-Haldia-Bokaro Dhamra-Paradip- Barauni-Guwahati	GAIL	29.01.2018	3,546	23	1522.55	2,023	Dec, 2021	Uttar Pradesh, Bihar, Jharkhand, West Bengal, Odisha, Assam
Total					12,979		6,180	6,871		

* Target date of completion is as per the authorization issued to the entity or such other date as extended by the Board.

#The length of Bhatinda - Gurdaspur is provisional and the same is under examination by PNGRB.



ANNEXURE H

(A) Operational Petroleum Product Pipelines (As on 31st March, 2022)

S. No.	Name of Pipeline	Entity	Date of Authorization	Authorized Length (KM)	Authorized Capacity (MMTPA)	Operational Length (KM)	State passing through
1	Mumbai - Pune - Sholapur	Hindustan Petroleum Corporation Limited	19.04.2011	508	4.3	508	Maharashtra
2	Mangalore – Hassan - Bangalore	Petronet MHB Limited	24.11.2011	362.4	2.143	363	Karnataka
3	Chennai-Trichy-Madurai	Indian Oil Corporation Limited	26.03.2012	683	2.3	684	Tamilnadu
4	Uran-Chakan-Shikrapur	Hindustan Petroleum Corporation Limited	20.11.2012	165	3.52	169	Karnataka
5	Rewari-Kanpur	Hindustan Petroleum Corporation Limited	20.11.2012	440	7.98	443	Rajasthan
6	Awa-Salawas	Hindustan Petroleum Corporation Limited	20.11.2012	92	2.34	93	Haryana, Rajasthan, Uttar Pradesh
7	Mangalore-Hassan-Mysore-Sollur	Bharat Petroleum Corporation Limited	05.12.2012	355.46	3.1	356	Rajasthan
8	Kota-Jobner	GAIL (India) Limited	24.07.2014	210	2.75	211	Gujarat, Rajasthan, Haryana & NCT of Delhi
9	Jamnagar-Loni	Hindustan Petroleum Corporation Limited	23.01.2015	1414	2.5	1426.73	Gujarat, Rajasthan, Haryana & NCT of Delhi
10	Mundra-Delhi	GAIL (India) Limited	18.05.2015	1334	6.9	1289	Andhra Pradesh, Telangana
11	Vizag-Secunderabad	Indian Oil Corporation Limited	17.08.2015	616.4	1.33	609.19	Odisha, Jharkhand, Chhattisgarh
12	Paradip-Raipur Ranchi	Indian Oil Corporation Limited	30.12.2016	1108	5	1073	Karnataka
13	Devangonthi-Devanhalli ATF	Hindustan Petroleum Corporation Limited	01.11.2012	36	0.66	36	Maharashtra
14	Bina – Panki	Bharat Petroleum Corporation Limited	21.12.2018	355	3.49	356	Madhya Pradesh, Uttar Pradesh
15	Numaligarh – Siliguri	Oil India Limited	01.11.2021	660	1.721	660	Assam, West Bengal
Total				8,339		8,277	



ANNEXURE H

(B) Under construction Petroleum Products Pipeline (As on 31st March, 2022)

S. No.	Authorized Pipeline	Authorized Entity	Date of Authorization	Authorized Length (KM)	Authorized Capacity (MMTPA)	Operating Length (Km)	Under Const. length (KM)	Completion schedule	States Passing through
1	Irugur-Devangonithi	Bharat Petroleum Corporation Limited	26.02.2014	294	3.52	0	294	31.10.2021	Tamilnadu, Karnataka
2	Kochi-Coimbatore-Erode-Salem	Kochi-Salem Pipeline Private Limited	26.02.2014	458	1.53	12	417	Kerala: Feb 2023 Tamil Nadu: Feb 2024	Kerala, Tamilnadu
3	Ennore-Port Manali Industrial Area	IMC Limited	18.12.2015	21	7	0	21	31.07.2020	Tamilnadu
4	Mundra-Mithi Rohar	Adani Ports and Special Economic Zone Limited	28.03.2018	89	6.75	0	89	30.09.2022	Gujarat
5	Kandla- Gorakhpur	IHB Private Limited	31.12.2018	2757	8.25	0	2757	31.12.2022	Gujarat, Madhya Pradesh, Uttar Pradesh
6	Hassan-Cherlapalli	Hindustan Petroleum Corporation Limited	24.06.2019	680	2.2	0	680	23.01.2023	Telangana, Andhra Pradesh, Karnataka
7	Krishnapatnam-Hyderabad	Bharat Petroleum Corporation Limited	17.03.2020	455	4.4	0	455	16.03.2023	Telangana, Andhra Pradesh
Total				4,754		12	4,713		



ANNEXURE I

Details of Progress Review Meetings and Hearings for Petroleum Products Pipelines (1st April, 2021 to 31st March, 2022)

S. No.	Name of Pipeline	Name of Entity	Date of Meeting/ Hearing
1	Irugur-Devangonhi	Bharat petroleum Corporation Limited	15.02.2022
2	Kochi – Coimbatore – Erode – Salem	Kochi-Salem-Pipeline Private Limited	16.02.2022
3	Hassan – Cherlapalli	Hindustan Petroleum Corporation Limited	25.02.2022
4	Mundra-Mithi Rohar	Adani Ports and Special Economic Zone Limited	04.03.2022



