वार्षिक रिपोर्ट
ANNUAL REPORT

2022-23



PNGRB

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

Petroleum and Natural Gas Regulatory Board

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 की शक्तियां और कार्य	11
भाग 1	**सामान्य**	**12**
क.	सामान्य आर्थिक परिदृश्य की समीक्षा	12
ख.	तेल और गैस का वैश्विक परिदृश्य	13
ग.	तेल और गैस का घरेलू परिदृश्य	15
घ.	सर्वोत्तम अंतर्राष्ट्रीय तेल और प्राकृतिक गैस विनियामक पद्धतियां तथा भारत के संदर्भ में उन्हें अपनाना	19
भाग 2	**नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण (सीजीडी) नेटवर्क**	**20**
2.1	पंजीकरण एवं प्राधिकार	20
2.2	संस्थाओं के बीच निष्पक्ष व्यापार और प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देकर उपभोक्ताओं के हितों की सुरक्षा करना	23
2.3	निर्बाध और पर्याप्त आपूर्ति पर निगरानी रखना	23
2.4	सीजीडी नेटवर्क की क्षमता का निर्धारण	24
2.5	भारत में सीजीडी अवसंरचना की वर्तमान स्थिति	24
भाग 3	**प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें (एनजीपीएल)**	**25**
3.1	पंजीकरण एवं प्राधिकार	25
3.2	वर्ष 2022–23 में प्रदान किए गए प्राधिकार	25
3.3	निविदा के अधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	26
3.4	प्रक्रिया के अधीन रुचि की अभिव्यक्ति/प्रस्ताव	26
3.5	परिवहन दरों का विनियमन	26
3.6	प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई	29
3.7	अधिकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की समापन अनुसूची का विस्तार	30
3.8	प्राधिकार रद्द करना	30
3.9	चालू प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का विवरण और निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें	30
3.10	भारत का गैस अवसंरचना मानचित्र	31
3.11	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की क्षमता का निर्धारण	31
भाग 4	**पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें (पीपीपीएल)**	**32**
4.1	पंजीकरण एवं प्राधिकार	32
4.2	परिवहन दरों का विनियमन	33
4.3	प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई	33
4.4	प्राधिकृत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों की समापन सूची का विस्तार	33
4.5	प्रचालन/निर्माण के अंतर्गत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें	34
भाग 5	**गैस व्यापार विनिमय**	**35**
5.1	विनियामक ढांचा	35
5.2	प्रथम गैस विनिमय का प्राधिकार	35

भाग	विवरण	पृष्ठ सं.
भाग 6	**तकनीकी मानक**	**36**
6.1	विनियामक ढांचा	36
6.2	सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों का विकास	36
6.3	सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों में संशोधन	37
6.4	आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना	38
6.5	पीएनजीआरबी विनियमों का अनुपालन	39
6.6	अखंडता प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस)	41
6.7	क्षमता निर्माण	42
भाग 7	**विवाद समाधान**	**45**
भाग 8	**संगठनात्मक मामले**	**47**
8.1	बोर्ड	47
8.2	मानव संसाधन	47
8.3	सूचना का अधिकार अधिनियम (आरटीआई), 2005	49
8.4	सतर्कता मामले	50
8.5	राजभाषा का कार्यान्वयन और प्रोत्साहन	50
8.6	विविध गतिविधियां	50
8.7	अंतर्राष्ट्रीय सहयोग	52
8.8	बनाए गए/संशोधित किए गए नए विनियम	53
भाग 9	**वित्त और लेखा**	**54**
9.1	अन्य प्रभारों की वसूली	54
9.2	अधिशेष निधियों का निवेश	54
9.3	केंद्र सरकार से अनुदान	54
9.4	असंतुलन और अधिक प्रभार लेने की वसूलियाँ	54
9.5	पंचवर्षीय वित्तीय विशेषताएं	55
9.6	वार्षिक लेखा विवरण	56
अनुलग्नक–क	9वें सीजीडी बोली दौर/लक्ष्यों में सीजीडी प्राधिकार	84
अनुलग्नक–ख	10वें सीजीडी बोली दौर/लक्ष्यों में सीजीडी प्राधिकार	89
अनुलग्नक–ग	8वें सीजीडी बोली दौर तक सीजीडी प्राधिकार, पीएनजीआरबी–पूर्व प्राधिकार और पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 42 के तहत प्राधिकार	92
अनुलग्नक–घ	11वें और 11क सीजीडी बोली दौर/लक्ष्यों के तहत सीजीडी प्राधिकार	96
अनुलग्नक–ड.	सीजीडी नेटवर्क के लिए प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई	102
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)	107
अनुलग्नक–ज	पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (परिचालन और निर्माणाधीन)	121
अनुलग्नक–झ	पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए प्रगति समीक्षा बैठकों और सुनवाई का विवरण	123

मुख्य विशेषताएं

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

1. 11वें और 11क सीजीडी बोली दौरे के तहत 67 भौगोलिक क्षेत्रों को प्राधिकार देना।
2. 271 किलोमीटर सामान्यि वाहक और पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन बिछाने के लिए प्राधिकार देना।
3. 65 किमी सामान्य वााहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन और 9 किमी टाई–इन कनेक्टिविटी बिछाने के लिए प्राधिकार देना ।
4. सीजीडी नेटवर्क के लिए 58 प्रगति समीक्षा बैठकें/सुनवाई और एनजीपीएल और पीपीपीएल के लिए 32 प्रगति समीक्षा बैठकें/सुनवाई आयोजित की गई।
5. कोविड–19 के कारण फोर्स मेजर के कारण 34 सीजीडी संस्थाओं के 179 जीए को दिए गए एमडब्ल्यूपी लक्ष्यों का समय विस्तार और सामान्य वाहक/अनुबंध वाहक के दायरे से विशिष्टता।
6. संस्थाओं के अनुरोध पर 14 एनजीपीएल/पीपीपीएल के लिए समय विस्तार दिया गया।
7. सीजीडी नेटवर्क, एनजीपीएल, पीपीपीएल, एलएनजी सुविधाओं, एलपीजी भंडारण, हैंडलिंग और बॉटलिंग सुविधाओं, पीआई की टी4एस लेखा परीक्षा, सीजीडी नेटवर्क की आईएमएस लेखा परीक्षा, एनजीपीएल पीपीपीएल और ईआरडीएमपी प्रमाणपत्रों की टी4एस लेखा परीक्षा के लिए टीपीआईए का पैनल।
8. 1 अप्रैल, 2023 से प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए एकीकृत टैरिफ नियमों के कार्यान्वयन के लिए पीएनजीआरबी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ विनियमों में संशोधन की अधिसूचना। इस संबंध में 29 मार्च, 2023 को टैरिफ आदेश जारी किया गया है।
9. पीएनजीआरबी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ विनियमों में अन्य संशोधनों की अधिसूचना जैसे टैरिफ के लिए विचार की गई मात्रा के आधार पर एसयूजी लागत पर विचार करना, पारेषण हानि की अनुमति देना, नए गैस स्रोत को जोड़ने पर पांच साल की क्षमता अधिस्थगन, इकॉनिमिक जीवन पर मात्रा समायोजन आदि।
10. पेट्रोलियम रिफाइनरियों और गैस प्रसंस्करण संयंत्रों के लिए नए टी4एस विनियम तैयार किए गए जो पेट्रोलियम रिफाइनरियों और गैस प्रसंस्करण संयंत्रों के लेआउट, डिजाइन, संचालन और रखरखाव में तकनीकी और सुरक्षा आवश्यकताओं को निर्दिष्ट करते हैं।
11. ऑटोमोटिव ईंधन की डोर टू डोर डिलीवरी के लिए तकनीकी और सुरक्षा आवश्यकताओं को शामिल करके ऑटोमोटिव ईंधन विनियमों के वितरण के लिए टी4एस विनियमों में संशोधन, सीएनजी और एलएनजी के मोबाइल वितरण और पेट्रोलियम खुदरा बिक्री केंद्रों में ईवी चार्जिंग/बैटरी स्वैपिंग स्टेशन।
12. पीएनजीआरबी द्वारा गठित बहु–विषयक टीमों (एमडीटी) द्वारा की गई लेखा परीक्षा के अलावा पीएनजीआरबी द्वारा सूचीबद्ध तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसियों के माध्यम से विभिन्न तेल और गैस सुविधाओं में वर्ष के दौरान अब तक की सबसे अधिक 812 लेखा परीक्षाएं की गईं।
13. सीजीडी भौगोलिक क्षेत्रों में हाइड्रोजन सम्मिश्रण के लिए पायलट परियोजनाएं शुरू की गईं।
14. 6 क्षेत्रीय गैस हब के निर्माण के लिए पीएनजीआरबी (गैस एक्सचेंज) संशोधन विनियमों को अधिसूचित करना, वर्तमान गैस हब का नाम बदलकर डिलीवरी पॉइंट के रूप में करना, नए डिलीवरी पॉइंट का निर्माण करना और गैस एक्सचेंज में अधिकतम मूल्य घरेलू गैस की बिक्री को सक्षम करना।

बोर्ड के सदस्य



श्री अंजनी कुमार तिवारी
सदस्य
(01.12.2021 से)

डॉ. अनिल कुमार जैन
अध्यक्ष
18.05.2023 से

श्री गजेन्द्र सिंह
सदस्य
(09.08.2021 से)

पीएनजीआरबी टीम



अध्यक्ष और सदस्यों की प्रोफाइल



डॉ. अनिल कुमार जैन

अध्यक्ष

18.05.2023 **से**

डॉ. अनिल कुमार जैन 1986 बैच के भारतीय प्रशासनिक सेवा के पूर्व सदस्य हैं और वर्तमान में पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड के अध्यक्ष के रूप में तैनात हैं। आपके पास ऊर्जा और पर्यावरण क्षेत्रों में लगभग दो दशकों के साथ क्षेत्र और नीति निर्माण स्तर पर लंबा प्रशासनिक अनुभव है। आपने कोयला मंत्रालय और खान मंत्रालय में सचिव के पद पर कार्य किया है, जहां आपने सतत खनन और मार्किटिंग डेवलेपमेंट में सुधार संबंधी कार्यों का नेतृत्व किया।

पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय में अपने पूर्व कार्यकाल में, डॉ. जैन ने मॉन्ट्रियल प्रोटोकॉल, पर्यावरण शुद्धता और कचरे के प्रबंधन से संबंधित कार्य देखें। आपने इंडिया कूलिंग एक्शन प्लान और ड्राफ्ट रिसोर्स एफिशिएंसी पॉलिसी लिखने वाली टीमों का नेतृत्व किया। पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय में निदेशक और बाद में संयुक्त सचिव के पद पर आपने अपस्ट्रीम सेगमेंट को संभाला है।

आपने प्राकृतिक गैस पर दो किताबें लिखी हैं, दूसरी 2022 में ही प्रकाशित हई है । वर्ष 2012–17 के दौरान, नीति आयोग के ऊर्जा प्रभाग के प्रमुख के रूप में, आपने एकीकृत मॉडलिंग टूल, अर्थात् 'भारत ऊर्जा सुरक्षा परिदृश्य, 2047 (आईईएसएस)' सहित कई पहलों का नेतृत्व किया। आपने राष्ट्रीय ऊर्जा नीति (2017–2040) का मसौदा तैयार करने वाली टीम का भी नेतृत्व किया। डॉ. अनिल जैन के पास अर्थशास्त्र में बीए (ऑनर्स), एमबीए और भारतीय विदेश व्यापार संस्थान से डिप्लोमा है। डॉ. जैन ने ''2030 में भारत के ऊर्जा मिश्रण में प्राकृतिक गैस की भूमिका की खोज'' विषय पर पीएचडी की है।



श्री गजेन्द्र सिंह

सदस्य

09.08.2021 **से**

वर्तमान में **श्री गजेंद्र सिंह** पीएनजीआरबी के सदस्य के रूप में पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड के साथ काम कर रहे हैं। 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 इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड (आईजीएल), महाराष्ट्र नेचुरल गैस लिमिटेड (एमएनजीएल), बंगाल गैस कंपनी लिमिटेड (बीजीसीएल) के अध्यक्ष और गेल गैस लिमिटेड में निदेशक रहे हैं, जो भारत में प्रमुख सीजीडी कंपनियां हैं। आप गेल ग्लोबल सिंगापुर प्राइवेट लिमिटेड (जीजीएसपीएल), जो गेल की अंतरराष्ट्रीय व्यापार शाखा है, के अध्यक्ष भी थे।

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

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

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



श्री अंजनी कुमार तिवारी

सदस्य

01.12.2021 **से**

श्री अंजनी कुमार तिवारी 01 दिसंबर 2021 को पीएनजीआरबी के सदस्य के रूप में शामिल हुए। पीएनजीआरबी में शामिल होने से पूर्व, श्री तिवारी ने गेल (इंडिया) लिमिटेड में निदेशक (वित्त) सहित विभिन्न पदों पर कार्य किया है। गेल (इंडिया) लिमिटेड में बोर्ड के सदस्य होने के अतिरिक्त, श्री तिवारी ने गेल गैस लिमिटेड, ग्रीन गैस लिमिटेड, भाग्यनगर गैस लिमिटेड, गेल गैस (यूएसए) इंक, गेल ग्लोबल (यूएसए) एलएनजी एलएलसी, गेल ग्लोबल सिंगापुर पीटीई लिमिटेड और आरजीपीपीएल में निदेशक के पदों पर भी कार्य किया है और बोर्ड के कामकाज में प्रभावी, टिकाऊ, रणनीतिक और परिणामोन्मुख निर्णय लिए हैं।

श्री तिवारी को तेल और गैस, थर्मल पावर, हाइडल पावर और सिटी गैस वितरण के क्षेत्र में जटिल कारोबारी परिवेश में 40 वर्षों से भी अधिक कार्य करने का विभिन्न क्षेत्रों का अनुभव है। निदेशक (वित्त) के रूप में, आपने कंपनी से संबंधित पारदर्शी प्रतिनिधित्व, इसकी भविष्य की योजना और गेल में तेल और गैस उद्योग की सर्वोत्तम प्रथाओं को समझने और कार्यान्वित करने के लिए निवेशकों और विश्लेषकों, बैंकरों, प्रेस और तेल और गैस उद्योग के गणमान्य व्यक्तियों जैसे विभिन्न हितधारकों के साथ उत्कृष्ट संबंध विकसित किए। आप समग्र कंपनी रणनीति के साथ संरेखित करने और वित्तीय कार्य, संबद्ध प्रक्रियाओं, आंतरिक नियंत्रण और वित्तीय रिपोर्टिंग में क्रांतिकारी बदलाव करने के लिए वित्त कार्य के बदलाव में शामिल थे। आपने कंपनी की मजबूत वित्तीय स्थिति को बनाए रखने के लिए गेल में सक्रिय भूमिका निभाई है।

सदस्य के रूप में कार्यभार ग्रहण करने के पश्चात श्री तिवारी ने देश में ऊर्जा परिदृश्य को विकसित करने के लिए पीएनजीआरबी को सुविधा प्रदाता की भूमिका निभाने का पक्ष–समर्थन किया है। आपने देश में प्रमुख प्राकृतिक गैस पाइपलाइन सुधार अर्थात् एकीकृत टैरिफ के कार्यान्वयन में महत्वपूर्ण भूमिका निभाई है। सदस्य के रूप में आपके कार्यभार ग्रहण करने के बाद से पीएनजीआरबी ने देश में नगर गैस वितरण, प्राकृतिक गैस पाइपलाइन, पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन, गैस एक्सचेंज और तकनीकी मानकों से संबंधित विनियामक ढांचे में कई आवश्यक परिवर्तन किए हैं ताकि देश को एक जीवंत ऊर्जा बाजार की ओर अग्रसर किया जा सके।



स्व. श्री अजीत कुमार पांडे

सदस्य

15.03.2022 **से** 26.09.2023

श्री अजीत कुमार पांडे 15 मार्च 2022 को पीएनजीआरबी के सदस्य (विधि) के रूप में शामिल हुए। उत्कृश्ट 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। आपने 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 परनिर्णय देने का श्रेय जाता है तथा कई मामलों को विभिन्न पत्रिकाओं में रिपोर्ट किया गया है और कानूनी जगत में आपका उत्कृष्ट रिकॉर्ड है।

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 प्रदष 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 आपके जुनून ने आपको लॉ ऑफ टॉर्ट्स, सीपीसी, आईपीसी, सीआरपीसी, लॉ ऑफ एविडेंस, प्लीडिंग्स, कन्. वेयन्स, और प्रोफेशनल एथिक्स और कानून से संबंधित विशयों पर कॉलेज के छात्रों के लिए कई व्याख्यान देने के लिए प्रेरित किया।

श्री पांडे अपने उत्कृष्ट पेशेवर अनुभव के साथ फैकल्टी ऑफ लॉ, दिल्ली विश्वविद्यालय के लिए एलएलबी की केस सामग्री के सह–लेखक रह चुके हैं, जिसमें टॉर्ट्स कानून, नागरिक प्रक्रिया संहिता, साक्ष्य कानून, भारतीय स्टाम्प अधिनियम, मुकदमा 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 समि. ति 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।

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 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 प्राधि. कारी भी थे और आपको कर्मचारियों की वार्षिक गोपनीय रिपोर्ट ('एसीआर') के लिए समीक्षा और रिपोर्टिंग अधिकारी के रूप में भी नियुक्त किया गया है।



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 –

i. अधिसूचित पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों और केंद्रीय सरकार की संविदात्मक बाध्यताओं के अधीन रहते हुए प्राकृतिक गैस का विपणन;*

ii. तरलीकृत प्राकृतिक गैस टर्मिनलों की स्थापना और प्रचालन;

iii. ऐसी क्षमता से अधिक, जो विनियमों द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए, पेट्रोलियम एवं पेट्रोलियम उत्पाद या प्राकृतिक गैस के लिए भंडारण की सुविधाओं की स्थापना;

(ग) निम्नलिखित कार्यों के लिए कंपनियों को प्राधिकार देना–

i. सामान्य वाहक या संविदा वाहक पाइपलाइन बिछाना, निर्माण करना, प्रचालन या विस्तार करना;

ii. नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क को बिछाना, निर्माण करना, प्रचालन करना या विस्तार करना;

(घ) पाइपलाइनों को सामान्य वाहक या संविदा वाहक के रूप में घोषित करना;

(ड.) विनियमों द्वारा निम्नलिखित का विनियमन करना –

i. 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;

ii. सामान्य वाहक या संविदात्मक वाहक के लिए परिवहन दरें;

iii. 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*:–

i. पर्याप्त उपलब्धता सुनिश्चित करना;

ii. सभी फुटकर विक्रय केंद्रों पर उपभोक्ताओं के लिए कंपनी द्वारा निर्धारित अधिकतम फुटकर मूल्यों के संबंध में सूचना का प्रदर्शन सुनिश्चित करना;

iii. मूल्यों की निगरानी करना और कंपनियों द्वारा प्रतिबंधात्मक व्यापार पद्धतियों का रोकने के लिए निवारक उपाय करना;

iv. पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पादों के लिए समान वितरण सुनिश्चित करना;

v. फुटकर विक्रय केंद्रों के लिए फुटकर सेवा बाध्यताओं और कंपनियों के लिए विपणन सेवा बाध्यताओं हेतु विनियमों द्वारा उपबंध बनाना और उन्हें लागू करना;

vi. 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 सौंपें जा सकते हैं। दिनांक 01.07.2020 को सरकार ने गैस व्यापार विनिमय(यों) की स्थापना और संचालन को विनियमित करने के लिए पीएनजीआरबी को अधिनियम की धारा 11(ञ) के अंतर्गत निर्दिष्ट कार्य को अधिनियम की धारा 42 के तहत निर्देश जारी किए हैं।

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

भाग 1: सामान्य

(क) सामान्य आर्थिक परिदृश्य की समीक्षा

2019 में दुनिया की समग्र वास्तविक जीडीपी वृद्धि 2.8% थी, जबकि 2020 में यह मुख्य रूप से कोविड–19 महामारी के प्रकोप के कारण घटकर 2.8% रह गई। इसके बाद वर्ष 2021 में, हालांकि कोविड के बावजूद इसमें कुछ सुधार हुआ और वास्तविक जीडीपी बढ़कर 6.3% हो गई। 2022 के दौरान, वास्तविक जीडीपी वृद्धि 3.4% थी। तथापि, अक्तूबर, 2023 में अंतर्राष्ट्रीय मुद्रा कोष द्वारा जारी वैश्विक आर्थिक दृष्टिकोण के अनुसार, वैश्विक अर्थव्यवस्था की वृद्धि दर 3% तक धीमी होने का अनुमान है।

जहां तक भारत का संबंध है, वह वित्तीय वर्ष 2018–19 में 6.1% की जीडीपी वास्तविक विकास दर हासिल कर सकता है। हालाँकि, 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। वित्त वर्ष 2021–22 में वास्तविक जीडीपी वृद्धि 9.1% थी जबकि वित्त वर्ष 2022–23 में यह 7.2% दर्ज की गई है। आरबीआई ने वित्त वर्ष 2023–24 के लिए जीडीपी विकास दर के 6.5% अर्थात्, पहली तिमाही में 8%; दूसरी तिमाही में 6.5%; तीसरी तिमाही में6%; और चौथी तिमाही में5.7%का अनुमान लगाया है।

भारतीय अर्थव्यवस्था में हुआ कुछ महत्वपूर्ण विकास इस प्रकार हैं:

i) भारत का विदेशी मुद्रा भंडार

भारत का विदेशी मुद्रा भंडार 31.03.2021 को 576.98 बिलियन अमेरिकी डॉलर से 31.03.2022 को बढ़कर 606.31 बिलियन अमेरिकी डॉलर, 31.03.2020 को 477.81 बिलियन अमेरिकी डॉलर हो गया था जो दो वर्शों की अवधि में 27.10% की पर्याप्त वृद्धि दर्शाता है।

तथापि, 31.03.2023 को विदेशी मुद्रा भंडार घटकर 578.45 बिलियन अमेरिकी डॉलर रह गया अर्थात् 28.86 बिलियनअमेरिकी डॉलर (4.75%) का नकारात्मक अंतर। विदेशी मुद्रा भंडार ने फिर से सकारात्मक रुझान दिखाया और सितंबर, 2023 के अंत में यह बढ़कर 586.91 बिलियन अमेरिकी डॉलर हो गया।

ii) भारत का निर्यात और आयात

भारत का कुल निर्यात द्वारा नई ऊंचाइयों को छूने का अनुमान है, वित्त वर्ष 2021–22 की तुलना में वित्त वर्ष 2022–23 के दौरान 13.84% की वृद्धि के साथ 770.18 बिलियन अमेरिकी डॉलर मूल्य का निर्यात प्राप्त होगा। सेवा निर्यात ने समग्र निर्यात वृद्धि का नेतृत्व किया और वित्त वर्ष 2021–22 की तुलना में वित्त वर्ष 2022–23 के दौरान 26.79% की वृद्धि दर के साथ 322.72 बिलियन अमेरिकी डॉलर का नया रिकॉर्ड वार्षिक मूल्य स्थापित करने का अनुमान लगाया।

अप्रैल–मार्च 2022–23 में कुल आयात 892.14 बिलियन अमेरिकी डॉलर होने का अनुमान है, जो पिछले वर्ष की समान अवधि की तुलना में 15.84% की वृद्धि दर्शाता है। वित्त वर्ष 2022–23 में कुल व्यापार घाटा 2021–22 में 83.53 बिलियन अमेरिकी डॉलर से बढ़कर 122 बिलियन अमेरिकी डॉलर हो गया है।

अप्रैल–अगस्त 2023 के लिए कुल व्यापार घाटा 37.49 बिलियन अमेरिकी डॉलर होने का अनुमान है, जबकि अप्रैल–अगस्त 2022 के दौरान 60.31 बिलियन अमेरिकी डॉलर का घाटा हुआ था, जिसमें (–) 37.85% की गिरावट दर्ज की गई है।

iii) प्रत्यक्ष विदेशी निवेश

भारत ने वित्त वर्ष 2022–23 में 71 बिलियन अमेरिकी डॉलर का एफडीआई प्रवाह दर्ज किया है, जो 84.80 बिलियन अमेरिकी डॉलर के एफडीआई प्रवाह से 16% कम है। यह कटौती कमजोर वैश्विक आर्थिक स्थिति और एक दशक में पहली गिरावट के कारण हुई है।

(क) वित्त वर्ष 2022–23 में शुद्ध प्रत्यक्ष कर संग्रह वित्त वर्ष 2021–22 में 14.12 ट्रिलियन रुपये से बढ़कर 16.61 ट्रिलियन रुपये हो गया है, अर्थात् 17.63% की वृद्धि।



(ख) वित्तीय वर्ष 2022–23 के लिए अप्रत्यक्ष कर संग्रह (जीएसटी और गैर–जीएसटी) से पता चलता है कि शुद्ध राजस्व संग्रह वित्तीय वर्ष 2021–22 के लिए 12.85 ट्रिलियन रुपए की तुलना में 13.82 ट्रिलियन रुपए है, जिससे 7.21%. वृद्धि दर्ज की जा रही है।

iv) प्रत्यक्ष विदेशी निवेश

भारत ने वित्त वर्ष 2022–23 में 71 बिलियन अमेरिकी डॉलर का एफडीआई प्रवाह दर्ज किया है, जो 84.80 बिलियन अमेरिकी डॉलर के एफडीआई प्रवाह से 16% कम है। यह कटौती कमजोर वैश्विक आर्थिक स्थिति और एक दशक में पहली गिरावट के कारण हुई है।

v) औद्योगिक उत्पादन

भारत के औद्योगिक उत्पादन सूचकांक (आईआईपी) की वृद्धि दर, जो भारत के औद्योगिक क्षेत्र के प्रदर्शन का एक प्रमुख संकेतक है, वित्त वर्ष 2022–23 के दौरान घटकर 5.2% हो गई, जबकि 2021–22 में यह 11.4% थी।

vi) उपभोक्ता मूल्य सूचकांक

सभी वस्तुओं के लिए सामान्य उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सीपीआई) मुद्रास्फीति वित्त वर्ष 2022–23 में घटकर 5.66% हो गई, जो वित्त वर्ष 2020–21 में 6.95% थी।

(ख) तेल और गैस का वैश्विक परिदृश्य

2022 में वैश्विक तेल और गैस उद्योग की विशषता कई कारकों से होगी, जिनमें शामिल हैं:

i) तेल और गैस की ऊंची कीमतें::

2022 की शुरुआत से तेल की कीमतें ऊपर की ओर बढ़ रही हैं, जो मार्च 2022 में 130 अमेरिकी डॉलर प्रति बैरल से अधिक की ऊंचाई पर पहुंच गई हैं। गैस की कीमतें भी बढ़ रही हैं, जो अक्तूबर 2022 में यूरोप में रिकॉर्ड ऊंचाई पर पहुंच गई हैं।

ii) भू–राजनीतिक अनिश्चितता:

यूक्रेन में युद्ध का वैश्विक तेल और गैस बाजार पर महत्वपूर्ण प्रभाव पड़ा है। रूस तेल और गैस दोनों का एक प्रमुख उत्पादक है और युद्ध के कारण आपूर्ति में बाधा उत्पन्न हुई है। इससे कीमतों में बढ़ोतरी हुई है।

iii) स्वच्छ ऊर्जा की ओर परिवर्तन

स्वच्छ ऊर्जा की ओर परिवर्तनः वैश्विक ऊर्जा परिवर्तन तेल और गैस उद्योग पर दबाव डाल रहा है। सरकारें और उपभोक्ता अधिक स्थायी ऊर्जा स्रोतों की मांग कर रहे हैं, जिससे तेल और गैस की मांग में गिरावट आ रही है।

कच्चे तेल का परिदृश्य

अंतर्राष्ट्रीय ऊर्जा एजेंसी (आईईए) की जनवरी, 2023 की तेल बाजार रिपोर्ट के अनुसार, वैश्विक तेल मांग 2023 में 1.9 एमबी/दिन बढ़कर रिकॉर्ड 101.7 एमबी/दिन हो जाएगी, जिसमें चीन से लगभग आधा लाभ उसके कोविड प्रतिबंध हटने के बाद होगा। तेल और गैस की मांग में वृद्धि कई कारकों से प्रेरित हो रही है, जिसमें कोविड–19 महामारी से निरंतर आर्थिक सुधार तथा चीन और भारत जैसी उभरती अर्थव्यवस्थाओं की वृद्धि शामिल है। आईईए की रिपोर्ट के अनुसार, पिछले साल ओपेक के नेतृत्व में 4.7 एमबी/दिन की वृद्धि के बाद 2023 में विश्व तेल आपूर्ति वृद्धि धीमी होकर 1 एमबी/दिन पर आ जाएगी। रूस में अपेक्षित गिरावट के कारण ओपेक में 870 केबी/दिन की गिरावट से 1.9 एमबी/दिन की समग्र गैर–ओपेक वृद्धि में कमी आएगी। अमेरिका दुनिया में आपूर्ति वृद्धि के अग्रणी स्रोत के रूप में शुमार है तथा कनाडा, ब्राजील और गुयाना के साथ लगातार दूसरे वर्ष वार्षिक उत्पादन रिकॉर्ड पर पहुंच गया है।

अंतर्राष्ट्रीय ऊर्जा एजेंसी (आईईए) ने मई 2023 की अपनी बाजार रिपोर्ट में पूर्वानुमान को संशोधित कर 102 एमबी/दिन कर दिया,

अर्थात् 2022 की 99.8 एमबी/दिन की मांग से 2.2 एमबी/दिन की वृद्धि। यह पहलू सामने आया है कि चीन की वापसी पहले की अपेक्षा से भी अधिक मजबूत होगी जो 2023 में वैश्विक वृद्धि का लगभग 60% होगी। इसके अलावा, वर्ष की शुरुआत में चीन, भारत और मध्य पूर्व में रिकॉर्ड मांग ने सुस्त औद्योगिक गतिविधि की भरपाई कर दी है और ओईसीडी में तेल का उपयोग, जो इस वर्ष की वृद्धि का केवल 15% है, उपभोक्ता खर्च और व्यक्तिगत गतिशीलता द्वारा समर्थित है।

आपूर्ति पक्ष पर, रिपोर्ट में बताया गया है कि मार्च के अंत से इराक–तुर्की निर्यात पाइपलाइन के बंद होने के बाद इराक के उत्तरी कुर्द क्षेत्र से भारी नुकसान हुआ है, कनाडा में जंगल में लगी आग से व्यवधान, नाइजीरिया में श्रमिकों का विरोध प्रदर्शन और ब्राजील में रखरखाव संबंधी कटौती हाल की खबरों में हावी रही हैं। फिर भी, अब तक, इन रुकावटों से न तो कीमतों में बढ़ोतरी हुई है और न ही इन्वेंट्री में कोई स्पष्ट गिरावट आई है। ऐसा कहा गया है कि रूसी तेल आपूर्ति लचीली साबित होती रही; अप्रैल में, रूसी तेल निर्यात, आक्रमण के बाद 8.3 एमबी/दिन के उच्चतम स्तर पर पहुंच गया।

कैलेण्डर वर्ष 2022 में मासिक औसत ब्रेंट कच्चे तेल की कीमतें यूडी++ 80.92 प्रति बैरल से यूडी+ 122.71 प्रति बैरल के बीच थीं, जबकि वार्षिक औसत यूएस +100.93 प्रति बैरल की तुलना में 2021 में यूएस + 70.86 प्रति बैरल था। 2022 के दौरान, ब्रेंट क्रूड की कीमतें काफी अस्थिर रहीं अर्थात् जनवरी, 2022 में मासिक औसत यूएस +86.51 प्रति बैरल से लेकर जून, 2022 में यूएस +122.71 प्रति बैरल के उच्चतम स्तर तक रहा। हालांकि, जून 2022 के मध्य में यूएस +125/बैरल से अधिक के 10–सप्ताह के उच्चतम स्तर पर पहुंचने के बाद, ब्रेंट क्रूड की कीमतों में गिरावट आई है क्योंकि रूस से तेल का प्रवाह उम्मीद से अधिक बना हुआ है, वैश्विक तेल आपूर्ति में वृद्धि हुई है और कच्चे तेल की कीमतों पर दबाव पड़ रहा है और दिसंबर, 2022 में कीमत घटकर यूएस +80.92 प्रति बैरल हो गई है। जून, 2023 में कीमत और घटकर यूएस +74.84 प्रति बैरल हो गईं। हालांकि, जुलाई, 2023 से कीमतें बढ़ना शुरू हुईं और सितंबर, 2023 में यूएस +93.72 प्रति बैरल तक पहुंच गईं।

प्राकृतिक गैस परिदृश्य

वैश्विक प्राकृतिक गैस बाजार को 2022 में बड़ा झटका लगा क्योंकि रूस ने यूरोप में पाइपलाइन डिलीवरी में काफी कटौती की, जिससे आपूर्ति पर अभूतपूर्व दबाव पड़ा और वैश्विक ऊर्जा संकट पैदा हो गया। रूस की पाइपलाइन में कटौती का प्रभाव यूरोप से परे गैस उपभोग करने वाले क्षेत्रों पर भी पड़ा, जिसके कारण 2022 में वैश्विक खपत में अनुमानित 1.6% की गिरावट के बावजूद रिकॉर्ड उच्च स्पॉट कीमतें, आपूर्ति में कमी हुई और मांग में काफी कमी आई। उत्तरी गोलार्ध में बेमौसम हल्की सर्दी के मौसम के साथ–साथ सतत एलएनजी प्रवाह और पर्याप्त गैस भंडारण सूची ने यूरोपीय और एशियाई स्पॉट कीमतों पर दबाव डाला।

2022 में एलएनजी में विशेष रूप से उतार–चढ़ाव रहा, क्योंकि वैश्विक व्यापार का मूल्य अब तक के उच्चतम स्तर पर पहुंच गया, जो दोगुना होकर 450 बिलियन अमेरिकी डॉलर हो गया। कारोबार की मात्रा में 6% की वृद्धि हुई, जो 2021 की तुलना में थोड़ी धीमी है, यह एक बार फिर वैश्विक आर्थिक गतिविधि पर ऊर्जा की कीमतों में तेज वृद्धि के विकृत प्रभावों को उजागर करती है। एलएनजी मांग में वृद्धि के पीछे यूरोप प्राथमिक कारण था क्योंकि यह रूसी पाइपलाइन से वंचित हो गया था। पिछले वर्ष यूरोप में वितरित एलएनजी कार्गो में 63% की वृद्धि हुई।

2022 में वैश्विक एलएनजी मांग में वृद्धि के बावजूद, आपूर्ति में 5.5% की वृद्धि अपेक्षाकृत मामूली थी। बड़े द्रवीकरण बंदरगाहों पर रखरखाव और अमेरिका में फ्रीपोर्ट, जो दुनिया के सबसे बड़े एलएनजी टर्मिनलों में से एक है, में उम्मीद से अधिक लंबे समय तक रुकावट ने इसमें योगदान दिया। इसके अलावा, उच्च बाजार कीमतें नए टर्मिनलों में महत्वपूर्ण निवेश को प्रोत्साहित करने के लिए पर्याप्त नहीं थीं।

2023 की पहली तिमाही के अंत तक यूरोपीय हब और एशियाई स्पॉट तरलीकृत प्राकृतिक गैस (एलएनजी) की कीमतें 2021 की गर्मियों के स्तर से नीचे गिर गई थीं, हालांकि उनके ऐतिहासिक औसत से काफी ऊपर रहीं। अनुकूल मौसम स्थितियों और समय पर नीतिगत कार्रवाई के कारण 2023 की शुरुआत से यूरोपीय और वैश्विक गैस बाजारों पर दबाव कम हो गया है।

वित्त वर्ष 2022 के दौरान वैश्विक एलएनजी कीमतों में अभूतपूर्व वृद्धि देखी गई है, जापान कोरिया मार्कर (जेकेएम) अर्थात जापान में एलएनजी आयात के लिए बेंचमार्क, प्रमुख एशियाई एलएनजी आयातकों में से एक अक्तूबर, 2022 में यूएस +32.85/एमएमबीटीयू से बढ़कर फरवरी, 2022 में यूएस +53.51/एमएमबीटीयू हो गया। चालू कैलेंडर वर्ष की पहली छमाही में कीमतें थोड़ी नरम हो गईं और जुलाई, 2023 में यूएस +9.58/एमएमबीटीयू तक पहुंच गईं। तथापि, अगस्त, 2023 में जेकेएम बढ़कर यूएस +11.87/एमएमबीटीयू हो गया और सितंबर, 2023 में यूएस +9.58/एमएमबीटीयू हो गया।



डेट नोर्स्के वेरिटास ग्रुप के डीएनवी जीएल द्वारा 2050 के लिए तेल और गैस पूर्वानुमान – एनर्जी ट्रांजिशन आउटलुक के अनुसार, तेल और गैस हमारी पूर्वानुमान अवधि के दौरान ऊर्जा मिश्रण में बहुत महत्वपूर्ण भूमिका निभाएंगे। उपर्युक्त रिपोर्ट में कहा गया है कि यद्यपि हम उम्मीद करते हैं कि नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत की इस मिश्रण में हिस्सेदारी बढ़ेगी, हमारा अनुमान है कि 2050 में दुनिया की प्राथमिक ऊर्जा आपूर्ति में तेल और गैस की हिस्सेदारी 44% होगी।

डीएनवी की उपर्युक्त रिपोर्ट से पता चलता है कि 2050 तक गैस दुनिया का प्राथमिक ऊर्जा स्रोत बनने के लिए तैयार है, और चरम मांग का अनुभव करने वाला जीवाश्म ईंधन का आखिरी हिस्सा है, जो 2035 में होगा। परिवर्तन के दौरान नवीकरणीय ऊर्जा के साथ–साथ ऊर्जा सुरक्षा का समर्थन करने में गैस केंद्रीय भूमिका निभा सकती है। इसकी मूल्य श्रृंखला से मीथेन उत्सर्जन में कटौती करने और गैस–ईंधन बिजली उत्पादन के लिए बड़े पैमाने पर कार्बन अवशोषण और भंडारण (सीसीएस) की व्यवस्था में सुधार द्वारा इसके कार्बन उत्सर्जन में सुधार के अवसर पैदा होंगे। उन्हें उम्मीद है कि 2022 में तेल की मांग अपने अधिकतम स्तर पर होगी।

(ग) तेल और गैस का घरेलू परिदृश्य

कच्चे तेल का परिदृश्य

भारत का कच्चे तेल का उत्पादन 2019–20 में 32.2 मिलियन टन से गिरकर 2020–21 में 30.5 मिलियन टन हो गया। नकारात्मक वृद्धि का रुझान अगले वर्षों में भी जारी रहा, क्योंकि 2021–22 में उत्पादन गिरकर 29.7 मिलियन टन और 2022–23 में 29.18 मिलियन टन हो गया।

खपत तेज गति से बढ़ने और घरेलू उत्पादन में गिरावट के साथ, भारत की तेल आयात निर्भरता वित्त वर्ष 2019–20 में 85% से बढ़ गई, जो वित्त वर्ष 2020–21 में मामूली गिरकर 84.4% हो गई, और वित्त वर्ष 21–22 में पुनः बढ़कर 85.5% और वित्त वर्ष 2022–23 में 86.9% हो गई।

वित्त वर्ष 2018–19 में भारत की तेल खपत 213.2 मिलियन टन थी। वित्त वर्ष 2019–20 में खपत 214.1 मिलियन टन पर लगभग स्थिर रही, जबकि 2020–21 में कोविड महामारी के प्रभाव के कारण यह 9.1% घटकर 194.3 मिलियन टन हो गई। 2021–22 में खपत बढ़कर 204.2 मिलियन टन और वित्त वर्ष 2022–23 में 223 मिलियन टन हो गई, जो 9.2% की वृद्धि है।

वित्त वर्ष 2019–20 में कच्चे तेल का आयात 226.96 मिलियन टन था और इस पर विदेशी मुद्रा खर्च 101.38 बिलियन अमेरिकी डॉलर था, अर्थात खर्च में लगभग 9% की कमी। वित्त वर्ष 2020–21 में, कोविड महामारी और वैश्विक तेल की कीमतों में कमी के कारण विदेशी मुद्रा व्यय कम होकर 62.25 बिलियन अमेरिकी डॉलर होने के साथ तेल आयात और कम होकर 196.46 मिलियन टन हो 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 मिलियन टन हो गया। वित्त वर्ष 2022–23 में, यूएस +157.507 के विदेशी मुद्रा व्यय के साथ आयात बढ़कर 232.56 मिलियन टन हो गया, जो 30% से अधिक की वृद्धि है। विदेशी मुद्रा व्यय में वृद्धि आंशिक रूप से उच्च आयात और आंशिक रूप से अंतरराष्ट्रीय कच्चे तेल की कीमतों में वृद्धि के कारण है।

वित्तीय वर्ष 2021–22 के दौरान कच्चे तेल की भारतीय बास्केट {पिछले वित्तीय वर्ष के दौरान संसाधित कच्चे तेल के अनुपात में सोर ग्रेड के लिए ओमान और दुबई का औसत और स्वीट ग्रेड के लिए ब्रेंट (दिनांकित) का औसत} में साल दर साल लगभग 77% की वृद्धि हुई अर्थात वित्त वर्ष 2020–21 में यूएस +44.82 / बैरल से यूएस +79.18 / बैरल। वित्त वर्ष 2022–23 में बास्केट 18% बढ़कर यूएस +93.15 / बैरल हो गई।

प्राकृतिक गैस परिदृश्य

भारत के ऊर्जा मिश्रण में प्राकृतिक गैस की वर्तमान हिस्सेदारी लगभग 6.7% है। सरकार ने 2030 तक इस हिस्सेदारी को 15% तक बढ़ाने का लक्ष्य रखा है। सरकार, नीति निर्माता, विनियामक, उद्योग कंपनियां सभी क्षेत्रों में प्राकृतिक गैस के उपयोग को बढ़ावा देने और परिवहन के लिए बुनियादी ढांचे में निवेश को प्रोत्साहित करके और प्राकृतिक गैस के वितरण द्वारा इस लक्ष्य को प्राप्त करने 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, जिसके परिणामस्वरूप देश के 88% भौगोलिक क्षेत्र और 98% आबादी को कवर करते हुए संचयी आधार पर कुल 300 गैर– भौगोलिक क्षेत्रों को अधिकृत किया गया है।

इसके अलावा, पीएनजीआरबी ने एक राष्ट्र, एक ग्रिड, एक जोनल टैरिफ की थीम के साथ गैस के परिवहन के लिए एकीकृत टैरिफ पेश किया है ताकि स्रोत से दूर स्थित ग्राहकों के लिए इसे किफायती बनाया जा सके।

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 दर्शाता है। इस वृद्धि का मुख्य कारण पूर्वी अपतटीय कृष्णा गोदावरी बेसिन से उत्पादन में तेज वृद्धि है। वित्त वर्ष 2022–23 के दौरान यह लगभग 33.66 बीसीएम पर स्थिर रही।

वित्त वर्ष 2019–20 में गैस की खपत 5% बढ़कर 64 बीसीएम तक पहुंच गई। तथापि, वित्त वर्ष 2020–21 के दौरान खपत घटकर 61 बीसीएम हो गई, जो 5% से अधिक की गिरावट है 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 फिर से 64 बीसीएम के कोविड–पूर्व स्तर पर पहुंच गई। तथापि, वित्त वर्ष 2022–23 के दौरान खपत घटकर 60 बीसीएम हो गई। तथापि, घरेलू गैस की खपत में ₹0.5 बीसीएम की वृद्धि हुई थी, आरएलएनजी की खपत में 4.7 बीसीएम की कमी हुई थी, जिसे एलएनजी की कीमतों में उल्लेखनीय वृद्धि के लिए जिम्मेदार ठहराया जा सकता है।

वित्त वर्ष 2022–23 के दौरान उर्वरक और सीजीडी क्षेत्र दो प्रमुख गैस खपत वाले क्षेत्र बने रहे, जो 50% से अधिक खपत में योगदान करते हैं, (उर्वरक क्षेत्र द्वारा 33% और सीजीडी क्षेत्र द्वारा 20%) इसके बाद बिजली क्षेत्र है जो भारत में प्राकृतिक गैस की खपत में कुल खपत का लगभग 14% का योगदान देता है। इस प्रकार सीजीडी क्षेत्र ने दूसरा स्थान हासिल कर लिया है और बिजली क्षेत्र घटकर तीसरे स्थान पर आ गया है। आईसीएफ द्वारा भारत राष्ट्रीय गैस ग्रिड पर किए जा रहे अध्ययन के अनुसार, 2030 में कुल गैस खपत में सीजीडी योगदान के 32% से 38% तक बढ़ने की उम्मीद है।

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

अप्रैल, 2023 के प्राकृतिक गैस मूल्य निर्धारण दिशानिर्देशों के अनुसार, घरेलू गैस के लिए प्रशासित मूल्य निर्धारण तंत्र (एपीएम) पिछले महीने की औसत भारतीय क्रूड बास्केट कीमतों के 10% पर मासिक रूप से निर्धारित किया जाएगा, जिसमें अधिकतम सीमा (यूएस +6.5/एमएमबीटीयू) और न्यूनतम सीमा (यूएस +4/एमएमबीटीयू) होगी। पहले दो वर्षों के लिए सीमा समान रहेगी और फिर किसी भी लागत मुद्रास्फीति को समायोजित करने के लिए हर साल (यूएस +0.25/एमएमबीटीयू की वृद्धि की जाएगी। ओएनजीसी और ओआईएल के नामांकन क्षेत्रों में नए कुओं या कुओं के हस्तक्षेप से उत्पादित गैस को एपीएम मूल्य से 20% अधिक प्रीमियम की अनुमति होगी। नए दिशानिर्देशों का उद्देश्य घरेलू गैस उपभोक्ताओं के लिए स्थिर मूल्य निर्धारण व्यवस्था सुनिश्चित करना है, साथ ही उत्पादकों को उत्पादन बढ़ाने के लिए प्रोत्साहन के साथ बाजार में प्रतिकूल उतार–चढ़ाव से पर्याप्त सुरक्षा प्रदान करना है। अप्रैल, 2023 में अधिसूचना के बाद, घरेलू गैस की कीमत वर्तमान में यूएस +6.5/एमएमबीटीयू की अधिकतम कीमत पर बेची जा रही है।

कठिन क्षेत्रों {गहरे पानी, अति–गहरे पानी और उच्च दबाव–उच्च तापमान (एचपीएचटी) क्षेत्रों} से उत्पादित घरेलू गैस की अधिकतम कीमतें भी सरकार द्वारा छह मासिक आवधिकताओं पर अधिसूचित की जाती हैं जो वैकल्पिक ईंधन की कीमतों पर आधारित होती हैं। वित्त वर्ष 2022–23 की पहली छमाही और वित्त वर्ष 2022–23 की दूसरी छमाही के लिए अधिकतम कीमतें क्रमशः यूएस +12.12/एमएमबीटीयू और यूएस +9.96/एमएमबीटीयू के रूप में अधिसूचित की गईं।

वित्त वर्ष 2022–23 के दौरान वैश्विक एलएनजी कीमतों में उल्लेखनीय वृद्धि देखी गई है, वेस्टर्न इंडिया मार्कर (डब्ल्यूआईएम) अर्थात भारत में एलएनजी आयात के लिए बेंचमार्क फरवरी, 2022 में यूएस +31.46/एमएमबीटीयू से बढ़कर अक्तूबर, 2022 में यूएस +49.53/एमएमबीटीयू हो गया। चालू कैलेंडर वर्ष की पहली छमाही में कीमतें नरम हो गईं और जुलाई, 2023 में यूएस



+9.30/एमएमबीटीयू तक पहुंच गईं। तथापि, डब्ल्यूआईएम अगस्त, 2023 के दौरान यूएस +11.363/एमएमबीटीयू और सितंबर, 2023 में यूएस +10.802/एमएमबीटीयू के स्तर तक बढ़ गया।

इंडियन गैस एक्सचेंज (आईजीएक्स) पर व्यापार मूल्य भारत में खोजे गए बाजार गैस मूल्य का रुझान भी प्रदान करता है। अप्रैल, 2022 में एक्सचेंज पर भारित औसत मासिक व्यापार मूल्य रु. 1981/एमएमबीटीयू था, जो मई, 2022 में काफी कम होकर रु. 1439/एमएमबीटीयू हो गया, फिर 3 महीने तक लगातार वृद्धि हुई और यह अगस्त, 2022 में साल के उच्चतम स्तर 2116 रुपए को छू गया। सितंबर 2022 के बाद से 3 महीने तक लगातार गिरावट देखी गई और नवंबर, 2022 में यह रु. 1115/एमएमबीटीयू (वर्ष के लिए सबसे कम) के स्तर पर पहुंच गया, फिर फरवरी, 2023में यह फिर से बढ़कर रु. 1345/एमएमबीटीयू हो गया। वित्त वर्ष 2023–24 की पहली छमाही में कीमतें रु. 857/एमएमबीटीयू से लेकर रु. 1015/एमएमबीटीयू तक थीं।

माननीय प्रधानमंत्री ने 12 नवंबर 2022 को यू–फील्ड अपतटीय गहरे पानी की परियोजना राष्ट्र को समर्पित की। यू–फील्ड उपजाऊ कृष्णा गोदावरी बेसिन में ओएनजीसी की प्रमुख गहरे पानी की केजी–डीडब्ल्यूएन–98/2 समूह–।। विकास परियोजना का हिस्सा है। यू–फील्ड परियोजना की सबसे गहरी गैस खोज है, जिसमें प्रति दिन लगभग 3 मिलियन मानक घन मीटर गैस उत्पादन क्षमता है।

कार्यान्वयनाधीन प्रमुख गैस पाइपलाइन परियोजनाओं का संक्षिप्त विवरण इस प्रकार है (मार्च, 2023 तक):

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

गेल 3,546 कि.मी. लंबी पाइपलाइन परियोजना क्रियान्वित कर रहा है। बरौनी–गुवाहाटी खंड में, बिहार (282 कि.मी.) में पाइपलाइन का हिस्सा चालू कर दिया गया है और असम (245 कि.मी.) और पश्चिम बंगाल (190 कि.मी.) में पाइपलाइन के बड़े हिस्से बिछाए गए हैं। धामरा–अंगुल खंड चालू कर दिया गया है। दुर्गापुर–हल्दिया और धामरा–हल्दिया खंडों में, निर्माण केवल टुकड़ों में किया गया है। एक प्रमुख समर्थक के रूप में, भारत सरकार ने सितंबर 2016 में इस पाइपलाइन परियोजना के लिए 40% अनुदान प्रदान करने का नीतिगत निर्णय लिया। इस परियोजना के समय पर विकास का उद्देश्य गोरखपुर, बरौनी और सिंदरी में स्थित 3 उर्वरक संयंत्रों और दुर्गापुर में नई उर्वरक इकाई के पुनरुद्धार में सहायता करना है। पूरी परियोजना छह राज्यों, अर्थात् उत्तर प्रदेश, बिहार, झारखंड, ओडिशा, पश्चिम बंगाल और असम को कवर करते हुए पूर्वी और पूर्वोत्तर क्षेत्र की ऊर्जा मांग को पूरा करेगी।

ii) पूर्वोत्तर क्षेत्र (एनईआर) गैस ग्रिड

पांच (05) तेल और गैस सीपीएसई अर्थात गेल, आईओसीएल, ओआईएल, ओएनजीसी और एनआरएल का एक संयुक्त उद्यम है जिसका नाम ''इंद्रधनुष गैस ग्रिड लिमिटेड'' (आईजीजीएल) है, को सभी पूर्वोत्तर राज्यों अर्थात असम, सिक्किम, मिजोरम, मणिपुर, अरुणाचल प्रदेश, त्रिपुरा, नागालैंड और मेघालय में ट्रंक पाइपलाइन कनेक्टिविटी विकसित करने का काम चरणबद्ध तरीके से सौंपा गया है। इस पाइपलाइन (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 कर सकता है। यह पूर्वोत्तर क्षेत्र ग्रिड को राष्ट्रीय गैस ग्रिड से भी जोड़ेगा। निर्माण तीन चरणों में किया गया है– अर्थात् चरण–। (गुवाहाटी–नुमालीगढ़, गोहपुर–ईटानगर, और डेरगांव–दीमापुर कुल 557 कि.मी.), चरण–।। (सिलचर–पानीसागर, पानीसागर–अगरतला, गुवाहाटी–सिलचर, पानीसागर–आइजोल, सिलचर सीजीडी, शिलांग सीजीडी, अगरतला–तुलमुरा फीडर लाइन, अगरतला–नीपको स्पर लाइन, खुबल फीडर लाइन कुल 726 कि.मी.), और चरण ।।। (दीमापुर–कोहिमा–इंफाल, सिलीगुड़ी–गंगटोक कुल 385 कि.मी.)। पहले चरण में 495 कि.मी. तक वेल्डिंग, 434 कि.मी. तक भूमिगत पाइप बिछाने और 206 कि.मी. तक हाइड्रो परीक्षण किया गया है। दूसरे चरण में 236 कि.मी. तक वेल्डिंग और 166 कि.मी. तक भूमिगत पाइप बिछाने का काम पूरा हो चुका है। तीसरे चरण में 7 कि.मी. तक वेल्डिंग की गई है।

iii) कोच्चि–कुट्टनाड–बैंगलोर–मैंगलोर पाइपलाइन परियोजना (केकेबीएमपीएल):

गेल (इंडिया) लिमिटेड 1,104 कि.मी. लंबी कोच्चि–कुट्टनाड–बैंगलोर–मैंगलोर पाइपलाइन (केकेएमबीपीएल) परियोजना बिछा रही है। तमिलनाडु में 312 कि.मी. के मुख्य लाइन खंड को छोड़कर, केकेएमबीपीएल की शेष मुख्य लाइन (623 कि.मी.) पहले ही चालू हो चुकी है। शेष सेक्शन के लिए निर्माण कार्य प्रगति पर है।

iv) एन्नोर–थिरुवल्लूर–बैंगलोर–नागापट्टिनम–मदुरै–तूतीकोरिन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (ईटीबीएनएमटीपीएल):

आईओसीएल एन्नोर–थिरुवल्लूर–बैंगलोर–नागापट्टिनम–मदुरै–तूतीकोरिन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (ईटीबीएनएमटीपीएल) बिछा रहा है, जिसकी लंबाई 1,431 कि.मी. है। यह पाइपलाइन नए एन्नोर एलएनजी टर्मिनल को क्षेत्र के विभिन्न मांग केंद्रों से जोड़ेगी। इस पाइपलाइन में, एन्नोर–तिरुवल्लूर, एन्नोर–मणलि, और रामनाथपुरम – तूतीकोरिन आईपी105 खंड चालू किए गए हैं। पाइपलाइन का शेष भाग चालू होने के लिए तैयार है।

v) श्रीकाकुलम से अंगुल प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एसएपीएल):

गेल 690 कि.मी. लंबी श्रीकाकुलम–अंगुल पाइपलाइन (एसएपीएल) परियोजना का क्रियान्वयन कर रहा है। 31.03.2023 तक, लाइन पाइप की डिलीवरी पूरी हो चुकी है, मेनलाइन के लिए ऑर्डर 30.06.2021 को और स्पर लाइन के लिए 20.07.2022 को दिया गया था। इसके अलावा, 3(1) और 6(1) राजपत्र प्रकाशन पूरा हो चुका है और बिछाने वाले ठेकेदार को सूचित कर दिया गया है।

vi) 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। पाइपलाइन मुंबई से निकलेगी और महाराष्ट्र, छत्तीसगढ़ और ओडिशा राज्यों से होकर गुजरेगी। सभी तीन खंडों, अर्थात, मुंबई–नागपुर, नागपुर–झारसुगुड़ा और नागपुर–जबलपुर में विस्तृत मार्ग सर्वेक्षण पूरा करने के साथ–साथ पीएमसी और बिछाने के कार्यों के अनुबंध दिए गए हैं। तीनों खंडों में निर्माण कार्य प्रगति पर है। कुल मिलाकर इस प्रोजेक्ट में 570 कि.मी. से ज्यादा पाइपलाइन बिछाई गई है।

कार्यान्वयनाधीन प्रमुख पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन परियोजनाओं का संक्षिप्त विवरण निम्नानुसार है (मार्च, 2023 तक):

i) कांडला–गोरखपुर पाइपलाइन (केजीपीएल)

आईएचबी लिमिटेड 2,757 किलोमीटर लंबी एलपीजी पाइपलाइन परियोजना बिछा रहा है, जो देश में सबसे लंबी है, जो तीन राज्यों – अर्थात् उत्तर प्रदेश, मध्य प्रदेश और गुजरात को कवर करती है। यह एलपीजी पाइपलाइन देश के एलपीजी के लगभग 25% भाग को ट्रासपोर्ट करेगी। यह 21 बॉटलिंग संयंत्रों के साथ 4 आयात टर्मिनलों और दो रिफाइनरियों को जोड़ेगी। आईएचबी दिसंबर 2023 से केजीपीएल के विभिन्न सैक्शनों को उत्तरोत्तर रूप से चालू करना विषय कर देगा।

ii) पियाला जेवर अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डा (एटीएफ) पाइपलाइन (पीजेपीएल)

भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड आगामी नोएडा अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डे की विमानन टरबाइन ईंधन की आवश्यकता को पूरा करने के लिए पियाला से जेवर तक 34 किमी की एटीएफ पाइपलाइन परियोजना बिछा रहा है। पाइपलाइन को नोएडा अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डे के चालू होने के साथ सिंक्रनाइजेशन में पूरा करने की परिकल्पना की गई है।

iii) जवाहरलाल नेहरू पत्तन न्यास (जेएनपीटी) से नवी मुम्बई अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डा (एनएमआईए) पाइपलाइन परियोजना

इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड आगामी नवी मुंबई अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डे की एविएशन टर्बाइन ईंधन आवश्यकता को पूरा करने के लिए जेएनपीटी से एनएमआईए तक 22 किमी की एटीएफ पाइपलाइन परियोजना बिछा रहा है। पाइपलाइन के दिसंबर, 2024 तक पूरा होने की उम्मीद है।

iv) कोच्चि–कोयम्बटूर–इरोड–सेलम पाइपलाइन परियोजना

कोच्चि सेलम पाइपलाइन प्राइवेट लिमिटेड केरल और तमिलनाडु राज्यों में 458 किलोमीटर लंबी एलपीजी पाइपलाइन बिछा रही है। मार्च 2023 तक, कोच्चि रिफाइनरी से उदयमपेरूर खंड चालू हो गया था और शेष निर्माणाधीन है। पाइपलाइन की क्षमता लगभग 1.2 एमएमटीपीए है(जिसमें से लगभग 15% को केरल में और 85% को तमिलनाडु में ले जाने की योजना है।

v) कृष्णापटनम हैदराबाद पाइपलाइन (केएचपीएल)

भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड हैदराबाद में कृश्णापटनम पोर्ट और माधरम गांव में अपने आगामी प्रतिष्ठानों को जोड़ने के लिए 455 किमी लंबी बहु–उत्पाद पाइपलाइन बिछा रहा है। पाइपलाइन को मार्च 2025 तक पूरा किया जाना है।



vi) हल्दिया पानागढ़ पाइपलाइन (एचपीपीएल)

हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड हल्दिया में एलपीजी आयात टर्मिनल को पानागढ़ में एचपीसीएल के बॉटलिंग प्लांट से जोड़ने के लिए 215 किलोमीटर लंबी एलपीजी पाइपलाइन बिछा रहा है। पाइपलाइन पश्चिम बंगाल राज्य के साथ–साथ बिहार और झारखंड राज्यों में एलपीजी की मांग को पूरा करेगी।

(घ) सर्वोत्तम अंतर्राष्ट्रीय तेल और प्राकृतिक गैस विनियामक पद्धतियां तथा भारत के संदर्भ में उन्हें अपनाना

गैर–जीवाश्म ईंधन की ओर परिवर्तन

भारत ऊर्जा परिवर्तन की एक महत्वाकांक्षी यात्रा विषय कर रहा है, जिसका समापन 2070 तक 'नेट जीरो कार्बन' हासिल करने के रूप में होगा। तथापि, परिवर्तन के स्थायी और स्थिर होने के लिए, यह जरूरी है कि ऊर्जा की पहुंच और सामर्थ्य के पहलू बरकरार रहें। हालाँकि हम पेरिस की महत्वाकांक्षाओं को प्राप्त करने के लिए जी20 देशों में से केवल एक देश हैं, हम यह भी जानते हैं कि आने वाले दशकों में, भारत का ऊर्जा आधार भार हाइड्रोकार्बन से पूरा किया जाएगा। भारत सरकार ने भारत में हाइड्रोकार्बन उद्योग के अपस्ट्रीम, मिडस्ट्रीम और डाउनस्ट्रीम क्षेत्रों में ऐतिहासिक सुधार किए हैं।

भारत ऊर्जा सप्ताह 2023 के दौरान, इस बात पर प्रकाश डाला गया कि भारत ने स्वच्छ गतिशीलता विकल्प के रूप में अमेरिका, ब्राजील, यूरोपीय संघ, आईईए, बायो फ्यूचर प्लेटफार्म, एसआईएएम, आईएसएमए सहित प्रमुख हितधारकों के साथ जैव ईंधन के विकास और तैनाती को बढ़ावा देने के लिए एक अनुकूल पारिस्थितिकी तंत्र विकसित करने में मदद करने के लिए वैश्विक अंतर्राष्ट्रीय जैव ईंधन गठबंधन लॉन्च किया है।

पेरिस जलवायु समझौते के भाग के रूप में, भारत ने 2030 तक अपनी बिजली उत्पादन क्षमता का 40% गैर–जीवाश्म ईंधन से स्थापित करने के लिए प्रतिबद्ध किया था। इसके अलावा, वर्तमान राष्ट्रीय स्तर पर निर्धारित योगदान (एनडीसी) के अनुसार, भारत अब 2030 तक गैर–जीवाश्म ईंधन–आधारित ऊर्जा संसाधनों से लगभग 50% संचयी विद्युत स्थापित क्षमता हासिल करने के लिए प्रतिबद्ध है।

415.40 गीगावॉट की कुल स्थापित क्षमता में से, 31.03.2023 तक स्थापित नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता 167.20 गीगावॉट तक पहुंच गई। 167.20 गीगावॉट की नवीकरणीय ऊर्जा क्षमता में 66.80 गीगावॉट सौर ऊर्जा क्षमता, 46.80 गीगावॉट हाइड्रो, 42.60 गीगावॉट पवन और 10.80 गीगावॉट बायो पावर शामिल है। इसके अलावा, अन्य 82.62 गीगावॉट हरित ऊर्जा क्षमता कार्यान्वयन के अधीन है। भारत नवीकरणीय ऊर्जा स्थापित क्षमता में विश्व स्तर पर चौथे, पवन ऊर्जा क्षमता में चौथे और सौर ऊर्जा क्षमता में चौथे स्थान पर है (आरईएन21 नवीकरणीय 2022 वैश्विक स्थिति रिपोर्ट के अनुसार)।

राष्ट्रीय हाइड्रोजन मिशन (एनएचएम) 15 अगस्त, 2021 को लॉन्च किया गया था। इस मिशन के तहत, सरकार की योजना 2030 तक पांच मिलियन मीट्रिक टन (एमएमटी) हरित हाइड्रोजन उत्पादन हासिल करने की है। 2023 का केंद्रीय बजट पेश करते हुए, वित्त मंत्री ने एनएचएम की शुरुआत की और कुल 19,700 करोड़ रुपए (2.3 बिलियन डॉलर) के परिव्यय की घोषणा की। सात–वर्षीय मिशन के पहले वर्ष, 2023–24 के लिए, सरकार ने 297 करोड़ रुपए आवंटित किए।

10 प्रतिशत इथेनॉल मिश्रित पेट्रोल (ईबीपी) की आपूर्ति का लक्ष्य नवंबर 2022 की मूल अनुसूची से पहले जून 2022 में हासिल कर लिया गया था। भारत सरकार ने राष्ट्रीय जैव ईंधन नीति – 2018 में संशोधन किया है, जिसने पेट्रोल में 20% इथेनॉल मिलाने के लक्ष्य को 2030 से घटाकर वित्त वर्ष 2025–26 कर दिया है।

220 करोड़ रुपए (लगभग) के एफडीआई निवेश के साथ चालू एशिया के सबसे बड़े कंप्रेस्ड बायोगैस (सीबीजी) संयंत्र का उद्घाटन सस्ते परिवहन के लिए सतत विकल्प (सतत) योजना के तहत अक्तूबर 2022 में संगरूर में किया गया था। संयंत्र का वर्तमान उत्पादन लगभग 6 टन प्रति दिन (टीपीडी) सीबीजी है, जिसकी अधिकतम क्षमता 33 टीपीडी सीबीजी का उत्पादन करने की है।

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

2.1 पंजीकरण एवं प्राधिकार

2.1.1 प्राधिकार संबंधी विनियामक ढांचा

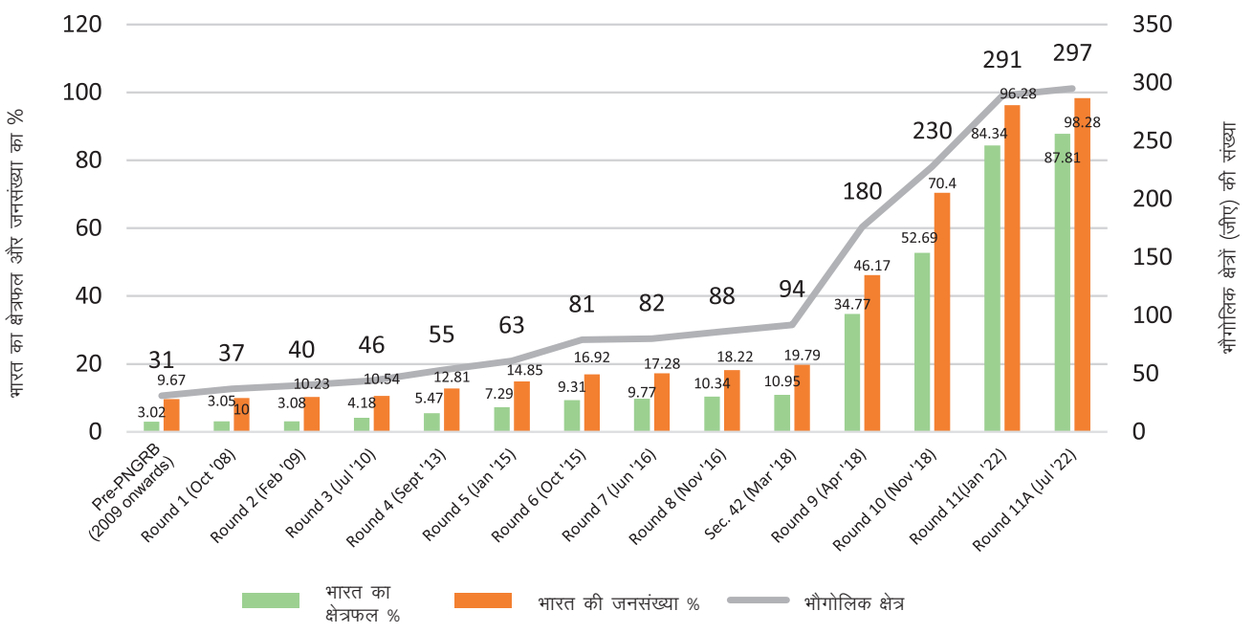
पीएनजीआरबी ने पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर अथवा स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्कों को बिछाने, निर्माण, प्रचालन अथवा विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना) विनियम, 2008 (सीजीडी प्राधिकार विनियम) को अधिसूचित किया था। इन विनियमों के अंतर्गत पीएनजीआरबी निम्नलिखित प्रक्रिया के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

(क) रुचि की अभिव्यक्ति (ईओआई) मार्ग: सीजीडी नेटवर्क का विस्तार करने की इच्छुक कोई भी कंपनी बोर्ड को रुचि की अभिव्यक्ति का प्रस्ताव भेज सकती है। प्रारंभिक मूल्यांकन के पश्चात् बोर्ड या तो एक खुला विज्ञापन जारी करता है या सार्वज. निक 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 अक्तूबर, 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 दिन1 अक्तूबर, 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 गई थी।



भारत में नगर गैस वितरण प्राधिकरण का स्नैपशॉट



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, अनुलग्नक–ख और अनुलग्नक–घ 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 प्राधिकार का स्नैपशॉट

सीजीडी प्राधिकारों की श्रेणी	% भारत का क्षेत्र		% भारत की जनसंख्या		भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	
	श्रेणी–वार	संचयी	श्रेणी–वार	संचयी	श्रेणी–वार	संचयी
पीएनजीआरबी–पूर्व (2009 के बाद)	3.02	3.02	9.67	9.67	31	31
दौर 1 (अक्तूबर '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	6	46
दौर 4 (सितंबर' 13)	1.29	5.47	2.27	12.81	9	55
दौर 5 (जनवरी '15)	1.82	7.29	2.04	14.85	8	63
दौर 6 (अक्तूबर '15)	2.02	9.31	2.07	16.92	18	81
दौर 7 (जून '16)	0.46	9.77	0.36	17.28	1	82
दौर 8 (नवंबर '16)	0.57	10.34	0.94	18.22	6	88
धारा 42 (मार्च '18)	0.61	10.95	1.57	19.79	6	94
दौर 9 (अप्रैल '18)	23.82	34.77	26.38	46.17	86	180
दौर 10 (नवंबर '18)	17.92	52.69	24.23	70.4	50	230
दौर 11 (जनवरी '22)	31.65	84.34	25.88	96.28	61	291
दौर 11क (जुलाई '22)	3.47	87.81	2	98.28	6	297

2.1.3 11वां और 11क सीजीडी बोली दौरः

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 है, 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 सुनवाई के लिए पब्लिक नोटिस जारी किए जा रहे थे। तथापि, अधिकांश संस्थाओं ने दिल्ली उच्च न्यायालय में पब्लिक 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।

2.1.6 भौगोलिक क्षेत्र के पीबीजी के मूल्य में कमी।

सीजीडी प्राधिकार विनियमों के विनियम 9 के अनुसार, पीएनजीआरबी ने एमडब्ल्यूपी लक्ष्यों की प्राप्त करने वाली संस्थाओं को प्रोत्सा. हित करने के लिए एमडब्ल्यूपी लक्ष्यों की उपलब्धि के बाद गेल गैस लिमिटेड (जीएजीएल) के लिए अधिकृत बेंगलुरु ग्रामीण और शहरी जिलों जीए के पीबीजी मूल्य को प्रारंभिक पीबीजी के 40% तक कम कर दिया है

2.1.7 सीजीडी नेटवर्क के विकास को सुविधाजनक बनाने के लिए राज्य का दौरा

सीजीडी परियोजनाओं के विकास को सुविधाजनक बनाने और सीजीडी नेटवर्क परियोजनाओं के कार्यान्वयन में तेजी लाने के लिए, बोर्ड के अध्यक्ष और सदस्यों द्वारा राज्य के मुख्य सचिवों और अन्य राज्य सरकार के अधिकारियों के साथ बैठकें आयोजित की गई हैं। वित्त वर्ष 22–23 के दौरान, बोर्ड ने **कर्नाटक, केरल और आंध्र प्रदेश राज्य** का दौरा किया और संबंधित मुख्य सचिव और अन्य अधिकारियों के साथ बातचीत की। संस्थाओं द्वारा यात्राओं के सकारात्मक परिणाम बताए गए हैं जैसे वैट शुल्क में कमी, सांविधिक मंजूरी का त्वरित समाधान, सरकारी अधिकारियों के साथ तालमेल में वृद्धि और कई राज्यों में सीजीडी नीतियों की शुरूआत। यह भी देखा गया है कि ये दौरे इन राज्यों में पाइपलाइन और सीजीडी नेटवर्क के समग्र विकास में सहायक रहे हैं।



श्री ए.के. तिवारी, सदस्य, पीएनजीआरबी आंध्र प्रदेश के मुख्य सचिव के साथ बातचीत करते हुए



श्री ए.के. तिवारी, सदस्य, पीएनजीआरबी कर्नाटक के मुख्य सचिव के साथ बातचीत करते हुए

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

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 पीएनजीआरबी ने पीएनजीआरबी ने (सीजीडी नेटवर्क के लिए एक्सेस कोड) विनियम, 2011 पीएनजीआरबी को निरस्त करने के बाद दिनांक 23.11.2020 को (सीजीडी नेटवर्क के लिए एक्सेस कोड), 2020 को अधिसूचित किया।

2.3 निर्बाध और पर्याप्त आपूर्ति पर निगरानी रखना

2.3.1 प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई:

पहले से प्राधिकृत सीजीडी भौगोलिक क्षेत्रों में पीएनजी/सीएनजी कवरेज के दायरे को बढ़ाने के उद्देश्य से, प्राधिकृत एजेंसियों को सौंपे गए न्यूनतम कार्य कार्यक्रम (एमडब्ल्यूपी) के अनुसार उनके कार्य–निष्पादन की निगरानी करने के लिए संबंधित भौगोलिक क्षेत्रों हेतु सीजीडी कंपनियों के साथ प्रगति समीक्षा बैठकें/सुनवाइयां आयोजित की गई थीं।

1 अप्रैल, 2022 से 31 मार्च, 2023 तककी 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
वित्त वर्ष 2022–23	11 और 11क सीजीडी बोली दौर में अधिकृत भौगोलिक क्षेत्रों के लिए लागू नहीं	30

2.3.3 कंपनियों द्वारा अधिकृत भौगोलिक क्षेत्र में सीजीडी नेटवर्क के कार्यान्वयन को सुव्यवस्थित करने के लिए, कोविड–19 के कारण अप्रत्याशित घटना के कारण 179 भौगोलिक क्षेत्रों के विकास के लिए 34 सीजीडी कंपनियों को समय विस्तार दिया गया है।

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 भारत में सीजीडी अवसंरचना की वर्तमान स्थिति

मापदंड	भारत में सीजीडी अवसंरचना					
	मार्च, 2018	मार्च, 2019	मार्च, 2020	मार्च, 2021	मार्च, 2022	मार्च, 2023
घरेलू पीएनजी कनेक्शन (लाख)	42.02	54.04	65.59	78.20	93.03	1,10.29
वाणिज्यिक पीएनजी कनेक्शन	27,260	28,085	30,703	32,339	34,854	37,772
औद्योगिक पीएनजी कनेक्शन	7,472	8,783	10,391	11,803	13,215	16,563
कुल पीएनजी कनेक्शन (लाख)	42.36	54.41	66	78.64	93.51	1,10.83
सीएनजी स्टेशन	1,315	1,742	2,187	3,094	4,433	5,665
स्टील पाइपलाइन (इंच–किमी)	44,362	48,715	65,534	93,112	1,29,599	1,56,929
एमडीपीई पाइपलाइन (इंच–किमी)	93,648	1,13,277	1,78,279	2,04,538	2,44,546	2,83,729



भाग 3: प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें (एनजीपीएल)

3.1 पंजीकरण एवं 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 जारी 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) स्वत: 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 अक्तूबर, 2007 से पहले प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार के लिए केंद्र सरकार द्वारा प्राधिकृत कपंनियों को केंद्र सरकार के प्राधिकार की स्वीकृति जारी करता है।

(घ) विनियम 18 के अंतर्गत: बोर्ड नियत दिन अर्थात् 1 अक्तूबर, 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 2022–23 में प्रदान किए गए प्राधिकार

वर्ष 2022–23 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	**विनियम 5 के तहत प्राधिकृत**				
1.	हजारीबाग–रांची प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एचआरपीएल)	हजारीबाग–रांची	**लंबाई:** 65 कि.मी. **क्षमता:** 1.03 एमएमसीएमडी **व्यास:** 8.625"	09.02.2023	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड
ख	**एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 21(1) के तहत अनुबंध कनेक्टिविटी**				
1.	जीआईएएल (इंडिया) लिमिटेड के जेएचबीडीपीएल के डोभी–दुर्गापुर खंड पर झरिया ब्लॉक–I के ईपीएस 1 से एसवी–28 तक अनुबंध कनेक्टिविटी।	जीआईएएल (इंडिया) लिमिटेड के जेएचबीडीपीएल के डोभी–दुर्गापुर खंड पर झरिया ब्लॉक–I के ईपीएस 1 से एसवी–28 तक	**लंबाई:** 9 कि.मी. **क्षमता:**0.79 एमएमएससीएमडी **व्यास:**6"	28.10.2022	प्रभा एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड
क्षमताओं में सामान्य वाहक क्षमता, जहां भी लागू हो, शामिल है।					

3.3 निविदा के अधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन

वर्ष 2022–23 के दौरान, पीएनजीआरबी ने निम्नलिखित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए बोली प्रक्रिया आरंभ की है:

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	मार्ग	विवरण (लंबाई, क्षमता)	बोली जमा करने की अंतिम तिथि
1	गुरदासपुर–जम्मू प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	गुरुदासपुर से जम्मू	लंबाईः 175 कि.मी. क्षमता2.0 एमएमएससीएमडी	08.05.2023

3.4 प्रक्रिया के अधीन रुचि की अभिव्यक्ति/प्रस्ताव

वर्ष 2022–23 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) विनियम, 2008 के तहत निम्नलिखित ईओआई/स्वतः संज्ञान/प्रस्ताव प्राप्त हुए है

क्र. सं.	शीर्षक	विवरण (लंबाई, क्षमता)	दिनांक
1	एन्नोर से पादुर/बार्शी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के विकास के लिए स्वतः संज्ञान प्रस्ताव।	विकल्प 1: मार्गः एन्नोर से पादुर तक लंबाईः 630 कि.मी. विकल्प 2: मार्गः एन्नोर से बार्शी तक लंबाईः 875	12.01.2023
2	दुलियाजान नुमालीगढ़ पाइपलाइन लिमिटेड द्वारा दुलियाजान से चंद्रपुर तक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, निर्माण और संचालन के लिए रुचि की अभिव्यक्ति	मार्गः दुलियाजान–जोरहाट–गोलाघाट–कार्बी आंगलोंग–नागांव–गुवाहाटी लंबाईः 500 कि.मी.	13.03.2023

3.5 परिवहन दरों का विनियमन

3.5.1 नियामक ढांचा

पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 11(ई)(ii) के अनुसार, पीएनजीआरबी को सामान्य वाहक या अनुबंध वाहक पाइपलाइन का उपयोग करने के लिए शिपर्स के लिए गैर–भेदभावपूर्ण टैरिफ सुनिश्चित करने के लिए सामान्य वाहक या अनुबंध वाहक पाइपलाइनों के लिए विनियमन द्वारा परिवहन दर को विनियमित करने का अधिकार है।

जहाज पीएनजीआरबी द्वारा बोली मार्ग के माध्यम से अधिकृत पाइपलाइनों के लिए परिवहन दरें बोली प्रक्रिया में निर्धारित की जाती हैं और पीएनजीआरबी की वेबसाइट पर उपलब्ध प्राधिकरण पत्र में निर्दिष्ट की जाती हैं।

बोली प्रक्रिया के अलावा अधिकृत पाइपलाइनों (यानी पहले से मौजूद पाइपलाइन और अधिनियम की धारा 42 के तहत अधिकृत पाइपलाइनों) के लिए परिवहन दरों के लिए, बोर्ड ने पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2008 को अधिसूचित किया है। इन विनियमों के संदर्भ में बोली मार्ग के अलावा अधिकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के संबंध में टैरिफ निर्धारित किया जाता है, मोटे तौर पर डीसीएफ पद्धति और कुछ अन्य मापदंडों को लागू करने वाली पूंजी पर 12% के कर–पश्चात रिटर्न पर विचार किया जाता है।



3.5.2 टैरिफ आदेश जारी

01.04.2022 से जारी/लागू प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क के लिए टैरिफ आदेश नीचे दिए गए हैं:

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	पीएनजीआरबी के टैरिफ आदेश की तिथि	22–23 (एमएमएससीएमडी) दौरान परिवहन किया गया वॉल्यूम	टैरिफ घोषित (₹/MMBTU)	पिछला टैरिफ (₹/MMBTU)
1	दादरी–पानीपत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	31-03-2022	4.25	11.18	16.46
2	हजीरा–अंकलेश्वर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	29-06-2022	0.74	5.69	9.34
3	कावेरी बेसिन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क				
क.	नरीमनन और कुथलम (एनकेएम) उप–नेटवर्क	28-07-2022	0.76	43.82	17.41
ख.	रामनाद (आरएमडी) उप–नेटवर्क	28-07-2022	1.09	9.63	16.63
4	अगरतला क्षेत्रीय प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	28-07-2022	0.97	1.02	45.89
5	डुकली – महाराजगंज प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	28-07-2022	0.02	27.41	46.37
6.	गेल इंडिया लिमिटेड की एकीकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन ("आईएनजीपीएल")	22-03-2023	लागू नहीं		लागू नहीं
	a. एचवीजे(आई)		74.09	58.61	41.11
	b. डीयूपीएल–डीपीपीएल		16.48		37.78
	c. धबोल बेंगलुरु		1.85		45.38
	d. डीबीएनपीएल		7.53		14.04
	e. जेएचबीडीपीएल		4.98		63.46
	f. दक्षिण गुजरात – बड़ौदा उप नेटवर्क		2.02		27.59
	g. मुंबई क्षेत्रीय – ट्रॉम्बे आरसीएफ		2.83		25.15
	h. मुंबई क्षेत्रीय – उरणथालऊसर (UTU)		6.36		6.03
	i. सीजेएचपीएल		1.77		7.85
7.	उरान ट्रॉम्बे प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	22-03-2023	2.71	13.89	34.73
8.	एकीकृत टैरिफ (यूएफटी) और इसका क्षेत्रीय विभाजन	29-03-2023	लागू नहीं	73.93 Z1-39.45 Z2-74.97 Z3-99.90	लागू नहीं
9.	अगरतला क्षेत्रीय प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (कानूनी आदेश)	31-05-2023	0.97	2.06	1.02
10.	निम्न दबाव गुजरात गैस ग्रिड (एलपी गैस ग्रिड)	23-06-2023	4.98	4.07	4.08
11.	एकीकृत टैरिफ (यूएफटी) और इसका क्षेत्रीय विभाजन	28-06-2023	लागू नहीं	81.13 जैड1-40.00 जैड2-79.00 जैड3-114.52	73.93 जैड1-39.45 जैड2-74.97 जैड3-99.90

3.5.3 पीएनजीआरबी निम्नलिखित प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए टैरिफ की समीक्षा करने की प्रक्रिया में है:

(क) गेल की कोच्चि– कूटनाड –बैंगलोर–मैंगलोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन

(ख) गेल का गुजरात क्षेत्रीय प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क (बड़ौदा उप–नेटवर्क को छोड़कर)

(ग) जीएसपीएल का उच्च दबाव गुजरात गैस ग्रिड

(घ) गेल की केजी बेसिन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन

(ङ) आईजीजीएल की उत्तर पूर्व प्राकृतिक गैस पाइपलाइन ग्रिड

(च) पीआईएल की पूर्व पश्चिम प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (ईडब्ल्यूपीएल)

(छ) एजीसीएल का असम गैस पाइपलाइन नेटवर्क

3.5.4 पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2008 में निम्नलिखित प्रमुख संशोधन किए गए:

(क) 01.04.2023 से एकीकृत टैरिफ लागू किया गया। एकीकृत टैरिफ का अर्थ है राष्ट्रीय गैस ग्रिड प्रणाली में प्राकृतिक गैस के परिवहन के लिए यूनिट प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ, भारत के भीतर ऐसी सभी प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नेटवर्क जो एक दूसरे से जुड़े हुए हैं। एकीकृत टैरिफ कैस्केडिंग टैरिफ को खत्म कर देगा और ग्राहकों को प्राकृतिक गैस ग्रिड प्रणाली की कई इंटरकनेक्टेड पाइपलाइनों में किसी भी टर्मिनल/स्रोत से गैस प्राप्त करने में लचीलापन देगा और इस प्रकार उन्हें भौगोलिक स्थानों के संदर्भ में नुकसान को दूर करने में सक्षम बनाया जाएगा, विशेष रूप से भौगोलिक स्थानों में उपभोक्ताओं के लिए प्राकृतिक गैस के स्रोतों से बहुत दूर. एकीकृत टैरिफ के कार्यान्वयन के लिए निम्नलिखित संशोधन किए गए:

क. एकीकृत टैरिफ के लिए जोन की संख्या दो (2) जोन से बढ़कर तीन (3) जोन हो गई है।

ख. एकीकृत टैरिफ के पहले टैरिफ जोन के लिए टैरिफ दूसरे टैरिफ जोन के लिए 52.5% तय किया गया है और दूसरे टैरिफ जोन के लिए टैरिफ तीसरे टैरिफ जोन के टैरिफ का 75% होगा।

ग. निपटान तंत्र को विनियमों का हिस्सा बनाया गया है।

घ. नई इंटरकनेक्टेड पाइपलाइनों के चालू होने से, एकीकृत टैरिफ के लिए राष्ट्रीय गैस ग्रिड का विस्तार होता रहेगा।

(क) अन्य प्रमुख संशोधन:

क. एकीकृत टैरिफ के कार्यान्वयन को सरल बनाने के लिए इकाई स्तर पर एकीकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ पेश किया गया है। टैरिफ निर्धारण के प्रयोजन के लिए एकीकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के आर्थिक जीवन पर विचार प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के शेष आर्थिक जीवन के आधार पर किया जाएगा जो संचालन की नवीनतम कमीशनिंग तिथि के साथ ऐसी सूचीबद्ध एकीकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का हिस्सा है।

ख. कुछ मामलों को छोड़कर, टैरिफ निर्धारण के प्रयोजन के लिए अधिकृत क्षमता पर विचार। क्षमता में कोई भी परिवर्तन प्रचलित नियमों के अनुसार निपटाया जाएगा।

ग. वित्त वर्ष 2019–20 के स्थान पर वित्त वर्ष 2022–23 से टैरिफ के लिए आयकर की न्यूनतम नाममात्र दर पर विचार किया जाएगा।

घ. स्वीकार्य परिचालन लागत में संशोधन:

i. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के टैरिफ निर्धारण के लिए विभाजक के रूप में मानी जाने वाली प्राकृतिक गैस की मात्रा के अधिकतम 2% के अधीन एसयूजी लागत पर विचार किया जाएगा।

ii. एचपी एचटी गैस के लिए पीएफसी द्वारा घोषित अधिकतम गैस कीमत और लागू ट्रांसमिशन शुल्क के अधीन इकाई द्वारा वास्तविक मात्रा के 0.1% की दर से ओपेक्स के हिस्से के रूप में ट्रांसमिशन हानि की अनुमति दी गई है।



iii. विविध आयः यदि वास्तविक राजस्व पर विचार करते हुए, समीक्षा की तिथि पर इकाई द्वारा अर्जित रिटर्न अनुमत रिटर्न दर से अधिक होता है, तो समीक्षा की तिथि पर इकाई द्वारा वापसी की अनुमत दर तक अर्जित रिटर्न को बराबर बनाने के लिए टैरिफ में समायोजन किया जाएगा।

ङ. वॉल्यूम विभाजक में संशोधनः

i. पहले 5 वर्षों की अवधि के लिए रैंप–अप का लाभ संचालन के पहले 10 वर्षों और किसी भी बाद के विस्तार (विस्तार के अलावा जिस पर खंड 6 (1) (सी) लागू है) तक बढ़ाया जाता है ।

ii. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में किसी भी नए प्राकृतिक गैस स्रोत को जोड़ने के मामले में, जो 01.04.2020 और उसके बाद कभी भी आता है, ऐसे नए स्रोत के जुड़ने के कारण पाइपलाइन की क्षमता में कोई भी वृद्धि, यदि कोई हो, पर विचार नहीं किया जाएगा। संबंधित स्रोत के कारण पाइपलाइन कनेक्टिविटी के चालू होने की तारीख से पांच साल की अवधि के लिए टैरिफ निर्धारण।

iii. क्षमता में 10 प्रतिशत या अधिक विस्तार के कारण टैरिफ पर लगी सीमा को हटाना। इसके अलावा, पहले जारी एक स्पष्टीकरण कि दो प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के बीच किसी भी अंतरसंबंध को विस्तार या विस्तार या कनेक्टिविटी में बंधन के रूप में नहीं माना जाएगा, को भी हटा दिया गया है।

iv. समायोजन खंड 6 (1) के अनुसार मानी जाने वाली मानक मात्रा में किया जाएगा, जहां मानक वास्तविक मात्रा से अधिक है। समायोजन की सीमा पाइपलाइन के आर्थिक जीवन के किसी भी वर्ष में मानी जाने वाली मानक मात्रा से अधिक वास्तविक मात्रा के बीच के अंतर तक अधिकतम होगी।

च. प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के मामले में टैरिफ जोन पर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ को विभाजित करने के उद्देश्य से, बोर्ड, आदेश द्वारा, टैरिफ विनियमन में निर्दिष्ट प्रावधानों के अनुसार इस संबंध में सार्वजनिक परामर्श प्रक्रिया को अपनाने के बाद टैरिफ जोन को सरल और कम करने पर विचार कर सकता है।

छ. प्राकृतिक गैस के बंटवारे के उद्देश्य से टैरिफ में क्रमिक वार्षिक वृद्धि और टैरिफ क्षेत्रों की संख्या में कमी के प्रावधान की शुरूआत।

3.6 प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाईः

प्राधिकार प्रदान करने के बाद, पीएनजीआरबी बोर्ड प्राधिकृत की गई पाइपलाइनों की परियोजनाओं को पूरा करवाने के लिए निरंतर उनकी निगरानी करता है। इसप्रयोजन के लिए 1 अप्रैल, 2022 से 31 मार्च, 2023 तक की अवधि के दौरान प्राधिकृत कंपनियों के साथ **अनुलग्नक 'च'** में दिए गए विवरण के अनुसार प्रगति समीक्षा बैठकें/सुनवाई आयोजित की गई थीं।

3.7 अधिकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की समापन अनुसूची का विस्तार

पीएनजीआरबी ने 1 अप्रैल, 2022 से 31 मार्च, 2023 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.	पाइपलाइन का नाम	कंपनी का नाम	समापन की अनुसूचित तारीख	तक बढ़ाया गया
1	कोच्चि–कुट्टनाड–मैंगलोर–बैंगलोर एनजीपीएल	गेल इंडिया लिमिटेड	28.02.2022	30.09.2022
2	चैनसा–झज्जर–हिसार एनजीपीएल	गेल इंडिया लिमिटेड	31.12.2021	31.12.2022
3	जगदीशपुर–हल्दिया–बोकारो–धामरा, बरौनी–गुवाहाटी और धामरा–हल्दिया एनजीपीएल (एकीकृत जेएचबीडीपीएल)	गेल इंडिया लिमिटेड	31.12.2021	30.06.2023
4	श्रीकाकुलम–अंगुल एनजीपीएल	गेल इंडिया लिमिटेड	31.07.2022	31.07.2023
5	दादरी–बवाना–नांगल एनजीपीएल	गेल इंडिया लिमिटेड	31.03.2022	31.12.2022
6	काकीनाडा–श्रीकाकुलम एनजीपीएल	आंध्र प्रदेश गैस डिस्ट्रीब्यूशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड	चरण–I के लिए 30.06.2021 चरण–II के लिए 30.06.2022	30.06.2024
7	काकीनाडा–विजयवाड़ा–नेल्लोर एनजीपीएल	आईएमसी लिमिटेड	18.02.2021	31.03.2024
8	कनाई छाता से पानीतार एनजीपीएल	हुगली पाइपलाइन प्रा. लिमिटेड	07.07.2022	31.05.2023
9	एन्नोर–तूतीकोरिन एनजीपीएल	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	28.02.2022	संपूर्ण ईटीपीएल – जून 2022 आसनूर से कराईकलः नवंबर 2023 त्रिची से नागपट्टिनमः अगस्त 2023

3.8 प्राधिकार रद्द करना

वित्त वर्ष 2022–23 के दौरान केवल एक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन, अर्थात जयगढ़–मैंगलोर, जो एच–एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड को अधिकृत थी, रद्द कर दी गई है।

3.9 चालू प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का विवरण और निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें

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

3.10 भारत का गैस अवसंरचना मानचित्र



3.11 प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की क्षमता का निर्धारण

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

भाग 4: पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें (पीपीपीएल)

4.1 पंजीकरण एवं 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 औरपेट्रोलियम 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 2022–23 में दिए गए प्राधिकार:–

वर्ष 2022–23 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
पीपीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 5 के तहत अधिकृत					
1.	पियाला–जेवर पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एटीएफ) पाइपलाइन	बीपीसीएल टर्मिनल, पियाला से जेवर अंतरराष्ट्रीय हवाई अड्डे में एएफएस तक	**लंबाई:**34 कि.मी. **व्यास:** 14" **क्षमता:**4.58 एमएमटीपीए	09.02.2023	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड
2.	हल्दिया से पानागढ़ पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एलपीजी) पाइपलाइन	हिंदुस्तान एजिस एलपीजी आयात टर्मिनल, हल्दिया से पानागढ़ में एचपीसीएल एलपीजी प्लांट तक	**लंबाई:**215 कि.मी **व्यास:** 10" **क्षमता:**1.45 एमएमटीपीए	09.11.2022	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड
3.	जवाहरलाल नेहरू पोर्ट ट्रस्ट (जेएनपीटी) – नवी मुंबई अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डा पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एटीएफ) पाइपलाइन	जेएनपीटी से नवी मुंबई अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डा	**लंबाई:** 22 किमी **व्यास:** 14'' **क्षमता:** 4.45 एमएमटीपीए	22.08.2022	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड

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

वर्ष 2022–23 के दौरान, पीएनजीआरबी ने निम्नलिखित पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए बोली प्रक्रिया शूरू की है:



क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	मार्ग	विवरण (लंबाई, क्षमता)	बोली प्रस्तुत करने की अंतिम तिथि
1	मलकापुर टर्मिनल से हैदराबाद अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डा पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एटीएफ) पाइपलाइन	मलकापुर टर्मिनल से हैदराबाद अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डा	**लंबाई:** 59 कि.मी. **क्षमता:** 0.75 एमएमटीपीए	27.02.2023
2.	हसन–चित्रदुर्ग पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन*	हसन – चित्रदुर्ग	**लंबाई:** 193 कि.मी. **क्षमता:** 1.00 एमएमटीपीए	27.01.2023
3.	एन्नोर–मदुरै पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एलपीजी) पाइपलाइन*	एन्नोर – मदुरै	**लंबाई:** 526 कि.मी. **क्षमता:** 1.00 एमएमटीपीए	02.08.2022

*हसन–चित्रदुर्ग पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन और एन्नोर–मदुरै पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एलपीजी) पाइपलाइन के लिए कोई बोली प्राप्त नहीं हुई।

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 1.4.2022 से निम्नलिखित टैरिफ आदेश जारी किए हैं

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	पाइपलाइन कंपनी	आदेश की तारीख
1	उरण–चाकन–शिकरापुर पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	16-06-2022

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, 2022 से 31 मार्च, 2023 की अवधि के दौरान प्राधिकृत संस्थाओं के साथ प्रगति समीक्षा बैठकें/सुनवाई की गई जिसका विवरण **अनुलग्नक–I** में दिया गया है:

4.4 प्राधिकृत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों की समापन सूची का विस्तार

1 अप्रैल, 2022 से 31मार्च, 2023तक 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	31.12.2022	31.12.2023
2	मुंद्रा–कांडला	अदानी पोर्ट्स विशष आर्थिक क्षेत्र	27.03.2021	30.09.2022
3	इरुगुर–देवांगोंथी	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	31.10.2021	31.12.2025
4	कोच्चि–कोयंबटूर–इरोड–सलेम	कोच्चि–सलेम पाइपलाइन प्राइवेट लिमिटेड	28.02.2022	28.02.2023 केरल खंड, 28.02.2024 तमिलनाडु खंड
5	हसन–चेरलापल्ली	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	23.06.2022	23.01.2023

4.5 प्रचालन/निर्माण के अंतर्गत पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें

31.03.2023 तक प्रचालन और निर्माणाधीन पेट्रोलियम उत्पादों की पाइपलाइनों का विवरण **अनुलग्नक–ज** में दिया गया है।



भाग 5: गैस व्यापार विनिमय

5.1 विनियामक ढांचा

बोर्ड ने पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (गैस विनिमय) विनियम, 2020 को पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 42(2) के तहत 1 जुलाई, 2020 को केंद्र सरकार द्वारा जारी निर्देश के अनुपालन में बनाया, जिसमें पीएनजीआरबी को धारा 11(ञ) के अंतर्गत गैस व्यापार विनिमय(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 विनिमय और समाशोधन कॉर्पोरेशनों की स्थापना और प्रचालन को विनियमित करने के लिए 28 सितंबर, 2020 को इन विनियमों को अधिसूचित किया गया था। गैस विनिमय 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 में संशोधन किया गया और 6 मई 2022 को 6 क्षेत्रीय गैस हबों के निर्माण, वर्तमान गैस हबों के नाम को वितरण बिंदुओं के रूप में बदलने और नए वितरण बिंदुओं के निर्माण के लिए अधिसूचित किया गया।इसके अलावा, गैस विनिमय पर अधिकतम कीमत पर घरेलू गैस की बिक्री को सक्षम करने के लिए नियमों में भी संशोधन किया गया।

5.2 प्रथम गैस विनिमय का प्राधिकार

इन विनियमों के तहत, पीएनजीआरबी द्वारा इंडियन गैस एक्सचेंज लिमिटेड (आईजीएक्स) को 02.12.2020 को प्रथम गैस एक्सचेंज के रूप में अधिकृत किया गया है। अपने अस्तित्व में आने के 2 वर्षों से कुछ अधिक की अवधि के दौरान, आईजीएक्स पर व्यापार मात्रा में महत्वपूर्ण सुधार देखा गया। वित्त वर्ष 2021–22 में 10.13 लाख एमएमबीटीयू की तुलना में वित्त वर्ष 2022–23 में औसत मासिक मात्रा बढ़कर 42.38 लाख एमएमबीटीयू हो गई, जिसका मुख्य कारण गैस एक्सचेंज में घरेलू अधिकतम सीमा मूल्य गैस के व्यापार की शुरुआत थी। वित्तीय वर्ष 2022–23 के दौरान, भारित औसत मासिक कीमतें नवंबर, 2022 में रु. 1115/एमएमबीटीयू, अगस्त, 2022 में रु. 2116/एमएमबीटीयू तक काफी अस्थिर बनी हुई हैं।

भाग 6: तकनीकी मानक

6.1 विनियामक ढांचा

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

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

6.2 सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों का विकास

6.2.1 तकनीकी मानकों और विशिष्टताओं को अंतिम रूप देने की प्रक्रिया

सभी संस्थाओं के बीच विनियमन/मानकों के निर्माण, मानकों, कोडों और सर्वोत्तम प्रथाओं की एकरूपता, डाउनस्ट्रीम प्रतिष्ठानों की सुरक्षा, सार्वजनिक बुनियादी ढांचे और पर्यावरण को सुनिश्चित करने की दृष्टि से विभिन्न उप–समितियों का गठन किया गया है। बोर्ड ने इन उप–समितियों में न केवल इस क्षेत्र में काम करने वाली संस्थाओं को बल्कि संबंधित सरकारी एजेंसियों, उद्योग निकायों, तकनीकी संस्थानों आदि को भी प्रतिनिधित्व देने का प्रयास किया है। उप–समितियाँ प्रचलित राष्ट्रीय/अंतर्राष्ट्रीय मानकों, उद्योग प्रथाओं का अध्ययन करती हैं। विषय वस्तु पर तकनीकी प्रगति आदि और सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टताओं के विकास की प्रक्रिया पर पीएनजीआरबी विनियमों में विस्तृत प्रावधानों के अनुसार मसौदा मानक तैयार करना।

संबंधित उप–समितियों/उप–समूहों द्वारा अंतिम रूप दिए गए मसौदा नियमों पर बोर्ड के भीतर विचार–विमर्श किया जाता है। संशोधन के बाद, यदि कोई हो, और बोर्ड द्वारा मसौदे की मंजूरी के बाद, मसौदा नियमों को सार्वजनिक परामर्श के लिए पीएनजीआरबी की वेबसाइट पर वेबहोस्ट किया जाता है। जनता के साथ–साथ हितधारकों से सुझाव/टिप्पणियाँ प्राप्त करने के बाद, पीएनजीआरबी विभिन्न टिप्पणियों और सुझावों पर विचार–विमर्श के लिए एक ओपन हाउस आयोजित करता है। ओपन हाउस चर्चाओं के आधार पर , मसौदा नियमों को अंतिम रूप दिया जाता है, कानूनी रूप से जांचा जाता है, हिंदी में अनुवाद किया जाता है और अनुमोदन और औपचारिक अधिसूचना के लिए बोर्ड द्वारा विचार किया जाता है।

6.2.2 सुरक्षा मानकों सहित निम्नलिखित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों को मार्च, 2023 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),
ix. पेट्रोलियम संस्थापन (2020) और
x. पेट्रोलियम रिफाइनरियां और गैस प्रोसेसिंग संयंत्र (2023)



6.3 सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टियों 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, 2023 तक निम्नलिखित संशोधन किए गए थेः

पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्कों केलिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन विनियम, 2009,

i. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्कों केलिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन विनियम, 2014,

ii. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्कों केलिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन, 2015

iii. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्कों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन विनियम, 2016,

iv. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय गैस वितरण नेटवर्कों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियाँ) संशोधन विनियम, 2016,

v. पीएनजीआरबी (नगरया स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2019,

vi. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2020

vii. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) दूसरा संशोधन विनियम, 2020

viii. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2021,

ix. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2012,

x. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2014,

xi. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2015,

xii. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2018,

xiii. पीएनजीआरबी (प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2020,

xiv. पीएनजीआरबी (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2017,

xv. पीएनजीआरबी (ऑटोमोटिव ईंधन के वितरण के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2020,

xvi. पीएनजीआरबी(ऑटोमोटिव ईंधन के वितरण के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विनिर्देश) संशोधन विनियम, 2022,

क) पूर्वनिर्मित आईएसओ कंटेनरों का उपयोग करके प्रतिष्ठानों से तरलीकृत प्राकृतिक गैस (एलएनजी) का वितरण और तरलीकृत प्राकृतिक गैस (एलएनजी) का मोबाइल वितरण,

ख) हाई स्पीड डीजल की घर–घर डिलीवरी,

ग) आरओ में इलेक्ट्रिक वाहन (ईवी) चार्जिंग और बैटरी स्वैप सुविधाओं की स्थापना, और

घ) मोबाइल रिफ्यूलिंग यूनिट (एमआरयू) से संपीड़ित प्राकृतिक गैस (सीएनजी) का वितरण।

पीएनजीआरबी (आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) के लिए प्रथा संहिता) संशोधन विनियम, 2015

xvii. पीएनजीआरबी (आपातकालीन प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) के लिए प्रथा संहिता)संशोधन विनियम, 2020

xviii. पीएनजीआरबी (सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों के विकास की प्रक्रिया और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2015,

xix. पीएनजीआरबी (तकनीकी मानकों के विकास की प्रक्रिया और सुरक्षा मानकों सहित विशिष्टताए) संशोधन विनियम, 2020

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

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

xxii. पीएनजीआरबी (पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का क्षमता निर्धारण) संशोधन विनियम, 2015,

xxiii. पीएनजीआरबी (पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का क्षमता निर्धारण) संशोधन विनियम, 2022,

xxiv. पीएनजीआरबी (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क का क्षमता निर्धारण) संशोधन विनियम, 2020.

xxv. पीएनजीआरबी (तृतीय पक्ष अनुरूपता मूल्यांकन) संशोधन विनियम, 2021.

xxvi. पीएनजीआरबी (तरलीकृत प्राकृतिक गैस सुविधाओं के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2023, और

xxvii. पीएनजीआरबी (पेट्रोलियम प्रतिष्ठानों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2023

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, पीएनजीआरबी {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, प्रौसेसिंग, भंडारण, रखरखाव, परिवहन, वितरण, पेट्रोलियम वितरण आदि जैसे सभी डाउनस्ट्रीम पेट्रोलियम क्रियाकलापों पर लागू होते हैं।

6.4.2 ईआरडीएमपी विनियम, 2010 की अनुसूची–। के अनुसरण में मिडस्ट्रीम और डाउनस्ट्रीम तेल और गैस क्षेत्रों की कंपनियों को प्रमाणित तृतीय पक्षनिरीक्षक 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 सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों और विशिष्टताओं के अनुपालन की निगरानी पीएनजीआरबी (तृतीय पक्ष अनुरूपता मूल्यांकन) विनियम, 2015 के अनुरूप उनकी तकनीकी क्षमता आदि के मूल्यांकन के माध्यम से पैनल में शामिल तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसियों (टीपीआईए) द्वारा या सीधे बोर्ड द्वारा किए गए निरीक्षणों के माध्यम से की जाती है। ये विनियम अन्य बातों के साथ–साथ टीपीआईए के लिए एक मान्यता–प्राप्त निकाय द्वारा मान्यता की आवश्यकताएं प्रदान करते हैं, जो वर्तमान में प्रमाणन निकायों के लिए राष्ट्रीय प्रत्यायन बोर्ड (एनएबीसीबी), आईएसओ/आईईसी 17020 या किसी अन्य उपयुक्त मानक और/या बोर्ड द्वारा अनुमोदित किसी अन्य तंत्र के अनुसार यह सुनिश्चित करते हैं कि उपर्युक्त पीएनजीआरबी नियमों के अनुपालन हेतु उनकी क्षमता, अखंडता, निष्पक्षता आदि का निरीक्षण किया जाएगा। 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 उतरदायित्व स्वयं कंपनी का ही होता है।

6.5.2 पीएनजीआरबी को तृतीय पक्ष अनुरूपता आकलन पर अपने विनियमों का समर्थन करने के लिए मान्यता सेवाएं प्रदान करने हेतु पीएनजीआरबी और विशष रूप से क्यूसीआई के बीच सहयोग के लिए क्वालिटी कांउसिल आफ इंडिया (क्यूसीआई) के साथ एक समझौता–ज्ञापन पर हस्ताक्षर किए गए हैं। तदनुसार, बोर्ड द्वारा पैनल में रखी गई तृतीय पक्ष निरीक्षण एजेंसियों को आईएसओ 17020 के अनुसार मान्यता दीजाएगी। 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 सुदृढ़ 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, 2022 तक पैनलबद्धता	अप्रैल, 2022 से मार्च, 2023 के दौरान पैनलबद्धता	अप्रैल, 2022 से मार्च, 2023 तक के दौरान समाप्त पैनलबद्धता	अप्रैल, 2023 से जून, 2023 के दौरान पैनलबद्धता	अप्रैल, 2023 से जून, 2023 के दौरान समाप्त पैनलबद्धता	जून, 2023 को पैनलबद्धता
टी4एस विनियम						
नगर गैस वितरण नेटवर्क	22	32	18	3	4	35
प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	20	25	18	5	2	30
पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	13	20	10	2	2	23
एलएनजी सुविधाएं	13	14	11	2	1	17
एलपीजी भंडारण, रखरखाव और बॉटलिंग सुविधाएं	14	15	13	3	1	18
पेट्रोलियम संस्थापन	9	15	9	1	0	16

क्षेत्र	मार्च, 2022 तक पैनलबद्धता	अप्रैल, 2022 से मार्च, 2023 के दौरान पैनलबद्धता	अप्रैल, 2022 से मार्च, 2023 तक के दौरान समाप्त पैनलबद्धता	अप्रैल, 2023 से जून, 2023 के दौरान पैनलबद्धता	अप्रैल, 2023 से जून, 2023 के दौरान समाप्त पैनलबद्धता	जून, 2023 को पैनलबद्धता
आईएमएस विनियम						
सीजीडी नेटवर्क	12	11	11	4	1	15
प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	11	10	10	4	1	14
पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	0	4	0	3	1	6
ईआरडीएमपी विनियम						
ईआरडीएमपी	12	18	10	3	2	21

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, 2022 से मार्च, 2023 तक की अवधि के दौरान की गई लेखा परीक्षा/निरीक्षण/प्रमाणन को दर्शाती है:

क्र.सं.	क्षेत्र	मार्च, 2022 तक	अप्रैल, 2022 से मार्च, 2023			कुल
			टी4एस	आईएमएस	उप–योग	
1	नगर गैस वितरण नेटवर्क	265	76	78	154	419
2	प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	159	26	17	43	202
3	पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	78	35	2	37	115
4	एलपीजी भंडारण, रखरखाव और बॉटलिंग सुविधाएं	142	114	0	114	256
5	एलएनजी सुविधाएं	2	3	0	3	5
6	पेट्रोलियम स्थापनाएं	0	155	0	155	155
कुल		**646**	**409**	**97**	**506**	**1152**
7	ईआरडीएमपी	1874	-	-	306	2180
कुल योग		**2520**	**409**	**97**	**812**	**3332**

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, 2022	अप्रैल, 2022 से मार्च, 2023	कुल
1	नगर गैस वितरण नेटवर्क	4	3	7
2	प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	2	1	3
3	पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	7	1	8
4	तरलीकृत प्राकृतिक गैस सुविधाएं	4	0	4
5	पेट्रोलियम स्थापनाएं	0	1	1
6	तरलीकृत पेट्रोलियम गैस	0	4	4

6.5.6 नगर गैस वितरण नेटवर्कों, प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों, पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों, स्थापनाओं आदि में दुर्घटनाओं के लिए घटना डेटाबेस रखा जाता है और विवरण, पर्यवेक्षण, कारण औरसीख 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 पीएनजीआरबी 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, 2022 से मार्च, 2023 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, 2022 से मार्च, 2023	223685	24418	41	28	21

इसके अलावा, 2022–23 के दौरान 268 सड़क दुर्घटनाएं हुई जिसके परिणामस्वरूप 157 मौतें हुईं और 174 लोग घायल हुए।

6.5.7 वर्ष के दौरान निम्नलिखित घटनाओं के लिए कमियों की पहचान करने, विफलता का कारण स्थापित करने और घटनाओं की पुनरावृत्ति को रोकने के लिए उपचारात्मक उपाय सुझाने के लिए जांच समितियां गठित की गईं:

i. भोपाल में बीपीसीएल की पेट्रोलियम स्थापना में बड़ी घटना 21.10.2022 को हुई।

ii. ओडिशा में गेल की प्राकृतिक गैस पाइपलाइन में बड़ी घटना 04.02.2023 को 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 अखंडता प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस)

6.6.1 आईएमएस 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 अखंडता प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2012

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

ग) पीएनजीआरबी (पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए अखंडता प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2021

6.6.2 आईएमएस दस्तावेज प्रस्तुत करने की स्थिति इस प्रकार है:

क्षेत्र	अप्रैल, 2022 से मार्च, 2023 तक कई सुविधाओं के लिए प्राप्त दस्तावेज
नगर गैस वितरण नेटवर्क	78
प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	17
पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनें	2

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 फैडरेशन 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 पैनल में मान्यता–प्राप्त टीपीआईए हेतु तथा ईआरडीएमपी विनियमों के लिए जनवरी, 2021 में क्षमता निर्माण कार्यशाला का आयोजन शामिल था, ताकि प्रमाणपत्रों की प्रक्रिया में एकरूपता लाने तथा पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों और प्राकृतिक गैस से निपटने वाली सुविधाओं/प्रतिष्ठानों पर सुरक्षा मानकों के उच्चतम मानकों को बनाए रखा जा सके।

हाल की घटनाओं और उनकी सीख, चुनौतियों, विकास और नई तकनीक आदि के बारे में उद्योग के पेशेवरों में जागरूकता फैलाने के लिए, पीएनजीआरबी ने संस्थाओं के सहयोग से वित्त वर्ष 2022–2023 के दौरान डाउनस्ट्रीम अनुभाग के विभिन्न क्षेत्रों पर कई ज्ञान साझाकरण कार्यशाला/वेबिनार/कार्यशाला का आयोजन किया। सूची इस प्रकार है:–



1) प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एनजीपीएल) इकाइयों के लिए ज्ञान साझा करने की कार्यशाला 10 जून 2022 को नोएडा में आयोजित की गई।



2) 18 अगस्त 2022 को जयपुर में डाउनस्ट्रीम तेल और गैस उद्योग में सुरक्षा को मजबूत करने पर ज्ञान साझाकरण कार्यशाला, और



3) 27–28 फरवरी 2023 को विशाखापत्तनम, आंध्र प्रदेश में पेट्रोलियम रिफाइनरियों पर ज्ञान साझाकरण कार्यशाला आयोजित की गई।

सूचना, परामर्श, प्रशिक्षण और तकनीकी सहायता के आदान–प्रदान के लिए, भारत की राष्ट्रीय प्राकृतिक गैस पाइपलाइन का अध्ययन और मानकों/विनियमों और अनुरूपता मूल्यांकन के ज्ञान को साझा करने के लिए पीएनजीआरबी किसके सहयोग से है:–

1) एफईआरसी– संघीय ऊर्जा नियामक आयोग, यूएसए
2) यूएसटीडीए– अमेरिकी व्यापार और विकास एजेंसी
3) एएसएमई– अमेरिकन सोसाइटी ऑफ मैकेनिकल इंजीनियर्स
4) ईआईएल–इंजीनियर्स इंडिया लिमिटेड

सरकार के अनुरूप. स्वच्छ ऊर्जा स्रोत के रूप में हाइड्रोजन को बढ़ावा देने के भारत के दृष्टिकोण के तहत, पीएनजीआरबी ने 3 जीए (यानी एमपी में इंदौर, गुजरात में कावास और असम में जोरहाट) के लिए प्राकृतिक गैस में हाइड्रोजन के परीक्षण सम्मिश्रण परियोजनाओं के लिए एनओसी जारी की है।

पीएनजीआरबी ने विनियमों के अनुरूप प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की क्षमता मूल्यांकन के लिए 05 अप्रैल 2022 को ईआईएल के साथ समझौता ज्ञापन में प्रवेश किया है । इस एमओयू के तहत 2022–23 में पांच प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए क्षमता मूल्यांकन कार्य प्रदान किया गया, यानी गेल की छायंसा–झज्जर–हिसार प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (सीजेएचपीएल), केजी बेसिन एनजीपीएल (केजीबीएनजीएल) नेटवर्क, गुजरात प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क और कावेरी बेसिन नरीमनम। –कुथलम (एनकेएम) उप–नेटवर्क और जीएसपीएल की गुजरात एचपी गैस ग्रिड प्राकृतिक गैस पाइपलाइन।





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 उपभोक्ताकी 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 (31.03.2023 तक)

क्र. सं.	मामला संख्या	मामला विवरण	टिप्पणियां
1.	विधि/31/2013	जीएमआर वेमागिरी पावर जनरेशन लिमिटेड बनाम गेल (आई) लिमिटेड	न्यायाधीन
2	विधि/32/2013	जीएमआर एनर्जी लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	न्यायाधीन
3	विधि/33/2013	लैंको कोंडापाली पावर लिमिटेड बनाम गेल (आई) लिमिटेड	न्यायाधीन
4	विधि/34/2013	कोनासीमा गैस लिमिटेड बनाम गेल (आई) लिमिटेड	न्यायाधीन
5	विधि/36/2013	जीवीके गौतमी पावर लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड	न्यायाधीन
6	विधि/42/2013	टाटा पावर दिल्ली डिस्ट्रीब्यूशन लिमिटेड बनाम गेल	न्यायाधीन
7	विधि/43/2013	रिलायंस इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड बनाम गेल	न्यायाधीन
8	विधि/60/2013	अपरावा एनर्जी प्रा. लिमिटेड (पूर्व में सीएलपी इंडिया लिमि. टेड) बनाम गुजराज स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड	न्यायाधीन
9	विधि/53/2013	एस्सार पावर लिमिटेड बनाम जीएसपीएल	न्यायाधीन
10	विधि/37/2013	जीवीके इंडस्ट्रीज लिमिटेड बनाम गेल	न्यायाधीन
11	विधि/245/2018	गुजरात गैस लिमिटेड बनाम अडानी गैस लिमिटेड	न्यायाधीन
12	विधि/11/2019	गुजरात स्टेट पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड बनाम गेल (इंडिया) लिमिटेड (2016 की अपील सं. 290 में एपीटीईएल से रिमांड पर)	न्यायाधीन
13	विधि/09/2019	साबरमती गैस लिमिटेड बनाम गेल	न्यायाधीन
14	विधि/10/2019	साबरमती गैस लिमिटेड बनाम गेल	न्यायाधीन
15	विधि/22/2021	थिंक गैस लुधियाना लिमिटेड बनाम जय मधोक एनर्जी प्रा. लिमिटेड	न्यायाधीन

क्र. सं.	मामला संख्या	मामला विवरण	टिप्पणियां
16	विधि/40/2021	थिंक गैस लुधियाना लिमिटेड बनाम जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	न्यायाधीन
17	विधि/16/2022	चरोतर गैस सहकारी मंडली लिमिटेड बनाम गुजरात गैस लिमिटेड	न्यायाधीन
18	विधि/22/2022	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड बनाम हरियाणा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन लिमिटेड	न्यायाधीन
19	विधि/23/2022	हरियाणा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन लिमिटेड बनाम इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड एवं अन्य	न्यायाधीन
20	विधि/28/2022	अदानी टोटल गैस लिमिटेड बनाम गुजरात गैस लिमिटेड	न्यायाधीन
21	विधि/29/2022	अदानी टोटल गैस लिमिटेड बनाम गुजरात गैस लिमिटेड	न्यायाधीन
22	विधि/30/2022	अदानी टोटल गैस लिमिटेड बनाम गुजरात गैस लिमिटेड	न्यायाधीन
23	विधि/31/2022	अदानी टोटल गैस लिमिटेड बनाम गुजरात गैस लिमिटेड	न्यायाधीन
24	विधि/03/2023 (पुराना संदर्भः विधि/26/2022)	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड बनाम जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	न्यायाधीन
25	विधि/04/2023 (पुराना संदर्भः विधि/27/2022)	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड बनाम जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	न्यायाधीन
26	विधि/13/2023	सेंट्रल यूपी गैस लिमिटेड बनाम एचपीसीएल	न्यायाधीन
27	विधि/02/2023	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड बनाम हरियाणा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन लिमिटेड और अन्य	न्यायाधीन
28	विधि/01/2023 (पुराना संदर्भः जी.एच. गेडिया बनाम पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड और 1 अन्य) नामक मामले में विशेष सिविल आवेदन सं. 4512/2015 में माननीय गुजरात उच्च न्यायालय द्वारा पारित आदेश दिनांक 07.11.2022 से उत्पन्न)	जी.एच. गेडिया बनाम मैसर्स साबरमती गैस लिमिटेड	न्यायाधीन
29	विधि/02/2023	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड बनाम हरियाणा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन लिमिटेड और अन्य	न्यायाधीन



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	श्री अनिल कुमार जैन	16 अक्तूबर, 2027 तक
2	सदस्य	श्री गजेंद्र सिंह	14 जून, 2025 तक
3	सदस्य	श्री अंजनी कुमार तिवारी	1 नवंबर, 2026 तक
4	सदस्य	श्री अजीत कुमार पांडे	26 सितंबर, 2023

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

क्र.सं.	पदनाम	नाम	कार्यकाल की अवधि
1	सचिव	श्रीमती वन्दना शर्मा	30 सितंबर, 2024

8.1.3 बोर्ड की बैठकें:

नीचे दिए गए विवरण के अनुसार 1 अप्रैल, 2022 से 31 मार्च, 2023 तक बारह बोर्ड बैठकें आयोजित की गईं:

क्र.सं.	बोर्ड की बैठक सं.	दिनांक
1	111वीं	27.04.2022
2	112वीं (आपातकाल)	11.05.2022
3	113वीं	09.06.2022
4	114वीं	27.06.2022
5	115वीं (आपातकाल)	30.06.2022
6	116वीं	23.08.2022
7	118वीं	21.09.2022
8	119वीं	27.10.2022
9	120वीं	11..11.2022
10	121वीं	06.01.2023
11	122वीं	17.03.2023
12	123वीं	27.03.2023

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	बेंच 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 पीएनजीआरबी (वेतन, भत्ते और अधिकारियों और कर्मचारियों की सेवा की अन्य शर्तें) नियम, 2020 को 1 अक्तूबर, 2020 को अधिसूचित किया गया था। तदनुसार, केंद्र सरकार से पीएनजीआरबी में अधिकारियों और कर्मचारियों की नियुक्ति की प्रक्रिया प्रतिनियुक्ति पर तथा वैकल्पिक रूप से अल्पकालिक संविदा आधार पर शुरू की गई थी। निम्नलिखित अधिकारियों और कर्मचारियों को केंद्र सरकार से प्रतिनियुक्त किया गया है:

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

निम्नलिखित अधिकारियों और कर्मचारियों को अल्पकालिक अनुबंध के आधार पर नियुक्त किया गया है:

क्र.सं.	स्वीकृत पदों का विवरण	केंद्र सरकार से प्रतिनियुक्ति पर गए अधिकारी/कर्मचारी
1	पीपीएस	1
2	बेंच अधिकारी	1
3	लेखाकार	1
	कुल	**3**

8.2.3 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, 2022 से 31 मार्च, 2023 की अवधि के दौरान बोर्ड द्वारा 10 परामर्शदाताओं की नियुक्ति की गई थी। 2023 को परामर्शदाताओं की स्थिति निम्नानुसार है:



प्रभाग	स्तर - I	स्तर - II	स्तर - III	स्तर - IV
विधि	4	1	-	-
तकनीकी (इंजी.)	16	-	-	-
वित्त	2	2	-	2
प्रशासन	3	2	-	-
कुल	**25**	**5**	**-**	**2**

8.2.4 मानव संसाधन विकास

निम्नलिखित प्रशिक्षण कार्यक्रमों के माध्यम से अधिकारियों/सलाहकारों का क्षमता निर्माणः

क) श्री अजीत कुमार पांडे, सदस्य (विधि) ने 15 दिसंबर, 2022 से कॉर्पोरेट विधि पर छमाही प्रमाणपत्र पाठ्यक्रम के 14वें बैच में भाग लिया।

ख) श्री अंकुर जैन, उप सलाहकार, श्री अभिषेक कुमार, सहायक परामर्शदाता, श्री ललित पंचपाल, सहायक परामर्शदाता और श्री आकाश नेगी, सहायक परामर्शदाता ने 28 दिसंबर, 2022 को एफओआईआर के तिमाही ऑनलाइन प्रमाणपत्र पाठ्यक्रम ''विनियामक शासन'' के 5वें बैच में भाग लिया।

ग) श्री पंकज भूटानी, संयुक्त सलाहकार और श्री जमुनालाल राउत, उप निदेशक ने 6–8 फरवरी, 2023 को बेंगलुरु में भारत ऊर्जा सप्ताह सम्मेलन में भाग लिया।

घ) लेफ्टिनेंट कर्नल पी.के. उनियाल, संयुक्त सलाहकार (निगरानी) और श्री जमुनालाल राउत, उप निदेशक (तकनीकी) ने जून, 2022 को एफओआईआर द्वारा आयोजित विनियामक शासन में तिमाही ऑनलाइन प्रमाणपत्र पाठ्यक्रम में भाग लिया।

ड.) श्री संयुक्त सलाहकार मोहम्मद तनवीर अख्तर ने 13–15 दिसंबर, 2022 के दौरान एफओआईआर के क्षमता निर्माण कार्यक्रम में भाग लिया।

च) श्री आर.के. शाही, उप सलाहकार ने 17 दिसंबर से 1 अप्रैल, 2023 के दौरान प्रतिस्पर्धा विधि और बाजार विनियमन में छमाही उन्नत व्यावसायिक पाठ्यक्रम में भाग लिया।

8.3 सूचना का अधिकार अधिनियम (आरटीआई), 2005

8.3.1 सूचना का अधिकार अधिनियम, 2005 (आरटीआई) का उद्देश्य एक पारदर्शी, उत्तरदायी, नागरिक–अनुकूल पद्धति के माध्यम से सुशासन के उद्देश्यों को पूरा करना तथा जनसाधारण को समस्त सूचना प्रदान करना है। सूचना का अधिकार अधिनियम प्रकोष्ठ की अध्यक्षता नोडल अधिकारी श्री अनिल कुमार गर्ग, संयुक्त सलाहकार द्वारा की जाती हैं जहाँ सूचना का अधिकार अधिनियम के अंतर्गत जानकारी प्राप्त करने के लिए आवेदन प्राप्त होते हैं। इसके अलावा, सूचना का अधिकार की सूचनाएं अब कार्मिक और प्रशिक्षण विभाग के ऑनलाइन आरटीआइएमआइएस पोर्टल से भी ली जा रही हैं।

8.3.2 संगठन का विवरण, इसके कार्य एवं कर्तव्य तथा सीपीआईओ और अपीलीय प्राधिकारी आदि का पदनाम आदि से संबंधित सूचना पब्लिक डोमेन पर प्रदर्शित की जाती है। 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 आरटीआई/अपीलों का विवरण इस प्रकार है:

अवधि	आरटीआई		अपील	
	प्राप्त	31.03.2021 को लंबित	प्राप्त	31.03.2021 को लंबित
1 अप्रैल, 2022 से 31 मार्च 2023	237	04	50	01

8.4 सतर्कता मामलेः

बोर्ड में 2022–23 के दौरान कोई भी सतर्कता मामला विचाराधीन या लंबित नहीं था।

8.5 राजभाषा का कार्यान्वयन और प्रोत्साहन

राजभाषा कार्यान्वयन और प्रोत्साहन के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड नियमित रूप से राजभाषा की तिमाही बैठकें आयोजित करता है। राजभाषा विभाग, गृह मंत्रालय द्वारा जारी वार्षिक कार्यक्रम के लक्ष्यों को प्राप्त करने के लिए हिंदी के उत्तरोत्तर प्रयोग पर चर्चा और समीक्षा करने के लिए राजभाषा कार्यान्वयन समिति की तिमाही बैठकें आयोजित की जाती हैं।

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 जाता है। राजभाषा विभाग द्वारा जारी वार्षिक कार्यक्रम के अनुसार मूल रूप से हिंदी में पत्राचार करने तथा हिंदी में टिप्पण लिखते हुए निर्धारित लक्ष्य को प्राप्त करने हेतु सभी स्तरों पर प्रयास किए जाते हैं। पीएनजीआरबी की वेबसाइट द्विभाषी है। वर्ष 2022–23 के दौरान राजभाषा नीति के क्रियान्वयन एवं राजभाषा के प्रयोग को बढ़ावा देने के लिए पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा विभिन्न गतिविधियों का आयोजन किया गया, जिसका विवरण इस प्रकार हैः–

हिन्दी पखवाड़े के अलावा, राजभाषा के प्रयोग को बढ़ावा देने हेतु अन्य गतिविधियाँः–

(क) पीएनजीआरबी में 22 जुलाई, 2022 को 'सोशल मीडिया वरदान या अभिशाप' विषय पर एक हिंदी निबंध प्रतियोगिता आयोजित की गई थी। 15 मार्च, 2023 को हिन्दी अनुवाद प्रतियोगिता का आयोजन किया गया जिसमें कार्मिकों ने उत्साहपूर्वक भाग लिया। इन प्रतियोगिताओं में उत्कृष्ट प्रदर्शन करने वाले प्रतिभागियों को पुरस्कार दिए गए।

(ख) कार्मिकों की हिंदी लेखन प्रतिभा और सृजनात्मकता को बढ़ाने के उद्देश्य से हिंदी गृह ई–पत्रिका "पीएनजीआरबी दर्पण" का द्वितीय संस्करण प्रकाशित किया गया था।

(ग) राजभाषा अधिनियम, 1963 की धारा 3(3) में उल्लिखित सभी प्रासंगिक दस्तावेज द्विभाषी अर्थात हिंदी और अंग्रेजी में जारी किए गए थे।

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

(ङ) कर्मचारियों की शब्दावली बढ़ाने के लिए, नोटिस बोर्ड पर साप्ताहिक आधार पर पांच नए अंग्रेजी शब्दों को उनके हिंदी अनुवाद के साथ प्रदर्शित किया जाता है।

8.6 विविध गतिविधियां

8.6.1 स्वच्छता पखवाड़ा (01-15 जुलाई 2022)

पीएनजीआरबी ने 1 से 15 जुलाई 2022 के दौरान विभिन्न गतिविधियों का आयोजन करके स्वच्छता पखवाड़ा मनाया। पीएनजीआरबी के सभी अधिकारियों और कर्मचारियों द्वारा स्वच्छता की शपथ ली गई। शपथ लेने से पहले महात्मा गांधी के सपने को याद किया गया। प्रतिभागियों ने प्रतिज्ञा की कि वे स्वच्छता के प्रति प्रतिबद्ध रहेंगे और इसके लिए समय देंगे। पीएनजीआरबी परिसर के अंदर और बाहर कई सफाई अभियान चलाए गए। अभियान में अधिकारियों एवं कर्मचारियों ने भी हिस्सा लिया और पुरानी वस्तुओं, बक्सों, फाइलों, कागज के कचरे, इलेक्ट्रॉनिक कचरे आदि का निपटान किया गया।



स्वच्छता पखवाड़ा के दौरान शपथ लेते हुए



सफाई अभियान में शामिल पीएनजीआरबी कर्मी

8.6.2 पीएनजीआरबी में अंतरराष्ट्रीय महिला दिवस मनाया गया

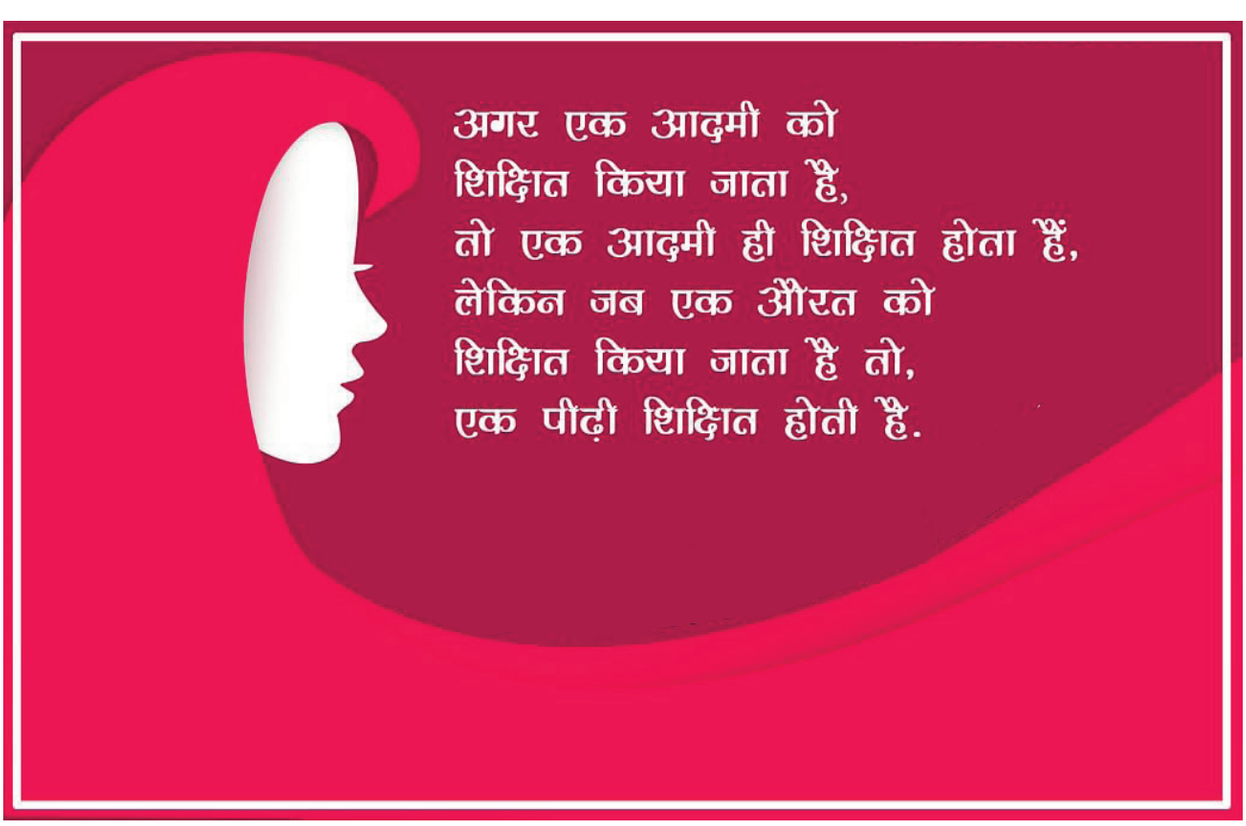
(क) अंतर्राष्ट्रीय महिला दिवस पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड, नई दिल्ली के सम्मेलन कक्ष में मनाया गया। इस वर्ष का विषय ''डिजिटॉलः लैंगिक समानता के लिए नवाचार और प्रौद्योगिकी'' था।



पीएनजीआरबी महिला कर्मचारी



सचिव, पीएनजीआरबी से पुरस्कार प्राप्त करती हुई विजेता



8.7 अंतर्राष्ट्रीय सहयोग

8.7.1. संघीय ऊर्जा नियामक आयोग((एफईआरसी) यूएसए के साथ समझौता ज्ञापनः

पीएनजीआरबी ने 14 मार्च, 2019 को ह्यूस्टन , अमेरिका में संघीय ऊर्जा नियामक आयोग, (एफईआरसी) यूएसए के साथ समझौता ज्ञापन (एमओयू) किया । प्राधिकर के नियामक अधिकार क्षेत्र के भीतर तेल और प्राकृतिक गैस क्षेत्रों में समझौता ज्ञापन के उद्देश्य हैं:

क) तेल और प्राकृतिक गैस क्षेत्रों से संबंधित एक–दूसरे के कानूनों, नियमों और विनियमों और इन क्षेत्रों को विनियमित करने में उनके अनुभवों के बारे में जानकारी का आदान–प्रदान करना ताकि सर्वोत्तम प्रथाओं के बारे में सीखा जा सके और उनके संबंधित देशों में प्रतिस्पर्धी बाजारों के विकास को बढ़ावा दिया जा सक।

ख) पारस्परिक हित के क्षेत्र पर परामर्श

ग) अनुरोध और व्यवहार्यता के अनुसार अन्य नियामक निकाय के कर्मियों को प्रशिक्षण प्रदान करना

घ) विनियामक मुद्दों पर तकनीकी क्षमताओं में सुधार करने के लिए तकनीकी सहायता सहित

i. निष्पक्ष व्यापार और प्रतिस्पर्धी बाजारों को बढ़ावा देने के लिए एक नियामक ढांचे का विकास

ii. सामान्य वाहक के लिए खुली पहुंच को विनियमित करने के लिए दिशानिर्देश

iii. टैरिफ का विकास

फरवरी, 2023 में पीएनजीआरबी में संघीय ऊर्जा विनियामक आयोग, अमेरिका के आयुक्त के साथ नियामकों के बीच सहयोग और भविष्य की रणनीतियों, दृष्टिकोण, हाइड्रोजन आदि पर चर्चा के लिए एक बैठक आयोजित की गई थी।

8.7.2 अमेरिकन सोसाइटी ऑफ मैकेनिकल इंजीनियर्स (एएसएमई) के साथ समझौता ज्ञापन

पीएनजीआरबी ने अमेरिकन सोसाइटी ऑफ मैकेनिकल इंजीनियर्स के साथ एक समझौता ज्ञापन में भी किया है:

i. दो संगठनों के बीच संचार की सुविधाएं;

ii. जहां संभव हो वहां कार्य प्रयासों के दोहराव से बचें

iii. मानकों / विनियमों और अनुरूपता मूल्यांकन प्रणालियों के ज्ञान का विकास करना

iv. भारत के भीतर तेल और गैस क्षेत्र में अनुरूपता मूल्यांकन और निरीक्षण के लिए आगे मानकों, प्रमाणन और नियामक विकास के लिए एएसएमई की मानक विशेषज्ञता का उपयोग करना।

देश में पाइपलाइन कर्मियों के सुरक्षित संचालन और क्षमता निर्माण के लिए तकनीकी मानकों के विकास, नई प्रौद्योगिकियों की शुरूआत आदि सहयोग पर जनवरी, 2023 में सीईओ, अमेरिकन सोसाइटी ऑफ मैकेनिकल इंजीनियर्स (एएसएमई) के साथ एक बैठक आयोजित की गई थी।

8.7.3 यूएस भारत कम उत्सर्जन गैस टास्क फोर्स

भारत की ऊर्जा बास्किट में गैस की हिस्सेदारी बढ़ाने के लिए यूएस इंडिया स्ट्रैटेजिक क्लीन एनर्जी पार्टनरशिप के तहत यूएस इंडिया गैस टास्क फोर्स का गठन किया गया था। इसके बाद, इस टास्क फोर्स का नाम बदलकर कम उत्सर्जन गैस टास्क फोर्स कर दिया गया, ताकि अन्य कम उत्सर्जन ऊर्जा विकल्प जैसे संपीड़ित बायो गैस, प्राकृतिक गैस में हाइड्रोजन का मिश्रण आदि के उपयोग पर ध्यान केंद्रित किया जा सके। श्री एस सी गुप्ता, संयुक्त सलाहकार, पीएनजीआरबी मार्किट एवं विनियामक उप–समिति के सह–अध्यक्ष हैं।

भारत–अमेरिका संयुक्त उप–समिति ने बुनियादी ढांचे के विकास, गैस मूल्य निर्धारण और विपणन स्वतंत्रता, पाइपलाइन पहुंच, गैस पाइपलाइनों के लिए आरओयू अधिग्रहण और गैस मार्किट और बुनियादी ढांचे के विकास को बढ़ावा देने के लिए गैस पाइपलाइन टैरिफ प्राधिकरण प्रक्रिया पर पांच दस्तावेजों को अंतिम रूप दिया है।



8.7.4 तंजानिया प्रतिनिधिमंडल का दौरा

तंजानिया के ऊर्जा मंत्री ने एक प्रतिनिधिमंडल के साथ खाना पकाने के क्षेत्र में एलपीजी और पीएनजी के उपयोग में भारत की सफलता की स्टोरी पर चर्चा करने और जानने के लिए फरवरी 2023 में पीएनजीआरबी का दौरा किया। प्रतिनिधिमंडल को पीएनजीआरबी की संरचना, इसकी पावॅर और कार्यों, विनियमों आदि के बारे में जानकारी दी गई।

8.8 बनाए गए/संशोधित किए गए नए विनियम

पीएनजीआरबी ने 1 अप्रैल, 2022 से 31 मार्च, 2023 की अवधि के दौरान निम्नलिखित विनियम/संशोधन विनियम जारी किए हैं:

क्र.सं.	राजपत्र क्र.सं.	विषय	राजपत्र में प्रकाशन की तारीख
1	241	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (गैस विनिमय) संशोधन विनियम, 2022	06.05.2022
2	385	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (शुल्क और अन्य प्रभार वसूली) संशोधन विनियम, 2022	02.08.2022
3	588	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2022	18.11.2022
4	589	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, निर्माण, संचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना) संशोधन विनियम, 2022	18.11.2022
5	594	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) दूसरा संशोधन विनियमन, 2022	18.11.2022
6	595	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) विनियम, 2008	18.11.2022
7	596	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद और प्राकृतिक गैस पाइपलाइन की क्षमता का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2022	18.11.2022
8	658	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (ऑटोमोटिव ईंधन के वितरण के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2022	14.12.2022
9	86	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (तरलीकृत प्राकृतिक गैस सुविधाओं के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2023	15.02.2023
10	207	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, निर्माण, संचालन या विस्तार करने के लिए कंपनियों को अधिकृत करना) संशोधन विनियम, 2023	29.03.2023
11	200	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन टैरिफ का निर्धारण) संशोधन विनियम, 2023	28.03.2023
12	212	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम प्रतिष्ठानों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) संशोधन विनियम, 2023	29.03.2023
13	211	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पेट्रोलियम रिफाइनरियों और गैस प्रोसेसिंग संयंत्रों के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टताएं) विनियम, 2023	29.03.2023

भाग 9: वित्त और लेखा

9.1 अन्य प्रभारों की 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 निधियों 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, 2023 तक 829.92 करोड़ रुपए (पीएनजीआरबी निधि – 401.19 करोड़ रुपए 24.17 करोड़ रुपए तथा असमान और अतिव्यय प्रभार निधि – 404.56 करोड़ रुपए) का निवेश अधिसूचित 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) सहायता अनुदान की निकासी की 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 प्रभारों से प्राप्त आय से 75: खर्चों को पूरा करने के लिए उपयोग करने की अनुमति दी है।

9.4 असंतुलन और अधिक प्रभार लेने की वसूलियाँ

बोर्ड ने 13 अगस्त, 2019 को पीएनजीआरबी (सामान्य वाहक या संविदा वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की प्राप्ति संहिता) संशोधन विनियम, 2019 को अधिसूचित किया है। उक्त संशोधन के संदर्भ में ट्रांसपोर्टरों द्वारा अब तक असंतुलन और अधिक समय लगने के कारण वसूली गई राशि और कंपनी के एस्क्रो खाते में रखी गई राशि को पीएनजीआरबी द्वारा खोले गए नए एस्क्रो खाते में स्थानांतरित किया जाता है। इसके अलावा, ट्रांसपोर्टरों 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:

₹ करोड़ में

	वित्तवर्ष 2022-23
वर्ष की शुरुआत में शेष	317.00
वर्ष के दौरान कंपनियों द्वारा हस्तांतरित	86.25
वर्ष के दौरान प्राप्त और अर्जित ब्याज	19.80
वर्ष के अंत में शेष राशि	**423.05**
बैंकों के पास सावधि जमा (फिक्सड डिपॉजिट)	**404.56**
अर्जित ब्याज लेकिन देय नहीं	**18.46**
स्रोत पर कर कटौती	**0.03**

9.5 पंचवर्षीय वित्तीय विशेषताएं

₹ करोड़ में

	वित्त वर्ष 2018-19	वित्त वर्ष 2019-20	वित्त वर्ष 2020-21	वित्त वर्ष 2021-22	वित्त वर्ष 2022-23
भारत सरकार से अनुदान–सहायता	28.71	19.10	3.48	0.00	0.00
ब्याज	12.29	17.72	17.29	17.54	21.76
अन्य प्रभारों की वसूली (गत वर्षों और अधिभार सहित)	4.13	23.70	23.03	23.40	27.76
सीजीडी नेटवर्क और पाइपलाइन के लिए आवेदन शुल्क	74.63	1.70	0.92	87.50	11.27
अन्य प्राप्तियां	2.13	4.48	5.34	7.54	3.97
कुल सकल प्राप्तियां	**121.89**	**66.70**	**50.06**	**135.98**	**64.76**
व्यय (पिछले वर्षों सहित)	**37.33**	**26.43**	**25.40**	**27.32**	**27.46**
निवल प्राप्तियां	**84.56**	**40.27**	**24.66**	**108.66**	**37.30**
मूल्यह्रास	0.30	0.44	0.56	0.42	0.42
पिछले वर्षों के लिए आयकर का प्रावधान	2.17	(5.31)	-	-	-
पीएनजीआरबी निधि में अंतरित किया गया निवल अधिशेष	**82.09**	**45.14**	**24.10**	**108.24**	**36.88**

9.6 वार्षिक लेखा 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 2022–23 के लिए खातों का वार्षिक विवरण संशोधित नियमों में निर्धारित प्रारूप के अनुसार तैयार किया गया है।

वित्तीय वर्ष 2022–23 के लिए खातों का वार्षिक विवरण सीएंडएजी द्वारा लेखा परीक्षित किया गया है। ये सीएंडएजी की पृथक लेखापरीक्षा रिपोर्ट सहित संलग्न हैं।



पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड
31 मार्च, 2023 को तुलन–पत्र

(रुपए लाख में)

कॉर्पस/पूंजीगत निधि और देयताएं	अनुसूची	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
कॉर्पस/पूंजीगत निधि		39,208.05	35,519.65
रिजर्व और अधिशेष	**2**	-	-
निर्धारित/बंदोबस्ती निधि	**3**	42,305.43	31,700.36
सुरक्षित ऋण और उधार	**4**	-	-
असुरक्षित ऋण और उधार	**5**	-	-
आस्थगित ऋण देयताएं	**6**	-	-
वर्तमान देनदारियां और प्रावधान	**7**	6,537.23	4,681.08
कुल		**88,050.71**	**71,901.09**
परिसंपत्तियां			
अचल परिसम्पत्तियां	**8**	105.72	120.87
निवेश–निर्धारित/बंदोबस्ती निधियों से	**9**	42,872.75	33,080.08
निवेश–अन्य	**10**	40,119.40	35,620.34
वर्तमान संपत्ति, ऋण, अग्रिम आदि।	**11**	4,952.84	3,079.80
विविध व्यय		-	
(उस सीमा तक जिसे बट्टे खाते में नहीं डाला गया या समायोजित नहीं किया गया)			
कुल		**88,050.71**	**71,901.09**
महत्वपूर्ण लेखांकन नीतियां	**24**		
आकस्मिक देयताएं और लेखा टिप्पणियां	**25**		

पंकज भूटानी	वन्दना शर्मा	ए.के. तिवारी	डॉ. अनिल कुमार जैन
संयुक्त सलाहकार	सचिव	सदस्य	अध्यक्ष

स्थानः नई दिल्ली
दिनांकः 27 जून 2023

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड
31 मार्च, 2023 को समाप्त वर्ष के लिए आय एवं व्यय लेखा

(रुपए लाख में)

	अनुसूची	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
आय			
बिक्री/सेवाओं से आय	**12**	4,277.07	11,785.80
अनुदान/सब्सिडी	**13**	-	-
शुल्क या अंशदान	**14**	-	-
निवेश से आय	**15**	-	-
(निर्धारित या बंदोबस्ती निधियों से निवेश पर आय। निधियों का कोष में हस्तांतरण)	**16**	-	-
रॉयल्टी, प्रकाशन आदि से आय	**17**	2,175.90	1,754.32
अर्जित ब्याज	**18**	2.55	29.93
अन्य आय	**19**	-	
तैयार माल और कार्य–प्रगति के स्टॉक में वृद्धि या (कमी)		20.23	27.46
पूर्व अवधि आय (अनुबंध–क)		**6,475.75**	**13,597.51**
कुल (क)			
व्यय	**20**	1,238.33	1,200.84
स्थापना व्यय	**21**	1,509.87	1,525.13
अन्य प्रशासनिक व्यय, आदि	**22**	-	-
अनुदान, सब्सिडी आदि पर व्यय	**23**	0.99	0.08
ब्याज		41.99	41.84
मूल्यह्रास (वर्ष के अंत में निवल योग–अनुसूची 8 के अनुरूप)		(3.83)	5.77
पूर्व अवधि व्यय (अनुबंध–क)		**2,787.35**	**2,773.66**
कुल (ख)		**3,688.40**	**10,823.85**
व्यय से अधिक आय का शेष (क–ख)		**-**	**-**
विशेष रिजर्व में अंतरण (प्रत्येक निर्दिष्ट करें)		**-**	**-**
सामान्य रिजर्व में या से स्थानांतरण		**3,688.40**	**10,823.85**
शेष राशि अधिशेष/(घाटा) कॉर्पस/पूंजी निधि में अग्रेनीत	**24**		
महत्वपूर्ण लेखांकन नीतियां	**25**		
आकस्मिक देयताएं और लेखा टिप्पणियां			

पंकज भूटानी	**वन्दना शर्मा**	**ए.के. तिवारी**	**डॉ. अनिल कुमार जैन**
संयुक्त सलाहकार	**सचिव**	**सदस्य**	**अध्यक्ष**

स्थानः नई दिल्ली
दिनांकः 27 जून 2023



31 मार्च, 2023 तक तुलन–पत्र का भाग बनने वाली अनुसूचियां

(रुपए लाख में)

अनुसूची–1 कार्पस या पूंजीगत निधिः	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
पीएनजीआरबी निधि		
वर्ष के प्रारंभ में शेष राशि	35,519.65	24,773.30
जोड़ें: कॉर्पस या पूंजीगत निधि के लिए अंशदान	-	-
जोड़ें/(कटौती): शुद्ध आय/(व्यय) की शेष राशि से हस्तांतरित	3,688.40	10,823.85
घटाएं: भुनाया गया पीबीजी रिफंड (अनुलग्नक ख)	-	(77.50)
वर्ष के अंत में बकाया	**39,208.05**	**35,519.65**

(रुपए लाख में)

अनुसूची 2 – रिजर्व और अधिशेषः	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1. पूंजीगत रिजर्व	-	-
2. पुनर्मूल्यांकन रिजर्व	-	-
3. विशेष भंडार	-	-
4. सामान्य भंडार	-	-
कुल	**-**	**-**

(रुपए लाख में)

अनुसूची 3 – निर्धारित/बंदोबस्ती निधियां	एस्क्रो फंड के अनुसार विवरण वर्तमान वर्ष	एस्क्रो फंड के अनुसार विवरण पिछला वर्ष
क) निधियों का आरंभिक शेष (एस्क्रो खाता)	27,130.94	25,646.89
(ब्याज)	4,569.42	2,968.08
ख) निधियों में वृद्धिः	-	-
i. दान या अनुदान	-	-
ii. निधियों के खाते में किए गए निवेश से आय	8,625.01	1,484.06
iii. अन्य वृद्धि (ब्याज)	1,980.06	1,601.34
कुल (क+ख)	**42,305.44**	**31,700.36**
ग) निधियों के उद्देश्यों के प्रति उपयोगिता या व्यय		
i. पूंजीगत व्यय	-	-
ii. राजस्व व्यय	0.01	-
कुल	-	-
कुल (ग)	**0.01**	**-**
वर्ष के अंत में निवल शेष (क+ख–ग)	**42,305.43**	**31,700.36**

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) प्रोद्भूत 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 और प्रावधान	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क. वर्तमान देयताएं		
1. स्वीकृतियां	-	-
2. विविध लेनदार		
क) माल के लिए	-	-
ख) अन्य	64.54	103.39
3. प्राप्त अग्रिम	10.75	0.19
4. अर्जित ब्याज लेकिन देय नहीं:	-	-
क) सुरक्षित ऋण/उधार	-	-
ख) असुरक्षित ऋण/उधार	-	-
5. सांविधिक देयताएं		
क) अतिदेय	-	-
ख) अन्य	29.71	31.42
6. अन्य चालू देयताएं		
क) असंतुलन और अधिक प्रभार जमा	-	-
ख) शुल्क वसूली के तहत ब्याज मुक्त जमा राशि	1013.53	1,292.36
ग) प्राप्त प्रतिभूति जमा		
(i) गेल से	2557.08	2,422.49
(ii) अन्यों से	102.66	102.70
कुल (क)	14.75	-
ख. प्रावधान	**3,793.02**	**3,952.55**
1. कराधान के लिए		**-**
2. उपदान	-	-
3. अधिवर्षिता/पेंशन	-	-
4. व्यापार वारंटी/दावा	-	-
5. अन्य	-	-
क) अग्रिम–मुकदमों के तहत भुनाई गई पीबीजी		
(अनुसूची 25 "लेखा टिप्पणियों" में टिप्पणी सं. 3 देखें)	2622.73	677.50
ख) व्यय के लिए प्रावधान	121.48	51.03
कुल (ख)	**2,744.21**	**728.53**
कुल (क+ख)	**6,537.23**	**4,681.08**

(रुपए लाख में)

अनुसूची 8 – स्थिर परिसंपत्तियां	सकल ब्लॉक					मूल्यह्रास						निवल ब्लॉक	
विवरण	1 अप्रैल 2022 तक	वर्ष के दौरान जमा	वर्ष के दौरान कटौती	वर्ष के दौरान वर्गीकरण	31 मार्च 2023 तक	1 अप्रैल, 2022 तक	22–23 के दौरान मूल्यह्रास	22–23 में वृद्धि	22–23 में कटौती	पिछले वर्ष का मूल्यह्रास	31 मार्च, 2023 तक संचयी मूल्यह्रास	31 मार्च, 2023 तक	1 अप्रैल, 2022 तक
क. स्थिर परिसंपत्तियां:													
कार्यालय उपकरण	99.88	1.46	-	-	101.34	45.34	17.39	0.31	-	-	63.04	38.30	54.54
फर्नीचर और फिक्स्चर	20.04	2.89	-	-	22.93	5.15	1.80	0.10	-	-	7.05	15.88	14.89
कंप्यूटर सहायक उपकरण	70.95	22.28	-	-	93.23	59.23	5.14	3.77	-	(0.37)	67.77	25.46	11.72
कंप्यूटर सॉफ्टवेयर	58.04	0.18	-	6.84	65.06	55.41	4.41	0.05	-	0.66	60.53	4.53	2.63
नेटवर्क और सर्वर	109.68	-	-	(6.84)	102.84	72.59	9.02	-	-	(0.31)	81.30	21.54	37.09
पुस्तक और प्रकाशन	-	-	-		-	-	-		-	-	-	-	-
योग		**26.81**	**-**	**-**	**385.40**	**237.72**	**37.76**	**4.23**		**(0.02)**	**279.69**	**105.72**	**120.87**
पिछला वर्ष	**342.10**	**18.42**	**1.93**	**-**	**358.59**	**197.64**	**41.84**	**-**	**1.76**	**-**	**237.72**	**120.87**	**144.46**
ख. चल रहा पूंजीगत कार्य	**-**											**-**	
कुल													



(रुपए लाख में)

अनुसूची 9 – निर्धारित/बंदोबस्ती निधियों से निवेश	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1. सरकारी प्रतिभूतियों में	-	-
2. अन्य अनुमोदित प्रतिभूतियां	-	-
3. शेयर	-	-
4. डिबेंचर और बांड	-	-
5. सहायक कंपनियां और संयुक्त उद्यम	-	-
6. अन्य (i) असंतुलन और समय आधिक्य	40455.61	30,718.49
(ii) एपीटीईएल द्वारा निर्देशित (अनुसूची 25 'लेखा टिप्पणियों' में टिप्पणी 2 देखें)	2417.14	2,361.59
कुल	**42,872.75**	**33,080.08**

(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 कंपनियां और संयुक्त उद्यम	-	-
6. अन्य (i) जमा पीएनजीआरबी निधियां	39963.81	35,232.42
(ii) सीएलटीडी पीएनजीआरबी निधियां	155.59	387.92
कुल	**40,119.40**	**35,620.34**

(रुपए लाख में)

अनुसूची 11 – वर्तमान परिसंपत्तियां, ऋण, अग्रिम आदि	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क. वर्तमान परिसंपत्तियां:		
1. मांग सूची:		
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	690.84	560.80
ख) अन्य	67.35	27.71
3. हाथ में नकद शेष (चेक/ड्राफ्ट और अग्रदाय सहित)	-	-
4. बैंक में शेष:	-	-
क) अनुसूचित बैंकों के साथ:		
– चालू खातों पर		
क) पीएनजीआरबी निधियां	6.37	85.28

अनुसूची 11 – वर्तमान परिसंपत्तियां, ऋण, अग्रिम आदि	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
ख) असंतुलन और अतिरिक्त व्यय प्रभार	0.21	0.10
ग) सीएलटीडी पीएनजीआरबी निधियां	-	-
घ) सीएलटीडी एस्क्रो खाता	-	-
ड.) एपीटीईएल द्वारा निर्देशित (अनुसूची 25 "लेखा टिप्पणियां" में टिप्पणी सं. 2 देखें)	-	-
– बचत खातों पर	-	-
– अर्जित ब्याज	-	-
– पीएनजीआरबी निधि	-	-
– असंतुलन और अतिरिक्त व्यय प्रभार	-	-
– एपीटीईएल	-	-
ख) गैर–अनुसूचित बैंकों में:	-	-
– चालू खातों पर	-	-
– जमा खातों पर	-	-
– बचत खातों पर	-	-
5. डाकघर बचत खाते	-	-
कुल (क)	**764.77**	**673.89**

(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	5.73	7.13
ग) अन्य	-	-
i) जमानत राशि का भुगतान	0.06	0.06
ii) स्रोत पर कर कटौती	-	-
– पीएनजीआरबी निधि	61.79	29.43
– असंतुलन और अधिक व्यय शुल्क	2.89	-
– अन्य	1.67	-
iii) राष्ट्रीय भवन निर्माण निगम लिमिटेड	75.78	75.78
घटाएं: संदिग्ध वसूली के लिए प्रावधान		
(अनुसूची 25 में टिप्पणी सं. 9 "लेखा टिप्पणियां" देखें)	(75.78)	(75.78)
iv) कर्मचारियों को अग्रिम	-	-
v) आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों को अग्रिम	8.76	3.54
vi) बिक्री/निपटान के लिए धारित संपत्ति	-	-
vii) लेनदारों से वसूली योग्य टीडीएस	1.66	0.38
viii) हाथ में स्टॉक (उपभोग्य)	2.63	4.53



(रुपए लाख में)

ख. ऋण, अग्रिम और अन्य परिसंपत्तियां	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
3. अर्जित आयः		
क) निर्धारित/बंदोबस्ती निधियों से निवेश पर	1846.72	981.77
ख) निवेश पर अन्य	-	-
ग) ऋण और अग्रिम पर	-	-
घ) अन्य (i) पीएनजीआरबी निधियां	2116.45	1,317.01
(ii) एपीटीईएल द्वारा निर्देशित (अनुसूची 25 "लेखा टिप्पणियां" में टिप्पणी सं. 2 देखें)	138.23	60.91
4. प्राप्य दावे	-	-
– छह महीने से अधिक की अवधि के लिए जीईईसीएल	1.15	0.45
– जीईईसीएल अन्य	-	0.70
– एजीपी सीजीडी इंडिया लिमिटेड	0.11	-
– पीएओ (विस्फोटक) नागपुर	0.22	-
कुल (ख)	**4,188.07**	**2,405.91**
कुल (क+ख)	**4,952.84**	**3,079.80**

(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 सेवाए	-	-
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	1127.37	8,750.00
– अन्य शुल्क की वसूली	2700.44	2,257.67
– अन्य शुल्कों पर अधिभार	55.49	54.58
– तृतीय पक्ष निरीक्षण शुल्क	66.00	42.50
– शिकायत शुल्क	36.60	12.00
– विविध सेवाओं के लिए शुल्क	12.44	9.05
– पैनलबद्धता के लिए आवेदन शुल्क	-	-
ii) जुर्माना		
– दंड	278.73	660.00
कुल	**4,277.07**	**11,785.80**

(रुपए लाख में)

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

(रुपए लाख में)

अनुसूची 14 – शुल्क/ अंशदान	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
1. प्रवेश शुल्क	-	-
2. वार्षिक शुल्क/अंशदान	-	-
3. संगोष्ठी/कार्यक्रम शुल्क	-	-
4. परामर्श शुल्क	-	-
5. अन्य (निर्दिष्ट करें)	-	-
कुल	-	-
टिप्पणः 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/बंदोबस्ती 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/बंदोबस्ती 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	2175.90	1,754.32
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	**2,175.90**	**1,754.32**
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
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
ख) कंप्यूटर किराया प्रभार की वसूली	-	-
ग) निविदा दस्तावेजों की बिक्री	2.52	23.93
घ) आरटीआई शुल्क	0.03	0.02
ड.) अन्य	-	2.11
कुल	**2.55**	**29.93**

(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	1193.10	1,173.77
(ख) भत्ते और बोनस	0.59	0.16
(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	23.28	15.33
(छ) अन्य	-	-
i) चिकित्सा व्यय	4.17	0.50
ii) अवकाश का नकद भुगतान	13.07	4.13
iii) अवकाश यात्रा रियायत	1.97	0.75
iv) प्रशासनिक और ईडीएलआईएस शुल्क	0.53	0.21
v) ब्रीफ केस	-	-
vi) स्थानांतरण लाभ दावा	1.62	5.99
कुल	**1,238.33**	**1,200.84**



(रुपए लाख में)

अनुसूची 21 – अन्य प्रशासनिक व्यय आदि	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
(क) खरीद	-	-
(ख) श्रम और प्रोसेसिंग व्यय	-	-
(ग) कार्टेज और आंतरिक ढुलाई	-	-
(घ) बिजली और पॉवर	8.29	9.67
(ड.) बीमा	-	-
(च) मरम्मत और रखरखाव	10.42	4.39
(छ) उत्पाद शुल्क	-	-
(ज) किराया, दरें और कर	631.88	632.84
(झ) वाहन चलाना और रखरखाव	10.17	7.43
(ञ) डाक, टेलीफोन और संचार शुल्क	10.19	8.84
(ट) मुद्रण और स्टेशनरी	14.88	18.58
(ठ) यात्रा और परिवहन व्यय	41.33	12.53
(ड) संगोष्ठी/कार्यशालाओं पर व्यय	-	-
(ढ) सदस्यता व्यय	1.95	1.95
(ण) लेखा परीक्षक पारिश्रमिक	26.17	11.00
(त) आतिथ्य व्यय	31.26	20.63
(थ) पेशेवर शुल्क	568.95	626.50
(द) अशोध्य और संदिग्ध ऋणों/अग्रिमों के लिए प्रावधान	-	-
(ध) बट्टे खाते में डाला गया गैर–वसूली योग्य बकाया	-	-
(न) पैकिंग प्रभार	-	-
(प) माल ढुलाई और अग्रेषण व्यय	-	-
(फ) वितरण व्यय	-	-
(ब) विज्ञापन और प्रचार	12.28	22.29
(भ) अन्य		
क) आकस्मिक श्रम व्यय	79.51	71.33
ख) हिन्दी राजभाषा व्यय	0.24	0.24
ग) विविध व्यय	3.66	1.94
घ) समाचार–पत्र	0.96	0.29
ड.) सुरक्षा व्यय	23.89	23.53
च) जल प्रभार	1.71	1.05
छ) स्थल प्रभार	-	26.48
ज) आईटी व्यय	14.95	13.52
झ) परिसंपत्तियों की बिक्री से हानि	-	10.10
ञ) सम्मेलन और प्रदर्शनी	14.63	-
ट) दंड	2.55	-
कुल	**1,509.87**	**1,525.13**

(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	**-**	**-**

टिप्पण– कंपनियों के नाम, उनकी गतिविधियों के साथ–साथ अनुदानों/सब्सिडी की संख्या का खुलासा किया जाना है।

(रुपए लाख में)

अनुसूची 23 – ब्याज	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
क) नियत ऋणों पर	-	-
ख) अन्य ऋणों पर (बैंक प्रभारों सहित)	0.94	-
ग) अन्य – एनपीएस पर ब्याज	0.05	0.08
कुल	**0.99**	**0.08**

(रुपए लाख में)

अनुलग्नक–क पूर्व अवधि समायोजन खाता	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
आय		
– अन्य प्रभार लगाना	13.06	17.34
– अन्य शुल्कों पर अधिभार	7.17	10.12
कुल आय (क)	**20.23**	**27.46**
व्यय		
– सेवानिवृत्ति और टर्मिनल लाभ	(3.75)	-
–सूचना प्रौद्योगिकी व्यय	(1.24)	2.49
–व्यावसायिक व्यय – विधि	-	3.28
– व्यावसायिक	1.16	-
–सदस्यता	-	-
–टेलीफोन कार्यालय	-	-
–मूल्यह्रास	(0.02)	-
– एनपीएस पर ब्याज	0.02	-
कुल व्यय (ख)	**(3.83)**	**5.77**
व्यय की तुलना में शुद्ध पूर्व अवधि आय (क–ख)	**24.06**	**21.69**

(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**



अनुलग्नक–ग

(रुपए लाख में)

शीर्षक	उप–शीर्षक	विवरण	पिछले वर्ष के लेखा के अनुसार राशि (2021–22)	चालू वर्ष के लेखा के अनुसार राशि (2022–23)	अंतर
तुलन–पत्र					
अनुसूची–3	निर्धारित/बंदोबस्ती निधि	असंतुलन और आधिक्य शुल्क जमा		31700.36	-31700.36
अनुसूची–7	वर्तमान देनदारियां और प्रावधान	असंतुलन और आधिक्य शुल्क जमा	31700.36	0	31700.36
अनुसूची–10	निवेश – अन्य	(i) अन्य – जमा पीएनजीआरबी निधियां		35232.42	-35232.42
अनुसूची–10	निवेश – अन्य	(ii) सीएलटीडी पीएनजीआरबी निधियां		387.92	-387.92
अनुसूची–11	(क) चालू परिसंपत्तियां – बैंक शेष – जमा खातों पर (मार्जिन मनी सहित)	(क) पीएनजीआरबी निधियां	35232.42		35232.42
		(ग) सीएलटीडी पीएनजीआरबी निधियां	387.92		387.92
अनुसूची–9	निवेश – निर्धारित/बंदोबस्ती निधि से – अन्य	(i) असंतुलन और आधिक्य		30718.49	-30718.49
		(ii) पीएनजीआरबी निर्देशित		2361.59	-2361.59
अनुसूची–11	(क) वर्तमान परिसंपत्तियां – बैंक शेष – जमा खातों पर (मार्जिन मनी सहित)	(ख) असंतुलन और अधिक्य शुल्क	30718.49		30718.49
		(ड.) एपीटीईएल द्वारा निर्देशित	2361.59		2361.59
अनुसूची–11	(ख.3) ऋण, अग्रिम और अन्य परिसंपत्तियां – अर्जित आय	(घ) अन्य (i) पीएनजीआरबी निधियां		1317.01	-1317.01
		(क) निर्धारित बंदोबस्ती निधि से निवेश		981.77	-981.77
		(घ) अन्य (ii) एपटेल द्वारा निर्देशित		60.91	-60.91
अनुसूची–11	(क) चालू परिसंपत्तियां – बैंक शेष – जमा खातों पर (मार्जिन मनी सहित)	(घ) पीएनजीआरबी निधियां	1317.01		1317.01
		(घ) असंतुलन और आधिक्य प्रभार	981.77		981.77
		(घ) एपीटीईएल	60.91		60.91

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।

   तथापि, लेखाओं के वार्षिक विवरण में शामिल सभी राशियाँ लाख रुपए (₹ / लाख) में बताई गई हैं, जब तक कि अन्यथा उल्लेख न किया गया हो।

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। तथापि, खरीद की लागत की परवाह किए बिना, पुस्तकों पर खरीद के वर्ष में राजस्व का शुल्क लिया जाता है।

3. **मूल्यह्रास:**

   क) मूल्यह्रास कंपनी अधिनियम, 2013 में विनिर्दिष्ट दरों पर सीधी पद्धति पर उपलब्ध कराया जाता है। वर्ष के दौरान अचल परिसंपत्तियों से परिवर्धन / कटौती के संबंध में, मूल्यह्रास यथानुपात के आधार पर माना जाता है।

   ख) रु. 5000 या उससे कम लागत वाली परिसंपत्तियों का पूरी तरह से पूंजीकरण के वर्ष में मूल्यह्रास हो जाता है।

   ग) अमूर्त परिसंपत्तियों, अर्थात् कंप्यूटर सॉफ्टवेयर, आदि का उपयोगी जीवन के दौरान अधिग्रहण की लागत का 100% मूल्यह्रास हो जाता है।

4. **सरकारी अनुदान / सहायता:** 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 प्रोद्भूत 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 को भुनाने या अन्यथा के रूप में वसूल किए गए जुर्माने को आय के रूप में हिसाब में लिया जाता है, **बशर्ते जिस कंपनी का पीबीजी भुनाया गया है, उसने ऐसे नकदी भुनाए जाने के खिलाफ एप्टेल, उच्च न्यायालय या उच्चतम न्यायालय में अपील दायर करने के लिए निर्धारित समय के भीतर कोई अपील दायर न की हो।** 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 इन्हें हिसाब में लिखा 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

i. आय कर के संबंध में विवादित मांगें: ₹ 1.73 लाख (पिछला वर्ष: ₹ 1.73 लाख) (टिप्पणी 8.1 देखें);

ii. ट्रेसेस पोर्टल पर दर्शाई गई टीडीएस मांग: ₹ 2.53 लाख (पिछला वर्ष: शून्य) (टिप्पणी 8.2 देखें)

ख. वर्तमान परिसंपत्तियां, ऋण और अग्रिम

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

ग. कराधान

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

घ. विदेशी मुद्रा लेनदेन

यात्रा/डीए पर विदेशी मुद्रा में व्यय: ₹ 3.14 लाख (पिछला वर्ष: ₹ 3.05 लाख)

ड. लेखाओं पर टिप्पणियां

1. पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय के दिनांक 20.11.2020 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 श्रावंती एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड (05.3.2015 को पीएनजीआरबी द्वारा स्वीकृत), मैसर्स बीटा इंफ्राटेक प्रा. लिमिटेड और मैसर्स गामा इंफ्राप्रॉप प्रा. लिमिटेड (10.3.2015 को पीएनजीआरबी द्वारा स्वीकृत) से गेल (इंडिया) लिमिटेड ('प्रतिवादी') के खिलाफ शिकायतें मिलीं। पीएनजीआरबी ने दिनांक 11.4.2015 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 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 अक्तूबर, 2021 के निर्णय द्वारा अपील की अनुमति दी और पीएनजीआरबी के 11.4.2016 के आदेश को रद्द कर दिया। इसके बाद, मैसर्स श्रवंती एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड ने माननीय एपीटीईएल के 27.10.2021 के निर्णय के खिलाफ माननीय सर्वोच्च न्यायालय के समक्ष अपील की और इस मामले में 25.2.2022 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 31.3.2023 (मूल राशि 2,422.49 लाख रुपए और 134.59 लाख रुपए अर्जित ब्याज) तक बढ़कर 2,557.08 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	2022–23	2021–22
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	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	उरण चाकन शिकरापुर एलपीजी पाइपलाइन	-	77.50
5	एच एनर्जी	जयगढ़ – मैंगलोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	2000.00	-
6	आईएमसी लिमिटेड	एन्नोर पोर्ट मनाली औद्योगिक क्षेत्र पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	22.73	-
कुल			**2622.73**	**677.50**

3.1. वर्ष 2021–22 के दौरान, हिन्दुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड (एचपीसीएल) ने अगस्त 2021 में एपीटीईएल के साथ अपील की अवधि समाप्त होने के बाद बोर्ड के दिनांक 06.03.2020 के आदेश के खिलाफ अपील दायर की। माननीय एपीटीईएल द्वारा अपील दायर करने में विलंब को माफ करते हुए मामले को स्वीकार कर लिया गया। अंतिम सुनवाई के बाद, माननीय एपीटीईएल ने दिनांक 16.03.2022 के आदेश के तहत एचपीसीएल के पक्ष में निर्णय पारित किया। तदनुसार, इसे कैपिटल फंड/कॉर्पस से ₹ 77.50 लाख कम कर दिया गया है और 2021–22 में ''मुकदमेबाजी के तहत भुनाए गए पीबीजी के लिए अग्रिम'' शीर्षक के तहत प्रावधानों में दिखाया गया है। राशि 5.4.2022 को वापस कर दी गई और तदनुसार मुकदमेबाजी के तहत भुनाए गए अग्रिम पीबीजी से कम कर दी गई।

3.2. वर्ष के दौरान एच एनर्जी से संबंधित ₹2000 लाख का पीबीजी भुनाया गया। इसे माननीय एपीटीईएल के समक्ष चुनौती दी गई थी। पीएनजीआरबी के पक्ष में 19.4.2023 को फैसला सुनाया गया, हालांकि फैसले को चुनौती देने के लिए 90 दिनों की अवधि निर्धारित है।

3.3. वर्ष के दौरान आईएमसी लिमिटेड से संबंधित ₹22.73 लाख का पीबीजी भुनाया गया। पार्टी ने एक अपील दायर की है और मामला माननीय एपीटीईएल के समक्ष विचाराधीन है।

4. वर्ष 2014–15 के दौरान ग्रेट ईस्टर्न एनर्जी कॉर्पोरेशन लिमिटेड पर बोर्ड द्वारा लगाया गया ₹50 लाख का जुर्माना कंपनी द्वारा माननीय दिल्ली उच्च न्यायालय में जमा कर दिया गया था। चूंकि पीएनजीआरबी को राशि प्राप्त नहीं हुई है और मामला न्यायाधीन है, इसलिए इसे न तो आय के रूप में और न ही देनदारी के रूप में मान्यता दी गई है।

5. बोर्ड को किसी विशिष्ट अचल संपत्ति से संबंधित कोई अनुदान प्राप्त नहीं हुआ है। बोर्ड द्वारा रखी गई अचल परिसंपत्तियाँ उसकी गतिविधियों को चलाने के लिए हैं और स्वामित्व बोर्ड के पास निहित है।

6. वर्ष 2022–23 में ₹10.45 लाख (पिछले वर्षः ₹6.20 लाख) की राशि विदेश यात्रा पर खर्च की गई।

7. बोर्ड ने 13.8.2019 को पीएनजीआरबी (सामान्य वाहक या अनुबंध वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन के लिए एक्सेस कोड) संशोधन विनियम, 2019 अधिसूचित किया। उक्त संशोधन के संदर्भ में, गैस परिवहन संस्थाओं द्वारा असंतुलन और आधिक्य शुल्क के कारण एकत्र की गई और उनके द्वारा एस्क्रो खाते में रखी गई राशि को बोर्ड द्वारा खोले गए एसबीआई एस्क्रो खाते में स्थानांतरित कर दिया गया है। इसके अलावा, ऐसी कंपनियों को भविष्य में एकत्र किए गए असंतुलन और अधिक समय लगाने पर लिए गए शुल्क को तिमाही आधार पर बोर्ड को हस्तांतरित करना भी आवश्यक है। पीएनजीआरबी द्वारा बनाए गए एस्क्रो खाते में विभिन्न कंपनियों से प्राप्त राशि समय–समय पर सूचीबद्ध सार्वजनिक क्षेत्र के बैंकों के साथ–साथ सीएलटीडी में जमा की जाती है। वर्ष 2022–23 के दौरान इस खाते में विभिन्न गैस परिवहन कंपनियों से ₹8625.01 लाख (पिछला वर्षः ₹1484.06 लाख) की राशि प्राप्त हुई है।

7.1. 31.3.2023 को, ₹42,305.43 लाख (पिछले वर्ष ₹31,700.36 लाख) की राशि को अनुसूची 3 में ''निर्धारित और बंदोबस्ती निधि'' के रूप में दिखाया गया है। तुलन–पत्र के संपत्ति पक्ष पर इसका विवरण इस प्रकार दिखाया गया है:



(रुपए लाख में)

शीर्षक	विवरण	2022–23	2021–22
निर्धारित/बंदोबस्ती निधि से निवेश	बैंक शेष–अनुसूचित बैंकों के पासः		
	–एसबीआई चालू खाता	0.21	0.10
	–जमा खाता	40,455.61	30,718.49
	–सीएलटीडी	0	0
	उपार्जित ब्याज	1,846.72	981.77
ऋण, अग्रिम और अन्य परिसंपत्तियां	स्रोत पर कर कटौती	2.90	0
	घटाः बैंक शुल्क	(-) 0.01	0
	कुल	**42,305.43**	**31,700.36**

8. केंद्रीय प्रत्यक्ष कर बोर्ड ने राजपत्र अधिसूचना के माध्यम से 2014–15 से 2023–24 तक मूल्यांकन वर्षों के लिए आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 10(46) के तहत बोर्ड को उत्पन्न होने वाली कुछ आय के संबंध में बोर्ड को कर छूट प्रदान की है। दिनांक 7.12.2016 एवं 14.9.2018. बोर्ड ने 2024–25 से आगे के मूल्यांकन वर्षों के लिए आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 10 (46) के तहत कर छूट के लिए पहले ही आवेदन कर दिया है।

8.1. वर्ष 2019–20 के दौरान, बोर्ड को आयकर अधिकारियों से आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 156 के तहत एक नोटिस प्राप्त हुआ, जिसमें आकलन वर्ष 2012–13 के संबंध में ₹6.65 लाख की आयकर की मांग की गई थी। बोर्ड ने वर्ष 2019–20 के दौरान आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 154 के तहत एक सुधार आवेदन दायर किया और देय राशि ₹4.92 लाख है। आयकर विभाग से सुधार आदेश की लंबित प्राप्ति के दौरान, वर्ष 2020–21 के दौरान पीएनजीआरबी ने ₹4.92 लाख जमा किए।

जबकि आकलन वर्ष 2012–13 के लिए कोई बकाया मांग आयकर पोर्टल पर दिखाई नहीं दे रही है, ₹1.73 लाख का अंतर 31 मार्च 2023 (पिछले वर्षः ₹ 1.73 लाख) तक आकस्मिक देयता के रूप में दिखाया जा रहा है।

8.2. यह देखा गया है कि पीएनजीआरबी से निम्नलिखित टीडीएस मांगें ट्रेसेस पोर्टल पर दर्शाई जाती हैंः

वित्तीय वर्ष	तिमाही	फॉर्म प्रकार	राशि (₹)
2008-09	चौथी तिमाही	24क्यू	107880
2010-11	चौथी तिमाही	24क्यू	190
2016-17	दूसरी तिमाही	24क्यू	8330
2016-17	दूसरी तिमाही	24क्यू	5730
2019-20	चौथी तिमाही	24क्यू	131230
कुल			**253360**

वेतन और अन्य भुगतानों पर वसूला गया टीडीएस पीएनजीआरबी द्वारा समय पर जमा कर दिया गया था, इन मांगों में सुधार/रद्द करने के लिए आयकर (टीडीएस) अधिकारियों के साथ मामला उठाया जा रहा है। इन माँगों के लंबित सुधार/निरस्तीकरण को आकस्मिक दायित्व के रूप में दर्शाया गया है।

9. नेशनल बिल्डिंग्स कंसट्रक्शन कॉर्पोरेशन लिमिटेड (एनबीसीसी), एक सार्वजनिक क्षेत्र का उपक्रम, को किदवई नगर (पूर्व), नई दिल्ली में प्रस्तावित कार्यालय परिसर में जगह के आवंटन के लिए अगस्त, 2013 में ₹666.68 लाख की आवेदन राशि का भुगतान किया गया। वित्त मंत्रालय द्वारा जारी किए गए आर्थिक निर्देशों के मद्देनजर कि चालू वित्तीय वर्ष के दौरान किसी भी नई योजना पर विचार नहीं किया जाएगा, पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय ने जनवरी 2014 में सूचित किया कि चालू वर्ष में पीएनजीआरबी को कोई बजटीय सहायता प्रदान नहीं की जा सकती और पीएनजीआरबी को एनबीसीसी को दी गई आवेदन राशि को वापस लेने के लिए कहा गया। एनबीसीसी ने कार्यालय स्थान की लागत का 1% अर्थात ₹75.78 लाख की कटौती के बाद जून, 2016 में ₹ 590.90 लाख की राशि वापस कर दी। यह मामला शहरी विकास मंत्रालय के साथ चल रहा है, जो एनबीसीसी का प्रशासनिक मंत्रालय है। ₹75.78 लाख की राशि को एनबीसीसी को अग्रिम के रूप में दर्शाया गया है और इसके लिए प्रावधान ''संदिग्ध वसूली के लिए प्रावधान'' शीर्षक के तहत किया गया है।

10. जहां भी आवश्यक हो, पिछले वर्ष के आंकड़ों को चालू वर्ष के आंकड़ों के साथ तुलनीय बनाने के लिए उन्हें पुनः व्यवस्थित/पुनः समूहित किया गया है। कोष्ठक में दिए गए आंकड़े कटौतियों को दर्शाते हैं।

11. अनुलग्नक क, ख और ग के साथ अनुसूचियां 1 से 25 संलग्न हैं और 31 मार्च, 2023 को समाप्त वर्ष के लिए 'तुलन–पत्र', 'आय एवं व्यय लेखा' और 'प्राप्तियां और भुगतान लेखा' का अभिन्न अंग हैं।

पंकज भूटानी	वन्दना शर्मा	ए.के. तिवारी	डॉ. अनिल कुमार जैन
संयुक्त सलाहकार	सचिव	सदस्य	अध्यक्ष

स्थानः नई दिल्ली
दिनांकः 27 जून 2023



पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड
31 मार्च, 2023 को समाप्त वर्ष के लिए प्राप्तियां और भुगतान विवरण

(₹ लाख में)

	प्राप्तियां	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष		भुगतान	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
I	**प्रारंभिक शेष**			I	**व्यय**		
	क) हाथ में नकदी	-	-		क) स्थापना व्यय	1,156.42	1,153.13
	ख) बैंक में शेष	-	-		ख) प्रशासनिक व्यय	1,504.37	1,536.02
	i) पीएनजीआरबी निधियां	85.28	9.26		**स्थिर परिसंपत्तियों और चल रहा कार्य एवं सीडब्ल्यूआईपी पर व्यय**		
	ii) असंतुलन और अधिक समय प्रभार	0.10	0.42	II			
II	**2022–23 के दौरान परिपक्व/ समाप्त टीडी**		-		क) कंप्यूटर	22.28	2.96
	i) पीएनजीआरबी निधियां (एपीटीईएल सहित)		24,501.10		ख) कार्यालय उपकरण	1.46	3.72
	ii) असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार	18,302.77	24,942.00		ग) फर्नीचर एवं फिक्सचर	2.89	4.91
					घ) सर्वर एवं नेटवर्क	0.18	6.84
III	**प्राप्त अनुदान**				ड.) नेक्टर –ओई	-	6.51
	क) भारत सरकार से	-	-				
				III	**अन्य भुगतान**		
IV	**निवेश से आय**				वेतन से वसूली	47.49	26.65
					विक्रेताओं के लिए अग्रिम	7.58	3.54
V	**प्राप्त ब्याज**				कर्मचारियों को अग्रिम		
	क) पीएनजीआरबी निधियां	1,428.96	1,560.65		सुरक्षा जमा राशि का रिफंड	50.00	891.67
	ख) असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार	1,112.23	1,427.06		पूर्व प्रदत्त व्यय	4.16	4.12
					टीपीआईए शुल्क का रिफंड	-	3.00

	प्राप्तियां	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष		भुगतान	वर्तमान वर्ष	पिछला वर्ष
VI	**अन्य आय**				केनरा बैंक ऋण का भुगतान	250.00	-
	शुल्क	1,244.96	8,840.49		पीबीजी का रिफंड	807.50	1,870.00
	प्रभार (अधिभार सहित)	2,241.11	1,835.12		कंपनियों आदि से वसूली योग्य	0.33	0.70
	दंड	3,031.46	-	**IV**	अंतिम शेष		
VII	**अन्य कोई प्राप्तियां**				**क) हाथ में नकदी**	-	-
	ब्याज मुक्त सुरक्षा जमा	25.76	25.05		**ख) बैंक में शेष**		
	सुरक्षा जमा	50.01	978.77		i) पीएनजीआरबी निधियां	(8.38)	85.28
	असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार	8,625.01	1,484.06		ii) असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार	0.21	0.10
	आईटी विभाग से टीडीएस की वापसी	-	40.32		**ग) 31.3.2023 को निवेश**		
	आईटी विभाग–एस्क्रो से टीडीएस की वापसी	-	34.58		i) पीएनजीआरबी निधि	27,843.53	32,203.31
	एनआईसी से रिफंड	1.24	-		ii) असंतुलन और अधिक व्यय प्रभार	28,039.90	27,888.02
	एमओपीएनजी से रिफंड	4.91	-				
	देनदारों से प्राप्त राशि	37.04	10.52				
	अग्रिम–राजस्थान राज्य	-	0.19				
	अग्रिम–आवेदन और निविदा शुल्क	-	-				
	परिसंपत्ति की बिक्री	-	0.88				
	विविध आय (विदेश यात्रा)	-	0.01				
	केनरा बैंक से ऋण	250.00	-				
	अधिवक्ता द्वारा टीडीएस रिफंड	0.15	-				
	कुल	**59,729.92**	**65,690.48**		**कुल**	**59,729.92**	**65,690.48**

पंकज भूटानी	**वन्दना शर्मा**	**ए.के. तिवारी**	**डॉ. अनिल कुमार जैन**
संयुक्त सलाहकार	**सचिव**	**सदस्य**	**अध्यक्ष**

स्थान: नई दिल्ली
दिनांक: 27 जून 2023



31 मार्च 2023 को समाप्त वर्ष के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड, नई दिल्ली के वार्षिक लेखाओं पर भारत के नियंत्रक और महालेखा परीक्षक की पृथक लेखापरीक्षा रिपोर्ट

1. हमने 31 मार्च, 2023 तक पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (पीएनजीआरबी) की संलग्न बैलेंस शीट और नियंत्रक की धारा 19(2) के तहत उस तारीख को समाप्त वर्ष के लिए आय और व्यय खाता/प्राप्तियां और भुगतान खाते का लेखा परीक्षण किया है। – महालेखापरीक्षक (कर्तव्य, शक्तियां और सेवा की शर्तें) अधिनियम, 1971 को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 की धारा 40(2) के साथ पढ़ा जाए। ये वित्तीय विवरण पीएनजीआरबी के प्रबंधन की जिम्मेदारी हैं। हमारी जिम्मेदारी हमारी लेखापरीक्षा के आधार पर इन वित्तीय विवरणों पर 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 किः

   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 खाते को भारत सरकार द्वारा 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 किः

   क. लेखाओं पर टिप्पणीः

   शुन्य

   ख. अनुदान सहायताः

   पीएनजीआरबी को वर्ष 2022–23 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।

v. 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।

vi. 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–I 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 2023 तक पेट्रॉलियम और प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (पीएनजीआरबी) के मामलों की स्थिति की बैलेंस शीट से संबंधित है, और

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

भारत के नियंत्रक एवं महालेखापरीक्षक के लिए और उनकी ओर से
हस्ता./–

(संजय के. झा)
महानिदेशक लेखापरीक्षा (ऊर्जा),
नई दिल्ली

स्थानः नई दिल्ली
दिनांकः 25 अक्तूबर 2023



अनुलग्नक I

(पैरा 4(vi) में संदर्भित)

1	आंतरिक लेखापरीक्षा प्रणाली की पर्याप्तता	आंतरिक लेखापरीक्षा पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय के वेतन एवं लेखा कार्यालय (पीएओ) द्वारा आयोजित की जाती है। तथापि, वर्ष 2020–21 के बाद से पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय के पीएओ द्वारा आंतरिक लेखापरीक्षा आयोजित नहीं की गई है।
2	आंतरिक नियंत्रण प्रणाली की पर्याप्तता	आंतरिक नियंत्रण प्रणाली स्वायत्त निकाय के आकार के अनुरूप है।
3	अचल परिसंपत्तियों के सत्यापन की प्रणाली	अचल परिसंपत्तियों का भौतिक सत्यापन तीन सदस्यों की समिति द्वारा किया गया है। भौतिक सत्यापन रिपोर्ट के अनुसार, कमी/अधिकता का कोई मामला नहीं था।
4	मांग–सूची के भौतिक सत्यापन की प्रणाली	पीएनजीआरबी के पास कोई मांग–सूची नहीं है।
5	उन पर लागू सांविधिक देय राशि के भुगतान में नियमितता	पीएनजीआरबी जीएसटी को छोड़कर सांविधिक बकाया का समय पर भुगतान करने में नियमित था। पीएनजीआरबी के विनियामक कार्यों के शुल्क/प्राप्तियों पर जीएसटी लागू है। तथापि, आज तक इस संबंध में कोई छूट प्राप्त किए बिना, पीएनजीआरबी ने वर्ष 2018–19 से 2022–23 के लिए जीएसटी के कारण सांविधिक देनदारी न तो एकत्र की और न ही भुगतान किया, जो पीएनजीआरबी द्वारा एकत्र शुल्क/प्राप्तियों पर ₹4914.80 लाख थी।
6	लेखापरीक्षा के दौरान वित्तीय रिपोर्टिंग के लिए क्या कोई व्यापक जोखिम देखा गया	कोई व्यापक जोखिम नहीं देखा गया।
7	वर्ष के दौरान चोरी, हेराफेरी, धोखाधड़ी और गबन आदि के कारण नकदी या सरकारी संपत्ति की हानि का विवरण	प्रबंधन ने प्रमाणित किया कि वर्ष के दौरान ऐसा कोई मामला ध्यान में नहीं आय/रिपोर्ट नहीं हुआ।

महानिदेशक लेखापरीक्षा (ऊर्जा)

आंतरिक लेखापरीक्षा प्रणाली की पर्याप्तता

क्र. सं.	अनुलग्नक–I {पैरा 4(vi में संदर्भित}	उत्तर
1	आंतरिक लेखापरीक्षा पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय के वेतन एवं लेखा कार्यालय (पीएओ) द्वारा की जाती है। तथापि, वर्ष 2020–21 के बाद पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय के पीएओ द्वारा आंतरिक लेखापरीक्षा नहीं की गई है।	पीएनजीआरबी वर्ष 2020–21 से आंतरिक लेखापरीक्षा करने के लिए पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय के साथ अनुवर्ती कार्रवाई कर रहा है।
5	उन पर लागू सांविधिक देय राशि के भुगतान में नियमितता पीएनजीआरबी जीएसटी को छोड़कर सांविधिक बकाया का समय पर भुगतान करने में नियमित था। पीएनजीआरबी के विनियामक कार्यों के शुल्क/प्राप्तियों पर जीएसटी लागू है। तथापि, आज तक इस संबंध में कोई छूट प्राप्त किए बिना, पीएनजीआरबी ने वर्ष 2018–19 से 2022–23 के लिए जीएसटी के कारण सांविधिक देनदारी न तो एकत्र की और न ही भुगतान किया, जो पीएनजीआरबी द्वारा एकत्र शुल्क/प्राप्तियों पर ₹4914.80 लाख थी।	1. जीएसटी की प्रयोज्यता के लिए कर योग्य देयता वस्तुओं या सेवाओं या दोनों की आपूर्ति है। "आपूर्ति" अभिव्यक्ति को सीजीएसटी अधिनियम, 2017 की धारा 7(1) में परिभाषित किया गया है। वस्तुओं और सेवाओं की आपूर्ति के महत्वपूर्ण घटकों में से एक यह है कि आपूर्ति का लेनदेन व्यवसाय के दौरान या आगे बढ़ना चाहिए। इससे पता चलता है कि मुख्य रूप से जीएसटी वाणिज्यिक लेनदेन तक ही सीमित है। किसी भी गैर–व्यावसायिक/गैर–वाणिज्यिक लेनदेन में किसी व्यक्ति या कंपनी द्वारा की गई आपूर्ति वस्तुओं या सेवाओं की आपूर्ति के दायरे में नहीं आएगी और इसलिए ऐसे लेनदेन पर कोई जीएसटी नहीं लगाया जाएगा। 2. सीजीएसटी अधिनियम, 2017 के तहत दिनांक 28.06.2017 की अधिसूचना सं. 13/2017 के अनुसार, केंद्र सरकार, राज्य सरकार, केंद्र शासित प्रदेश या स्थानीय प्राधिकारी द्वारा किसी व्यावसायिक कंपनी को आपूर्ति की जाने वाली सेवाओं का भुगतान रिवर्स चार्ज के आधार पर किया जाएगा, जिसमें निम्नलिखित शामिल नहीं है – 1) अचल संपत्ति को किराए पर देना, 2) नीचे निर्दिष्ट सेवाएँ– डाक विभाग द्वारा स्पीड पोस्ट, एक्सप्रेस पार्सल पोस्ट, जीवन बीमा और एजेंसी सेवाओं के माध्यम से सरकार के अलावा किसी अन्य व्यक्ति को प्रदान की जाने वाली सेवाएँ। किसी बंदरगाह या हवाई अड्डे के परिसर के अंदर या बाहर, किसी विमान या जहाज के संबंध में सेवाएंय माल या यात्रियों का परिवहन। इसलिए, किसी भी अन्य सेवा में जीएसटी का भुगतान करने की 100% देनदारी सेवा प्राप्तकर्ता अर्थात् व्यावसायिक कंपनी की है। इसलिए, यदि पीएनजीआरबी द्वारा आपूर्ति की गई कोई भी सेवा जीएसटी के दायरे में आती है तो सरकार को जीएसटी का भुगतान करना सेवाओं के प्राप्तकर्ता का दायित्व है।



क्र. सं.	अनुलग्नक–I {पैरा 4(vi में संदर्भित}	उत्तर
		पीएनजीआरबी एक विनियामक संस्था होने के साथ–साथ एक अर्ध–न्यायपालिका संस्था भी है। 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 लक्ष्य 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 कंपनियों के हितों की रक्षा करना है। बोर्ड का मूल स्वरूप विशिष्ट दर्जे द्वारा सृजित एक विनियामक निकाय का है। बोर्ड का लक्ष्य उपभोक्ताओं और अन्य हितधारकों के हित में नियंत्रण या विनियामक गतिविधियों को चलाकर कोई लाभ, लाभ या आजीविका अर्जित करना नहीं है। परिणामस्वरूप, बोर्ड आवेदन शुल्क, अन्य शुल्क लगाने, शिकायत शुल्क और तीसरे पक्ष के निरीक्षण शुल्क आदि पर जीएसटी (सीजीएसटी/एसजीएसटी/आईजीएसटी) का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी नहीं है। पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 13 में, बोर्ड के पास वही शक्तियां होंगी जो संहिता और सिविल प्रक्रिया, 1908 के तहत सिविल कोर्ट में निहित हैं, इसलिए यह एक विनियामक निकायध अर्ध–न्यायिक के रूप में कार्य कर रहा है और लाभ या आजीविका के लिए किसी भी व्यवसाय या पेशेवर गतिविधि में शामिल नहीं है। बोर्ड आय अर्जित करने के लिए श्रम या कौशल और धन के प्रयोग द्वारा निरंतर और व्यवस्थित रूप से किसी भी गतिविधि में संलग्न नहीं है। बोर्ड की विनियामकध अर्ध–न्यायिक गतिविधियों के पीछे लाभ का कोई उद्देश्य नहीं है और परिणामस्वरूप बोर्ड द्वारा प्रदान की गई सेवाएँ कर योग्य सेवाओं की आपूर्ति में नहीं आती हैं। बोर्ड की गतिविधियाँ वाणिज्यिक या व्यावसायिक प्रकृति की नहीं हैं और तदनुसार कर योग्य सेवाओं की आपूर्ति में नहीं आती हैं। पीएनजीआरबी ने 2017 में एस.सी. कामरा एंड कंपनी (जीएसटी विशेषज्ञ) से कानूनी राय ली थी और उन्होंने यह भी कहा था कि पीएनजीआरबी की सेवाएं व्यवसाय के दौरान सेवाओं की आपूर्ति के बराबर नहीं हैं। इसलिए जीएसटी पंजीकरण को बोर्ड पर लागू करने की आवश्यकता नहीं है और न ही कोई जीएसटी अनुपालन करना होगा। पीएनजीआरबी ने 2018 में जीएसटी परिषद, वित्त मंत्रालय, भारत सरकार को विभिन्न अभ्यावेदन भी दिए हैं, जहां बोर्ड ने पीएनजीआरबी का नाम जीएसटी से छूट प्राप्त निकायों की सूची में शामिल करने का अनुरोध किया है। कई लिखित संचार और अनुस्मारक के बावजूद मंत्रालय की ओर से कोई उत्तर नहीं आया है, इसका अर्थ यह नहीं है कि बोर्ड जीएसटी का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी है। चूंकि पीएनजीआरबी द्वारा प्रदान की जाने वाली गतिविधियांध सेवाएं सेवाओं की आपूर्ति के तहत नहीं आती हैं और उन पर जीएसटी नहीं लगता है, इसलिए पीएनजीआरबी ने जीएसटी प्राधिकारियों के साथ पंजीकरण नहीं कराया था। उपर्युक्त को ध्यान में रखते हुए, पीएनजीआरबी को उत्पन्न राजस्व पर लागू जीएसटी लगाने और एकत्र करने की आवश्यकता नहीं है।

अनुलग्नक क

9वें सीजीडी बोली दौर/लक्ष्यों में सीजीडी प्राधिकार

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य/केंद्र शासित प्रदेश	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच–कि.मी.)
9.01	श्रीकाकुलम, विशाखापत्तनम और विजयनगरम जिले	आंध्र प्रदेश	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	211	9,29,842	2,300
9.02	कछार, हैलाकांडी और करीमगंज जिले	असम	पुरबा भारती गैस प्राइवेट लिमिटेड	21	95,001	751
9.03	कामरूप और कामरूप मेट्रोपोलिटन जिले	असम	पुरबा 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	बेगुसराय जिला	बिहार	थिंक गैस बेगुसराय प्रा. लिमिटेड	25	1,69,787	762
9.06	गया एवं नालन्दा जिले	बिहार	इंडियन ऑयलदृ अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	46	37,591	1,304
9.07	दीव और गीर सोमनाथ जिले	दमन एवं दीव संघ शासित क्षेत्र और गुजरात	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	35	91,000	188
9.08	सुरेंद्रनगर जिला (ईएएए) और मोरबी जिला (ईएएए)	गुजरात	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	20	87,005	839
9.09	बरवाला और राणपुर तालुका	गुजरात	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	4	12,098	209
9. 10	नवसारी जिला (ईएएए), सूरत जिला (ईएएए), तापी जिला (ईएएए) और डांग जिला	गुजरात	अदानी टोटल 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 टोटल 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 टोटल गैस लिमिटेड	12	60,464	704
9.15	पंचकुला जिला (ईएएए), सिरमौर, शिमला और सोलन (ईएएए) जिले	हरियाणा और हिमाचल प्रदेश	इंडियनऑयल–अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	45	32,360	-
9.16	भिवानी, चरखी दादरी और महेंद्रगढ़ जिले	हरियाणा	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	60	1,50,464	1,010
9.17	हिसार जिला	हरियाणा	एचसीजी (केसीई) प्रा. लिमिटेड	46	2,51,370	1,991
9.18	झज्जर जिला	हरियाणा	हरियाणा सिटी गैस (केसीई) प्रा. लिमिटेड	46	1,38,815	1,175



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य/केंद्र शासित प्रदेश	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील 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 टोटल गैस लिमिटेड	60	1,81,019	803
9.21	बिलासपुर, हमीरपुर और ऊना जिले	हिमाचल प्रदेश	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	10	28,170	-
9.22	बोकारो, हजारीबाग और रामगढ़ जिले	झारखंड	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	99	79,052	1,300
9.23	गिरिडीह एवं 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 टोटल गैस लिमिटेड	11	1,10,099	569
9.26	बल्लारी और गडग जिले	कर्नाटक	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	24	53,850	1,365
9.27	बीदर जिला	कर्नाटक	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन 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 प्रा. 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 एवं शांडोल जिले	मध्य प्रदेश	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	8	15,600	196
9.38	अहमदनगर और औरंगाबाद जिले	महारामट्र	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	106	7,08,100	2,109

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य/केंद्र शासित प्रदेश	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच–कि.मी.)
9.39	वलसाड (ईएएए), धुले और नासिक जिले	महारामट्र और गुजरात	महारामट्र नेचुरल गैस लिमिटेड	156	9,37,965	2,181
9.40	लातूर और उस्मानाबाद जिले	महारामट्र	यूनिसन एनवायरो प्राइवेट लिमिटेड	30	9,999	10
9.41	सांगली और सतारा जिले	महारामट्र	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	64	3,76,700	2,112
9.42	सिंधुदुर्ग जिला	महारामट्र	महारामट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड	25	25,779	759
9.43	अंगुल और ढेकनाल जिले	ओडिशा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	21	22,600	1,464
9.44	सुंदरगढ़ और झारसुगुड़ा जिले	ओडिशा	गेल गैस लिमिटेड	20	1,00,000	500
9.45	बालासोर, भद्रक और मयूरभंज जिले	ओडिशा	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	20	1,50,464	506
9.46	बरगढ़, देबागढ़ और संबलपुर जिले	ओडिशा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	11	13,910	650
9.47	गंजाम, नयागढ़ और पुरी जिले	ओडिशा	गेल गैस लिमिटेड	15	51,000	650
9.48	जगतसिंहपुर और केंद्रपाड़ा जिले	ओडिशा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	10	12,550	791
9.49	जाजपुर और केंदुझार जिले	ओडिशा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	19	18,200	2,442
9.50	कराईकल और नागपट्टिनम जिले	पुडुचेरी और तमिलनाडु	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	27	1,66,644	495
9.51	पुडुचेरी जिला	पुडुचेरी केंद्र शासित प्रदेश	ईस्ट कोस्ट नेचुरल गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	130	2,75,000	2,100
9.52	एसएएस 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 प्रा. लिमिटेड	47	4,51,317	1,486
9.54	जालंधर जिला (ईएएए), कपूरथला और एसबीएस नगर जिले	पंजाब	थिंक गैस लुधियाना प्रा. 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 जयपुर 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



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य/केंद्र शासित प्रदेश	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच–कि.मी.)
9.58	भीलवाड़ा एवं बूंदी जिले	राजस्थान	अदानी गैस लिमिटेड	25	2,70,056	659
9.59	चित्तौड़गढ़ (रावतभाटा तालुका के अलावा) और उदयपुर जिले	राजस्थान	अदानी टोटल 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 प्रा. लिमिटेड	111	11,51,111	668
9.62	चेन्नई और तिरुवल्लूर जिले	तमिलनाडु	टोरेंट गैस चेन्नई प्राइवेट लिमिटेड	222	33,00,000	6,666
9.63	कोयंबटूर जिला	तमिलनाडु	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	273	9,12,783	2,500
9.64	कुड्डालोर, नागपट्टिनम और तिरुवरुर जिले	तमिलनाडु	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	40	3,00,089	839
9.65	रामनाथपुराम 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 टोटल गैस लिमिटेड	75	3,75,005	829
9.68	भद्राद्रि कोठागुडेम और खम्मन जिले	तेलंगाना	मे'ा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	12	99,999	800
9.69	जगतियाल, पेद्दापल्ली, करीमनगर और राजन्ना सिरसिला जिले	तेलंगाना	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	5	5,731	520
9.70	जनगांव, जयशंकर भूपालपल्ली, महबुबाबाद, वारंगल शहरी और वारंगल ग्रामीण जिले	तेलंगाना	मे'ा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	12	99,999	800
9.71	मेडक, सिद्दीपेट और संगारेड्डी जिले	तेलंगाना	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	54	3,10,770	5,076
9.72	मेडचलदृ मल्काजगिरि, रंगा रेड्डी और विकाराबाद जिले	तेलंगाना	मे'ा सिटी गैस डिस्ट्रीबयूशन प्रा. लिमिटेड	110	4,15,000	2,020
9.73	नलगोंडा सूर्यापेट और यदाद्री भुवनगिरि जिले	तेलंगाना	मे'ा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. 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

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य/केंद्र शासित प्रदेश	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच–कि.मी.)
9.76	बुलन्दशहर जिला (ईएएए), अलीगढ एवं हाथरस जिले	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल–अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	46	1,43,404	1,662
9.77	इलाहाबाद जिला (ईएएए), भदोही और कौशांबी जिले	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल–अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	24	58,658	680
9.78	अमेठी, प्रतापगढ़ और रायबरेली जिले	उत्तर प्रदेश	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन 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 एवं सुल्तानपुर जिले	उत्तर प्रदेश	ग्रीन गैस लिमिटेड	4	4,000	350
9.81	गोरखपुर, संत कबीर नगर और कुशीनगर जिले	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	36	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	मोरादाबाद (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**

**न्यायालय में विचाराधीन/टिप्पणीः ईएएए का अर्थ पहले से ही अधिकृत क्षेत्र को बाहर निकालना/छोड़ना है*



अनुलग्नक–ख

10वें सीजीडी बोली दौर/लक्ष्यों में सीजीडी प्राधिकार

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य/केंद्र शासित प्रदेश	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील 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 पोट्टी 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 जिला	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 जिला	बिहार	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	9	24,730	374
10.07	लखीसराय,मुंगेर और भागलपुर जिला	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	झारखण्ड	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन 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	कलबुर्गी और विजयपुरा जिले	कर्नाटक	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड	62	5,26,551	1395

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य / केंद्र शासित प्रदेश	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच–कि.मी.)
10.19	मैसूरु, मांड्या और चामराजनगर 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
10.21	अलापुज्जा, 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 स्टेट 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 पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन 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	अनुपपुर, बिलासपुर और कोरबा जिले	मध्य प्रदेश और छत्तीसगढ़	अदानी टोटल 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	झाँसी (ईएएए) जिला, भिंड, जालौन, ललितपुर और दतिया जिले	मध्य प्रदेश और उत्तर प्रदेश	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	29	1,10,099	1,568
10.32	फिरोजपुर, फरीदकोट और श्री मुनसर 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



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य/केंद्र शासित प्रदेश	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच–कि.मी.)
10.37	बरेली (ईएएए) जिला, पीलीभीत और रामपुर जिले	उत्तर प्रदेश	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	140	1,45,000	1,200
10.38	बस्ती एवं 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
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–अडानी 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	शाहजहाँपुर और बदायूँ जिले	उत्तर प्रदेश	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	75	1,25,000	950
10.46	बिजनोर और नैनीताल जिले	उत्तर प्रदेश और उत्तराखंड	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	91	3,00,000	N/A
10.47	दार्जिलिंग, जलपाईगुड़ी और उत्तर दिनाजपुर जिले	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	125	6,90,000	N/A
10.48	हावड़ा (ईएएए) जिला और हुगली (ईएएए) जिले	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	100	5,75,000	900
10.49	नादिया (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 का अर्थ पहले से ही अधिकृत क्षेत्र को बाहर निकालना/छोड़ना है

अनुलग्नक ग

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

क.सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	अधिकृत कंपनी	प्राधिकार का तारीख
पहला सीजीडी बोली दौर					
1	1.01	देवास	मध्य प्रदेश	गेल गैस लिमिटेड	1–जून–09
2	1.02	कोटा	राजस्थान	राजस्थान राज्य गैस लिमिटेड	1–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	8–मई–13
8	2.02	इलाहाबाद	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल– अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	8–मई–13
9	2.03	झाँसी	उत्तर प्रदेश	मध्य उत्तर प्रदेश गैस लिमिटेड	26–फरवरी–14
तीसरा सीजीडी बोली दौर					
10	3.01	जालंधर	पंजाब	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड के नेतृत्व वाला परिसंघ	6–सितंबर–13
11	3.02	भावनगर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	5–मार्च–14
12	3.03	जामनगर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	17–जनवरी–14
13	3.04	कच्छ पश्चिम	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	19–दिसम्बर–14
14	3.05′	कच्छ पूर्व	गुजरात	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड के नेतृत्व वाला परिसंघ	12–मार्च–15
15	3.06′	लुधियाना	पंजाब	जय मधोक एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड के नेतृत्व वाला परिसंघ	25–जुलाई–15
चौथा सीजीडी बोली दौर					
16	4.01	बेंगलुरु ग्रामीण और शहरी जिले	कर्नाटक	गेल गैस लिमिटेड	18–फरवरी–15
17	4.02	पानीपत जिला	हरियाणा	इंडियन ऑयल– अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	1–अप्रैल–15
18	4.03	पालघर जिला और ठाणे ग्रामीण	महाराष्ट्र	गुजरात गैस लिमिटेड	1–अप्रैल–15
19	4.04	रायगढ़ जिला (ईएएए)	महाराष्ट्र	महानगर गैस लिमिटेड	1–अप्रैल–15
20	4.05	दादरा एवं नगर हवेली केन्द्र शासित प्रदेश	दादरा एवं नगर हवेली	गुजरात गैस लिमिटेड	1–अप्रैल–15
21	4.06	दमन केन्द्र शासित प्रदेश	दमन और दीव	इंडियन ऑयल– अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	1–अप्रैल–15
22	4.07	अमृतसर जिला	पंजाब	गुजरात गैस लिमिटेड	5–मई–15



क.सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	अधिकृत कंपनी	प्राधिकार का तारीख
23	4.08	पुणे जिला (ईएएए)	महाराष्ट्र	टोरेंट गैस पुणे लिमिटेड	18–मई–15
24	4.09	एर्नाकुलम जिला	केरल	इंडियनऑयल– अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	14–अक्टूबर–15
			5वां सीजीडी बोली दौर		
25	5.01	उधम सिंह नगर जिला	उत्तराखंड	इंडियन ऑयल– अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	28–जुलाई–15
26	5.02	हरिद्वार जिला	उत्तराखंड	हरिद्वार प्राकृतिक गैस प्राइवेट लिमिटेड	27–जुलाई–15
27	5.03	पूर्वी गोदावरी जिला (ईएएए)	आंध्र प्रदेश	गोदावरी गैस प्राइवेट लिमिटेड	14–अगस्त–15
28	5.04	पश्चिम गोदावरी जिला	आंध्र प्रदेश	गोदावरी गैस प्राइवेट लिमिटेड	14–अगस्त–15
29	5.05	तुमकुर जिला	कर्नाटक	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	14–अगस्त–15
30	5.06	कृष्णा जिला (ईएएए)	आंध्र प्रदेश	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	14–अगस्त–15
31	5.07	धारवाड़ जिला	कर्नाटक	इंडियन ऑयल– अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	14–सितम्बर–15
32	5.08	बेलगाम जिला	कर्नाटक	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	14–अगस्त–15
			छठा सीजीडी बोली दौर		
33	6.01	भटिंडा जिला	पंजाब	गुजरात गैस लिमिटेड	10–मई–16
34	6.02	सहारनपुर जिला	उत्तर प्रदेश	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	11–मई–16
35	6.03	अमरेली जिला	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	27–मई–16
36	6.04	पाटन जिला	गुजरात	साबरमती गैस लिमिटेड	27–मई–16
37	6.05	दहेज वग्रा तालुका	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	6–जून–16
38	6.06	रूपनगर जिला	पंजाब	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	10–जून–16
39	6.07	उत्तरी गोवा जिला	गोवा	गोवा नेचुरल गैस प्राइवेट लिमिटेड	24–जून–16
40	6.08	दाहोद जिला	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	27–जून–16
41	6.09	बनासकांठा जिला	गुजरात	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	1–जुलाई–16
42	6.10	आनंद जिला (ईएएए)	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	4–जुलाई–16
43	6.11	पंचमहल जिला	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	4–जुलाई–16
44	6.12	फतेहगढ़ साहिब जिला	पंजाब	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	5–जुलाई–16
45	6.13	यमुनानगर जिला	हरियाणा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	22–जुलाई–16
46	6.14	रत्नागिरी जिला	महाराष्ट्र	यूनिसन एनवायरो प्राइवेट लिमिटेड	9–अगस्त–16

क.सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	अधिकृत कंपनी	प्राधिकार का तारीख
47	6.15	रेवाडी जिला	हरियाणा	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	19–अगस्त–16
48	6.16	धार जिला	मध्य प्रदेश	नवेरिया गैस प्राइवेट लिमिटेड	7–नवंबर–16
49	6.17	रोहतक जिला	हरियाणा	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	9–अप्रैल–18
50	6.18	अहमदाबाद जिला (ईएएए)	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	22–जून–16
7वां सीजीडी बोली दौर					
51	7.01	सोलापुर जिला	महाराष्ट्र	आईएमसी लिमिटेड	6–मार्च–17
8वां सीजीडी बोली दौर					
52	8.01	दक्षिण गोवा जिला	गोवा	इंडियनऑयल– अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	7–फरवरी–18
53	8.02	करनाल जिला	हरियाणा	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	8–फरवरी–18
54	8.03	अम्बाला और कुरूक्षेत्र जिले	हरियाणा	एचपीओआईएल गैस प्रा. लिमिटेड	22–फरवरी–18
55	8.04	कोल्हापुर जिला	महाराष्ट्र	एचपीओआईएल गैस प्रा. लिमिटेड	6–मार्च–18
56	8.05	बुलन्दशा घंटा (भाग) जिला	उत्तर प्रदेश	इंडियन ऑयल– अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	6–मार्च–18
57	8.06	बागपत जिला	उत्तर प्रदेश	बागपत ग्रीन एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	28–मार्च–18
पीएनजीआरबी–पूर्व – केंद्र सरकार प्राधिकरण (सीजीडी प्राधिकरण विनियम का विनियम 17)					
58	99.01	राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली	दिल्ली	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	9–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
61	99.04	कानपुर	उत्तर प्रदेश	मध्य उत्तर प्रदेश गैस लिमिटेड	22–अप्रैल–09
62	99.05	पुणे शहर जिसमें पिंपरी–चिचवाड़ और निकटवर्ती निकटवर्ती क्षेत्र हिंजेवाड़ी चाकन, तलेगांव शामिल है	महाराष्ट्र	महाराष्ट्र नेचुरल गैस लिमिटेड	1–जून–09
63	99.06	विजयवाड़ा	आंध्र प्रदेश	भाग्यनगर गैस लिमिटेड	28–जुलाई–09
64	99.07	ठाणे शहरी और निकटवर्ती नगर पालिका	महाराष्ट्र	महानगर गैस लिमिटेड	4–अगस्त–09
65	99.08	इंदौर (उज्जैन शहर सहित)	मध्य प्रदेश	अवंतिका गैस लिमिटेड	31–अगस्त–09
66	99.09	हैदराबाद	तेलंगाना	भाग्यनगर गैस लिमिटेड	9–अक्टूबर–09
67	99.10	आगरा	उत्तर प्रदेश	ग्रीन गैस लिमिटेड	12–नवम्बर–09



क.सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	अधिकृत कंपनी	प्राधिकार का तारीख
68	99.11	गांधीनगर, मेहसाणा, साबरकांठा	गुजरात	साबरमती गैस लिमिटेड	16–दिसम्बर–09
69	99.12	ग्वालियर	मध्य प्रदेश	अवंतिका गैस लिमिटेड	4–जनवरी–10
70	99.13	फिरोजाबाद (ताज ट्रेपेजियम जोन)	उत्तर प्रदेश और राजस्थान	गेल गैस लिमिटेड	26–सितम्बर–11
71	99.14	कोलकाता नगर निगम और आसपास के जिलों के हिस्से	पश्चिम बंगाल	बंगाल गैस कंपनी लिमिटेड	2–फरवरी–16
72	99.15	ऊपरी असम	असम	असम गैस कंपनी लिमिटेड	6–फरवरी–15
73	99.16	अगरतला	त्रिपुरा	त्रिपुरा नेचुरल गैस कंपनी 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–अक्तूबर–16
76	99.19	गाजियाबाद एवं हापुड जिले	उत्तर प्रदेश	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	11–अक्टूबर–19
पीएनजीआरबी–पूर्व – केंद्र सरकार प्राधिकरणों के अलावा (सीजीडी प्राधिकार विनियम का विनियम 18)					
77	98.01	खुर्जा	उत्तर प्रदेश	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	4–दिसम्बर–12
78	98.02	सूरत, भरूच, अंकलेश्वर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	8–नवंबर–12
79	98.03	मोरादाबाद	उत्तर प्रदेश	टोरेंट गैस मोरादाबाद लिमिटेड	30–नवंबर–12
80	98.04	नाडियाड	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	1–अक्टूबर–13
81	98.05	नवसारी	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	1–अक्टूबर–13
82	98.06	राजकोट	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	1–अक्टूबर–13
83	98.07	सुरेंद्रनगर	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	1–अक्टूबर–13
84	98.08	अहमदाबाद सिटी और दस्क्रोई क्षेत्र	गुजरात	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	28–नवंबर–13
85	98.09	हजीरा	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	17–जुलाई–14
86	98.10	वलसाड	गुजरात	गुजरात गैस लिमिटेड	20–जनवरी–15
87	98.11	आणंद क्षेत्र जिसमें कंजरी और वडताल गांव शामिल हैं (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	1–अगस्त–18
पीएनजीआरबी अधिनियम, 2006 की धारा 42 के तहत					
89	97.01	पटना जिला	बिहार	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7–मार्च–18
90	97.02	पूर्वी सिंहभूम जिला	झारखंड	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7–मार्च–18
91	97.03	रांची जिला	झारखंड	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7–मार्च–18
92	97.04	खोरधा जिला	ओडिशा	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7–मार्च–18
93	97.05	कटक जिला	ओडिशा	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7–मार्च–18
94	97.06	वाराणसी जिला	उत्तर प्रदेश	गेल (इंडिया) लिमिटेड	7–मार्च–18

**03.12.2020 को पीएनजीआरबी द्वारा इन सीजीडी नेटवर्क का प्राधिकार रद्द कर दिया गया*

अनुलग्नक घ

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

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील 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 दिमा हसाओ जिले	असम	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	78	481962	1962
11.03	लखीमपुर, धेमाजी, दरांग, उदलगिरि, सोनितपुर और बिश्वनाथ चरियाली जिले	असम	गैस कंपनी लिमिटेड और ऑयल इंडिया लिमिटेड का असम परिसंघ	166	346000	2288
11.04	कोकराझार, धुबरी, दक्षिण सलमारा–मनकचर और गोलपाड़ा जिले	असम	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	62	311962	962
11.05	बक्सा, बारपेटा, बोंगाईगांव, चिरांग, नलबाड़ी और बजाली जिले	असम	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	78	481962	878
11.06	दरभंगा, मधुबनी, सुपौल, सीतामढी और शिवहर जिले	बिहार	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	50	1010999	2895
11.07	गोपालगंज, सीवान, पश्चिमी चंपारण, पूर्वी चंपारण और देवरिया जिले	बिहार और उत्तर प्रदेश	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	67	1010999	4141
11.08	बलौदा बाजार, गरियाबंद एवं रायपुर जिले	छत्तीसगढ़	एचसीजी रायपुर प्राइवेट लिमिटेड	606	1506000	5060
11.09	कबीरधाम, राज नांदगांव और कांकेर जिले	छत्तीसगढ	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	78	311962	1962
11.10	मुंगेली, बेमेतरा, दुर्ग, बालोद और धमतरी जिले	छत्तीसगढ	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	178	1111962	1962
11.11	जशपुर, रायगढ़, जांजगीर–चांपा और महासमुंद जिले	छत्तीसगढ	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	162	881162	1962



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच–कि.मी.)
11.16	मंडी, कुल्लू, किन्नौर और लाहौल और स्पीति जिले	हिमाचल प्रदेश	दिनेश इंजीनियर्स लिमिटेड, रेजोनेंस एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड और तोलानी प्रोजेक्ट्स प्राइवेट लिमिटेड का परिसंघ	45	252000	लागू नहीं
11.17	कांगड़ा और चंबा जिले	हिमाचल प्रदेश	थिंक गैस इन्वेस्टमेंट ।। प्रा. लिमिटेड और थिंक गैस इन्वेस्टमेंट प्रा. लिमिटेड और थिंक गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड का परिसंघ	41	300109	लागू नहीं
11.18	जम्मू, उधमपुर, रियासी, सांबा और कठुआ जिले	जम्मू और कश्मीर संघ राज्य क्षेत्र	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	121	1452352	लागू नहीं
11.19	गुमला, लातेहार, लोहरदगा, सिमडेगा, गढ़वा और खूंटी जिले	झारखंड	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	62	161978	978
11.20	चिक्काबल्लापुर जिला	कर्नाटक	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	81	382500	999
11.21	इडुक्की, कोट्टायम और पट्टनमटिट्टा जिले	केरल	शोलागास्को प्राइवेट लिमिटेड	325	1080928	1342
11.22	आगर मालवा, नीमच, मंदसौर और झालावाड़ जिले	मध्य प्रदेश और राजस्थान	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	126	540000	3060
11.23	बुरहानपुर, खंडवा, खरगोन और हरदा जिले	मध्य प्रदेश	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	119	511978	1578
11.24	टीकमगढ़, निवाड़ी, छतरपुर और पन्ना जिले	मध्य प्रदेश	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	47	191978	1478
11.25	बैतूल, छिंदवाड़ा, सिवनी एवं बालाघाट जिले	मध्य प्रदेश	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	171	400500	2088

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच–कि.मी.)
11.26	दमोह, जबलपुर, कटनी, मंडला, उमरिया और डिंडौरी जिले	मध्य प्रदेश	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	171	1530000	6507
11.27	होशंगाबाद, नरसिंहपुर, सागर और विदिशा जिले	मध्य प्रदेश	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	207	663300	3600
11.28	बुलडाणा, नांदेड़ और परभण ी जिले	महाराष्ट्र	महाराष्ट्र प्राकृतिक गैस लिमिटेड	325	2007730	2600
11.29	बीड, जलगांव और जालना जिले	महाराष्ट्र	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	151	2309973	1188
11.30	अकोला, हिंगोली और वाशिम जिले	महाराष्ट्र	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	101	511962	1962
11.31	अमरावती और यवतमाल जिले	महाराष्ट्र	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	162	901962	2562
11.32	चंद्रपुर और वर्धा जिले	महाराष्ट्र	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	117	909000	3060
11.33	नागपुर जिला	महाराष्ट्र	एचसीजी नागपुर प्राइवेट लिमिटेड	756	1965000	7221
11.34	भंडारा, गोंदिया और गरचिरोली जिले	महाराष्ट्र	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	78	361962	1562
11.35	अलीराजपुर, नंदुरबार और बड़वानी जिले	महाराष्ट्र और मध्य प्रदेश	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	62	221962	662
11.36	कोरापुट, मल्कानगिरी और नबरंगपुर जिले	ओडिशा	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	38	151968	968
11.37	गजपति, कंधमाल, बौध और सोनपुर जिले	ओडिशा	गेल गैस लिमिटेड	30	30001	900
11.38	रायगढ़ा, कालाहांडी, बोलांगीर और नुआपाड़ा जिले	ओडिशा	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	63	303030	2520
11.39	पठानकोट जिला	पंजाब	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	51	262740	151



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच–कि.मी.)
11.40	तरनतारन जिला	पंजाब	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	72	243000	999
11.41	फाजिल्का (पहले से अधिकृत क्षेत्र को छोड़कर), गंगानगर और हनुमानगढ़ जिले	पंजाब और राजस्थान	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	49	752999	3308
11.42	बीकानेर एवं चूरू जिले	राजस्थान	दिनेश इंजीनियर्स लिमिटेड, रेजोनेंस एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड और तोलानी प्रोजेक्ट्स प्राइवेट 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 कल्लाक्कुरिची जिले	तमिलनाडु	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	99	1323000	2520
11.47	अरियालुर और पेरम्बलुर जिले	तमिलनाडु	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	63	419400	1530
11.48	नमक्कल और तिरुचिरापल्ली जिले	तमिलनाडु	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	290	1774000	1450
11.49	पुडुकोट्टई, शिवगंगा और तंजावुर जिले	तमिलनाडु	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	216	1400004	6498
11.50	मदुरै, थेनी और विरुधनगर 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

विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच–कि.मी.)
11.52	डिंडीगुल और करूर जिले	तमिलनाडु	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	135	1008000	3510
11.53	नीलगिरि और इरोड जिले	तमिलनाडु	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	201	884777	1316
11.54	निजामाबाद, आदिलाबाद, निर्मल, मंचेरियल कुमुरम भीम आसिफाबाद और कामारेड्डी जिले	तेलंगाना	महाराष्ट्र नेचुरल गैस लिमिटेड	351	1286333	2500
11.55	जोगुलम्बा गडवाल, नगरकुर्नूल, महबूबनगर, नारायणपेट, वानापर्थी और यादगीर जिले	तेलंगाना और कर्नाटक	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	270	1299996	4545
11.56	दक्षिण त्रिपुरा और सिपाहीजला जिले	त्रिपुरा	असम गैस कंपनी लिमिटेड और ऑयल इंडिया लिमिटेड का परिसंघ	46	96000	844
11.57	धलाई, उत्तरी त्रिपुरा, उनाकोटि और खोवाई जिले	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 (पहले से अधिकृत क्षेत्र को छोड़कर) जिले	उत्तंर प्रदेश	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	99	657000	1440
11.59	कासगंज जिला	उत्तर प्रदेश	मेघा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन प्रा. लिमिटेड	45	252000	1530
11.60	पुरुलिया और बांकुरा जिले	पश्चिम बंगाल	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	27	555999	1211
11.61	पूर्वी मेदनीपुर, पश्चिमी मेदनीपुर और झारग्राम जिले	पश्चिम बंगाल	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	131	3734901	1500
11.62	अलीपुरद्वार और कोच बिहार जिले	पश्चिम बंगाल	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	19	251999	706
11.63	बाँदा,चित्रकूट और महोबा जिले	उत्तर प्रदेश	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	102	150006	2325



विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र (जीए)	राज्य	अधिकृत सीजीडी कंपनी	न्यूनतम कार्य कार्यक्रम		
				सीएनजी स्टेशन	पीएनजी घरेलू कनेक्शन	स्टील पाइपलाइन (इंच–कि.मी.)
11.64	पौडी गढ़वाल, उत्तरकाशी, रूद्रप्रयाग और टेहरी गढ़वाल जिले	उत्तराखंड	दिनेश इंजीनियर्स लिमिटेड, रेजोनेंस एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड और तोलानी प्रोजेक्ट्स प्राइवेट लिमिटेड का परिसंघ	63	351000	लागू नहीं
11.65	पिथौरागढ, चंपावत, अल्मोडा, चमोली और बागेश्वर जिले	उत्तराखंड	दिनेश इंजीनियर्स लिमिटेड, रेजोनेंस एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड और तोलानी प्रोजेक्ट्स प्राइवेट लिमिटेड का परिसंघ	72	405000	लागू नहीं
11क.01	लखीमपुर खीरी, सीतापुर, बहराइच, श्रावस्ती, बलरामपुर, सिद्धार्थनगर एवं महराजगंज जिले	उत्तर प्रदेश	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	421	5069648	5060
11क.02	बांका (बिहार), दुमका, गोड्डा, जामताड़ा, पाकुड़ एवं साहिबगंज जिले	बिहार और झारखंड	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	99	1476189	2007
11क.03	बीरभूम, मुर्शिदाबाद, मालदा और दक्षिण दिनाजपुर जिले	पश्चिम बंगाल	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	162	6210189	1845
11क.04	कोरिया, सूरजपुर, बलरामपुर और सरगुजा जिले	छत्तीसगढ़	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	54	259496	1335
11क.05	कोंडागांव, बस्तर, सुकमा, नारायणपुर, बीजापुर और दंतेवाड़ा जिले	छत्तीसगढ	गेल गैस लिमिटेड	32	70031	511
11क.06	यानम जिला	पुडुचेरी केंद्र शासित प्रदेश	एचसीजी यानम प्राइवेट लिमिटेड	51	51000	133
कुल				**9,540**	**70,557,571**	**133,836**

अनुलग्नक–ड.

सीजीडी नेटवर्क के लिए प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई
(1 अप्रैल, 2022 से 31 मार्च, 2023)

क्र.सं.	सीजीडी नेटवर्क का नाम/भौगोलिक क्षेत्र	कंपनी का नाम	बैठक/सुनवाई की तारीख
1	ग्वालियर (ईएएए) जिला और श्योपुर जिला	राजस्थान स्टेट गैस लिमिटेड	12/04/2022
2	देवास, मेरठ, सोनीपत	गेल गैस लिमिटेड	18/04/2022
3	खुर्जा	अडानी टोटल गैस लिमिटेड	26/04/2022
4	झाँसी	सेंट्रल यूपी गैस लिमिटेड	27/04/2022
5	कोटा	राजस्थान राज्य गैस लिमिटेड	28/04/2022
6	मथुरा	सांवरिया गैस लिमिटेड	28/04/2022
7	मोरादाबाद	टोरेंट गैस मोरादाबाद लिमिटेड	28/04/2022
8	वडोदरा	वडोदरा गैस लिमिटेड	29/04/2022
9	इलाहाबाद, चंडीगढ़	इंडियन–ऑयल अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	04/05/2022
10	विजयवाड़ा	भाग्यनगर गैस लिमिटेड	09/05/2022
11	कृष्णा जिला (ईएएए), बेलागम जिला	मेघा इंजीनियरिंग और इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	10/05/2022
12	कृष्णा जिला (ईएएए), बेलागम जिला	मेघा इंजीनियरिंग और इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	25/05/2022
13	कोटा	राजस्थान स्टेट गैस लिमिटेड	26/05/2022
14	कोटा	राजस्थान स्टेट गैस लिमिटेड	31/05/2022
15	सोलापुर जिला	आईएमसी लिमिटेड	22/06/2022
16	पुणे जिला (ईएएए)	टोरेंट गैस पुणे लिमिटेड	24/06/2022
17	रत्नागिरी जिला	यूनियन एनवायरा प्राइवेट लिमिटेड	24/06/2022
18	लखनऊ	ग्रीन गैस लिमिटेड	29/06/2022
19	एर्नाकुलम जिला, उधम सिंह नगर जिला, धारवाड़ जिला, दक्षिण गोवा जिला, बुलन्दशहर (भाग) जिला	इंडियन–ऑयल अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड	29/06/2022
20	9वीं, 10वीं और 11वीं सीजीडी बोली दौर के 29 भौगोलिक क्षेत्र	अडानी टोटल गैस लिमिटेड	29/06/2022
21	फैजाबाद और सुल्तानपुर जिले, उन्नाव (ईएएए) जिले	ग्रीन गैस लिमिटेड	30/06/2022
22	सहारनपुर जिला, यमुनानगर जिला	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	01/07/2022
23	पूर्वी गोदावरी जिला (ईएएए), पश्चिम गोदावरी जिला	गोदावरी गैस प्राइवेट लिमिटेड	01/07/2022
24	9वें और 10वें सीजीडी बोली दौर के 12 भौगोलिक क्षेत्र	एजीपी सिटी गैस प्राइवेट लिमिटेड और एजीपी सीजीडी इंडिया प्राइवेट लिमिटेड	04/07/2022
25	इडुक्की, कोट्टायम और पथानामथिट्टा जिला	शोलागास्को प्राइवेट लिमिटेड	04/07/2022
26	मंडी, कुल्लू, किन्नौर और लाहौल और स्पीति जिले, बीकानेर और चूरू जिले, पौडी गढ़वाल, उत्तरकाशी, रुद्रप्रयाग और टेहरी गढ़वाल जिले, पिथौरागढ, चंपावत, अल्मोडा, चमोली और बागेश्वर जिले	दिनेश इंजीनियर्स लिमिटेड और रेजोनेंस एनर्जी प्रा. लिमिटेड और तोलानी प्रोजेक्ट्स प्रा. लिमिटेड का परिसंघ	04/07/2022



क्र.सं.	सीजीडी नेटवर्क का नाम/भौगोलिक क्षेत्र	कंपनी का नाम	बैठक/सुनवाई की तारीख
27	9वें, 10वें और 11वें सीजीडी बोली दौर के 21 भौगोलिक क्षेत्र	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	04/07/2022
28	ग्वालियर	अवंतिका गैस लिमिटेड	06/07/2022
29	अहमदाबाद शहर और दस्क्रोई क्षेत्र	अदानी टोटल गैस लिमिटेड	06/07/2022
30	9वें, 10वें, 11वें और 11ए सीजीडी बोली दौर के 13 भौगोलिक क्षेत्र	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	08/07/2022
31	दीव और गिर सोमनाथ जिले, नमक्कल और तिरुचिरापल्ली जिले	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	08/07/2022
32	9वें और 10वें सीजीडी बोली दौर के 10 भौगोलिक क्षेत्र	इंडियन–ऑयल अदाणी गैस प्राइवेट लिमिटेड	08/07/2022
33	फतेहगढ़ साहिब जिला	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड	08/07/2022
34	9वें, 10वें और 11वें सीजीडी बोली दौर के 26 भौगोलिक क्षेत्र	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	11/07/2022
35	हिसार जिला, झज्जर जिला, बलौदा बाजार, गरियाबंद और रायपुर जिले, नागपुर जिला	हरियाणा सिटी गैस (केसीई) प्राइवेट लिमिटेड	11/07/2022
36	पुडुचेरी जिला	ईस्ट कोस्ट नेचुरल गैस प्रा. लिमिटेड	11/07/2022
37	भिवाड़ी (अलवर जिले में)	हरियाणा सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन (भिवाड़ी) लिमिटेड	11/07/2022
38	9वें और 10वें सीजीडी बोली दौर के 14 भौगोलिक क्षेत्र	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड	13/07/2022
39	मेरठ जिला (ईएएए), मुजफ्फरनगर और शामली जिले, कैथल जिला, अजमेर, पाली और राजसमंद जिले, कानपुर (ईएएए) जिला, फतेहपुर और हमीरपुर जिले, बांदा, चित्रकूट और महोबा	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड	13/07/2022
40	बेगुसराय जिला, भोपाल और राजगढ़ जिले, लुधियाना जिला (ईएएए), बरनाला और मोगा जिले, जालंधर जिला (ईएएए), कपूरथला और एसबीएस नगर जिले, शिवपुरी जिला, कांगड़ा और चंबा जिले	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड और उसकी संबद्ध कंपनियां	13/07/2022
41	9वीं, 10वीं और 11वीं सीजीडी बोली दौर के 19 भौगोलिक क्षेत्र	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	14/07/2022
42	रामानगर जिला, वलसाड (ईएएए), धुले और नासिक जिले, सिंधुदुर्ग जिला, बुलदाना, नांदेड़ और परभणी जिले, निजामाबाद, आदिलाबाद, निर्मल, मंचेरियल कुमुरम भीम आसिफाबाद और कामारेड्डी जिले	महाराष्ट्र नेचुरल गैस लिमिटेड	14/07/2022

क्र.सं.	सीजीडी नेटवर्क का नाम/भौगोलिक क्षेत्र	कंपनी का नाम	बैठक/सुनवाई की तारीख
43	तुमकुर जिला मेघा इंजीनियरिंग एवं इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड	14/07/2022
44	9वीं, 10वीं, 11वीं 11वें और 11ए सीजीडी बोली दौर के 11 भौगोलिक क्षेत्र	गेल गैस लिमिटेड	15/07/2022
45	नर्मदा (राजपिपला) जिले, सिरसा, फतेहाबाद और मनसा (पंजाब) जिले, उज्जैन (ईएएए) जिले, देवास (ईएएए) जिले और इंदौर (ईएएए) जिले, झाबुआ, बांसवाड़ा, रतलाम और डूंगरपुर जिले, फिरोजपुर, फरीदकोट और श्री मुक्तसर साहिब जिले, होशियारपुर और गुरदासपुर जिले, जालौर और सिरोही जिले	गुजरात गैस लिमिटेड	15/07/2022
46	ग्वालियर (ईएएए) जिला और श्योपुर जिला	राजस्थान स्टेट गैस लिमिटेड	15/07/2022
47	फिरोजाबाद (ताज ट्रेपेजियम जोन)	गेल गैस लिमिटेड	15/07/2022
48	अहमदाबाद जिला (ईएएए)	गुजरात गैस लिमिटेड	15/07/2022
49	कछार, हैलाकांडी और करीमगंज जिले, कामरूप और कामरूप महानगर जिले	पुरबा भारती गैस प्राइवेट लिमिटेड	18/07/2022
50	गोमती जिला, पश्चिम त्रिपुरा (ईएएए) जिला	त्रिपुरा प्राकृतिक गैस कंपनी लिमिटेड	18/07/2022
51	चित्रदुर्ग और दावणगेरे जिले, लातूर और उस्मानाबाद जिले	यूनिसन एनवायरो प्राइवेट लिमिटेड	18/07/2022
52	लखीमपुर, धेमाजी, दर्रांग, उदलगिरि, सोनितपुर और बिस्वनाथ चरियाली जिले, दक्षिण त्रिपुरा और सिपाहीजला जिले, धलाई, उत्तरी त्रिपुरा, उनाकोटी और खोवाई	असम गैस कंपनी लिमिटेड और ऑयल इंडिया लिमिटेड का परिसंघ	18/07/2022
53	भावनगर, जामनगर, कच्छ (पश्चिम), पालघर जिला और ठाणे ग्रामीण, अमृतसर जिला, भटिंडा जिला, अमरेली जिला, दाहोद जिला, नडियाद, नवसारी, राजकोट, सुरेंद्रनगर भौगोलिक क्षेत्र	गुजरात गैस लिमिटेड	15/09/2022
54	लुधियाना जिला (ईएएए), बरनाला और मोगा जिला	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड	10/11/2022
55	लुधियाना जिला (ईएएए), बरनाला और मोगा जिला	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड	24/11/2022
56	लुधियाना जिला (ईएएए), बरनाला और मोगा जिला	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड	08/12/2022
57	अलवर (भिवाड़ी के अलावा) और जयपुर जिले	टोरेंट गैस जयपुर प्राइवेट लिमिटेड	10/01/2023
58	लुधियाना जिला (ईएएए), बरनाला और मोगा जिला	थिंक गैस लुधियाना प्राइवेट लिमिटेड	17/01/2023



अनुलग्नक च

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों के लिए प्रगति समीक्षा बैठकें और सुनवाई का विवरण
(1 अप्रैल, 2022 से 31 मार्च, 2023)

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	कंपनी का नाम	बैठक/सुनवाई की तारीख
1	काकीनाडा – विजयवाड़ा – नेल्लोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (केवीएनपीएल)	आईएमसी लिमिटेड	07-04-2022
2	काकीनाडा–श्रीकाकुलम प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	आंध्र प्रदेश गैस डिस्ट्रिब्यूशन लिमिटेड (एपीजीडीसी)	18-05-2022
3	जयगढ़–मैंगलोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	एच–एनर्जी प्रा. लिमिटेड	19-05-2022
4	दादरी–बवाना–नांगल प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	गेल इंडिया लिमिटेड	31-05-2022
5	श्रीकाकुलम – अंगुल प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	गेल इंडिया लिमिटेड	02-06-2022
6	दाभोल–बैंगलोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	गेल इंडिया लिमिटेड	16-06-2022
7	जयगढ़–मैंगलोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	एच–एनर्जी प्रा. लिमिटेड	30-06-2022
8	मल्लावरम – भोपाल – भीलवाड़ा – विजयपुर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एमबीबीवीपीएल)	जीएसपीएल इंडिया ट्रांसको लिमिटेड (जीआईटीएल)	12-07-2022
9	मल्लावरम – भोपाल – भीलवाड़ा – विजयपुर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एमबीबीवीपीएल)	जीएसपीएल इंडिया ट्रांसको लिमिटेड (जीआईटीएल)	12-07-2022
10	मेहसाणा–भटिंडा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड (जीआईटीएल)	21-07-2022
11	काकीनाडा – विजयवाड़ा – नेल्लोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (केवीएनपीएल)	आईएमसी लिमिटेड	27-07-2022
12	चैनसा–झज्जर–हिसार प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	गेल इंडिया लिमिटेड	29-07-2022
13	काकीनाडा–श्रीकाकुलम प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	आंध्र प्रदेश गैस डिस्ट्रीब्यूशन लिमिटेड (एपीजीडीसी)	24-08-2022
14	काकीनाडा – विजयवाड़ा – नेल्लोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (केवीएनपीएल)	आईएमसी लिमिटेड	01-09-2022
15	काकीनाडा–श्रीकाकुलम प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	आंध्र प्रदेश गैस डिस्ट्रीब्यूशन लिमिटेड (एपीजीडीसी)	07-10-2022
16	एन्नोर–नेल्लोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	जीएसपीएल ट्रांसको इंडिया लिमिटेड	13-10-2022
17	मल्लावरम – भोपाल – भीलवाड़ा – विजयपुर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एमबीबीवीपीएल)	जीएसपीएल इंडिया ट्रांसको लिमिटेड (जीआईटीएल)	18-10-2022
18	मल्लावरम – भोपाल – भीलवाड़ा – विजयपुर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एमबीबीवीपीएल)	जीएसपीएल इंडिया ट्रांसको लिमिटेड (जीआईटीएल)	24-11-2022
19	भटिंडा–गुरदासपुर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड (जीआईटीएल)	29-11-2022
20	कोच्चि–कुट्टनाड–बैंगलोर–मैंगलोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (केकेबीएमपीएल)	गेल इंडिया लिमिटेड	01-12-2022
21	मेहसाणा–भटिंडा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड (जीआईटीएल)	09-01-2023
22	जगदीशपुर–हल्दिया–बोकारो–धामरा, बरौनी–गुवाहाटी और धामरा–हल्दिया प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (जेएचबीडीपीएल)	गेल इंडिया लिमिटेड	11-01-2023

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	कंपनी का नाम	बैठक / सुनवाई की तारीख
23	एन्नोर–थिरुवल्लूर–बेंगलुरु–पुदुचेरी–नागपतिनम–मदुरै–तूतीकोरिन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (ईटीबीपीएनएमटीपीएल)	इंडिया ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	15-02-2023
24	भटिंडा–गुरदाशपुर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड (जीआईटीएल)	06-03-2023
25	मेहसाणा–भटिंडा प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	जीएसपीएल इंडिया गैसनेट लिमिटेड (जीआईटीएल)	16-03-2023
26	मल्लावरम – भोपाल – भीलवाड़ा – विजयपुर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एमबीबीवीपीएल)	जीएसपीएल इंडिया ट्रांसको लिमिटेड (जीआईटीएल)	23-03-2023
27	हजारीबाग–रांची प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड	29-03-2023
28	काकीनाडा–विजयवाड़ा–नेल्लोर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (केवीएनपीएल)	आईएमसी लिमिटेड	29-03-2023



अनुलग्नक छ

प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (परिचालन, आंशिक रूप से चालू और निर्माणाधीन) – 31.03.2023 तक

अधिकृत प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	सामान्य कैरियर	32,043	33,592
	अनुबंध कनेक्टिविटी	770.4	
	समर्पित	779.3	
परिचालन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	सामान्य कैरियर	21,922	23,173
	अनुबंध कनेक्टिविटी	122	
	समर्पित	655	
	एसटीपीएल	474	
निर्माणाधीन प्राकृतिक गैस पाइपलाइन	सामान्य कैरियर	11,284	12,206
	अनुबंध कनेक्टिविटी	653	
	समर्पित	122	
	एसटीपीएल	147	

परिचालन की लंबाई के योग में भिन्नता

i. साइट की स्थितियों के कारण यथा–निर्मित लंबाई में भिन्नता

ii. एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के प्रावधानों के अनुरूप टैरिफ कॉरिडोर के भीतर कनेक्टिविटी प्रदान करने के लिए अधिकृत संस्थाओं द्वारा बिछाई गई अतिरिक्त पाइपलाइन

iii. उपरोक्तानुसार परिचालन और निर्माणाधीन पाइपलाइनों की लंबाई में सीजीडी संस्थाओं द्वारा स्वाधिकृत सब–ट्रांसमिशन पाइपलाइनों (एसटीपीएल) आदि की उपलब्ध लंबाई शामिल है।

प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों की उपरोक्त परिचालन और निर्माणाधीन लंबाई में सीजीडी संस्थाओं द्वारा स्वाधिकृत सब–ट्रांसमिशन पाइपलाइनों की उपलब्ध लंबाई शामिल है।

अस्वीकरणः यद्यपि इस रिपोर्ट में दी गई जानकारी की सटीकता सुनिश्चित करने के लिए हर संभव सावधानी बरती गई है, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (पीएनजीआरबी) इसमें निहित जानकारी के उपयोग या उपयोग से उत्पन्न होने वाले किसी भी कार्रवाई के परिणामस्वरूप किसी भी घटना के लिए जिम्मेदारी या दायित्व स्वीकार नहीं करता है।

हालांकि, पीएनजीआरबी अगले अद्यतन में सुधार करने के लिए त्रुटियों/चूक को ध्यान में लाए जाने पर बाध्य होगा।

(क) संक्षिप्ताक्षरों की सूची

एजीसीएल	असम गैस कंपनी लिमिटेड
एजीपीकेएलपीएल	एजीपी कराईकल एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड
एपीसीपीएल	आस्था पावर कॉर्पोरेशन प्राइवेट लिमिटेड
एपीजीडीसी	आंध्र प्रदेश गैस डिस्ट्रीब्यूशन कॉरपोरेशन लिमिटेड
बीजीएल	भाग्यनगर गैस लिमिटेड
बीजीआरएल	भारत गैस रिसोर्सेज 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 कंसेशन्स प्राइवेट लिमिटेड
ईओजीईपीएल	एस्सार ऑयल एंड गैस एक्सप्लोरेशन और 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 नेचुरल गैस प्राइवेट लिमिटेड
एचपीजीजीजी	हाई प्रेशर गुजरात गैस ग्रिड
एचपीओआईएल	एचपीओआईएल गैस प्राइवेट लिमिटेड
एचपीपीएल	हुगली पाइपलाइन प्राइवेट लिमिटेड
एचवीजे	इंटीग्रेटेड हजीरा–विजयपुर –जगदीशपुर एनजीपीएल
आईजीजीएल	इंद्रधनुष गैस ग्रिड लिमिटेड
आईजीएल	इंद्रप्रस्थ गैस लिमिटेड
आईएमसी	आईएमसी लिमिटेड
आईओसीएल	इंडियन ऑयल कॉरपोरेशन लिमिटेड
आईआरएमईपीएल	आईआरएम एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड

केएम	किलोमीटर
आईओएजीपीएल	इंडियन ऑयल अदानी गैस प्राइवेट लिमिटेड
केआरपीईपीएल	केई आरएसओएस पेट्रोलियम एंड एनर्जी प्राइवेट लिमिटेड
एमईआईएल	मेघा इंजीनियरिंग एंड इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड
एमएमएससीएमडी	मिलियन मीट्रिक मानक घन मीटर प्रति दिन
एमएसआईपीएल	महाराज साबुन उद्योग प्राइवेट लिमिटेड
एनजीपीएल	नेवेरिया गैस प्राइवेट लिमिटेड
ओएनजीसी	ऑयल एंड नेचुरल गैस कॉरपोरेशन लिमिटेड
ओपॉल	ओएनजीसी पेट्रो एडिशन लिमिटेड
पीआईएल	पाइपलाइन इन्फ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड
आरसीआईपीएल	रेकासिल सेरामिक्स इंडस्ट्रीज प्राइवेट लिमिटेड
आरजीपीएल	रिलायंस गैस पाइपलाइन लिमिटेड
एससीपीएल	सिलिका सेरेमिका प्राइवेट लिमिटेड
एसईआईएल	स्टील एक्सचेंज इंडिया लिमिटेड
एसएनजीएल	सांवरिया गैस लिमिटेड
टीजीपीएल	टोरेंट गैस प्राइवेट लिमिटेड
टीजीपीयूएल	टोरेंट गैस पुणे लिमिटेड
टीएनजीसीएल	त्रिपुरा नेचुरल गैस कंपनी लिमिटेड
टीपीएल	टोरेंट पावर लिमिटेड
यूईपीएल	यूनिसन एनवायरो प्राइवेट लिमिटेड
वीजीएल	वडोदरा गैस लिमिटेड
डब्ल्यूसीपीएल	वेस्टर्न कंसेशन प्राइवेट लिमिटेड

(ख) 31.03.2023 तक पूरी तरह से चालू सामान्य वाहक प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 5/17/18 के तहत अधिकृत)

क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	लंबाई (कि.मी)	अधिकृत क्षमता (एमएमए ससीएमडी)	प्रचालन लंबाई (कि.मी.)	राज्य जहां 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	242.52	पुदुचेरी, तमिलनाडु
3	17.03.एनजीपीएल	हजीरा–विजयपुर– जगदीशपुर– जीआरईपी (गैस पुनर्वास और विस्तार परियोजना) – दहेज–विजयपुर एचवीजे/वीडीपीएल	गेल	19.04.2010	5,502.46	107	6047.95	उत्तर प्रदेश, मध्य प्रदेश, राजस्थान, गुजरात
4	17.11.एनजीपीएल	दहेज–विजयपुर (डीवीपीएल)– विजयपुर–दादरी (जीआरईपी) उन्नयन डीवीपीएल 2 और वीडीपीएल		14.02.2011				
5	17.04.एनजीपीएल	काकीनाडा– हैदराबाद–उरण– अहमदाबाद (पूर्व पश्चिम पाइपलाइन)	पीआईएल	19.04.2010	1,459.02	85	1,483.70	आंध्र प्रदेश, गुजरात, महाराष्ट, तेलंगाना
6	17.05.एनजीपीएल	दहेज–उरण– पनवेल–धभोल	गेल	10.05.2010	815	19.9	943.09	गुजरात, महाराष्ट्र
7	17.06.एनजीपीएल	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल	12.05.2010	877.86	16	864.9	आंध्र प्रदेश, पुडुचेरी
8	17.07.एनजीपीएल	गुजरात क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल	03.12.2010	608.82	8.31	614.58	गुजरात
9	17.08.एनजीपीएल	अगरतला क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल	13.12.2010	55.4	2	64.75	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	2659	गुजरात
14	18.02.एनजीपीएल	हजीरा– अंकलेश्वर (एचएपीआइ)	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	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	0	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	–	667.032	मध्य प्रदेश, उत्तर प्रदेश
21′	17.09.एनजीपीएल	चैनसा– झज्जर–हिसार	गेल	13.12.2010	455	35	442.26	हरियाणा, राजस्थान
22′	17.12.एनजीपीएल	दादरी–बवाना–नांगल	गेल	15.02.2011	886	31	909.28	पंजाब, हरियाणा, उत्तर प्रदेश, उत्तराखंड, दिल्ली
कुल					**14,660**		**15,823**	

*टिप्पणी: – * इंगित करता है कि गेल द्वारा प्रस्तुत रिपोर्ट के अनुसार, चैनसा–झज्जर–हिसार (सीजेएचपीएल) की ट्रंक लाइन*



(ग) 31.03.2023 तक पूर्ण प्रचालन अनुबंध कनेक्टिविटी (एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 21(1) के तहत अधिकृत)

क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	लंबाई (कि.मी)	अधिकृत क्षमता (एमएमएससीएमडी)	प्रचालन लंबाई (कि. मी.)	राज्य जहां से पाइपलाइन गुजरती है
1	21.01.एनजीपीएल	जयगढ़ – दाभोल	डब्ल्यूसीपीएल	18.05.2015	60	29	60	महाराष्ट्र
2	21.03 .एनजीपीएल	ओएनजीसी डब्ल्यूएचआई उत्तर पेनुगोंडा से जीएएच, पेरावली एस.वी स्टेशन	केआरपीईपीएल	16.02.2016	7.8	0.05	7.8	आंध्र प्रदेश
3	21.06.एनजीपीएल	ओएनजीसी के मदनम क्षेत्र से एसवी–2 पर गेल का केजी बेसिन नेटवर्क (मेमाथुर)	गेल	21.12.2017	29	0.85	29.64	आंध्र प्रदेश
4	21.07.एनजीपीएल	ओएनजीसी का एस1–वीए फील्ड पूर्व–ओडालारेवु से एसवी–1, बोडास्कुरु पर गेल के केजी तक बेसिन नेटवर्क	गेल	09.01.2018	13.6	5.2	14.091	आंध्र प्रदेश
5	21.04.एनजीपीएल	सुवाली से एचवीजे / डीवीपीएल नेटवर्क	गेल	24.01.2017	7	2	10.48	गुजरात
कुल					**117.4**		**122.01**	

(घ) 31.03.2023 तक प्रचालन समर्पित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 19 के तहत अधिकृत)

क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	लंबाई (कि.मी)	अधिकृत क्षमता (एमएम एससीएमडी)	प्रचालन लंबाई (कि.मी.)	राज्य जहां से पाइपलाइन गुजरती है
1	19.01.एनजीपीएल	दुलियाजान से नुमालीगढ़	डीएनएल	26.03.2019	194	1.2	192	असम
2	19.02.एनजीपीएल	ईस्सार का एलपी गैस गैदरिंग हेडर से फिलिप्स कार्बन ब्लैक लिमिटेड दुर्गापुर तक	ईओजीईपीएल	03.11.2010	8	0.7	8	पश्चिम बंगाल
3	19.03.एनजीपीएल	एस्सार की एलपी गैस गैदरिंग हेडर से दुर्गापुर में ग्रेफाइट इंडिया लिमिटेड तक	ईओजीईपीएल	12.08.2015	3	0.06	2.36	पश्चिम बंगाल
4	19.04.एनजीपीएल	पीएलएल दहेज टर्मिनल से डीजीईएन पावर संयंत्र, दहेज एसईजेड	टीपीएल	27.08.2012	13	8	13	गुजरात
5	19.05.एनजीपीएल	ईपीएस अकोलजोनी – 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	दहेज जीजीएस से जीएसीएल पाइपलाइन	गेल	14.12.2012	11.25	0.22	12.115	गुजरात
8	19.08.एनजीपीएल	जीजीएस ओलपाड से सीवाईए और रसायन	गेल	14.12.2012	1.2	0.05	1.2	गुजरात
9	19.09.एनजीपीएल	जोलवा 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 वासना – यूनिवर्सल मेटल (मंगलम एलोयस)	गेल	14.12.2012	0.61	0.01	0.61	गुजरात
13	19.13.एनजीपीएल	मोटेरा जीजीएस – आरआईएल सुघड़	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
								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 वाडु –पायनियर	गेल	14.12.2012	0.35	0.01	0.35	गुजरात
19	19.19.एनजीपीएल	साणंद 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	नंदासन ईपीएस – अकीक टाइल्स	गेल	14.12.2012	2.4	0.01	2.43	गुजरात
22	19.22.एनजीपीएल	नल्लूर – टीएनईबी थिरुमककोट	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	बीवीजी–नेसर	गेल	14.12.2012	16.55	0.02	16.32	तमिलनाडु
25	19.25.एनजीपीएल	एएफएल	गेल	14.12.2012	1.7	0.1	1.71	आंध्र प्रदेश



क्र. सं.	पीएल विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	लंबाई (कि.मी)	अधिकृत क्षमता (एमएम एससीएमडी)	प्रचालन लंबाई (कि.मी.)	राज्य जहां से पाइपलाइन गुजरती है
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	डांडेवाला–गामनेवाला–आरएसईबी रामगढ़	गेल	14.12.2012	65.19	0.075 / 0.108	65.32	राजस्थान
29	19.29.एनजीपीएल	लंगतला से रामगढ तक	गेल	14.12.2012	86.21	0.12	88	राजस्थान
30	19.31.एनजीपीएल	ओएनजीसी कवितम् से गेल कवितम एस.वी. स्टेशन	एससीपीएल	27.08.2013	3.6	0.02	3.8	आंध्र प्रदेश
31	19.32.एनजीपीएल	ओएनजीसी कम्मापलेम पूर्वी गोदावरी में गेल एसवी टर्मिनल, डिंडी से पृथक	एसईआईएल	09.01.2014	5.4	0.05	4.75	आंध्र प्रदेश
32	19.33.एनजीपीएल	ओएनजीसी का सीटीएफ अंकलेश्वर गेल के सामान्य वाहक दक्षिण गुजरात नेटवर्क इंटरकनेक्शन पॉइंट से पूरी तरह से अलग है	आरसीआईपीएल	20.05.2015	0.53	0.015	0.53	गुजरात
33	19.34.एनजीपीएल	भडोल टॉप से टोरेंट हजीरा अखाकोल	जीएसपीएल	05.08.2015	22	0.48	22	गुजरात
34	19.34.एनजीपीएल	लैंको कोंडापल्ली पाइपलाइन– I	पीआईएल	12.08.2015	12	2	12	आंध्र प्रदेश
35	19.36.एनजीपीएल'	सोनामुरा जीसीएस से जीएमएस–मोनार्चक	ओएनजीसी	12.08.2015	13	0.5	10.5	त्रिपुरा
36	19.35.एनजीपीएल'	एडीबी जीसीएस से ओएनजीसी कालोनी बदरघाट	ओएनजीसी	12.08.2015	11	0.03	10.79	त्रिपुरा
37	19.37.एनजीपीएल	ओएनजीसी हजीरा –कृभको एचपी पाइपलाइन		12.08.2015	5	2	4.27	गुजरात
38	19.38.एनजीपीएल	ओएनजीसी हजीरा –कृभको एलपी पाइपलाइन		12.08.2015	5	1	4.86	गुजरात
39	19.39.एनजीपीएल	रानीगंज में एस्सार के मुख्य कंप्रेसर स्टेशन रानीगंज (पूर्व) में सीबीएम ब्लॉक से दुर्गापुर में मैटिक्स फर्टिलाइजर एंड केमिकल्स लिमिटेड (एमएफसीएल) तक	ईओजीईपीएल	12.08.2015	30	3	28.47	पश्चिम बंगाल
40	19.43.एनजीपीएल	ओएनजीसी पूंडी फील्ड्स से महाराज सोप्स इंडस्ट्री प्राइवेट लिमिटेड तक	एमएसआईपीएल	29.09.2020	0.2	0.002	0.26	तमिलनाडु
41	19.41.एनजीपीएल	पीएलएल की दहेज – कोयाली रिफाइनरी प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (डीकेपीएल)	आईओसीएल	20.03.2020	106	5.23	106	गुजरात
कुल					**657.73**			

*टिप्पणीः– * इंगित करता है कि कंपनी ने नवीनतम डेटा प्रस्तुत नहीं किया है; इसलिए इसके लिए पिछले डेटा पर विचार किया गया है।*



(ड.) 31.03.2023 तक प्रचालनात्मक सब–ट्रांसमिशन पाइपलाइन (एसटीपीएल)

क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र / सीजीडी नेटवर्क	अधिकृत सीजीडी कंपनी	प्रचालनात्मक एसटीपीएल लंबाई (कि.मी.)	टैप–ऑफ से ट्रांसमिशन पाइपलाइन	ट्रांसमिशन पाइपलाइन कंपनी
1	2.01	चंडीगढ	आईओएजीपीएल	22	डीबीएनपीएल	गेल
2	2.02	इलाहाबाद	इलाहाबाद	17.2	एचवीजे	गेल
3	2.03	झांसी	सीयूजीएल	8.45	वीएपीएल	गेल
4	4.06	दमन यूटी	आईओएजीपीएल	15.6	डीयूपीएल–डीपीपीएल	गेल
5	4.07	अमृतसर जिला	जीजीएल	4.8	बीजीपीएल	जीआईजीएल
6	4.08	पुणे जिला (ईएएए)	टीजीपीएल	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 जिला (ईएएए)	जीजीपीएल	6.845	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
9	5.04	पश्चिम गोदावरी जिला	जीजीपीएल	0.02 3.312 5.772 4.094 12.3	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
10	5.05	तुमकुर जिला	एमईआईएल	2.4 0.16	डीबीपीएल	गेल
11	5.06	कृष्णा जिला (ईएएए)	एमईआईएल	0.48	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
12	5.08	बेलगाम जिला	एमईआईएल	0.2516	डीबीपीएल	गेल
13	6.13	यमुनानगर जिला	बीपीसीएल	2.3	डीबीएनपीएल	गेल
14	6.14	रत्नागिरी जिला	यूईपीएल	0.254	डीबीपीएल	गेल
15	9.07	दीव और गिर सोमनाथ जिले	आईआरएमईपीएल	6.48	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
16	9.1	नवसारी जिला (ईएएए), सूरत जिला (ईएएए), तापी जिला (ईएएए) और डांग्स जिला	एटीजीएल	17.8	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
17	9.12	खेड़ा जिला (ईएएए) और महिसागर जिला	एटीजीएल	0.74	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
18	9.24	चित्रदुर्ग और दावणगेरे जिले	यूईपीएल	0.14	डीबीपीएल	गेल
19	9.58	भीलवाड़ा एवं बूंदी जिले	एटीजीएल	0.88	एचवीजे	गेल
20	9.59	चित्तौड़गढ़ (रावतभाटा तालुका के अलावा) और उदयपुर जिले	एटीजीएल	0.45	एचवीजे	गेल

क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र / सीजीडी नेटवर्क	अधिकृत सीजीडी कंपनी	प्रचालनात्मक एसटीपीएल लंबाई (कि.मी.)	टैप–ऑफ से ट्रांसमिशन पाइपलाइन	ट्रांसमिशन पाइपलाइन कंपनी
21	9.7	जनगांव, जयशंकर भूपालपल्ली, महबुबाबाद, वारंगल शहरी और वारंगल ग्रामीण जिले	एमईआईएल	1.319	एमबीबीवीपीएल	जीआईटीएल
22	9.71	मेडक, सिद्दीपेट और संगारेड्डी जिले	टीजीपीएल	17.4	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
23	9.73	नलगोंडा सूर्यापेट और यदाद्री भुवनगिरि जिले	एमईआईएल	2.8	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
24	9.75	पश्चिम त्रिपुरा (ईएएए) जिले	टीएनजीसीएल	4.4	अगरतला क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल
25	9.78	अमेठी, प्रतापगढ़ और रायबरेली जिले	बीपीसीएल	0.75	एचवीजे	गेल
26	9.79	औरैया, कानपुर देहात एवं इटावा जिले	टीजीपीएल	2.5	एचवीजे	गेल
27	9.4	लातूर और उस्मानाबाद जिले	यूईपीएल	11.865	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
28	10.33	होशियारपुर और गुरदासपुर जिले	जीजीएल	0.123	बीजीपीएल	जीआईजीएल
29	98.02	सूरत, भरूच, अंकलेश्वर	जीजीएल	25.87	एचएपीआई	जीजीएल
				10.43	मोरा–सचिन एसटीपीएल	जीजीएल सीजीडी
				21.6	एचएपीआई	जीजीएल
				11.52	सनपरट्रो स्रोत से संबद्ध	जीजीएल
				11	गेल एपीएम स्रोत से संबद्ध	जीजीएल
30	98.08	अहमदाबाद शहर और दस्क्रोई क्षेत्र	एटीजीएल	0.38	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
31	98.11	आणंद क्षेत्र जिसमें कंजरी और वडताल गांव शामिल हैं (खेड़ा जिले में)	सीजीएसएमएल	6.2	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
32	98.12	भिवाड़ी जिला	हरियाणा सिटी गैस (भिवाड़ी) प्राइवेट लिमिटेड	2.174	सीजेएचपीएल	गेल
33	99.16	अगरतला	टीएनजीसीएल	1.9	अगरतला क्षेत्रीय नेटवर्क	गेल
34	99.18	वडोदरा	वीजीएल	0.415	एचवीजे	गेल
				9.843		
				3.607		
				13.184		
				30.9885		



क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र / सीजीडी नेटवर्क	अधिकृत सीजीडी कंपनी	प्रचालनात्मक एसटीपीएल लंबाई (कि.मी.)	टैप–ऑफ से ट्रांसमिशन पाइपलाइन	ट्रांसमिशन पाइपलाइन कंपनी
35	99.04	कानपुर	सीयूजीएल	8.89	एचवीजे	गेल
36	99.09	हैदराबाद	बीजीएल	3.23	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
37	96.04	फरीदाबाद (न्यायालय के आदेश के आधार पर)	एटीजीएल	0.55	एचवीजे	गेल
38	96.07	वडोदरा (न्यायाधीन)	एटीजीएल	0.36	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
39	9.41	सांगली और सतारा जिले	बीपीसीएल	0.09	डीबीपीएल	गेल
40	10.4	गोण्डा एवं बाराबंकी जिले	टीजीपीएल	19.04	एचवीजे	गेल
41	9.11	जूनागढ जिला	टीजीपीएल	56	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
42	9.56	अलवर (भिवाड़ी के अलावा) और जयपुर जिला	टीजीपीएल	2.43	एमबीपीएल	जीआईजीएल
43	9.62	चेन्नई और टी हिरुवल्लुर जिले	टीजीपीएल	1.31	ईएमपीएल	आईओसीएल
44	9.2	नूंह और पलवल जिले	एटीजीएल	0.25	सीजेएचपीएल	गेल
45	9.08	सुरेंद्रनागा आर जिला (ईएएए) और मोरबी जिला (ईएएए)	एटीजीएल	13.9	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
46	9.16	भिवानी, चरखी दादरी और महेंद्रगर जिले	एटीजीएल	0.2	सीजेएचपीएल	गेल
47	10.31	झाँसी (ईएएए) जिला, भिंड, जालौन, ललितपुर और दतिया जिले	एटीजीएल	3.2	एचवीजे	गेल
48	10.12	सिरसा–फतेहाबाद –मानसा जिले	जीजीएल	0.848	एमबीपीएल	जीआईजीएल
49	9.68	भद्राद्रि कोठागुडेम और खम्मन जिले	एमईआईएल	0.4	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
50	9.72	मेडचल– मल्काजगिरी, रंगा रेड्डी और विकाराबाद जिले	एमईआईएल	8.5 6.9	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
51	10.29	अनूपपुर, बिलासपुर एवं कोरबा जिले	एटीजीएल	18.3	एसपीपीएल	आरजीपीएल
52	10.35	जालोर एवं सिरोही जिले	जीजीएल	1.924	एमबीपीएल	जीआईजीएल
कुल				**474.3**		

(च) 31.03.2023 तक 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 अधिकृत)

क्र. सं.	पाइपलाइन विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	प्राधिकृत कंपनी का नाम	प्राधिकार की तिथि	लंबाई (कि.मी)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएससीएमडी)	पूरा होने की लक्षित तारीख	राज्य जहां से पाइपलाइन गुजरती है
1	5.06.एनजीपीएल	काकीनाडा – विजाग –श्रीकाकुलम	एपीजीडीसी	16.07.2014	275	90	जून–24	आंध्र प्रदेश
2	5.07.एनजीपीएल	एन्नोर–नेल्लोर	जीटीआईएल	02.12.2014	220	36	अप्रैल–20	आंध्र प्रदेश, तमिलनाडु
3	5.10.एनजीपीएल	काकीनाडा–विजयवाड़ा–नेल्लोर	आईएमसी	19.02.2018	667	18	मार्च–24	आंध्र प्रदेश
4	42.01.एनजीपीएल	पूर्वोत्तर प्राकृतिक गैस पाइपलाइन ग्रिड	आईजीजीएल	17.11.2020	1,656	4.75	नवंबर–23	असम, मिजोरम, मणिपुर, अरुणाचल प्रदेश, त्रिपुरा, नागालैंड, मेघालय और सिक्किम
5	5.11.एनजीपीएल	कनाई – छाता पानीतर	एचपीपीएल	08.07.2019	317	19.2	मई–23	पश्चिम बंगाल
6	5.12.एनजीपीएल	श्रीकाकुलम–अंगुल	गेल	23.07.2019	690	6.65	जुलाई–23	आंध्र प्रदेश, ओडिशा
7	5.13.एनजीपीएल	मुंबई–नागपुर– झारसुगुड़ा	गेल	15.05.2020	1755	16.5	मई–23	महाराष्ट्र, मध्य प्रदेश, छत्तीसगढ़, ओडिशा
8	21.17.एनजीपीएल	जामनगर से द्वारका (गुजरात)	जीएसपीएल	19.08.2021	100	3	अगस्त–24	गुजरात
9	————	हजारीबाग–रांची	आईओसीएल	09.02.2023	65	1.03	फरवरी–26	झारखंड
कुल					5,745			

*टिप्पणी:– *दर्शाता है कि पूरा होने की लक्षित तारीख कंपनी को जारी प्राधिकार या ऐसी अन्य तारीख के अनुसार है।*

(छ) 31.03.2023 तक निर्माणाधीन अनुबंध कनेक्टिविटी (एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 21(1) के तहत प्राधिकृत)

क्र. सं.	पाइपलाइन विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	कंपनी	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएससीएमडी)	पूरा होने की लक्षित तारीख'	राज्य जहां से पाइपलाइन गुजरती है
1	21.05.एनजीपीएल	ओएनजीसी के बंटुमिली गैस स्रोत क्षेत्र से गेल के केजी बेसिन नेटवर्क तक	गेल	21.12.2017	41	0.9	अगस्त–22	आंध्र प्रदेश
2	21.08.एनजीपीएल	काकीनाडा गहरे पानी के समुद्री बंदरगाह से एनएफसीएल में केजी बेसिन नेटवर्क टर्मिनल, पूर्वी गोदावरी जिला तक	ईसीसीपीएल	21.02.2018	4	6.31	दिसम्बर–22	आंध्र प्रदेश
3	21.09.एनजीपीएल	काकीनाडा–विजयवाड़ा–नेल्लोर एनजीपीएल को जोड़ने वाला ओएनजीसी का ओडेलारेवु टर्मिनल, मल्लावरम	आईएमसी	06.09.2019	49.1	18	मार्च–24	आंध्र प्रदेश
4	21.10.एनजीपीएल	जीएसपीएल के पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड में प्रस्तावित टर्मिनल, दाहेज से भादभूत में जीएसपीएल के मौजूदा टर्मिनल तक पुनः गैसीकरण विस्तार सुविधाए	जीएसपीएल	17.09.2019	39	14.77	सितम्बर–22	गुजरात
5	21.11.एनजीपीएल	छारा में एचएसईपीएल एलएनजी टर्मिनल से लोंधपुर में जीएसपीएल के प्रेषण टर्मिनल तक	जीएसपीएल	17.09.2019	85	18	दिसम्बर–22	गुजरात
6	21.12.एनजीपीएल	जीएएलएल के कावेरी बेसिन नेटवर्क के मौजूदा नरीमनम–कुथलम प्राकृतिक गैस पाइपलाइन उप–नेटवर्क पर कराईकल बंदरगाह से केमप्लास्ट/पीपीसीएल तक प्रस्तावित एलएनजी टर्मिनल	एजीपीकेएल पीएल	24.07.2020	8	2	जुलाई–23	तमिलनाडु और केंद्रशासित प्रदेश पुडुचेरी
7	21.14.एनजीपीएल	ओएनजीसी के झरिया सीबीएम ब्लॉक से गेल के जेएचबीडीपीएल के डोभी–दुर्गापुर खंड परएसवी–28 तक	गेल	19.08.2021	6	0.87	अगस्त–24	झारखंड
8	21.15.एनजीपीएल	ओएनजीसी के बोकारो सीबीएम ब्लॉक से गेल के जेएचबीडीपीएल के बोकारो–धर्मा खंड परएसवी–01ए तक	गेल	19.08.2021	23	0.99	अगस्त–24	झारखंड
9	21.16.एनजीपीएल	स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड के एफएसआरयू आधारित एलएनजी टर्मिनल जाफराबाद से जीएसपीएल के एचपीजीजीजी के दरोद–जाफराबाद खंड पर पड़ने वाले जीपीपीसी टर्मिनल, जाफराबाद तक	जीएसपीएल	19.08.2021	3	18	अगस्त–24	गुजरात
10	21.17.एनजीपीएल	जाफराबाद में स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड के आरएलएनजी टर्मिनल से जीएसपीएल एचपीजीजीजी के गण–हडाला खंड पर पड़ने वाले हदाला तक	जीएसपीएल	31.12.2021	198	18	दिसम्बर–24	गुजरात
11	21.18.एनजीपीएल	जाफराबाद में स्वान एलएनजी प्राइवेट लिमिटेड के आरएलएनजी टर्मिनल से दाहेज में गेल के टर्मिनल तक जो अपनी एकीकृत एचवीजे प्राकृतिक गैस पाइपलाइन से जुड़ रहा है	गेल	31.12.2021	170	7	दिसम्बर–24	गुजरात
12	21.19.एनजीपीएल	जंबुसर, गुजरात में वेदांता लिमिटेड के जया फील्ड्स से गेल के गुजरात प्राकृतिक गैस पाइपलाइन नेटवर्क के दक्षिण गुजरात तक मुख्य उप–नेटवर्क	गेल	07.03.2022	18	0.1	मार्च–25	गुजरात
13	21.20.जेएचबीडीपीएल	झरिया ब्लॉक के ईपीएस 1 से गेल (इंडिया) लिमिटेड के जेएचबीडीपीएल डोभी–दुर्गापुर खंड पर एसवी–28 तक	गेल	28.10.2022	9	0.79	अक्टूबर–25	झारखंड
कुल					653.3			

*टिप्पणी:– *दर्शाता है कि पूरा होने की लक्षित तीख कंपनी को जारी किए गए प्राधिकार के अनुसार है या ऐसी अन्य तिथि है जिसे कंपनी द्वारा बढ़ाया गया है।*



(ज) 31.03.2023 तक निर्माणाधीन समर्पित प्राकृतिक गैस पाइपलाइन (एनजीपीएल प्राधिकार विनियमों के विनियम 19 के तहत अधिकृत)

क्र. सं.	पाइपलाइन विशिष्ट आईडी	प्राकृतिक गैस पाइपलाइनों का नाम	प्राधिकृत कंपनी का नाम	प्राधिकार की तिथि	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएससीएमडी)	पूरा होने की लक्षित तारीख	राज्य जहां से पाइपलाइन गुजरती है
1	1 19.30.एनजीपीएल	इनोल से पशमायलाराम	एपीसीपीएल	14.12.2012	14.6	1.5	लागू नही	तेलंगाना
2	19.40.एनजीपीएल	दहेज से सुजेन विद्युत संयंत्र तक पीएलएल पुनः–गैसीकरण टर्मिनल	टीपीएल	20.03.2020	90	6.5	लागू नही	गुजरात
3	19.42.एनजीपीएल	पीएलएल से ओपॉल, दहेज	ओपॉल	20.03.2020	17	3.32	लागू नही	गुजरात
कुल					**121.6**			



(झ) 31.03.2023 तक निर्माणाधीन सब–ट्रांसमिशन पाइपलाइन (एसटीपीएल)

क्र. सं.	विशिष्ट जीए आईडी	भौगोलिक क्षेत्र / सीजीडी नेटवर्क	प्राधिकृत सीजीडी कंपनी	एसटीपीएल की 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	53.4	केजी बेसिन नेटवर्क	गेल
4	9.09	बरवाला और राणपुर तालुका	एटीजीएल	0.65	एचपीजीजीजी	जीएसपीएल
5	9.25	उडुपी जिला	एटीजीएल	3.1	केकेएमबीपीएल	गेल
6	9.29	रामानगर जिला	एमएनजीएल	4.7	डीबीपीएल	गेल
7	9.45	बालासोर, भद्रक और मयूरभंज जिले	एटीजीएल	0.1	जेएचबीडीपीएल	गेल
8	9.51	पुडुचेरी जिला	ईसीएनजीडीपीएल	8	ईटीबीपीएनएमटीपीएल	आईओसीएल
9	9.64	कुड्डालोर, नागापट्टिनम और तिरुवरूर जिले	एटीजीएल	0.2	ईटीबीपीएनएमटीपीएल	आईओसीएल
10	10.31	झाँसी (ईएएए) जिला, भिंड, जालौन, ललितपुर और दतिया जिले	एटीजीएल	0.6	एचवीजे	गेल
11	9.71	मेडक, सिद्दीपेट और संगारेड्डी जिले	टीजीपीएल	2	ईडब्ल्यूपीएल	पीआईएल
12	9.21	बिलासपुर, हमीरपुर और ऊना जिले	बीपीसीएल	4.7	गेल	गेल
13	9.26	बल्लारी और गडग जिले	बीपीसीएल	0.1	गेल	गेल
14	9.48	जगतसिंहपुर और केंद्रपाड़ा जिले	बीपीसीएल	1.8	गेल	गेल
15	10.13	चतरा एवं पलामू जिले	बीपीसीएल	0.85	गेल	गेल
16	9.42	सिंधुदुर्ग जिला	एमएनजीएल	11.5	डीबीपीएल	गेल
कुल				**147**		

(ञ) 31.03.2023 को आंशिक रूप से चालू की गई 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 तारीख	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	प्रचालन लंबाई	निर्माणाधीन लंबाई (कि.मी.)	पूरा होने की लक्षित तिथि*	राज्य जहां से पाइपलाइन गुजरती है
1	5.01.एनजीपीएल	मेहसाणा–भटिंडा	जीआईजीएल	07.07.2011	1,940	80.11	1177	763	जून–21	गुजरात, राजस्थान, हरियाणा, पंजाब
2	5.02.एनजीपीएल	भटिंडा–गुरदासपुर	जीआईजीएल	07.07.2011	392	42.42	102	290	फरवरी–22	पंजाब और केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर
3	5.03.एनजीपीएल	मल्लावरम – भोपाल – भीलवाड़ा – विजयपुर	जीआईटीएल	07.07.2011	1,811	78.25	365	1,446.00	मार्च–20	आंध्र प्रदेश, तेलंगाना, महाराष्ट्र, म.प्र., राजस्थान, गुजरात
4	17.16.एनजीपीएल	दाभोल– बेंगलुरु	गेल	14.11.2011	1,414	16	1147.67	266.33	फरवरी–13	महाराष्ट्र, कर्नाटक, गोवा
5	17.15.एनजीपीएल	कोच्चि– कूट्टनाड– बेंगलुरु– मैंगलोर	गेल	31.05.2011	1,104	16	641.95	462.05	सितंबर–22	केरल, तमिलनाडु, कर्नाटक, केंद्रशासित प्रदेश पुडुचेरी
6	5.08.एनजीपीएल	एन्नोर– तूतीकोरिन	आईओसीएल	10.12.2015	1,431	84.67	281.8	1149.2	जून–22	तमिलनाडु, कर्नाटक, आंध्र प्रदेश, केंद्रशासित प्रदेश पुडुचेरी
7	17.20.एनजीपीएल	जगदीशपुर–हल्दिया –बोकारो धामरा– पारादीप –बरौनी– गुवाहाटी	गेल	29.01.2018	3,546	23	2383.44	1162.56	जून–23	उत्तर प्रदेश, बिहार, झारखंड, पश्चिम बंगाल, ओडिशा, असम
कुल					**11,638**		**6,099**	**5,539**		

टिप्पणी:–

1. *दर्शाता है कि पूरा होने की लक्षित तिथि कंपनी को जारी प्राधिकार के अनुसार है या बोर्ड द्वारा बढ़ाई गई ऐसी अन्य तिथि के अनुसार है।
2. भटिंडा–गुरदासपुर की लंबाई अनंतिम है और पीएनजीआरबी द्वारा इसकी जांच की जा रही है।
3. असनूर से कराईकल को छोड़कर जून 2022 तक संपूर्ण ईटीपीएल – नवंबर 2023 और त्रिची से नागपट्टिनम – अगस्त 2023

अनुलग्नक ज

(क) परिचालन पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (31 मार्च, 2023 तक)

क्र. सं.	विशिष्ट आईडी	पाइपलाइनें	कंपनी	प्राधिकार की तारीख	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	प्रचालन लंबाई	राज्य जहां से पाइपलाइन गुजरती है
1	17.01.पीपीपीएल	मुंबई – पुणे – शोलापुर	एचपीसीएल	19.04.2011	508	4.295	508	महाराष्ट्र
2	17.02.पीपीपीएल	मैंगलोर– हसन – बैंगलोर	पेट्रोनेट एमएचबी लिमिटेड	24.11.2011	362.4	2.143	363	कर्नाटक
3	17.03.पीपीपीएल	चेन्नई–त्रिची–मदुरै	आईओसीएल	26.03.2012	683	2.3	684	तमिलनाडु
4	17.04.पीपीपीएल	उरण–चाकन–शिक्रापुर	एचपीसीएल	01.11.2012	165	1	169	महाराष्ट्र
5	5.01.पीपीपीएल	रेवाडी–कानपुर	एचपीसीएल	20.11.2012	440	7.98	443	हरियाणा, राजस्थान, उत्तर प्रदेश
6	5.02.पीपीपीएल	आवा – सालावास	एचपीसीएल	20.11.2012	92	2.34	93	राजस्थान
7	5.03.पीपीपीएल	मैंगलोर–हसन–मैसूर–येदियुर	एचपीसीएल	20.11.2012	355.46	3.1	356	कर्नाटक
8	5.04.पीपीपीएल	कोटा –जोबनेर	बीपीसीएल	05.12.2012	210	2.75	211	राजस्थान
9	17.05.पीपीपीएल	जामनगर–लोनी	गेल	24.07.2014	1414	3.25	1426.73	गुजरात, राजस्थान, हरियाणा एवं राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली
10	17.06.पीपीपीएल	मुंद्रा – दिल्ली	एचपीसीएल	23.01.2015	1334	6.9	1289	गुजरात, राजस्थान, हरियाणा और राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली
11	17.07.पीपीपीएल	विजाग –सिकंदराबाद	गेल	18.05.2015	616.4	1.33	609.19	आंध्र प्रदेश, तेलंगाना
12	17.08.पीपीपीएल	पारादीप–रायपुर रांची	आईओसीएल	17.08.2015	1108	5	1073	ओडिशा, झारखंड, छत्तीसगढ
13	9.01.पीपीपीएल	देवनगोंथी– देवनहल्ली एटीएफ	आईओसीएल	30.12.2016	36	0.66	36	कर्नाटक
14	5.09.पीपीपीएल	बीना–पनकी	बीपीसीएल	21.12.2018	355	3.49	355	मध्य प्रदेश, उत्तर प्रदेश
15	17.09.पीपीपीएल	नुमालीगढ़–सिलीगुड़ी	ऑयल इंडिया लिमिटेड	01.11.2021	660	1.721	660	असम, पश्चिम बंगाल
16	5.11.पीपीपीएल	हसन–चेरलापल्ली	एचपीसीएल	24.06.2019	680	2.2	650	तेलंगाना, आंध्र प्रदेश, कर्नाटक
17	5.08.पीपीपीएल	मुंद्रा – मीठी रोहर (कांडला)	एपीएसईजेड	28.03.2018	89	6.75	92.3	गुजरात
कुल					**9,108**		**9,018**	



अनुलग्नक ज

(ख) निर्माणाधीन पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (31 मार्च, 2023 तक)

क्र.सं.	विशिष्ट आईडी	पाइपलाइनें	कंपनी	प्राधिकार की तारीख	प्राधिकृत लंबाई (कि.मी.)	प्राधिकृत क्षमता (एमएम टीपीए)	प्रचालन लंबाई (कि.मी.)	निर्माणाधीन लंबाई (कि.मी.)	कार्य समापन की लक्षित तारीख	राज्य जहां से पाइपलाइन गुजरती है
1	5.05.पीपीपीएल	इरुगुर – देवांगोंथी	बीपीसीएल	26.02.2014	294	3.52	0	293	अक्टूबर–21	तमिलनाडु, कर्नाटक
2	5.06.पीपीपीएल	कोच्चि – कोयंबटूर–इरोड– सलेम	केएसपीपीएल	26.02.2014	458	1.53	12	446	फरवरी–24	केरल, तमिलनाडु
3	5.07.पीपीपीएल	एन्नोर–पोर्ट मनाली औद्योगिक क्षेत्र	आईएमसी लिमिटेड	18.12.2015	21	7	0	21	जुलाई–20	तमिलनाडु
4	5.10.पीपीपीएल	कांडला –गोरखपुर	आईएचबी लिमिटेड	31.12.2018	2757	8.25	0	2757	दिसंबर–22	गुजरात, म.प्र., उ.प्र.
5	5.12.पीपीपीएल	कृष्णापटनम –हैदराबाद	बीपीसीएल	17.03.2020	455	4.4	0	455	मार्च–23	तेलंगाना, आंध्र प्रदेश
6	–––––	जेएनपीटी से नवी मुंबई अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डा (एटीएफ)	आईओसीएल	05.09.2022	22	4.45	0	22	सितम्बर 25	महाराष्ट्र
7	–––––	हल्दिया– पानागढ़	एचपीसीएल	09.11.2022	215	1.45	0	215	नवंबर–25	पश्चिम बंगाल
8	–––––––	पियाला–जेवर	बीपीसीएल	09.02.2023	34	4.58	0	34	फरवरी–26	उ.प्र. और हरियाणा
कुल					**4,256**		**12**	**4,243**		

**पूरा होने की लक्षित तारीख कंपनी को जारी प्राधिकार के अनुसार या बोर्ड द्वारा बढ़ाई गई ऐसी अन्य तिथि के अनुसार है।*



अनुलग्नक–झ

पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के लिए प्रगति समीक्षा बैठकों और सुनवाई का विवरण
(1 अप्रैल, 2022 से 31 मार्च, 2023)

क्र. सं.	पाइपलाइन का नाम	कंपनी का नाम	बैठक की तारीख/सुनवाई
1	एन्नोर बंदरगाह – मनाली औद्योगिक क्षेत्र पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	आईएमसी लिमिटेड	4/13/2022
2	एन्नोर बंदरगाह – मनाली औद्योगिक क्षेत्र पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन	आईएमसी लिमिटेड	4/20/2022
3	इरुगुर–देवांगोंथी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (आईडीपीएल)	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	6/27/2022
4	मनाली इंडस्ट्रियल एरिया	आईएमसी लिमिटेड	11/30/2022
5	कांडला गोरखपुर एलपीजी पाइपलाइन	आईएचबी लिमिटेड	12/1/2022
6	इरुगुर–देवांगोंथी पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन (आईडीपीएल)	भारत पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	12/6/2022
7	जवाहरलाल नेहरू पोर्ट ट्रस्ट से नवी मुंबई अंतर्राष्ट्रीय हवाई अड्डे तक पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एटीएफ) पाइपलाइन	इंडियन ऑयल कॉर्पोरेशन लिमिटेड (आईओसीएल)	1/16/2023
8	हल्दिया – पानागढ़ पेट्रोलियम और पेट्रोलियम उत्पाद (एलपीजी) पाइपलाइन	हिंदुस्तान पेट्रोलियम कॉर्पोरेशन लिमिटेड	1/16/2023
9	कोच्चि–कोयंबटूर–इरोड सलेम एलपीजी पाइपलाइन (केसीईएसपीएल)	कोच्चि–सलेम–पाइपलाइन प्राइवेट लिमिटेड	2/10/2023

नोट्स



Annual Report

2022-23

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	130
-	Profiles of Chairperson and Members	133
-	Powers and Functions of the Board	137
PART 1	**GENERAL**	**138**
A.	Review of General Economic Environment	138
B.	Global Oil and Gas Scenario	139
C.	Domestic Oil and Gas Scenario	141
D.	Best International Energy/Oil and Gas regulatory practices and adoption thereof in the Indian context	144
PART 2	**CITY OR LOCAL NATURAL GAS DISTRIBUTION (CGD) NETWORK**	**146**
2.1	Registration and Authorisation	146
2.2	Protection of interest of consumers by fostering fair trade and competition amongst the entities	149
2.3	Monitoring for uninterrupted and adequate supply	149
2.4	Determination of capacity of CGD Networks	150
2.5	Present Status of CGD Infrastructure in India	150
PART 3	**NATURAL GAS PIPELINES (NGPL)**	**151**
3.1	Registration and Authorisation	151
3.2	Authorizations granted in the year 2022-23	151
3.3	Natural Gas Pipeline under tendering	152
3.4	Expression of Interests/Proposals under Process	152
3.5	Regulation of transportation rates	152
3.6	Progress Review Meetings and Hearings	155
3.7	Extension of completion schedule to authorized Natural Gas Pipelines	156
3.8	Cancellation of Authorisations	156
3.9	The details of the operating Natural Gas Pipelines and under development Natural Gas Pipelines	156
3.10	Gas Infrastructure Map of India	157
3.11	Determination of capacity of Natural Gas Pipelines	157
PART 4	**PETROLEUM AND PETROLEUM PRODUCTS PIPELINES (PPPL)**	**158**
4.1	Registration and Authorisation	158
4.2	Regulation of Transportation Rates	159
4.3	Progress Review Meetings and Hearings	159
4.4	Extension of completion schedule to authorized Petroleum Products Pipelines	159
4.5	Petroleum Products Pipelines under operation/construction	160
PART 5	**GAS TRADING EXCHANGE**	**161**
5.1	Regulatory framework	161
5.2	Authorization of 1st Gas Exchange	161

PART	DESCRIPTION	PAGE NO.
PART 6	**TECHNICAL STANDARDS**	**162**
6.1	Regulatory Framework	162
6.2	Development of technical standards and specifications, including safety standards	162
6.3	Amendments in technical standards and specifications, including safety standards	163
6.4	Emergency Response and Disaster Management Plan	164
6.5	Compliance to PNGRB Regulations	165
6.6	Integrity Management System (IMS)	167
6.7	Competence Building	168
PART 7	**DISPUTE RESOLUTION**	**171**
PART 8	**ORGANISATIONAL MATTERS**	**173**
8.1	The Board	173
8.2	Human Resources	173
8.3	Right to Information (RTI) Act, 2005	175
8.4	Vigilance Matters	176
8.5	Implementation and Encouragement to Official Language	176
8.6	Miscellaneous Activities	176
8.7	International Cooperation	178
8.8	New Regulations Framed/ Amended	179
PART 9	**FINANCE AND ACCOUNTS**	**180**
9.1	Levy of Other Charges	180
9.2	Investment of Surplus Fund	180
9.3	Grants from the Central Government	180
9.4	Recoveries for Imbalance and Overrun Charges	180
9.5	Five Year Financial Highlights	181
9.6	Annual Statement of Accounts	182
Annexure-A	CGD Authorizations in 9th CGD Bidding Round/Targets	210
Annexure-B	CGD Authorizations in 10th CGD Bidding Round/Targets	215
Annexure-C	CGD Authorization until 8th CGD Bidding Rounds, Pre-PNGRB Authorizations and Authorizations under Section 42 of the PNGRB Act, 2006	219
Annexure-D	CGD Authorizations under 11 and 11A CGD Bidding Round/Targets	223
Annexure-E	Progress Review Meetings and Hearings for CGD Networks	228
Annexure-F	Details of Progress Review Meetings & Hearing for Natural Gas Pipelines	231
Annexure-G	Natural Gas Pipelines (Operational, partially commissioned & under construction)	232
Annexure-H	Petroleum and Petroleum Products Pipelines (Operational & under construction)	246
Annexure-I	Details of Progress Review Meetings and Hearings for Petroleum Products Pipelines	248

KEY HIGHLIGHTS

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

1. Authorization of 67 GAs under 11th & 11th A CGD bidding round.
2. Authorization for laying of 271 km common carrier Petroleum and Petroleum Products pipeline.
3. Authorisation for laying of 65 km common carrier Natural Gas Pipeline and 9 km Tie-in connectivity.
4. Conducted 58 Progress Review Meetings/ Hearings for CGD Networks and 32 Progress Review Meetings/ Hearings for NGPL & PPPL.
5. Time extension of MWP targets & exclusivity from purview of common carrier/ contract carrier granted to 179 GAs of 34 CGD entities on account of Force Majeure due to Covid 19.
6. Time extension granted for 14 NGPL/PPPL at the request of the entities.
7. Empanelment of TPIAs for T4S audit of CGD Networks, NGPL, PPPL, LNG Facilities, LPG Storage, Handling and Bottling Facilities, T4S audit of PI, IMS audit of CGD Networks, NGPL PPPL and ERDMP certifications.
8. Notification of amendments in PNGRB Natural gas pipelines tariff regulations for implementation of Unified tariff regulations for the natural gas pipelines with effect from 1st April 2023. In this regard, a tariff order has been issued on 29th March, 2023.
9. Notification of other amendments in PNGRB Natural gas pipelines tariff regulations like considering SUG cost based on volume considered for tariff, allowing transmission loss, five-year capacity moratorium on addition of new gas source, volume adjustments over the economic life, etc.
10. Formulated new T4S Regulations for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants which specifies Technical and Safety requirements in layout, design, operations and maintenance of Petroleum Refineries and Gas Processing Plants.
11. Amendments in T4S regulations for dispensing of Automotive Fuels Regulations by including Technical and Safety requirements for door to door delivery of automotive fuels, mobile dispensing of CNG & LNG and EV charging/battery swapping stations in Petroleum Retail Outlets.
12. Highest ever, 812 audits undertaken during the year in various Oil & Gas Facilities through PNGRB empanelled Third Party Inspections Agencies besides audit undertaken by PNGRB constituted multi-disciplinary teams (MDT).
13. Initiated pilot projects for hydrogen blending in CGD geographical areas.
14. Notified PNGRB (Gas Exchange) Amendment Regulations for creation of 6 regional gas hubs, renaming of present gas hubs as delivery points, creation of new delivery points and enabling sale of ceiling price domestic gas at the gas exchange.

MEMBERS OF BOARD



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

Dr. Anil Kumar Jain
Chairperson
w.e.f. 18.05.2023

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

TEAM PNGRB



Profiles of Chairperson and Members



Dr. Anil Kumar Jain

Chairperson

w.e.f. 18.05.2023

Dr. Anil Kumar Jain is former member of the Indian Administrative Service of the 1986 Batch and is presently posted as Chairperson, Petroleum and Natural Gas Regulatory Board. He has a long administrative experience at the field and policy formulation levels with nearly two decades in energy and environment sectors. He has served as Secretary in the Ministry of Coal and Ministry of Mines where he led reforms in sustainable mining and market development.

In his earlier stint in Ministry of Environment, Forest and Climate Change, Dr. Jain looked after the work relating to Montreal Protocol, environment clearance and management of wastes. He led the teams that wrote the India Cooling Action Plan and Draft Resource Efficiency Policy. As a Director and later Joint Secretary in the Ministry of Petroleum and Natural Gas, he was responsible for the upstream segment.

He has authored two books on natural gas, the second one being published in 2022. During 2012-17, as Head of the Energy Division of the NITI Ayog, he led several initiatives including integrated modelling tool, namely the 'India Energy Security Scenarios, 2047 (IESS)'. He also led the team that drafted the National Energy Policy (2017-2040). Dr. Anil Jain holds a BA (Honours) in Economics, an MBA, and a Diploma from the Indian Institute of Foreign Trade. Dr. Jain has done his Ph. D on the topic – "Exploring the role of natural gas in India's energy mix in 2030".



Shri Gajendra Singh

Member

w.e.f. 09.08.2021

Shri Gajendra Singh is presently working with Petroleum and Natural Gas Regulatory Board as Member, PNGRB. 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 speared and strengthened GAIL's natural gas, petrochemicals, CGD and liquid hydrocarbon businesses. He was also Member of Empowered Gas Pool Committee of Government of India for fertiliser sector and was instrumental in ensuring reliable gas supplies to support Govt's initiative in improving agricultural produce. He has been the Chairman of Indraprastha Gas Limited (IGL), Maharashtra Natural Gas Limited (MNGL), Bengal Gas Company Limited (BGCL), and Director in GAIL Gas Limited, which are major CGD companies in India. He was also the Chairman of GAIL Global Singapore Pvt. Limited. (GGSPL), the international trading arm of GAIL.

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

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

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



Shri Anjani Kumar Tiwari

Member

w.e.f. 01.12.2021

Shri Anjani Kumar Tiwari joined as Member, PNGRB on 01st December 2021. Prior to joining PNGRB, Shri Tiwari has worked in various capacities, including as Director (Finance), in GAIL (India) Limited. In addition to being a Board Member in GAIL (India) Ltd., Shri. Tiwari has also held the positions 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. As Director (Finance), he had developed excellent relationships with various stakeholders like Investors & Analysts, Bankers, Press, and dignitaries from Oil & Gas Industry for transparent representation about the company, its future plan and for understanding and implementing the best practices of the Oil & Gas industry 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 financial health of the company.

Post joining as Member, Shri Tiwari has advocated for PNGRB playing the role of facilitator for evolving energy scenario in the country. He has played a critical role in bringing the major natural gas pipeline reforms i.e., the implementation of the Unified Tariff in the country. Since his joining as Member, PNGRB has made several necessary changes in the regulatory framework pertaining to City Gas Distribution, Natural Gas Pipeline, Petroleum Product Pipeline, Gas Exchanges and Technical Standards in the country in order to propel the country towards a vibrant energy market.



Late Shri Ajit Kumar Pande

Member

w.e.f. 15.03.2022 till 26.09.2023

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, 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.

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.



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 2.8% in 2019 whereas it got shrunk by 2.8% 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 6.3%. During 2022, the real GDP growth was 3.4% However, as per World's Economic Outlook released by International Monetary Fund in October, 2023, the global economy growth is projected to slow down to 3% in 2023.

As far as India is concerned, it could achieve GDP real growth rate of 6.1% in FY 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 FY 2021-22 stands at 9.1% whereas in FY 2022-23 it is registered as 7.2%. RBI projected real GDP growth for FY 2023-24 at 6.5 per cent, with Q1 at 8 per cent; Q2 at 6.5 per cent; Q3 at 6 per cent; and Q4 at 5.7 per cent.

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

i) India's foreign exchange reserves

India's foreign exchange reserves had increased to US$ 607.31 billion as on 31.03.2022 from US$ 576.98 billion as on 31.03.2021 and US$ 477.81 billion as on 31.03.2020, significant increase of 27.10% over two years' period.

However, foreign exchange reserves have reduced to US$ 578.45 billion as on 31.03.2023 i.e. negative variation of US$ 28.86 billion (4.75%). The FE reserves again showed positive trend and increased to US$ 586.91 billion at the end of September, 2023.

ii) India's exports and Imports

India's overall exports projected to scale new heights, growing at 13.84% during FY 2022-23 over FY 2021-22 to achieve US$ 770.18 billion worth of exports. Services export led the overall exports growth and projected to set a new record annual value of US$ 322.72 billion with growth rate at 26.79% during FY 2022-23 over FY 2021-22.

Overall imports in April-March 2022-23 are estimated to be US$ 892.14 billion, exhibiting a growth of 15.84% over the same period last year. The overall trade deficit in FY 2022-23 has increased to US$ 122 billion from US$ 83.53 billion in 2021-22.

Overall trade deficit for April-August 2023 is estimated at US$ 37.49 billion as compared to the deficit of US$ 60.31 billion during April-August 2022, registering a decline of (-) 37.85%.

iii) Collection of Direct and Indirect Taxes

As a remarkable testimony to the rapid recovery of the Indian economy, total tax (direct tax and indirect tax) collection has rose to INR 30.43 trillion in FY 2022-23 which marks a growth of ~13% over last year's revenue collection of INR 26.97 trillion.

(a) Net direct tax collection in FY 2022-23 has been increased to INR 16.61 trillion from INR 14.12 trillion in FY 2021-22 i.e. a growth of 17.63%.

(b) The indirect tax collections (GST & non-GST) for the Financial Year 2022-23 show that net revenue collections are at INR 13.82 trillion as compared to INR 12.85 trillion for the Financial Year 2021-22, thereby registering a growth of 7.21%.



iv) Foreign Direct Investment

India has recorded FDI inflow of US$ 71 billion in the FY 2022-23, a reduction of 16% over FDI inflow of US$ 84.80 billion. The reduction is on the back of weak global economic situation and making the first decline in a decade.

v) Industrial Production

The growth rate of India's Index of Industrial Production (IIP), a key indicator of the performance of India's industrial sector decreased to 5.2% during FY 2022-23 as against an 11.4% in 2021-22.

vi) Consumer Price Index

General Consumer Price Index (CPI) inflation for all commodities reduced to 5.66% in FY 2022-23 from 6.95% in FY 2020-21.

(b) Global Oil and Gas Scenario

The global oil and gas industry in 2022 is characterized by a number of factors, including:

i) High oil and gas prices:

Oil prices have been on an upward trend since the beginning of 2022, reaching a high of over US$130 per barrel in March 2022. Gas prices have also been rising, reaching a record high in Europe in October 2022.

ii) Geopolitical uncertainty:

The war in Ukraine has had a significant impact on the global oil and gas market. Russia is a major producer of both oil and gas, and the war has led to disruptions in supply. This has contributed to the rise in prices.

iii) Transition to cleaner energy

The transition to cleaner energy: The global energy transition is putting pressure on the oil and gas industry. Governments and consumers are increasingly demanding more sustainable energy sources, which is leading to a decline in demand for oil and gas.

Crude Oil Scenario

As per Oil Market Report of January, 2023 of International Energy Agency (IEA), Global oil demand is set to rise by 1.9 mb/day in 2023, to a record 101.7 mb/d, with nearly half the gain from China following the lifting of its Covid restrictions. The growth in oil and gas demand is being driven by a number of factors, including the continued economic recovery from the COVID-19 pandemic and the growth of emerging economies, such as China and India. As per IEA report, world oil supply growth in 2023 is set to slow to 1 mb/d following last year's OPEC+ led growth of 4.7 mb/d. An overall non-OPEC+ rise of 1.9 mb/d will be tempered by an OPEC+ drop of 870 kb/d due to expected declines in Russia. The US ranks as the world's leading source of supply growth and, along with Canada, Brazil and Guyana, hits an annual production record for a second straight year.

International Energy Agency (IEA) in its Market Report of May 2023 revised the forecast to 102 mb/day i.e. rise by 2.2 mb/day over 2022 demand of 99.8 mb/d. It has been brought out that with China's rebound even stronger than previously expected will account for nearly 60% of global growth in 2023. Further, record demand in China, India and the Middle East at the start of the year more than offset lacklustre industrial activity and oil use in the OECD which accounts for just 15% of growth this year, supported by consumer spending and personal mobility.

On the supply side, the report brought out hefty losses from Iraq's northern Kurdish region following the shutdown of the Iraq-Turkey export pipeline since end-March, wildfire disruptions in Canada, worker protests in Nigeria and

maintenance related cuts in Brazil have dominated recent news; yet, so far, these outages have neither prompted a spike in prices nor triggered a visible decline in inventories. It is stated that Russian oil supply continued to prove resilient; in April, Russian oil exports reached a post-invasion high of 8.3 mb/d.

Monthly average Brent crude oil prices in CY 2022 ranged from UD$ 80.92 per barrel to UD$ 122.71 per barrel with yearly average of US$ 100.93 per barrel against US$ 70.86 per barrel in 2021. 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 $125/b in mid-June'2022, Brent crude prices have ceded ground as oil flows from Russia have remained higher than expected, increasing global oil supply and putting downward pressure on crude oil prices and reducing price to US$ 80.92 per barrel in December, 2022. The price further declined to US$ 74.84 per barrel in June, 2023. However, the prices started become harder from July, 2023 and touched to US$ 93.72 per barrel in September, 2023.

Natural Gas Scenario

The global natural gas market suffered a major shock in 2022 as Russia cut pipeline deliveries to Europe substantially, placing unprecedented pressure on supply and triggering a global energy crisis. Russia's pipeline cuts also had implications for gas consuming regions beyond Europe, leading to record high spot prices, supply tensions and considerable demand reduction despite global consumption declining by an estimated 1.6% in 2022. Unseasonably mild winter weather in the northern hemisphere, combined with sustained LNG inflows and adequate gas storage inventories put downward pressure on European and Asian spot prices.

LNG was a particularly dynamic area in 2022 as the value of global trade hit an all-time-high, doubling to US$ 450 billion. Traded volumes increased by 6%, slightly slower than 2021, once again highlighting the distortive impacts that sharp rises in energy prices have had on global economic activity. Europe was the primary driver behind the increase in LNG demand as it pivoted away from Russian pipeline. LNG cargoes delivered to Europe increased by 63% last year

Despite the growth in global LNG demand in 2022, the 5.5% increase in supply was relatively modest. Maintenance at large liquefaction ports and a longer-than-expected outage at Freeport in the United States, one of the largest LNG terminals in the world, contributed to this. Moreover, high market prices were not enough to stimulate significant investment in new terminals.

By the end of Q1 2023 European hub and Asian spot liquefied natural gas (LNG) prices had fallen below their summer 2021 levels, albeit remaining well above their historic averages. Pressure on the European and global gas markets have eased since the beginning of 2023 due to favourable weather conditions and timely policy action.

Global LNG prices has witnessed phenomenal rise during FY 2022, Japan Korea Marker (JKM) i.e, benchmark for LNG import at Japan, one of the major Asian LNG importers rose to US$ 53.51/mmbtu in October, 2022 from US$ 32.85/mmbtu in February, 2022. The prices have softened a bit in first half of current calendar year and touched to US$9.58/mmbtu in July, 2023. However, JKM increased to US$11.87/mmbtu in August, 2023 and US$9.58/mmbtu in September, 2023.

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

Crude Oil Scenario

India's crude oil output fell from 32.2 million tonnes in 2019-20 to 30.5 million tonnes in 2020-21. The trend of negative growth continues in the following years as well, as output fell to 29.7 million tonnes in 2021-22 and 29.18 million tonnes in 2022-23.

With consumption growing at a brisk pace and domestic output declining, India's oil import dependence has risen from 85 % in FY 2019-20, slightly declined to 84.4% in FY 2020-21 before climbing to 85.5% in FY 21-22 and 86.9 % in FY 2022-23.

India's oil consumption was 213.2 million tonnes in FY 2018-19. The consumption remained almost stagnant in FY 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 covid pandemic. The consumption rose to 204.2 million tonnes in 2021-22 and 223 million tonnes in FY 2022-23, a rise of 9.2%.

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 million tonnes with Foreign exchange expenditure of US$ 120.45 billion. In FY 2022-23, the import further increased to 232.56 million tonnes with foreign exchange outgo of US$ 157.507, an increase in excess of 30%. The increase in foreign exchange outgo is partly attributable to higher import and partly to increase in international crude oil 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 US$ 44.82/bbl in FY 2020-21. The basket was further increased by 18% to US$ 93.15/bbl in FY 2022-23.

Natural Gas Scenario

The present share of natural gas in India's energy mix is around 5.78%. The Government has set a target to increase this share to 15% by 2030. Government, policy makers, regulator, industry players are playing vital roles to achieve this goal by promoting use of natural gas across all sectors and encouraging investment in infrastructure to transport and distribute natural gas.

PNGRB has taken major step in this direction by authorizing 67 geographical areas (GAs) in 11th and 11Ath CGD bidding round in the first half of 2022 resulting in authorization of total 300 no GAs on cumulative basis covering 88% geographical area 98% population of the country.

Further, PNGRB has introduced unified tariff for transportation of gas with a theme of one nation, one grid one zonal tariff so as to make it affordable for the customers which are located far off from the source.

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. During FY 2022-23, it remained almost stagnant at 33.66 bcm.

Gas consumption grew 5% in FY 2019-20 to reach ~64 bcm. However, the consumption reduced to ~61 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 again reached to pre-covid level of ~64 bcm. However, during FY 2022-23, the consumption reduced to ~60bcm. Though the consumption

of domestic gas was increased by ~0.5 bcm, RLNG consumption was reduced by 4.7 bcm which can be attributed to significant increase in LNG prices.

The fertilizer and CGD sectors have remained the two major gas consuming sectors during FY 2022-23, contributing more than 50% consumption, (33% by Fertilizer sector and 20% by CGD Sector) followed by power sector which contributes around 14% 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.

As per natural gas pricing guidelines of April, 2023, the Administered Pricing Mechanism (APM) for domestic gas will be determined monthly at 10% of the average Indian Crude Basket Prices of preceding month, with a ceiling (US $6.5/MMBTU) and floor (US $4/MMBTU). The ceiling will remain the same for the first two years and then increase by US $0.25/MMBTU every year, to adjust for any cost inflation. Gas produced from new wells or well interventions in the nomination fields of ONGC & OIL, would be allowed a premium of 20% over the APM price. The new guidelines are intended to ensure stable pricing regime for domestic gas consumers while at the same time providing adequate protection to producers from adverse market fluctuation with incentives for enhancing production. Subsequent to notification in April, 2023, domestic gas price is currently being sold at a ceiling price of US $6.5/MMBTU.

Ceiling prices of domestic gas produced from difficult fields (deepwater, ultra-deepwater and high pressure-high temperature (HPHT) fields) is also notified by the Government on six monthly periodicities which is based on alternate fuel prices. The ceiling prices for H1 FY 2022-23 and H2 FY 2022-23 were notified as US$12.12/MMBTU and US$ 9.96/MMBTU respectively.

Global LNG prices has witnessed significant rise during FY 2022-23, Western India Marker (WIM) i.e, benchmark for LNG import in India rose to US$ 49.53/mmbtu in October, 2022 from US$ 31.46/mmbtu in February, 2022. The prices have softened in first half of current calendar year and touched to US$9.30/mmbtu in July, 2023. However, WIM increased to the level of US$ 11.363/mmbtu during the month of August'2023 and US$ 10.802/mmbtu in September, 2023.

Trade price at Indian Gas Exchange (IGX) also provides a trend reflection of discovered market gas price in India. The weighted average monthly trade price at the exchange was Rs. 1981/mmbtu in April, 2022, which dropped significantly to Rs.1439/mmbtu in May, 2022, then there was a consistent increase for 3 months and it touched year's peak of Rs. 2116 in August, 2022. Since September 2022, continuous fall has been observed for 3 months and in November, 2022, it reached at the level of Rs. 1115/mmbtu (bottom for the year, then it again risen to Rs. 1345/mmbtu in Feb, 2023. In first half of FY 2023-24, the prices ranged from Rs. 857/mmbtu to Rs. 1015/mmbtu.

Hon`ble Prime Minister dedicated to the Nation the U-field Offshore Deep-Water Project on 12th November 2022. The U-Field is part of ONGC's flagship deep-water KG-DWN-98/2 Cluster-II development project in the prolific Krishna Godavari Basin. U - Field is the deepest Gas discovery of the project, with gas production potential of about 3 million Standard cubic metre of gas per day.

A brief of major Natural Gas Pipeline projects under implementation are as under (as on March, 2023):

i) 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. In Barauni-Guwahati Section, the part of the pipeline in Bihar (282 km) has been commissioned and substantial parts of pipeline in Assam (245 km) and West Bengal (190 km) have been



laid. The Dhamra-Angul Section been commissioned. In Durgapur-Haldia and Dhamra-Haldia sections, construction has been done only in patches. 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.

ii) 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 this pipeline (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 has been undertaken in three phases-namely Phase I (Guwahati-Numaligarh, Gohpur-Itanagar, and Dergaon-Dimapur of a total 557 Km), Phase II (Silchar-Panisagar, Panisagar-Agartala, Guwahati-Silchar, Panisagar-Aizawl, Silchar CGD, Shillong CGD, Agartala-Tulamura Feeder Line, Agartala-NEEPCO Spur Line, Khubal Feeder Line of a total 726 Km), and Phase III (Dimapur-Kohima-Imphal, Siliguri-Gangtok of a total 385 Km). In Phase I, welding has been done for 495 km, lowering for 434 km, and hydro test for 206 km. In phase II, welding has been done for 236 km and lowering has been completed for 166 km. In Phase III, welding has been done for 7 km.

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

GAIL (India) Limited is laying the 1,104 km long Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore pipeline (KKMBPL) project. Except the stretch of 312 km of mainline section in Tamil Nadu, rest of the mainline of KKMBPL (623 km) has already been commissioned. Construction work for balance section is under progress.

iv) 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. In this pipeline, Ennore – Thiruvallur, Ennore – Manali, and Ramanathpuram – Tuticorin IP105 sections have been commissioned. The balance section of the pipeline is ready for commissioning.

v) Srikakulam to Angul Natural Gas Pipeline (SAPL):

GAIL is executing 690 km long Srikakulam – Angul pipeline (SAPL) project. As on 31.03.2023, Delivery of line pipe has been completed, order for mainline placed on 30.06.2021 and for spur line placed on 20.07.2022. Further, the 3(1) & 6(1) Gazette publication has been completed and laying contractor has been mobilized.

vi) 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. PMCs and laying works contracts have been awarded, along with completion of detailed route survey, in all three sections, i.e., Mumbai-Nagpur, Nagpur-Jharsuguda and Nagpur-Jabalpur. Construction work is in progress in all three sections. Overall, more than 570 km of pipeline has been lowered in this project.

A brief of major Petroleum and Petroleum Product Pipeline projects under implementation are as under (as on March, 2023):

i) Kandla- Gorakhpur Pipeline (KGPL)

IHB Ltd is laying 2,757 km of LPG pipeline project, longest in the country, covering three states – namely Uttar Pradesh, Madhya Pradesh and Gujarat. This LPG pipeline would transport about 25% of country's LPG. It would connect 4 import terminals and two refineries with 21 bottling plants. IHB would start commissioning the various sections of KGPL progressively from December 2023 onwards.

ii) Piyala Jewar International Airport (ATF) Pipeline (PJPL)

Bharat Petroleum Corporation Limited is laying 34 km of ATF pipeline project from Piyala to Jewar to cater Aviation Turbine Fuel requirement of the upcoming Noida International Airport. The pipeline is envisaged to be completed in synchronization with the commissioning of Noida International Airport.

iii) Jawaharlal Nehru Port Trust (JNPT) to Navi Mumbai International Airport (NMIA) Pipeline Project

Indian Oil Corporation Limited is laying 22 km of ATF pipeline project from JNPT to NMIA to cater Aviation Turbine Fuel requirement of the upcoming Navi Mumbai International Airport. The pipeline is expected to be completed by December, 2024.

iv) Kochi-Coimbatore- Erode- Salem Pipeline Project

Kochi Salem Pipeline Private Limited is laying the 458 km long LPG pipeline in the states of Kerala and Tamil Nadu. As on March 2023, Kochi Refinery to Udayamperoor section was commissioned and balance is under construction. The pipeline has a capacity of about 1.2 MMTPA, of which about 15% is planned to be evacuated in Kerala and 85% in Tamil Nadu.

v) Krishnapatnam Hyderabad Pipeline (KHPL)

Bharat Petroleum Corporation Limited is laying a 455 km long multi-product pipeline to connect its upcoming installations at Krishnapatnam Port and Madharam Village in Hyderabad. The pipeline is scheduled to be completed by March 2025.

vi) Haldia Panagarh Pipeline (HPPL)

Hindustan Petroleum Corporation Limited is laying 215 km long LPG pipeline to connect LPG Import terminal at Haldia with HPCL's Bottling plant at Panagarh. The pipeline will cater LPG demand in the state of West Bengal as well as the states of Bihar and Jharkhand.

(d) Best International Energy/Oil and Gas regulatory practices and adoption thereof in the Indian context:

Shifting to Non-fossil fuel

India is undertaking an ambitious journey of energy transition culminating in India achieving 'Net Zero Carbon' by 2070. However, for the transition to be enduring and stable, it is imperative that the accessibility and affordability aspects of energy remain intact. While we are only one of the G20 countries on course to achieve its Paris ambitions, we are also aware that in the coming decades, India's energy base load will be met by hydrocarbons. Government of India has undertaken landmark reforms in the upstream, midstream, and downstream sectors of Hydrocarbon industry in India"



During the India Energy Week 2023, it was highlighted that India launched Global International Biofuel alliance to help create develop a favourable ecosystem for promoting development and deployment of biofuels with key stakeholders including US, Brazil, EU, IEA, Bio Future Platform, SIAM, ISMA as a clean mobility alternative.

As part of Paris Climate Agreement, India had committed to install 40% of its electricity generation capacity from non-fossil fuels by 2030. Further, as per the updated Nationally Determined Contributions (NDC), India now stands committed to achieve about 50% cumulative electric power installed capacity from non-fossil fuel-based energy resources by 2030.

Out of total installed capacity of 415.40 GW, installed renewable energy capacity touched 167.20 GW as on 31.03.2023. Renewable energy capacity of 167.20 GW includes 66.80 GW solar power capacity, 46.80 GW hydro, 42.60 GW wind and 10.80 GW bio power. Further, another 82.62 GW of green energy capacity is under implementation. India stands 4th globally in Renewable Energy Installed Capacity, 4th in Wind Power capacity & 4th in Solar Power capacity (as per REN21 Renewables 2022 Global Status Report).

The National Hydrogen Mission (NHM) has been launched on August 15, 2021. Under this mission, the government plans to achieve five million metric tonnes (MMT) of green hydrogen production by 2030. While presenting the union budget of 2023, the finance minister rolled out the NHM and announced a total outlay of Rs. 19,700 crores ($2.3 billion). For 2023-24, the first year of the seven-year mission, the government allocated Rs. 297 crores.

The target of supplying Ethanol Blended Petrol (EBP) mixed with 10 per cent ethanol was achieved in June 2022, ahead of the original schedule of November 2022. The Government of India has amended the National Policy on Biofuels – 2018 which has advanced the target of 20% blending of ethanol in petrol to FY 2025-26 from 2030.

Asia's largest Compressed Biogas (CBG) plant, commissioned with an FDI investment of Rs. 220 crores (approx.) was inaugurated in Sangrur in October 2022 under the Sustainable Alternative Towards Affordable Transportation (SATAT) scheme. The plant's present production is about 6 tons per day (TPD) CBG, with maximum capacity to produce 33 TPD of CBG.

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:

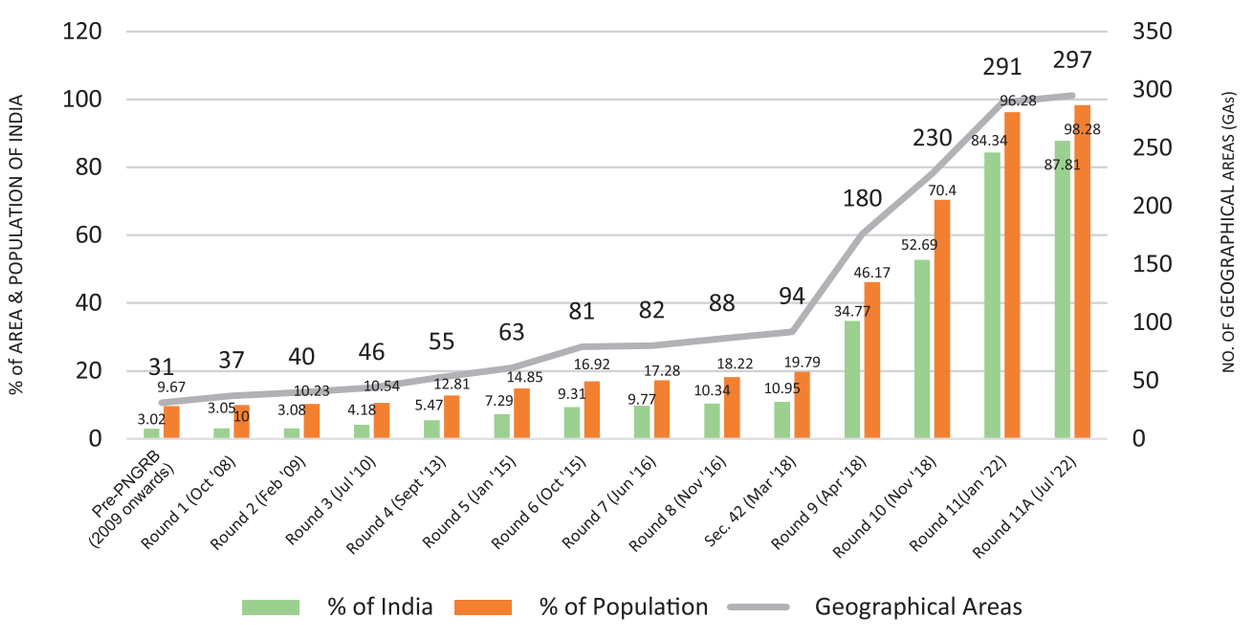
(a) Expression of Interest (EoI) route: An entity desirous of laying, building, operating or expanding a CGD network shall submit an expression of interest to the Board. Board after its preliminary assessment, either issues an open advertisement or commences the public consultation process. The Board 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	6	46
Round 4 (Sept '13)	1.29	5.47	2.27	12.81	9	55
Round 5 (Jan '15)	1.82	7.29	2.04	14.85	8	63
Round 6 (Oct '15)	2.02	9.31	2.07	16.92	18	81
Round 7 (Jun '16)	0.46	9.77	0.36	17.28	1	82
Round 8 (Nov '16)	0.57	10.34	0.94	18.22	6	88
Sec. 42 (Mar '18)	0.61	10.95	1.57	19.79	6	94
Round 9 (Apr '18)	23.82	34.77	26.38	46.17	86	180
Round 10 (Nov '18)	17.92	52.69	24.23	70.4	50	230
Round 11 (Jan '22)	31.65	84.34	25.88	96.28	61	291
Round 11A (Jul '22)	3.47	87.81	2	98.28	6	297

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 297 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, 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, 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.

Further, PNGRB webhosted draft PNGRB (Guiding Principles for Declaring City or Local Natural Gas Distribution Networks as Common Carrier or Contract Carrier) Regulations, 2023 for public consultation on 24.03.2023.

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.

2.1.6 Reduction in the value of PBG of the Geographical Area.

In accordance with Regulation 9 of the CGD Authorization Regulations, to incentivise the entities who have achieved their MWP targets, PNGRB has reduced the PBG value of Bengaluru Rural and Urban Districts GA authorized to GAIL Gas Limited (GaGL) to 40% of the initial PBG after achievement of MWP Targets.

2.1.7 State visit for facilitating the growth of CGD Network

In order to facilitate the development of CGD projects and to expedite the implementation of CGD Network Projects, meetings with State Chief Secretaries & other Govt. officials have been conducted by Members of the Board. During the FY 22-23, the Members visited the State of Karnataka, Kerala and Andhra Pradesh and interacted with respective Chief Secretaries and other officials. These visits were focused to address issues pertaining to CGD/NGPL/PPPL such as reduction of VAT, speedy resolution of statutory clearances, increased synergy with Govt officials and introduction of CGD Policies in many States. It has also been observed that these visits have been instrumental in overall growth in the pipelines and CGD networks in these States.



Sh. AK Tiwari, Member, PNGRB interacting with Chief Secretary, Andhra Pradesh



Sh AK Tiwari, Member, PNGRB inteacting with Chief Secretary, Karnataka

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, PNGRB notified PNGRB (Access Code for CGD Networks) Regulations, 2020 on 23.11.2020 after repealing PNGRB (Access Code for CGD Networks) Regulations, 2011.

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.

A list of the Progress Review Meetings and Hearings conducted for CGD Networks during the period from 1st April 2022 to 31st March, 2023 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
FY 2022-23	Not applicable for GAs authorized in 11 and 11A CGD Bidding Round	30

2.3.3 In order to streamline the implementation of CGD network in authorized GAs by entities, extensions have been granted to 34 CGD entities for development of 179 GAs on account of Force Majeure due to Covid-19.

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 Present Status of CGD Infrastructure in India

Parameters	CGD Infrastructure in India					
	March, 2018	March, 2019	March, 2020	March, 2021	March, 2022	March, 2023
Domestic PNG Connections (Lakh)	42.02	54.04	65.59	78.20	93.03	1,10.29
Commercial PNG Connections	27,260	28,085	30,703	32,339	34,854	37,772
Industrial PNG Connections	7,472	8,783	10,391	11,803	13,215	16,563
Total PNG Connections (Lakh)	42.36	54.41	66	78.64	93.51	1,10.83
CNG Stations	1,315	1,742	2,187	3,094	4,433	5,665
Steel Pipeline (Inch-KM)	44,362	48,715	65,534	93,112	1,29,599	1,56,929
MDPE Pipeline (Inch-KM)	93,648	1,13,277	1,78,279	2,04,538	2,44,546	2,83,729



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 (Regulation 4(1)).

(b) **Suo-motu route**: 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 (Regulation 4(2)).

(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 2022-23:

During the year 2022-23, 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	**Authorized under Regulation 5**				
1.	Hazaribagh-Ranchi Natural Gas Pipeline (HRPL)	Hazaribagh-Ranchi	**Length**: 65 km **Capacity**: 1.03 MMSCMD **Dia**.: 8.625"	09.02.2023	Indian Oil Corporation Limited
B	**Tie-in connectivity under regulation 21(1) of NGPL Authorization Regulations**				
1.	Tie-in Connectivity from EPS 1 of Jharia Block I to SV-28 on Dobhi-Durgapur Section of JHBDPL of GIAL (India) Ltd.	EPS 1 of Jharia Block I to SV-28 on Dobhi-Durgapur Section of JHBDPL of GIAL (India) Ltd.	**Length**: 9 km **Capacity**: 0.79 MMSCMD **Dia**.: 6"	28.10.2022	Prabha Energy Private Limited
Capacities include Common Carrier Capacity, wherever applicable.					

3.3 Natural Gas Pipeline under tendering process:

During the year 2022-23, PNGRB has initiated the bidding process for the following natural gas pipeline:

Sr. No	Name of Pipeline	Route	Details of the Pipeline	Last date of bid submission
1	Gurdaspur-Jammu Natural Gas Pipeline.	Route: Gurdaspur to Jammu	Length: 175 km Capacity: 2.0 MMSCMD	08.05.2023

3.4 Expression of Interests/ Suo-Motu/Proposals under process: -

During the year 2022-23, PNGRB has received the following EoI/ Suo-Motu/ 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.

S. No.	Title	Description (Route, Length)	Date
1	Suo-Motu proposal for development of Ennore to Padur/Barshi Natural Gas Pipeline.	Option 1: Route: Ennore to Padur Length: 630 km Option 2: Route: Ennore to Barshi Length: 875 km	12.01.2023
2	Expression of Interest for Laying, Building & Operating a Natural Gas Pipeline from Duliajan to Chandrapur by Duliajan Numaligarh Pipeline Limited	Route: Duliajan-Jorhat-Golaghat-Karbi Anglong-Nagaon-Guwahati Length: 500 km	13.03.2023

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 / applicable since 01.04.2022 are given below:

Sr. No	Name of Pipeline	Date of PNGRB's Tariff Order	Volume Transported during 22-23 (MMSCMD)	Tariff declared (□/ MMBTU)	Previous Tariff (□/ MMBTU)
1	Dadri-Panipat Natural Gas Pipeline	31-03-2022	4.25	11.18	16.46
2	Hazira-Ankleshwar Natural Gas Pipeline	29-06-2022	0.74	5.69	9.34
3	Cauvery Basin Natural Gas Pipeline Network				
a.	Narimanan and Kuthalam (NKM) Sub-network	28-07-2022	0.76	43.82	17.41
b.	Ramnad (RMD) Sub-network	28-07-2022	1.09	9.63	16.63
4	Agartala Regional Natural Gas Pipeline	28-07-2022	0.97	1.02	45.89
5	Dukli- Maharajganj Natural Gas Pipeline	28-07-2022	0.02	27.41	46.37
6.	Integrated Natural Gas Pipeline ("INGPL") of GAIL India Limited	22-03-2023	N.A		N. A
	a. HVJ(I)		74.09	58.61	41.11
	b. DUPL-DPPL		16.48		37.78
	c. Dhabol Bangalore		1.85		45.38
	d. DBNPL		7.53		14.04
	e. JHBDPL		4.98		63.46
	f. South Gujarat - Baroda Sub network		2.02		27.59
	g. Mumbai Regional - TROMBAY RCF		2.83		25.15
	h. Mumbai Regional - Uran Thal Usar (UTU)		6.36		6.03
	i. CJHPL		1.77		7.85
7.	Uran Trombay Natural Gas Pipeline	22-03-2023	2.71	13.89	34.73
8.	Unified Tariff (UFT) and its zonal apportionment	29-03-2023	N.A.	73.93 Z1-39.45 Z2-74.97 Z3-99.90	N. A
9.	Agartala Regional Natural Gas Pipeline (Legal Order)	31-05-2023	0.97	2.06	1.02
10.	Low Pressure Gujarat Gas Grid (LP Gas Grid)	23-06-2023	4.98	4.07	4.08
11.	Unified Tariff (UFT) and its Zonal apportionment	28-06-2023	N.A.	81.13 Z1-40.00 Z2-79.00 Z3-114.52	73.93 Z1-39.45 Z2-74.97 Z3-99.90

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

(a) GAIL's Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore Natural Gas Pipeline

(b) GAIL's Gujarat Regional Natural Gas Pipeline Network (Excluding Baroda Sub-network)

(c) GSPL's High Pressure Gujarat Gas grid

(d) GAIL's K.G Basin Natural Gas Pipeline

(e) IGGL's North East Natural Gas Pipeline Grid

(f) PIL's East West Natural Gas Pipeline (EWPL)

(g) AGCL's Assam Gas Pipeline Network

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

(a) Unified Tariff was implemented from 01.04.2023. 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 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 the sources of natural gas. Following amendments were done for implementation of Unified Tariff:

a. Number of zones for Unified Tariff increase from two (2) zones to three (3) zones.

b. Tariff for the first tariff zone of unified tariff fixed at 52.5% for second tariff zone and tariff for the second tariff zone shall be 75% of the tariff for third tariff zone.

c. Settlement mechanism has been made part of regulations.

d. With commissioning of newer interconnected pipelines, the national gas grid will keep expanding for Unified tariff.

(b) Other Major Amendments:

a. To simplify the implementation of unified tariff, entity level Integrated natural gas pipeline tariff has been introduced. Economic life of integrated natural gas pipeline for the purpose of tariff determination shall be considered based on the remaining economic life of the natural gas pipeline which is part of such an enlisted integrated natural gas pipeline with latest commissioning date of operation.

b. Consideration of authorized capacity for the purpose of tariff determination, except certain cases. Any change in the capacity shall be dealt according to prevailing regulations.

c. Lowest nominal rate of income tax shall be considered for tariff with effect from the FY 2022-23 in place of FY 2019-20.

d. Amendment in allowable operational cost:

   i. SUG costs shall be considered subject to maximum of 2% of the volumes of natural gas considered as divisor for tariff determination of the natural gas pipeline.

   ii. Transmission Loss allowed as part of Opex claimed by entity @ 0.1% of the actual volume subject to maximum gas price as declared by PPAC for HP HT gas plus applicable transmission charges.



iii. Miscellaneous Income: If considering actual revenue, return earned by the entity on the date of review results in more than the allowed rate of return, then adjustment would be made in the tariff to make the return earned by the entity on the date of review equals to the allowed rate of return.

e. Amendment in Volume Divisor:

i. The benefit of ramp-up for a period of first 5 years is extended to first 10 years of operation and any subsequent expansion (other than expansion to which clause 6 (1) (c) is applicable).

ii. In case of addition of any new natural gas source to a natural gas pipeline which comes anytime from 01.04.2020 and onwards, any increase in the capacity of the pipeline, if any, because of such addition of such new source shall not be considered in the tariff determination for a period of five years from the date of commissioning of the pipeline connectivity due to the relevant source.

iii. Removal of cap on tariff on account of expansion in capacity by 10 percent or more. Further, a clarification issued earlier that any interconnection between two natural gas pipelines shall not be considered as extension or expansion or tie in connectivity has also been omitted.

iv. Adjustment shall be carried out in the normative volumes considered as per clause 6 (1) where normative being higher than actual volumes. The extent of adjustment shall be maximum up to the difference between actual volumes higher than the normative volumes considered in any of the year(s) of the economic life of the pipeline.

f. For the purpose of apportioning of the natural gas pipeline tariff over tariff zones in case of natural gas pipeline, the Board may, by order, consider having simpler and reduced number of tariff zones after adopting public consultation process in this regard as per the provisions as specified in Tariff Regulation.

g. Introduction of provision for gradual annual increase in tariff and reduction in the number of tariff zones for the purpose of apportioning of natural gas.

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, 2022 to 31st March, 2023, as per details given in **Annexure F.**

3.7 Extension of completion schedule to authorized Natural Gas Pipelines:

During the period from 1st April, 2022 to 31st March, 2023, 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	Kochi-Koottanad-Mangalore-Bangalore NGPL	GAIL India Limited	28.02.2022	30.09.2022
2	Chainsa-Jhajjar-Hisar NGPL	GAIL India Limited	31.12.2021	31.12.2022
3	Jagdishpur – Haldia – Bokaro – Dhamra, Barauni – Guwahati and Dhamra – Haldia NGPL (Integrated JHBDPL)	GAIL India Limited	31.12.2021	30.06.2023
4	Srikakulam-Angul NGPL	GAIL India Limited	31.07.2022	31.07.2023
5	Dadri-Bawana-Nangal NGPL	GAIL India Limited	31.03.2022	31.12.2022
6	Kakinada-Srikakulam NGPL	Andhra Pradesh gas Distribution Corporation Ltd.	30.06.2021 for Phase-I 30.06.2022 for Phase-II	30.06.2024
7	Kakinada-Vijayawada-Nellore NGPL	IMC Limited	18.02.2021	31.03.2024
8	Kanai Chhata to Panitar NGPL	Hoogly Pipelines Pvt Ltd	07.07.2022	31.05.2023
9	Ennore-Tuticorin NGPL	Indian Oil Corporation Limited	28.02.2022	Entire ETPL – June 2022 Asanur to Karaikal: Nov 2023 Trichy to Nagapattinam: August 2023

3.8 Cancellation/Foreclosure of Authorisations:

Jaigarh-Mangalore Natural Gas Pipeline which was authorised to H-Energy Pvt Limited, has been cancelled during FY 2022-23.

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 2022-23: -

During the year 2022-23, 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
Authorized Under Regulation 5 of PPPL Authorization Regulations					
1.	Piyala-Jewar Petroleum and Petroleum Product (ATF) Pipeline	BPCL terminal, Piyala to AFS in Jewar International Airport	**Length**: 34 km **Dia:** 14" **Capacity**: 4.58 MMTPA	09.02.2023	Bharat Petroleum Corporation Limited
2.	Haldia to Panagarh Petroleum and Petroleum Product (LPG) Pipeline	Hindustan Aegis LPG Import Terminal, Haldia to HPCL LPG Plant at Panagarh	**Length**: 215 km **Dia:** 10" **Capacity**: 1.45 MMTPA	09.11.2022	Hindustan Petroleum Corporation Limited
3.	Jawaharlal Nehru Port Trust (JNPT) - Navi Mumbai International Airport Petroleum and Petroleum Product (ATF) Pipeline	JNPT to Navi Mumbai International Airport	**Length**: 22 km **Dia:** 14" **Capacity**: 4.45 MMTPA	22.08.2022	Indian Oil Corporation Limited

4.1.3 Petroleum and Petroleum Products pipeline under tendering process:

During the year 2022-23, PNGRB has initiated the bidding process for the following petroleum and petroleum products pipelines.



Sr. No	Name of Pipeline	Route	Description (Length, Capacity)	Last date of bid submission
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	27.02.2023
2.	Hassan - Chitradurga Petroleum and Petroleum Products Pipeline*	Hassan - Chitradurga	**Length**: 193 km **Capacity**: 1 MMTPA	27.01.2023
3.	Ennore - Madurai Petroleum and Petroleum Product (LPG) Pipeline*	Ennore - Madurai	**Length**: 526 km **Capacity**: 1.00 MMTPA	02.08.2022

***** No bids were received for the Hassan - Chitradurga Petroleum and Petroleum Products Pipeline and Ennore - Madurai Petroleum and Petroleum Product (LPG) Pipeline.

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 Order since 1.4.2022:

Sr. No	Name of Pipeline	Pipeline Entity	Date of Order
1	Uran-Chakan-Shikrapur Petroleum and Petroleum Products Pipeline	Hindustan Petroleum Corporation Limited	16-06-2022

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, 2022 to 31st March, 2023, as per details given in **Annexure I.**

4.4 Extension of completion schedule to authorized Petroleum Products Pipelines:

During the period from 1st April, 2022 to 31st March, 2023, PNGRB has granted time extension subject to certain conditions, for completion of following Petroleum Products Pipelines authorized by it:

Sr. No	Name of Pipeline	Name of Entity	Scheduled date of completion	Extended up to
1	Kandla - Gorakhpur	IHB Private Limited	31.12.2022	31.12.2023
2	Mundra-Kandla	Adani Ports Special Economic Zone	27.03.2021	30.09.2022
3	Irugur-Devangonthi	Bharat Petroleum Corporation Limited	31.10.2021	31.12.2025
4	Kochi-Coimbatore-Erode-Salem	Kochi-Salem Pipeline Pvt Ltd	28.02.2022	28.02.2023 Kerala Section, 28.02.2024 Tamil Nadu Section
5	Hassan-Cherlapalli	Hindustan Petroleum Corporation Limited	23.06.2022	23.01.2023

4.5 Petroleum Products Pipelines under Operation/ Construction:

Details of petroleum products pipelines under operation and under construction as on 31.03.2023 are given at **Annexure H**.



PART 5: GAS TRADING EXCHANGE

5.1 Regulatory Framework

The Board notified 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. The gas exchange provides 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 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 within the gas hubs. In addition, the regulations were also amended to enable sale of ceiling price domestic gas at the gas exchange.

5.2 Updates on First Gas Exchange

Under these Regulations, Indian Gas Exchange Limited (IGX) has been authorised on 02.12.2020 by PNGRB as first Gas Exchange. During the period of slightly more than 2 years of its existence, the trading volume at IGX showed significant improvement. The average monthly quantity increased to 42.38 Lakh MMBTU in FY 2022-23 compared to 10.13 Lakh MMBTU in FY 2021-22, mainly because of introduction of trading of domestic ceiling price gas at the gas exchange. During the financial year 2022-23, weighted average monthly prices remain quite volatile ranging from Rs. 1115/MMBTU in November, 2022 to Rs. 2116/MMBTU in August, 2022

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 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, 2023:

i. City or Local Natural Gas Distribution Networks (2008),
ii. Natural Gas Pipelines (2009),
iii. Emergency Response and Disaster Management Plan (2010),
iv. Third Party Conformity Assessment (2015),
v. Petroleum and Petroleum Products Pipelines (2016),
vi. Liquefied Natural Gas Facilities (2018),
vii. Dispensing of Automotive Fuels (2018),
viii. LPG Storage, Handling and Bottling Facilities (2019),
ix. Petroleum Installations (2020), and
x. Petroleum Refineries and Gas Processing Plants (2023).



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, 2023:

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 (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for dispensing of Automotive Fuels) Amendment Regulations, 2022,

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

b) Door-to-door delivery of High Speed Diesel,

c) Setting up of Electric Vehicle (EV) Charging & Battery Swap Facilities at RO, and

d) Dispensing of Compressed Natural Gas (CNG) from Mobile Refuelling Unit (MRU).

xviii. PNGRB (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Amendment Regulations, 2015

xix. PNGRB (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Amendment Regulations, 2020,

xx. PNGRB (Procedure for Development of Technical Standards and Specifications including Safety Standards) Amendment Regulations, 2015,

xxi. PNGRB (Procedure for Development of Technical Standards and Specifications including Safety Standards) Amendment Regulations, 2020,

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

xxiii. PNGRB (Integrity Management System for Natural Gas Pipelines) Amendment Regulations, 2020,

xxiv. PNGRB (Determining Capacity of Petroleum, Petroleum Products and Natural Gas Pipeline) Amendment Regulations, 2015,

xxv. PNGRB (Determining Capacity of Petroleum, Petroleum Products and Natural Gas Pipeline) Amendment Regulations, 2022,

xxvi. PNGRB (Determining Capacity of City or Local Natural Gas Distribution Network) Amendment Regulations, 2020,

xxvii. PNGRB (Third Party Conformity Assessment) Amendment Regulations, 2021.

xxviii. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Liquefied Natural Gas Facilities) Amendment Regulations, 2023, and

xxix. PNGRB (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Installations) Amendment Regulations, 2023.

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 downstream oil and gas sectors are required to develop and submit Third Party Inspection Agency (TPIA) certified and entity's 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, 2022	Empanelled during April, 2022 to March, 2023	Empanelment expired during April, 2022 to March, 2023	Empanelled during April, 2023 to June, 2023	Empanelment expired during April, 2023 to June, 2023	Empanelled as on June, 2023
T4S Regulations						
City Gas Distribution Networks	22	32	18	3	4	35
Natural Gas Pipelines	20	25	18	5	2	30
Petroleum Product Pipelines	13	20	10	2	2	23
LNG Facilities	13	14	11	2	1	17
LPG Storage, Handling and Bottling Facilities	14	15	13	3	1	18
Petroleum Installations	9	15	9	1	0	16

Sector	Empanelled until March, 2022	Empanelled during April, 2022 to March, 2023	Empanelment expired during April, 2022 to March, 2023	Empanelled during April, 2023 to June, 2023	Empanelment expired during April, 2023 to June, 2023	Empanelled as on June, 2023
IMS Regulations						
CGD Networks	12	11	11	4	1	15
Natural Gas Pipelines	11	10	10	4	1	14
Petroleum Product Pipelines	0	4	0	3	1	6
ERDMP Regulations						
ERDMP	12	18	10	3	2	21

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, there is 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, 2022 to March, 2023:

Sr. No	Sector	Until March, 2022	April, 2022 to March, 2023			Total
			T4S	IMS	Sub-Total	
1	City Gas Distribution Networks	265	76	78	154	419
2	Natural gas pipelines	159	26	17	43	202
3	Petroleum product pipelines	78	35	2	37	115
4	LPG Storage, Handling and Bottling Facilities	142	114	0	114	256
5	LNG Facilities	2	3	0	3	5
6	Petroleum Installations	0	155	0	155	155
Total		**646**	**409**	**97**	**506**	**1152**
7	ERDMP	1874	-	-	306	2180
Grand Total		**2520**	**409**	**97**	**812**	**3332**

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, 2022	April, 2022 to March, 2023	Total
1	City Gas Distribution Networks	4	3	7
2	Natural Gas Pipelines	2	1	3
3	Petroleum Product Pipelines	7	1	8
4	Liquefied Natural Gas Facilities	4	0	4
5	Petroleum Installations	0	1	1
6	Liquefied Petroleum Gas	0	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, 2022 to March, 2023 is as under:

Period	Near- miss	Minor	Major	Fatalities	Injuries
April, 2022 to March, 2023	223685	24418	41	28	21

In addition, 268 road incidents took place during 2022-23, resulting in 157 fatalities and 174 injuries.

6.5.7 During the year enquiry committee(s) were constituted for following incident(s), to identify shortcomings, establish the cause of failure and suggest remedial measures to prevent the recurrence of incidents:

i. Major incident at BPCL's Petroleum Installation at Bhopal occurred on 21.10.2022.

ii. Major incident at GAIL's Natural Gas Pipeline at Odisha occurred on 04.02.2023.

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 IMS audits is as under:

Sector	IMS audit for no. of facilities from April, 2022 to March, 2023
City Gas Distribution Networks	78
Natural gas pipelines	17
Petroleum and Petroleum Products Pipelines	2

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 pipelines, petroleum and petroleum products pipelines, LNG facilities, refineries & gas processing plants, retail outlets, petroleum installations, 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.

In order to spread awareness around the industry professional about the recent incidents and their learning, challenges, development and new technology etc. PNGRB in collaboration with entities conducted multiple Knowledge Sharing Workshop/Webinar/Workshop on different sectors of downstream section during FY 2022-2023. The list is as follows: -



1) Knowledge sharing workshop for Natural Gas Pipeline (NGPL) entities conducted in Noida on 10th June 2022,



2) Knowledge Sharing Workshop on Strengthening Safety in Downstream Oil and Gas Industry in Jaipur on 18th August 2022, and



3) Knowledge Sharing Workshop on Petroleum Refineries held at Vishakhapatnam, Andhra Pradesh on 27-28th February 2023.

In order to exchange of information, consultation, training and technological assistance, study of India's national natural gas pipeline & knowledge sharing of standards/regulations and conformity assessment PNGRB is in collaboration with: -

1) FERC- Federal Energy Regulatory Commission, USA
2) USTDA- US Trade and Development Agency
3) ASME- American Society of Mechanical Engineers
4) EIL-Engineers India Limited

In line with Govt. Of India vision of promoting Hydrogen as clean energy source, PNGRB has issued NOC for trial blending projects of Hydrogen in Natural gas for 3 GAs (i.e. Indore in MP, Kawas in Gujarat & Jorhat in Assam)

PNGRB has entered into MoU with EIL on 05th April 2022, for capacity assessment of natural gas pipelines in line with PNGRB Regulations. Under this MoU, capacity assessment job for five Natural Gas pipelines were awarded in 2022-23 i.e. GAIL's Chhainsa-Jhajjar-Hisaar Natural Gas Pipleine (CJHPL), KG Basin NGPL (KGBNGL) Network, Gujarat Natural Gas Pipeline Network &, Cauvery Basin Narimanam-Kuthalam (NKM) sub-network and GSPL's Gujarat HP Gas Grid Natural Gas Pipleine.





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 (Pending up to 31.03.2023)

Sr. No.	Case Number	Case Particulars	Remarks
1.	Legal/31/2013	GMR Vemagiri Power Generation Ltd. Vs. GAIL(I)Ltd	Sub-Judice
2	Legal/32/2013	GMR Energy Ltd Vs.GAIL (India)Ltd	Sub-Judice
3	Legal/33/2013	Lanco Kondapali Power Ltd Vs. GAIL(I) Ltd	Sub-Judice
4	Legal/34/2013	Konaseema Gas Ltd Vs.GAIL(I)Ltd	Sub-Judice
5	Legal/36/2013	GVK Gautami Power Ltd Vs.GAIL(India)Ltd	Sub-Judice
6	Legal/42/2013	Tata Power Delhi Distribution Ltd Vs. GAIL	Sub-Judice
7	Legal/43/2013	Reliance Infrastructure Limited Vs. GAIL	Sub-Judice
8	Legal/60/2013	Apraava Energy Private Limited (Former, CLP India Limited) Vs.Gujarat State Petronet Limited	Sub-Judice
9	Legal/53/2013	Essar Power Ltd Vs.GSPL	Sub-Judice
10	Legal/37/2013	GVK Industries Ltd Vs. GAIL	Sub-Judice
11	Legal/245/2018	Gujarat Gas Ltd. Vs Adani Gas Ltd.	Sub-Judice
12	Legal/11/2019	Gujarat State Petrleum Corporation Limited vs. GAIL (India) Limited (Remanded from APTEL in Appeal No. 290 of 2016)	Sub-Judice
13	Legal/09/2019	Sabarmati Gas Ltd Vs. GAIL	Sub-Judice
14	Legal/10/2019	Sabarmati Gas Ltd Vs. GAIL	Sub-Judice
15	Legal/ 22/2021	Think Gas Ludhiana Private Ltd. Vs. Jay Madhok Energy Private Ltd.	Sub-Judice
16	Legal/40/2021	Think Gas Ludhiana Private Ltd. Vs. Jay Madhok Energy Private Ltd.	Sub-Judice
17	Legal/16/2022	Charotar Gas Sahakari Mandali Limited Vs. Gujarat Gas Lmited	Sub-Judice
18	Legal/22/2022	Indraprastha Gas Limited Vs. Haryana City Gas Distribution Limited	Sub-Judice

Sr. No.	Case Number	Case Particulars	Remarks
19	Legal/23/2022	Haryana City Gas Distribution Limited Vs. Indraprastha Gas Limited & Ors.	Sub-Judice
20	Legal/28/2022	Adani Total Gas Limited Vs. Gujarat Gas Limited	Sub-Judice
21	Legal/ 29/2022	Adani Total Gas Limited Vs. Gujarat Gas Limited	Sub-Judice
22	Legal/ 30/2022	Adani Total Gas Limited Vs. Gujarat Gas Limited	Sub-Judice
23	Legal/ 31/2022	Adani Total Gas Limited Vs. Gujarat Gas Limited	Sub-Judice
24	Legal/03/2023(*Old Ref: Legal/26/2022*)	Think Gas Ludhiana Private Limited Vs. Jay Madhok Energy Private Limited	Sub-Judice
25	Legal/04/2023(*Old Ref: Legal/27/2022*)	Think Gas Ludhiana Private Limited Vs. Jay Madhok Energy Private Limited & Ors.	Sub-Judice
26	Legal/13/2022	Central U.P. Gas Limited Vs. HPCL	Sub-Judice
27	Legal/02/2023	Indraprastha Gas Limited Vs. Haryana City Gas Distribution Limited & Ors.	Sub-Judice
28	Legal/01/2023 (*Old Ref:Arising out of Order dated 07.11.2022 passed by the Hon'ble High Court of Gujarat in Special Civil Application No. 4512/2015 in the matter titled G.H. Gediya Vs. Petroleum andNatural Gas Regulatory Board & 1 Other(s))*	G.H. Gediya Vs. M/s. Sabarmati Gas Limited	Sub-Judice
29	Legal/02/2023	Indraprastha Gas Limited Vs. Haryana City Gas Distribution Limited & Ors.	Sub-Judice



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 are given below:

S No.	Designation	Name	Tenure upto
1	Chairperson	Shri Anil Kumar Jain	16th October, 2027
2	Member	Shri Gajendra Singh	14th June, 2025
3	Member	Shri Anjani Kumar Tiwari	1st November, 2026
4	Member	Shri Ajit Kumar Pande	26th September, 2023

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

S. No.	Designation	Name	Tenure upto
1	Secretary	Smt. Vandana Sharma	30th September, 2024

8.1.3 Meetings of the Board:

Twelve Board Meetings were held during 1st April, 2022 to 31st March, 2023 as per details below:

S. No.	Board Meeting No.	Date
1	111th	27.04.2022
2	112th (Emergency)	11.05.2022
3	113th	09.06.2022
4	114th	27.06.2022
5	115th (Emergency)	30.06.2022
6	116th	23.08.2022
7	118th	21.09.2022
8	119th	27.10.2022
9	120th	11..11.2022
10	121st	06.01.2023
11	122nd	17.03.2023
12	123rd	27.03.2023

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 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 PNGRB (salary, allowances and other conditions of service of Officers and employees) Rules, 2020 were notified on 1st October, 2020. Accordingly, the process for engagement of Officers and staff on deputation to PNGRB from Central Government and alternatively on short-term contract basis was commenced. The following Officers and staff have been taken on deputation from Central Government:

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

The following Officers and staff have been appointed on short-term contract basis:

S.No.	Details of sanctioned posts	Officers/staff on deputation from Central Government
1	PPS	1
2	Bench Officer	1
3	Accountant	1
	Total	**3**

8.2.3 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, 2022 to 31st March, 2023, 10 consultants were engaged by the Board. The status of Consultants in position as on 2023 are as under:



Division	Level - I	Level - II	Level - III	Level - IV
Legal	4	1	-	-
Technical (Engg.)	16	-	-	-
Finance	2	2	-	2
Admin	3	2	-	-
Total	**25**	**5**	**-**	**2**

8.2.4 Human Resource Development

Capacity Building of Officers/Consultants through following training Programmes:

a) Shri. Ajit Kumar Pande, Member (Legal), attended 14th batch of six-month certificate course on corporate law from 15th December, 2022.

b) Shri. Ankur Jain, Deputy Adviser, Shri Abhishek Kumar, Assistant Consultant, Shri Lalit Panchpal, Assistant Consultant and Shri Akash Negi, Asst. Consultant attended 5th Batch of Three Months Online Certificate Course "Regulatory Governance" of FOIR on 28th December, 2022.

c) Shri Pankaj Bhutani, Joint Adviser and Shri Jamunalal Raut, Deputy Director attended the India Energy Week Conference on 6th-8th February, 2023 at Bengaluru.

d) Lt Col PK Uniyal, Joint Adviser (Monitoring) and Shri Jamunalal Raut, Deputy Director (Technical) attended three-month online certificate course in Regulatory Governance organized by FOIR on June, 2022.

e) Shri. Md. Tanweer Akhtar, Joint Adviser attended Capacity Building Program of FOIR during 13th – 15th December, 2022.

f) Shri. RK Shahi, Deputy Adviser attended six months Advanced Professional Course in Competition Law and Market Regulation during 17th December to 1st April, 2023.

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 moto to the public at regular intervals by updating the website of PNGRB.

8.3.3 Details of RTIs/ Appeals are as under:

Period	RTI		Appeals	
	Received	Pending as on 31.03.2023	Received	Pending as on 31.03.2023
1st April, 2022 to 31st March 2023	237	04	50	01

8.4 Vigilance Matters:

No vigilance cases were either contemplated or pending during 2022-23 in the Board.

8.5 Implementation and Encouragement of Official Language

Implementation and Promotion of Official Language Petroleum and Natural Gas Regulatory Board is regular in conducting quarterly meetings of Official Language PNGRB, quarterly meeting of Official Language Implementation Committee to discuss and review the progressive use of Hindi for achieving the targets of annual program issued by the Department of Official Language, Ministry of Home Affairs.

Various activities were organized to encourage and motivate the employees for maximum use of 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 and making note in Hindi as per annual program issued by the Department of Official Language. The website of PNGRB is bilingual. Various activities were organized by the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board for the implementation of Official Language Policy and promotion and promotion of Official Language during the year 2022-23, the details of which are as follows: -

Apart from Hindi fortnight, other activities for promotion of use of official language: -

(a) A Hindi Essay Competition was organized in PNGRB on 22th July, 2022 on the theme 'social media boon or curse'. On 15th March, 2022, Hindi Anuvad Competition was organized wherein personnel participated enthusiastically. Prizes were given to the individual excelling in these competitions.

(b) The second edition of Hindi home e-magazine "PNGRB Darpan" was published with the objective of increasing the Hindi writing talent and creativity of the personnel.

(c) All the relevant documents mentioned in section 3(3) of the Official Languages Act 1963 were issued in bilingual i.e. Hindi and English.

(d) Adequate number of Hindi books have been purchased for the library to encourage them to work in Hindi.

(e) To enhance the knowledge of Official Language Hindi, five new English words along with their Hindi translation are displayed on the notice board on a weekly basis.

8.6 Miscellaneous Activities: -

8.6.1 Swachhta Pakhwada (01-15th July 2022)

PNGRB celebrated Swachhta Pakhwada by organizing various activities during 1st to 15th July 2022. A cleanliness pledge was taken by all the officers and staff of PNGRB . Mahatma Gandhi's dream was remembered before taking oath. The participants pledged that they would remain committed to cleanliness and devote time for it. Several cleanliness drives were carried out inside and outside the PNGRB premises. Officers and employees also took part in the campaign and obsolete items, boxes, files, paper waste, electronic waste etc were disposed off.



Oath Taking during Swachhta Pakhwada.



PNGRB personnel involved in cleanliness drive

8.6.2 International Women's Day celebrated at PNGRB

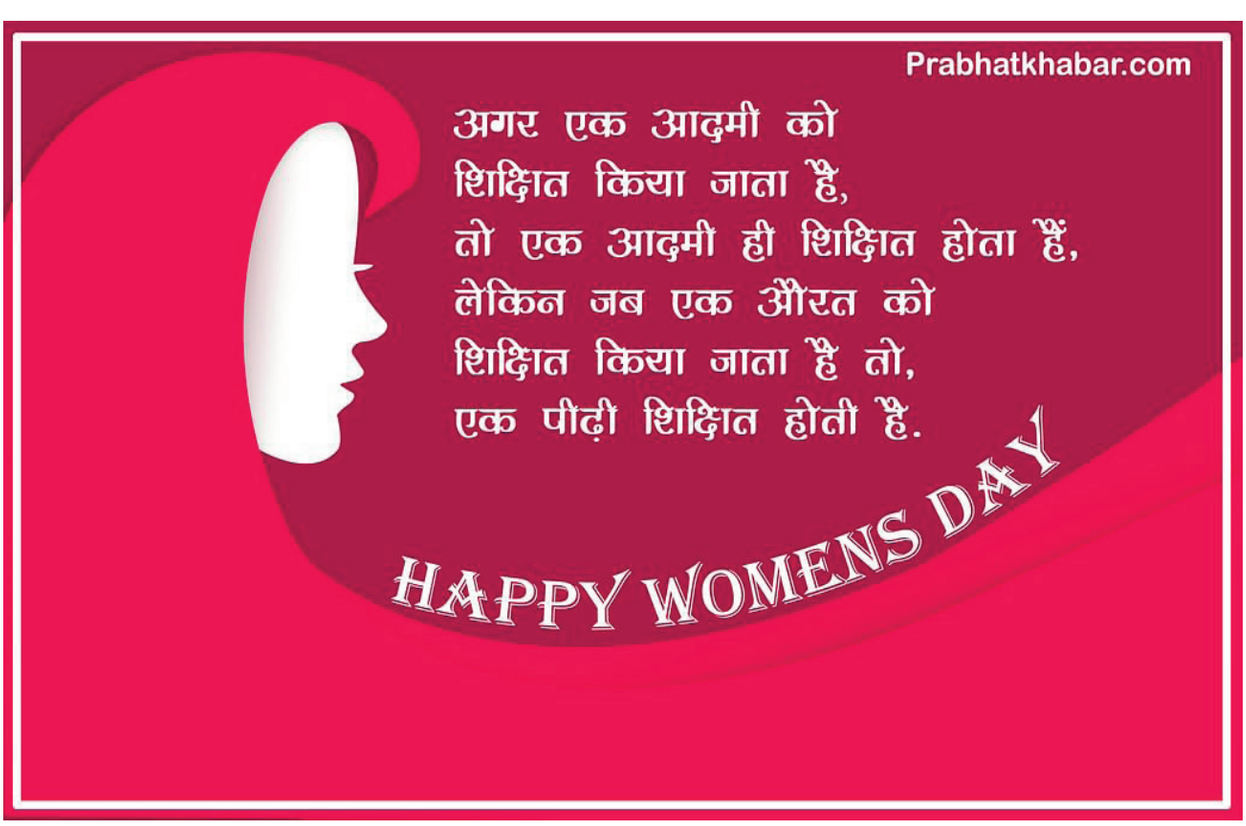
(a) International Women's Day was celebrated in the conference hall in Petroleum and Natural Gas Regulatory Board, New Delhi. This year's theme was "DigitALL: Innovation and Technology for Gender Equality".



PNGRB Women Employees



Winners receiving award from Secretary, PNGRB



8.7 International Co-operation

8.7.1. MoU with Federal Energy Regulatory Commission, (FERC) USA:

PNGRB entered into a Memorandum of Understanding (MOU) with Federal Energy Regulatory Commission, (FERC) U.S.A. at Houston, U.S.A. on 14 March, 2019. The objectives of the MoU in oil and natural gas sectors within the Authorities' regulatory jurisdiction are:

a) Exchange of information on each other's laws, rules, and regulations relating to the oil and natural gas sectors and their experiences in regulating these sectors with a view to learning about the best practices and promoting development of competitive markets in their respective countries

b) Consultation on the area of mutual interest

c) Impart training to personnel from the other Regulatory Body, as per request and feasibility

d) Technical assistance to improve technical capabilities on regulatory issues including

   i. development of a regulatory framework for the promotion of fair trade and competitive markets

   ii. guidelines for regulating open access to common carrier

   iii. development of tariffs

A meeting was held with Commissioner, Federal Energy Regulatory Commission, USA in February, 2023 at PNGRB for discussions on co-operation between the regulators and future strategies, outlooks, hydrogen etc.

8.7.2 MoU with American Society of Mechanical Engineers (ASME)

PNGRB has also entered in a Memorandum of Understanding with American Society of Mechanical Engineers to:

i. Facilitate communication between two organizations;

ii. Avoid duplication of work efforts where possible;

iii. Develop knowledge of the standards/regulations and conformity assessment systems;

iv. Draw on ASME's Standards expertise to further standards, certification and regulatory development for conformity assessment and inspection in Oil & Gas sector within India.

A meeting was held with CEO, American Society of Mechanical Engineers (ASME) in January, 2023 on co-operation on development of technical standards, introduction of newer technologies etc. for safe operations and capacity building of pipeline personnel in the country.

8.7.3 US India Low Emission Gas Task Force

US India Gas Task Force was constituted under US India Strategic Clean Energy Partnership to increase the share of Gas in India's Energy Basket. Subsequently, this task force was renamed as Low Emission Gas Task Force to have focus of use of other low emission energy alternative like Compressed Bio gas, blending of hydrogen in natural gas etc. Shri S C Gupta, Joint Advisor, PNGRB is co-chair of Market and Regulatory Sub-committee.

The India-US Joint sub-committee has finalised five papers on authorization process for development of infrastructure, gas pricing and marketing freedom, pipeline access, ROU acquisition for gas pipelines and gas pipeline tariff to promote gas markets and infrastructure development. Presently, sub-committee is focusing of repurposing the existing gas infrastructure for transportation of natural gas blended with hydrogen, compressed bio gas etc.

8.7.4 Visit of Tanzania Delegation

Minister of Energy, Tanzania along with a delegation visited PNGRB in February 2023 to discuss and learn regarding success story of India in LPG and PNG use in the cooking sector. The delegation was briefed about the structure of PNGRB, its power and functions, regulations etc.



8.8 New Regulations Framed/ Amended

PNGRB has issued the following regulations/ amendment regulations during the period of 1st April, 2022 to 31st March 2023:

S. No.	Gzt S.No.	Subject	Date of Publishing of Gaz.
1	241	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Gas Exchange) Amendment Regulations, 2022	06.05.2022
2	385	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Levy of Fee and Other Charges) Amendment Regulations, 2022	02.08.2022
3	588	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulation, 2022	18.11.2022
4	589	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand Natural Gas Pipelines) Amendment Regulation, 2022	18.11.2022
5	594	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Second Amendment Regulation, 2022	18.11.2022
6	595	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Regulation, 2008	18.11.2022
7	596	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determining Capacity of Petroleum, Petroleum Products and Natural Gas Pipeline) Amendment Regulation, 2022	18.11.2022
8	658	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for dispensing of Automotive Fuels) Amendment Regulation, 2022	14.12.2022
9	86	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Liquefied Natural Gas Facilities) Amendment Regulations, 2023.	15.02.2023
10	207	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Authorizing Entities to Lay, Build, Operate or Expand City or Local Natural Gas Distribution Network) Amendment Regulation, 2023.	29.03.2023
11	200	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Determination of Natural Gas Pipeline Tariff) Amendment Regulations, 2023	28.03.2023
12	212	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Installations) Amendment Regulations, 2023	29.03.2023
13	211	Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for Petroleum Refineries and Gas Processing Plants) Regulations, 2023.	29.03.2023

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, ₹ 829.92 Crore (PNGRB Fund - ₹401.19 Crore, APTEL directed deposit- ₹ 24.17 Crore and Imbalance and Overrun Charges Fund - ₹ 404.56 Crore) stands invested as on 31st March, 2023, 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 2022-23
Balance at the beginning of the year	317.00
Transferred by the entities during the year	86.25
Interest received and accrued during the year	19.80
Balance at the close of the year	423.05
Deployed in: Fixed deposits with Banks	404.56
Interest accrued but not due	18.46
Tax deducted at source	0.03

9.5 Five-year Financial Highlights

₹ in Crore

	FY 2018-19	FY 2019-20	FY 2020-21	FY 2021-22	FY 2022-23
Grants-in-Aid from Government of India	28.71	19.10	3.48	0.00	0.00
Interest	12.29	17.72	17.29	17.54	21.76
Levy of Other Charges and surcharge on other charges (including prior period)	4.13	23.70	23.03	23.40	27.76
Application fee for CGD Networks and Pipelines	74.63	1.70	0.92	87.50	11.27
Other receipts	2.13	4.48	5.34	7.54	3.97
Total Gross Receipts	**121.89**	**66.70**	**50.06**	**135.98**	**64.76**
Expenditures (including for previous years)	37.33	26.43	25.40	27.32	27.46
Net Receipts	**84.56**	**40.27**	**24.66**	**108.66**	**37.30**
Depreciation	0.30	0.44	0.56	0.42	0.42
Provision for Income Tax for past years	2.17	(5.31)	-	-	-
Net Surplus Transferred to PNGRB Fund	**82.09**	**45.14**	**24.10**	**108.24**	**36.88**

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 2022-23 have been prepared as per the format prescribed in the amended rules.

The annual statement of accounts for the financial year 2022-23 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, 2023

(₹ in Lakh)

Corpus/ Capital Fund And Liabilities	Schedule	Current Year	Previous Year
Corpus/Capital Fund	1	39,208.05	35,519.65
Reserve & Surplus	2	-	-
Earmarked/Endowment Funds	3	42,305.43	31,700.36
Secured Loans and Borrowings	4	-	-
Unsecured Loans and Borrowings	5	-	-
Deferred Credit Liabilities	6	-	-
Current Liabilities And Provisions	7	6,537.23	4,681.08
TOTAL		**88,050.71**	**71,901.09**
Assets			
Fixed Assets	8	105.72	120.87
Investments-From Earmarked/Endowment Funds	9	42,872.75	33,080.08
Investments-Others	10	40,119.40	35,620.34
Current Assets, Loans ,Advances Etc.	11	4,952.84	3,079.80
Miscellaneous Expenditure		-	
(to the extent not written off or adjusted)			
TOTAL		**88,050.71**	**71,901.09**
Significant Accounting Policies	24		
Contingent Liabilities and Notes on Accounts	25		

Pankaj Bhutani	**Vandana Sharma**	**A.K.Tiwari**	**Dr. Anil Kumar Jain**
Joint Adviser	**Secretary**	**Member**	**Chairperson**

Place: New Delhi
Date: 27th June 2023

Petroleum and Natural Gas Regulatory Board

Income and Expenditure Account for the year ended 31st March, 2023

(₹ in Lakh)

	Schedule	Current Year	Previous Year
Income			
Income from Sales / Services	**12**	4,277.07	11,785.80
Grants/ Subsidies	**13**	-	-
Fees or Subscriptions	**14**	-	-
Income from Investments (Income on Investment from earmarked or endow. Funds transferred to Funds)	**15**	-	-
Income from Royalty, Publication etc.	**16**	-	-
Interest Earned	**17**	2,175.90	1,754.32
Other Income	**18**	2.55	29.93
Increase or (decrease) in stock of Finished goods and works-in-progress	**19**	-	
Prior Period Income (Annex-A)		20.23	27.46
TOTAL (A)		**6,475.75**	**13,597.51**
Expenditure			
Establishment Expenses	**20**	1,238.33	1,200.84
Other Administrative Expenses, etc.	**21**	1,509.87	1,525.13
Expenditure on Grants, Subsidies etc	**22**	-	-
Interest	**23**	0.99	0.08
Depreciation (Net Total at the year-end-corresponding to Schedule 8)		41.99	41.84
Prior Period Expenditure (Annex-A)		(3.83)	5.77
TOTAL (B)		**2,787.35**	**2,773.66**
Balance being excess of Income over Expenditure(A-B)		**3,688.40**	**10,823.85**
Transfer to Special Reserve (Specify each)		**-**	**-**
Transfer to or from General Reserve		**-**	**-**
BALANCE BEING SURPLUS/ (DEFICIT) CARRIED TO CORPUS/CAPITAL FUND		**3,688.40**	**10,823.85**
Significant Accounting Policies	**24**		
Contingent Liabilities and Notes on Accounts	**25**		

Pankaj Bhutani	**Vandana Sharma**	**A.K.Tiwari**	**Dr. Anil Kumar Jain**
Joint Adviser	**Secretary**	**Member**	**Chairperson**

Place: New Delhi
Date: 27th June 2023



Schedules Forming Part of Balance Sheet as at 31st March, 2023

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 1 - CORPUS OR CAPITAL FUND :	Current Year	Previous Year
PNGRB FUND		
Balance as at the beginning of the year	35,519.65	24,773.30
Add: Contribution towards Corpus or Capital Fund	-	-
Add/ (Deduct) : Balance of net income/ (expenditure) transferred from the Income and Expenditure Account	3,688.40	10,823.85
Less: Refund of PBG Encashed (Annexure B)	-	(77.50)
BALANCE AS AT THE YEAR-END	**39,208.05**	**35,519.65**

(₹ 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	FUND WISE BREAK UP Escrow Fund Current Year	FUND WISE BREAK UP Escrow Fund Previous Year
a) Opening balance of the funds (Escrow account)	27,130.94	25,646.89
(Interest)	4,569.42	2,968.08
b) Additions to the Funds :	-	-
i. Donations or grants	-	-
ii Fund received during the year on account of Escrow	8,625.01	1,484.06
iii Other additions (Interest)	1,980.06	1,601.34
TOTAL (a+b)	**42,305.44**	**31,700.36**
c) Utilisation or Expenditure towards objectives of funds		
i. Capital Expenditure	-	-
ii. Revenue Expenditure	0.01	-
Total	**-**	**-**
Total (c)	**0.01**	**-**
Net Balance as at the year-end (a+b-c)	**42,305.43**	**31,700.36**

Notes

1.) Disclosures shall be made under relevant heads based on conditions attaching to the grants.

2.) 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	64.54	103.39
3. Advance Received	10.75	0.19
4. Interest accrued but not due on:	-	-
a) Secured Loans/borrowings	-	-
b) Unsecured Loans/borrowings	-	-
5. Statutory Liabilities		
a) Overdue	-	-
b) Others	29.71	31.42
6. Other Current Liabilities		
a) Imbalance and Overrun Charges Deposits	-	-
b) Interest Free Deposit under Levy of Fee	1013.53	1,292.36
c) Security Deposits Received		
(i) from GAIL	2557.08	2,422.49
(ii) from others	102.66	102.70
d) Current Account with SBI	14.75	-
TOTAL (A)	**3,793.02**	**3,952.55**
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")	2622.73	677.50
b) Provision for Expenses	121.48	51.03
TOTAL (B)	**2,744.21**	**728.53**
TOTAL (A+B)	**6,537.23**	**4,681.08**

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 8 - FIXED ASSETS	Gross Block					Depreciation						Net Block	
Description	As on 1st April, 2022	Addi-tions during the year	Deduc-tions during the year	Reclassi-fication during the year	As on Mar 31,2023	As on 1st April, 2022	Depre-ciation during 22-23	On Ad-ditions 22-23	On Deduc-tions 22-23	Prior Year Depreci-ation	Acc. Dep upto Mar 31,2023	As on Mar 31,2023	As on Mar 31,2022
A. FIXED ASSETS:													
Office Equipment	99.88	1.46	-	-	101.34	45.34	17.39	0.31	-	-	63.04	38.30	54.54
Furnitures and Fixtures	20.04	2.89	-	-	22.93	5.15	1.80	0.10	-	-	7.05	15.88	14.89
Computers/ Peripherals	70.95	22.28	-	-	93.23	59.23	5.14	3.77	-	(0.37)	67.77	25.46	11.72
Computers Software	58.04	0.18	-	6.84	65.06	55.41	4.41	0.05	-	0.66	60.53	4.53	2.63
Networks & Servers	109.68	-	-	(6.84)	102.84	72.59	9.02	-	-	(0.31)	81.30	21.54	37.09
Book and Publications	-	-	-		-	-	-		-	-	-	-	-
Total	**358.59**	**26.81**	**-**	**-**	**385.40**	**237.72**	**37.76**	**4.23**		**(0.02)**	**279.69**	**105.72**	**120.87**
Previous Year	**342.10**	**18.42**	**1.93**	**-**	**358.59**	**197.64**	**41.84**	**-**	**1.76**	**-**	**237.72**	**120.87**	**144.46**
B. CAPITAL WORK IN PROGRESS	**-**											**-**	
TOTAL													



(₹ 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 (i) Imbalance and Overrun	40455.61	30,718.49
(ii) APTEL directed (refer note 2 in Schedule 25 'Notes on Accounts')	2417.14	2,361.59
TOTAL	**42,872.75**	**33,080.08**

(₹ 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 (i) PNGRB Funds Deposit	39963.81	35,232.42
(ii) CLTD PNGRB Fund	155.59	387.92
TOTAL	**40,119.40**	**35,620.34**

(₹ 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	690.84	560.80
b) Others	67.35	27.71
3. Cash balances in hand (including cheques/drafts and imprest)	-	-
4. Bank Balances:	-	-
a) With Scheduled Banks:		
- On Current Accounts		

SCHEDULE 11 - CURRENT ASSETS, LOANS, ADVANCES ETC.	Current Year	Previous Year
a) PNGRB Funds	6.37	85.28
b) Imbalance and Overrun Charges	0.21	0.10
- On Deposit Accounts (includes margin money)	-	-
a) PNGRB Funds	-	-
b) Imbalance and Overrun Charges	-	-
c) CLTD PNGRB Fund	-	-
d) CLTD Escrow Account	-	-
e) On APTEL directed (Refer note no. 2		
in Schedule 25 "Notes on Accounts")	-	-
- On Saving Accounts	-	-
- Interest Accrued	-	-
- PNGRB Funds	-	-
- Imbalance and Overrun Charges	-	-
- APTEL	-	-
b) With non - Scheduled Banks:	-	-
- On Current Accounts	-	-
- On Deposit Accounts	-	-
- On Saving Accounts	-	-
5. Post Office Savings Accounts	-	-
TOTAL (A)	**764.77**	**673.89**

(₹ 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	5.73	7.13
c) Others	-	-
i) Security deposit paid	0.06	0.06
ii) Tax Deducted at Source	-	-
- PNGRB Fund	61.79	29.43
- Imbalance and Overrun Charges	2.89	-
- Others	1.67	-
iiii) 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)
iv) Advance to Employees	-	-
v) Advance to Suppliers/Contractors	8.76	3.54



(₹ in Lakh)

B. LOANS, ADVANCES AND OTHER ASSETS	Current Year	Previous Year
vi) Assets Held For Sale/Dispose Off	-	-
vii) TDS Recoverable from Creditors	1.66	0.38
viii) Stock in Hand (Consumables)	2.63	4.53
3. Income Accrued:		
a) On Investments from Earmarked/Endowment Funds	1846.72	981.77
b) On Investments Others	-	-
c) On Loans and Advances	-	-
d) Others (i) PNGRB Funds	2116.45	1,317.01
(ii) APTEL directed (refer note 2 in Schedule 25 Notes to Accounts)	138.23	60.91
4. Claims Receivable	-	-
- GEECL for a period exceeding Six Months	1.15	0.45
- GEECL Others	-	0.70
- AGP CGD India Ltd	0.11	-
- PAO (Explosives) Nagpur	0.22	-
TOTAL (B)	**4,188.07**	**2,405.91**
TOTAL (A+B)	**4,952.84**	**3,079.80**

(₹ in Lakh)

SCHEDULE 12 - INCOME FROM SALES/SERVICES	Current Year	Previous Year
1) Income from Sales	-	
a) Sale of Finished Goods	-	-
b) Sale of Raw Material	-	-
c) Sale of Scraps	-	-
2) Income from Services		
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 Fees for CGD Networks and Pipelines	1127.37	8,750.00
- Levy of Other Charges	2700.44	2,257.67
- Surcharge on Other Charges	55.49	54.58
- Third Party Inspection Fee	66.00	42.50
- Complaint Fee	36.60	12.00
- Fees for Miscellaneous Services	12.44	9.05
- Application Fee for Empanelment	-	-
ii) Fines		
- Penalty	278.73	660.00
TOTAL	**4,277.07**	**11,785.80**

(₹ in Lakh)

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

(₹ 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
Income on Invest. From Earmarked/Endowment Funds transferred to Funds		
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	2175.90	1,754.32
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	**2,175.90**	**1,754.32**
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
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
b) Recovery of Computer Hire Charges	-	-
c) Sale of Tender Documents	2.52	23.93
d) RTI fee	0.03	0.02
e) Others	-	2.11
TOTAL	**2.55**	**29.93**

(₹ 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	1193.10	1,173.77
(b) Allowances and Bonus	0.59	0.16
(c) Contribution to Provident Fund	-	-
(d) Contribution to Other Fund (specify)	-	-
(e) Staff Welfare Expenses	-	-
(f) Expenses on Employee's Retirement and Terminal Benefits	23.28	15.33
(g) Others	-	-
i) Medical expenses	4.17	0.50
ii) Leave encashment	13.07	4.13
iii) Leave Travel Concession	1.97	0.75
iv) Administrative & EDLIS Charges	0.53	0.21
v) Brief Case	-	-
vi) Transfer Benefit Claim	1.62	5.99
TOTAL	**1,238.33**	**1,200.84**



(₹ 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	8.29	9.67
(e) Insurance	-	-
(f) Repairs and Maintenance	10.42	4.39
(g) Excise Duty	-	-
(h) Rent, Rates and Taxes	631.88	632.84
(i)Vehicles Running and Maintenance	10.17	7.43
(j) Postage, Telephone and Communication Charges	10.19	8.84
(k) Printing and Stationary	14.88	18.58
(l) Travelling and Conveyance Expenses	41.33	12.53
(m) Expenses on Seminar/Workshops	-	-
(n) Subscription Expenses	1.95	1.95
(o) Auditors Remuneration	26.17	11.00
(p) Hospitality Expenses	31.26	20.63
(q) Professional Charges	568.95	626.50
(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	12.28	22.29
(x) Others		
a) Casual Labour expenses	79.51	71.33
b) Hindi Rajbhasha expenses	0.24	0.24
c) Miscellanous expenses	3.66	1.94
d) Newspaper	0.96	0.29
e) Security Expenses	23.89	23.53
f) Water Charges	1.71	1.05
g) Venue Charges	-	26.48
h) IT Expenses	14.95	13.52
i) Loss from sale of Assets	-	10.10
j) Conference & Exhibition	14.63	-
k) Penalty	2.55	-
TOTAL	**1,509.87**	**1,525.13**

(₹ 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 amount 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)	0.94	-
c) Others - Interest on NPS	0.05	0.08
TOTAL	**0.99**	**0.08**

(₹ in Lakh)

ANNEXURE -A PRIOR PERIOD ADJUSTMENT ACCOUNT	Current Year	Previous Year
INCOME		
- Levy of Other Charges	13.06	17.34
- Surcharge on Other Charges	7.17	10.12
TOTAL INCOME (A)	**20.23**	**27.46**
EXPENDITURE		
-Retirement & Terminal Benefits	(3.75)	-
-Information Technology Expenses	(1.24)	2.49
-Professional Expenses - Legal	-	3.28
-Professional	1.16	-
-Subscription	-	-
-Telephone Office	-	-
-Depreciation	(0.02)	-
-Interest on NPS	0.02	-
TOTAL EXPENDITURE(B)	**(3.83)**	**5.77**
NET PRIOR PERIOD INCOME OVER EXPENDITURE (A-B)	**24.06**	**21.69**

(₹ in Lakh)

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



Details of Re-grouping of Previous Year Figures

Annexure-C

Head	Sub-Head	Description	Amount as per Previous Year Account (2021-22)	Amount as per Current Year Account (2022-23)	Difference
Balance Sheet					
Schedule-3	Earmarked /Endowment Funds	Imbalance and Overrun Charges Deposits		31700.36	-31700.36
Schedule 7	Current Liabilities and Provisions	Imbalance and Overrun Charges Deposits	31700.36	0	31700.36
Schedule 10	Investment - Others	(i) Others - PNGRB Fund Deposit		35232.42	-35232.42
Schedule 10	Investment - Others	(ii) CLTD PNGRB Fund		387.92	-387.92
Schedule-11	(A) Current Assets - Bank Balances -On Deposit Accounts (includes margin money)	(a) PNGRB Fund	35232.42		35232.42
		(c) CLTD PNGRB Fund	387.92		387.92
Schedule 9	Investment -from Earmarked/ Endowment Funds -Others	(i) Imbalance and overrun		30718.49	-30718.49
		(ii) APTEL directed		2361.59	-2361.59
Schedule 11	(A) Current Assets - Bank Balances -On Deposit Accounts (includes margin money)	(b) Imbalance and Overrun Charges	30718.49		30718.49
		(e) On APTEL directed	2361.59		2361.59
Schedule-11	(B.3) Loans, Advances & Other Assets -Income Accrued	(d) Others (i) PNGRB Funds		1317.01	-1317.01
		(a) Investments from Earmarked Endowment Funds		981.77	-981.77
		(d) Others (ii) APTEL directed		60.91	-60.91
Schedule-11	(A) Current Assets - Bank Balances -On Deposit Accounts (includes margin money)	(d) PNGRB Fund	1317.01		1317.01
		(d) Imbalance and Overrun Charges	981.77		981.77
		(d) APTEL	60.91		60.91

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.

However, all amounts included in the Annual Statement of Accounts are reported in lakhs of rupees (₹/ lakh), unless otherwise stated.

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. However, books, irrespective of cost of purchase, are charged to revenue in the year of purchase.

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 Fee is accounted for on realisation basis.

8.2. Penalties realised, by way of encashment of PBG or otherwise, are accounted for as income, in case the entity whose PBG is encashed has not filed any appeal within prescribed time for filing a appeal in APTEL, High Court or Supreme Court against such encashment. 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

i. Disputed demands in respect of Income Tax: ₹ 1.73 lakh (Previous year: ₹ 1.73 lakh) (Refer Note 8.1).

ii. TDS demands reflected on Traces Portal: ₹ 2.53 lakh (Previous year: Nil) (Refer Note 8.2)

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: ₹ 3.14 lakh (Previous year: ₹ 3.05 lakh)

E. Notes on Accounts

1. As per MoPNG letter dated 20.11.2020, 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 5.3.2015), M/s Beta Infratech Pvt Ltd and M/s Gama Infrapop Pvt Ltd (admitted by PNGRB on 10.3.2015) against GAIL (India) Limited ('Respondent'). PNGRB vide order dated 11.4.2015 inter-alia directed respondent to cease its Restrictive Trade Practices and imposed a penalty of ₹10 lakhs on respondent u/s 28 of the PNGRB Act and directed it 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 in September 2016 ₹1,750.63 Lakh with PNGRB.

   2.2. The Hon'ble APTEL vide judgement dated 27.10.2021 allowed the appeals and set aside PNGRB order dated 11.4.2016. Subsequently, M/s Sravanthi Energy Pvt appeal before the Hon'ble Supreme Court against the Hon'ble APTEL judgement dated 27.10.2021 and the stay has been granted in the matter vide Hon'ble Supreme Court order dated 25.2.2022.

   2.3. PNGRB has been investing the same in empanelled Public Sector Banks for short term investments of surplus funds and the amount has increased to ₹2,557.08 lakhs as on 31.3.2023 (Principal Amount ₹2,422.49 lakh and Interest accrued ₹134.59 lakh)

3. Encashment by PNGRB of the following Performance Bank Guarantee (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 show in Schedule 7B are as follows:

₹/lakh

S. No.	Name of the Entity	GA/Pipeline	2022-23	2021-22
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	Jalandhar GA	100.00	100.00
4	Hindustan Petroleum Corporation Limited	Uran Chakan Shikrapur LPG Pipeline	-	77.50
5	H Energy	Jaigarh – Mangalore Natural Gas Pipeline	2000.00	-
6	IMC Limited	Ennore Port Manali Industrial Area Petroleum Product Pipeline	22.73	-
	Total		**2622.73**	**677.50**

3.1 During the year 2021-22, Hindustan Petroleum Corporation Limited (HPCL) filed an appeal against the Board order dated 06.03.2020 after the expiry of appeal period with APTEL in August 2021. The case was admitted by Hon'ble APTEL in condonation of delay in filing the appeal. After final hearing, Hon'ble APTEL vide order dated 16.03.2022 passed the judgement in favour of HPCL. Accordingly, the same is reduced from Capital Fund/Corpus by ₹77.50 Lakh and shown in Provisions under the head "advances for Encashed PBG's under Litigation" in 2021-22. Amount was refunded on 5.4.2022 and accordingly reduced from advances-Encashed PBGs under litigation.

3.2. During the year PBG of ₹2000 lakh pertaining to H Energy was encashed. Same was challenged before Hon'ble APTEL. Judgment Pronounced on 19.4.2023 in favour of PNGRB, however there is 90 days' period prescribed to challenge the judgment.

3.3. During the year PBG of ₹22.73 lakh pertaining to IMC Ltd was encashed. Party has filed an appeal and matter is sub-judice before Hon'ble APTEL.

4. Penalty of ₹50 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 ₹10.45 lakh in the year 2022-23 (Previous year: ₹ 6.20 lakh) was spent towards overseas travel.
7. The Board notified PNGRB (Access Code for Common Carrier or Contract Carrier Natural Gas Pipeline) Amendment Regulations, 2019 on 13.8.2019. 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 2022-23, an amount of ₹8625.01 lakh (Previous year: ₹1484.06 Lakh) has been received from various gas transporting entities on this account.

7.1. On 31.3.2023, an amount of ₹42,305.43 lakhs (Previous year ₹31,700.36 lakh) has been shown as "Earmarked and Endowment Funds" in schedule 3. The details of the same on the Assets side of the balance sheets is shown as:



₹/ lakh

Head	Particulars	2022-23	2021-22
Investments from Earmarked/ Endowment Funds	Bank balances-with scheduled Banks:		
	-SBI Current Account	0.21	0.10
	-Deposit Account	40,455.61	30,718.49
	-CLTD	0	0
	Accrued Interest	1,846.72	981.77
Loans, Advances and Other Assets	Tax Deducted at Source	2.90	0
	Less: Bank Charges	(-) 0.01	0
	Total	**42,305.43**	**31,700.36**

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 7.12.2016 and 14.9.2018. The Board has already applied for tax exemption under section 10 (46) of the Income Tax Act, 1961 for assessment years from 2024-25 onwards.

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.

While no outstanding demand for the Assessment Year 2012-13 is appearing on the Income Tax Portal, the difference of ₹1.73 lakh is being shown as Contingent Liability as on 31st March 2023 (Previous Year: ₹ 1.73 lakh).

8.2. It is observed that following TDS demands from PNGRB are reflected on Traces Portal:

Financial Year	Quarter	Form Type	Amount (₹)
2008-09	Q4	24Q	107880
2010-11	Q4	24Q	190
2016-17	Q2	24Q	8330
2016-17	Q2	26Q	5730
2019-20	Q4	24Q	131230
Total			**253360**

As TDS recovered on salaries and other payments had been deposited in time by PNGRB, matter is being taken up with Income Tax (TDS) authorities for rectification/ cancellation of these demand. Pending rectification/ cancellation of these demand, the same has been shown as Contingent Liability.

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. Figures in brackets indicate deductions.
11. Schedules 1 to 25 with *Annexure A, B and C* are annexed to and form an integral part of the 'Balance Sheet' as at 31st March, 2023, the 'Income and Expenditure Account' and the 'Receipts and Payments Account' for the year ended on that date.

Pankaj Bhutani	**Vandana Sharma**	**A.K.Tiwari**	**Dr. Anil Kumar Jain**
Joint Adviser	**Secretary**	**Member**	**Chairperson**

Place: New Delhi
Date: 27th June 2023



Receipts and Payments Statement for the year ended 31st March 2023

₹/lakh

	RECIEPTS	Current Year	Previous Year		PAYMENTS	Current Year	Previous Year
I	**Opening Balances**			I	**Expenses**		
	a) Cash in hand	-	-		a) Establishment Expenses	1,156.42	1,153.13
	b) Bank Balances	-	-		b) Administrative Expenses	1,504.37	1,536.02
	i) PNGRB Funds	85.28	9.26				
	ii) Imbalance and Overrun Charges	0.10	0.42	II	**Expenditure on Fixed Assets &**		
					Work-in-Progress & CWIP		
II	**TDs matured/ liquidated during 2022-23**		-		a) Computer	22.28	2.96
	i) PNGRB Funds (including APTEL)	23,288.93	24,501.10		b) Office Equipment	1.46	3.72
	ii) Imbalance and Overrun Charges	18,302.77	24,942.00		c) Furniture & Fixtures	2.89	4.91
					d) Servers & Networks	0.18	6.84
III	**Grants Received**				e) Nectar - OE	-	6.51
	a) From Government of India	-	-				
				III	**Other Payments**		
IV	**Income on Investment from**				Recovery from Salary	47.49	26.65
					Advances to Vendors	7.58	3.54
V	**Interest Received**				Advance to Employees		
	a) PNGRB Funds	1,428.96	1,560.65		Refund of Security Deposits	50.00	891.67
	b) Imbalance and Overrun Charges	1,112.23	1,427.06		Prepaid Expenses	4.16	4.12
					Refund of TPIA Fees	-	3.00
VI	**Other Income**				Repay of Loan Canara bank	250.00	-
	Fees	1,244.96	8,840.49		Refund of PBGs	807.50	1,870.00
	Charges (incl. surcharge)	2,241.11	1,835.12		Recoverable from Entities, etc	0.33	0.70
	Fines	3,031.46	-				

	RECIEPTS	Current Year	Previous Year		PAYMENTS	Current Year	Previous Year
				IV	**Closing Balances**		
VII	**Any other receipts**				**a) Cash in hand**	-	-
	Interest free security deposits	25.76	25.05		**b) Bank Balances**		
	Security Deposits	50.01	978.77		i) PNGRB Funds	(8.38)	85.28
	Imbalance and Overrun Charges	8,625.01	1,484.06		ii) Imbalance and Overrun Charges	0.21	0.10
	Refund of TDS from IT Deptt	-	40.32		**c) Investments as on 31.3.2023**		
	Refund of TDS from IT Deptt-Escrow	-	34.58		i) PNGRB Funds	27,843.53	32,203.31
	Refund from NIC	1.24	-		ii) Imbalance and Overrun Charges	28,039.90	27,888.02
	Refund from MoPNG	4.91	-				
	Amt recd agst debtors	37.04	10.52				
	Advance -Rajasthan State	-	0.19				
	Advance-Application & Tender Fee	-	-				
	Sale of Asset	-	0.88				
	Misc Income (Foreign Travel)	-	0.01				
	Loan from Canara bank	250.00	-				
	TDS Refund by Advocate	0.15	-				
	TOTAL	**59,729.92**	**65,690.48**		**TOTAL**	**59,729.92**	**65,690.48**

Pankaj Bhutani	**Vandana Sharma**	**A.K.Tiwari**	**Dr. Anil Kumar Jain**
Joint Adviser	**Secretary**	**Member**	**Chairperson**

Place: New Delhi
Date: 27th June 2023



Separate Audit Report of the Comptroller & Auditor General of India on the Annual accounts of Petroleum & Natural Gas Regulatory Board, New Delhi for the year ended 31 March 2023

1. We have audited the attached Balance Sheet of Petroleum & Natural Gas Regulatory Board (PNGRB), New Delhi as at 31 March, 2023 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, evidence supporting the amounts and disclosure in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of financial statements. We believe that our audit provides a reasonable basis for our opinion.

4. Based on our audit, we report that:

   i. We have obtained all the information and explanations which to the best of our knowledge and belief were necessary for the purpose of our audit.

   ii. The Balance Sheet and Income and Expenditure Account/Receipts and Payments Account dealt with by this report have been drawn up in the format approved by the Government of India.

   iii. In our opinion, proper books of 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:

   Nil

   B. Grant-in-aid:

   PNGRB did not receive any Grant-in-aid during the year 2022-23.

   C. Management Letter

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

   v. Subject to our observations in the preceding paragraphs, we report that the Balance Sheet and Income & Expenditure Account/ Receipts & Payments account dealt with by this report are in agreement with the books of accounts.

vi. In our opinion and to the best of our information and according to the explanations given to us, the said financial statements read together with the Accounting Policies and Notes on Accounts and subject to matters 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 and Natural Gas Regulatory Board (PNGRB) as at 31 March 2023 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/-
(Sanjay K. Jha)
Director General of Audit (Energy)

Place: New Delhi
Dated: 25 October 2023



Annexure I

(Referred to in para 4(vi)

1	Adequacy of Internal Audit System.	Internal Audit is conducted by Pay & Accounts Office (PAO) of the MoP&NG. However, Internal Audit has not been conducted by the PAO of MoPNG for the year 2020-21 onwards
2	Adequacy of Internal Control System	Internal Control system is commensurate with the size of Autonomous Body.
3	System of verification of fixed Assets	Physical verification of Fixed Assets has been done by a committee consisting of three members. As per Physical Verification Report, there was no instance of shortage/excess.
4	System of Physical verification of Inventory	PNGRB does not have any inventory.
5	Regularity in payment of Statutory Dues applicable to them	PNGRB was regular in timely payment of statutory dues except GST.GST is applicable on the fees/receipts of regulatory functions of PNGRB. However, without receiving any exemption in this regard till date, PNGRB neither collected nor paid the statutory liability on account of GST for the year 2018-19 to 2022-23, which amounted to ₹4914.80 lakh on the fee/receipts collected by PNGRB.
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.

Director General of Audit (Energy)

Board's Response to Observation of C&AG

S. no	Annexure I (Referred to in para 4(vi)	Response
1	Adequacy of Internal Audit System Internal Audit is conducted by Pay & Accounts Office (PAO) of the MoP&NG. However, Internal Audit has not been conducted by the PAO of MoPNG for the year 2020-21 onwards.	PNGRB is following up with MoPNG for carrying out the internal audit from the year 2020-21 onwards.
5	Regularity in payment of Statutory Dues applicable to them PNGRB was regular in timely payment of statutory dues except GST.GST is applicable on the fees/receipts of regulatory functions of PNGRB. However, without receiving any exemption in this regard till date, PNGRB neither collected nor paid the statutory liability on account of GST for the year 2018-19 to 2022-23, which amounted to ₹4914.80 lakh on the fee/receipts collected by PNGRB.	a) 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. 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. b) 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- 1) renting of immovable property, 2) Services specified below- 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. 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. 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. c) PNGRB is a Regulatory body as well as is a quasi-judiciary body. 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,



S. no	Annexure I (Referred to in para 4(vi)	Response
		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 statue. 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. d) 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 basis 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. Activities of the Board are not in the nature of commercial or business and accordingly do not constitute supply of taxable services. e) 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 on Board nor make any GST compliances. f) PNGRB has also made various representations to GST Council, Ministry of Finance, Govt 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. Considering the above, PNGRB is not required to levy and collect the applicable GST on revenue generated.

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	9,29,842	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	3,21,001	961
9.04	Aurangabad, Kaimur & Rohtas Districts	Bihar	Indian Oil Corporation Limited	12	14,271	800
9.05	Begusarai District	Bihar	Think Gas Begusarai Pvt. Ltd.	25	1,69,787	762
9.06	Gaya & Nalanda Districts	Bihar	IndianOil-Adani Gas Private Limited	46	37,591	1,304
9.07	Diu & Gir Somnath Districts	U.T. of Daman and Diu & Gujarat	IRM Energy Private Limited	35	91,000	188
9.08	Surendranagar District (EAAA) & Morbi District (EAAA)	Gujarat	Adani Total Gas Limited	20	87,005	839
9.09	Barwala & Ranpur Talukas	Gujarat	Adani Total Gas Limited	4	12,098	209
9. 10	Navsari District (EAAA), Surat District (EAAA), Tapi District (EAAA) & the Dangs District	Gujarat	Adani Total 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 Total Gas Limited	30	1,75,007	1,010
9.13	Narmada (Rajpipla) District	Gujarat	Gujarat Gas Limited	4	1,750	55
9.14	Porbandar District	Gujarat	Adani Total 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 Total Gas Limited	60	1,50,464	1,010
9.17	Hisar District	Haryana	HCG (KCE) Private Limited	46	2,51,370	1,991
9.18	Jhajjar District	Haryana	Haryana City Gas (KCE) Private Limited	46	1,38,815	1,175
9.19	Sonipat District (Except areas already authorized) & Jind District	Haryana	Hindustan Petroleum Corporation Limited	38	98,000	1,183



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(Inch-km)
9.20	Nuh & Palwal Districts	Haryana	Adani Total Gas Limited	60	1,81,019	803
9.21	Bilaspur, Hamirpur & Una Districts	Himachal Pradesh	Bharat Petroleum Corporation Limited	10	28,170	-
9.22	Bokaro, Hazaribagh & Ramgarh Districts	Jharkhand	Indian Oil Corporation Limited	99	79,052	1,300
9.23	Giridih & Dhanbad Districts	Jharkhand	GAIL Gas Limited	30	50,000	650
9.24	Chitradurga & Davanagere Districts	Karnataka	Unison Enviro Private Limited	42	1,01,000	75
9.25	Udupi District	Karnataka	Adani Total Gas Limited	11	1,10,099	569
9.26	Ballari & Gadag Districts	Karnataka	Bharat Petroleum Corporation Limited	24	53,850	1,365
9.27	Bidar District	Karnataka	Bharat Petroleum Corporation Limited	4	6,200	143
9.28	Dakshina Kannada District*	Karnataka	GAIL Gas Limited	100	3,50,000	1,250
9.29	Ramanagara District	Karnataka	Maharashtra Natural Gas Limited	37	1,13,115	354
9.30	Kozhikode & Wayanad Districts	Kerala	IndianOil-Adani Gas Private Limited	142	4,21,277	927
9.31	Malappuram District	Kerala	IndianOil-Adani Gas Private Limited	130	3,38,518	1,671
9.32	Kannur, Kasaragod & Mahe Districts	Kerala & Puducherry	IndianOil-Adani Gas Private Limited	125	3,67,176	1,103
9.33	Palakkad & Thrissur Districts	Kerala	IndianOil-Adani Gas Private Limited	200	6,00,000	2,126
9.34	Bhopal & Rajgarh Districts	Madhya Pradesh	Think Gas Bhopal Pvt. Ltd.	104	5,50,222	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 Petroleum Corporation Limited	8	15,600	196
9.38	Ahmednagar & Aurangabad Districts	Maharashtra	Bharat Petroleum Corporation Limited	106	7,08,100	2,109
9.39	Valsad (EAAA), Dhule & Nashik Districts	Maharashtra & Gujarat	Maharashtra Natural Gas Limited	156	9,37,965	2,181
9.40	Latur & Osmanabad Districts	Maharashtra	Unison Enviro Private Limited	30	9,999	10
9.41	Sangli & Satara Districts	Maharashtra	Bharat Petroleum Corporation Limited	64	3,76,700	2,112

Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(Inch-km)
9.42	Sindhudurg District	Maharashtra	Maharashtra Natural Gas Limited	25	25,779	759
9.43	Angul & Dhekanal Districts	Odisha	Bharat Petroleum Corporation Limited	21	22,600	1,464
9.44	Sundargarh & Jharsuguda Districts	Odisha	GAIL Gas Limited	20	1,00,000	500
9.45	Balasore, Bhadrak & Mayurbhanj Districts	Odisha	Adani Total Gas Limited	20	1,50,464	506
9.46	Bargarh, Debagarh & Sambalpur Districts	Odisha	Bharat Petroleum Corporation 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 Petroleum Corporation Limited	10	12,550	791
9.49	Jajpur & Kendujhar Districts	Odisha	Bharat Petroleum Corporation Limited	19	18,200	2,442
9.50	Karaikal & Nagapattinam Districts	Puducherry & Tamil Nadu	Torrent Gas Private Limited	27	1,66,644	495
9.51	Puducherry District	U.T of Puducherry	East Coast Natural Gas Distribution Pvt. Ltd.	130	2,75,000	2,100
9.52	SAS Nagar District (EAAA), Patiala & Sangrur Districts	Punjab	Torrent Gas Private Limited	54	5,20,200	2,610
9.53	Ludhiana District (Except area already authorized), Barnala & Moga Districts	Punjab	THINK Gas Ludhiana Pvt. Ltd.	47	4,51,317	1,486
9.54	Jalandhar District (EAAA), Kapurthala & SBS Nagar Districts	Punjab	THINK Gas Ludhiana Pvt. Ltd.	51	3,86,147	1,029
9.55	Barmer, Jaisalmer & Jodhpur Districts	Rajasthan	AGP CGD India Private Limited	80	5,51,111	-
9.56	Alwar (Other than Bhiwadi) & Jaipur Districts*	Rajasthan	Torrent Gas Jaipur Private Limited	132	13,20,000	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	2,70,056	659
9.59	Chittorgarh (Other than Rawatbhata Taluka) & Udaipur Districts*	Rajasthan	Adani Total Gas Limited	70	4,00,583	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	11,51,111	668



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(Inch-km)
9.62	Chennai & Tiruvallur Districts	Tamil Nadu	Torrent Gas Chennai Private Limited	222	33,00,000	6,666
9.63	Coimbatore District	Tamil Nadu	Indian Oil Corporation Limited	273	9,12,783	2,500
9.64	Cuddalore, Nagapattinam & Tiruvarur Districts	Tamil Nadu	Adani Total Gas Limited	40	3,00,089	839
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	3,37,062	1,368
9.67	Tiruppur District	Tamil Nadu	Adani Total Gas Limited	75	3,75,005	829
9.68	Bhadradri Kothagudem & Khamman Districts	Telangana	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	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 City Gas Distribution Pvt. Ltd.	12	99,999	800
9.71	Medak, Siddipet & Sangareddy Districts	Telangana	Torrent Gas Private Limited	54	3,10,770	5,076
9.72	Medchal-Malkajgiri, Ranga Reddy & Vikarabad Districts	Telangana	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	110	4,15,000	2,020
9.73	Nalgonda Suryapet & Yadadri Bhuvanagiri Districts	Telangana	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	75	3,50,000	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	1,43,404	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 Petroleum Corporation Limited	20	18,169	385
9.79	Auraiya, Kanpur Dehat & Etawah Districts	Uttar Pradesh	Torrent Gas Private Limited	27	1,18,800	1,602

Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/Union Territories	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(Inch-km)
9.80	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	1,78,200	5,814
9.82	Meerut District (EAAA), Muzaffarnagar & Shamli Districts	Uttar Pradesh	Indraprastha Gas Limited	36	1,05,543	1,755
9.83	Moradabad (EAAA) District	Uttar Pradesh	Torrent Gas Private Limited	27	1,54,800	792
9.84	Unnao (EAAA) District	Uttar Pradesh	Green Gas Limited	2	3,000	150
9.85	Dehradun District	Uttarakhand	GAIL Gas Limited	50	3,00,001	900
9.86	Burdwan District	West Bengal	IndianOil-Adani Gas Private Limited	80	2,47,852	2,230
Total				**4,603**	**2,21,16,702**	**1,16,171**

**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	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG Stations	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline (Inch-km)
10.01	Anantapur and YSR (Kadapa) Districts	Andhra Pradesh	AGP City Gas Private Limited	134	10,01,101	3,289
10.02	Sri Potti Sriramulu Nellore District	Andhra Pradesh	AGP City Gas Private Limited	81	8,52,111	1468
10.03	Chittoor, Kolar and Vellore Districts	Andhra Pradesh, Karnataka & Tamil Nadu	AGP City Gas Private Limited	251	22,95,933	1,731
10.04	Araria, Purnia, Katihar and Kishanganj Districts	Bihar	Indian Oil Corporation Limited	79	3,05,200	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	10,06,975	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	5,00,001	1500
10.13	Chatra and Palamu Districts	Jharkhand	Bharat Petroleum Corporation Limited	4	10,821	100
10.14	Seraikela-Kharsawan District	Jharkhand	GAIL Gas Limited	41	2,20,001	601
10.15	West Singhbhum District	Jharkhand	GAIL Gas Limited	5	6,028	100

Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(Inch-km)
10.16	Bagalkot, Koppal and Raichur Districts	Karnataka	AGP City Gas Private Limited	114	5,86,121	1979
10.17	Chikkamagaluru, Hassan and Kodagu Districts	Karnataka	AGP City Gas Private Limited	121	9,28,651	1,187
10.18	Kalaburagi and Vijayapura Districts	Karnataka	AGP City Gas Private Limited	62	5,26,551	1395
10.19	Mysuru, Mandya and Chamarajanagar Districts	Karnataka	AGP City Gas Private Limited	171	13,54,714	1,293
10.20	Uttara Kannada, Haveri and Shivamogga Districts	Karnataka	AGP City Gas Private Limited	126	8,99,311	1993
10.21	Alapuzzha, Kollam and Thiruvananthapuram Districts	Kerala	AGP City Gas Private Limited	291	18,51,111	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	1,67,756	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	4,00,001	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 Petroleum Corporation Limited	11	20,800	600
10.28	Ujjain (EAAA) District, Dewas (EAAA) District and Indore (EAAA) District	Madhya Pradesh	Gujarat Gas Limited	42	4,84,500	1800
10.29	Anuppur, Bilaspur and Korba Districts	Madhya Pradesh and Chhattisgrah	Adani Total Gas Limited	20	77,033	1,289
10.30	Jhabua, Banswara, Ratlam and Dungarpur Districts	Madhya Pradesh and Rajasthan	Gujarat Gas Limited	54	4,50,000	2100



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(Inch-km)
10.31	Jhansi (EAAA) District, Bhind, Jalaun, Lalitpur and Datia Districts	Madhya Pradesh and Uttar Pradesh	Adani Total Gas Limited	29	1,10,099	1,568
10.32	Ferozepur, Faridkot and Sri Muktsar Sahib Districts	Punjab	Gujarat Gas Limited	45	3,50,004	1200
10.33	Hoshiarpur and Gurdaspur Districts	Punjab	Gujarat Gas Limited	81	6,00,123	1,800
10.34	Ajmer, Pali and Rajsamand Districts	Rajasthan	Indraprastha Gas Limited	198	10,00,944	1944
10.35	Jalore and Sirohi Districts	Rajasthan	Gujarat Gas Limited	30	4,00,008	1,800
10.36	Azamgarh, Mau and Ballia Districts	Uttar Pradesh	Torrent Gas Private Limited	40	1,00,800	1008
10.37	Bareilly (EAAA) District, Pilibhit and Rampur Districts	Uttar Pradesh	Hindustan Petroleum Corporation Limited	140	1,45,000	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	1,11,600	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	1,44,000	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	1,51,001	400
10.45	Shahjahanpur and Budaun Districts	Uttar Pradesh	Hindustan Petroleum Corporation Limited	75	1,25,000	950

Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline
				Stations		(Inch-km)
10.46	Bijnor and Nainital Districts	Uttar Pradesh and Uttarakhand	Hindustan Petroleum Corporation Limited	91	3,00,000	N/A
10.47	Darjeeling, Jalpaiguri and Uttar Dinajpur Districts	West Bengal	Hindustan Petroleum Corporation Limited	125	6,90,000	N/A
10.48	Howrah (EAAA) District and Hoogly (EAAA) District	West Bengal	Hindustan Petroleum Corporation Limited	100	5,75,000	900
10.49	Nadia (EAAA) District and North 24 Parganas (EAAA) District	West Bengal	Hindustan Petroleum Corporation Limited	110	6,25,000	1,543
10.50	South 24 Parganas (EAAA) District	West Bengal	Hindustan Petroleum Corporation Limited	65	3,00,000	1552
Total				**3,578**	**2,02,92,760**	**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	01-Jun-09
2	1.02	Kota	Rajasthan	Rajasthan State Gas Limited	01-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	08-May-13
8	2.02	Allahabad	Uttar Pradesh	IndianOil-Adani Gas Private Limited	08-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	06-Sep-13
11	3.02	Bhavnagar	Gujarat	Gujarat Gas Limited	05-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	01-Apr-15
18	4.03	Palghar District and Thane Rural	Maharashtra	Gujarat Gas Limited	01-Apr-15
19	4.04	Raigarh District (EAAA)	Maharashtra	Mahanagar Gas Limited	01-Apr-15
20	4.05	UT of Dadra & Nagar Haveli	Dadra & Nagar Haveli	Gujarat Gas Limited	01-Apr-15
21	4.06	UT of Daman	Daman and Diu	IndianOil-Adani Gas Private Limited	01-Apr-15
22	4.07	Amritsar District	Punjab	Gujarat Gas Limited	05-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	Uttrakhand	IndianOil-Adani Gas Private Limited	28-Jul-15
26	5.02	Haridwar District	Uttrakhand	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 City Gas Distribution Pvt. Ltd.	14-Aug-15
30	5.06	Krishna District (EAAA)	Andhra Pradesh	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	14-Sep-15
31	5.07	Dharwad District	Karnataka	IndianOil-Adani Gas Private Limited	14-Sep-15
32	5.08	Belgaum District	Karnataka	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	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	06-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	01-Jul-16
42	6.10	Anand District (EAAA)	Gujarat	Gujarat Gas Limited	04-Jul-16
43	6.11	Panchmahal District	Gujarat	Gujarat Gas Limited	04-Jul-16
44	6.12	Fatehgarh Sahib District	Punjab	IRM Energy Private Limited	05-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	09-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	07-Nov-16
49	6.17	Rohtak District	Haryana	Bharat Petroleum Corporation Limited	09-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	IMC Limited	06-Mar-17



S. No.	Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/	Authorized Entity	Date of Authorization
8th CGD Bidding Round					
52	8.01	South Goa District	Goa	IndianOil-Adani Gas Private Limited	07-Feb-18
53	8.02	Karnal District	Haryana	Indraprastha Gas Limited	08-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	06-Mar-18
56	8.05	Bulandshahr (part) District	Uttar Pradesh	IndianOil-Adani Gas Private Limited	06-Mar-18
57	8.06	Bagpat District	Uttar Pradesh	Bagpat 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	09-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	Mahrashtra Natural Gas Limited	01-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	04-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	09-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	04-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	02-Feb-16
72	99.15	Upper Assam	Assam	Assam Gas Company Limited	06-Feb-15
73	99.16	Agartala	Tripura	Tripura Natural Gas CompanyLimited	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

S. No.	Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State/	Authorized Entity	Date of Authorization
Pre-PNGRB - Other than Central Government Authorizations (Regulation 18 of CGD Authorization Regulation)					
77	98.01	Khurja	Uttar Pradesh	Adani Total Gas Limited	04-Dec-12
78	98.02	Surat, Bharuch, Ankleshwar	Gujarat	Gujarat Gas Limited	08-Nov-12
79	98.03	Moradabad	Uttar Pradesh	Torrent Gas Moradabad Limited	30-Nov-12
80	98.04	Nadiad	Gujarat	Gujarat Gas Limited	01-Oct-13
81	98.05	Navsari	Gujarat	Gujarat Gas Limited	01-Oct-13
82	98.06	Rajkot	Gujarat	Gujarat Gas Limited	01-Oct-13
83	98.07	Surendranagar	Gujarat	Gujarat Gas Limited	01-Oct-13
84	98.08	Ahmedabad City and Daskroi Area	Gujarat	Adani Total 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	01-Aug-18
Under Section 42 of PNGRB Act, 2006					
89	97.01	Patna District	Bihar	GAIL (India) Limited	07-Mar-18
90	97.02	East Singhbhum District	Jharkhand	GAIL (India) Limited	07-Mar-18
91	97.03	Ranchi District	Jharkhand	GAIL (India) Limited	07-Mar-18
92	97.04	Khordha District	Odisha	GAIL (India) Limited	07-Mar-18
93	97.05	Cuttack District	Odisha	GAIL (India) Limited	07-Mar-18
94	97.06	Varanasi District	Uttar Pradesh	GAIL (India) Limited	07-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	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG Stations	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline (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 Total 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 Total Gas Limited	62	311962	962
11.05	Baksa, Barpeta, Bongaigaon, Chirang, Nalbari and Bajali districts	Assam	Adani Total Gas Limited	78	481962	878
11.06	Darbhanga, Madhubani, Supaul, Sitamarhi and Sheohar districts	Bihar	Bharat Petroleum Corporation Limited	50	1010999	2895
11.07	Gopalganj, Siwan, West Champaran, East Champaran and Deoria districts	Bihar & Uttar Pradesh	Bharat Petroleum Corporation Limited	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 Total Gas Limited	78	311962	1962
11.10	Mungeli, Bemetara, Durg, Balod and Dhamtari districts	Chhattisgarh	Adani Total Gas Limited	178	1111962	1962
11.11	Jashpur, Raigarh, Janjgir-Champa and Mahasamund districts	Chhattisgarh	Adani Total Gas Limited	162	881162	1962

Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG Stations	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline (Inch-km)
11.16	Mandi, Kullu, Kinnaur and Lahaul & Spiti districts	Himachal Pradesh	Consortium of Dinesh Engineers Limited, Resonance Energy Private Limited and Tolani Projects Private Limited	45	252000	N/A
11.17	Kangra and Chamba districts	Himachal Pradesh	Consortium of THINK Gas Investment II Pte. Ltd. and THINK Gas Investment Pte. Ltd. and THINK Gas Distribution Pvt. Ltd.	41	300109	N/A
11.18	Jammu, Udhampur, Reasi, Samba and Kathua districts	U.T. of Jammu and Kashmir	Indian Oil Corporation Limited	121	1452352	N/A
11.19	Gumla, Latehar, Lohardaga, Simdega, Garhwa and Khunti districts	Jharkhand	Adani Total Gas Limited	62	161978	978
11.20	Chikkaballapur district	Karnataka	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	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 City Gas Distribution Pvt. Ltd.	126	540000	3060
11.23	Burhanpur, Khandwa, Khargone and Harda districts	Madhya Pradesh	Adani Total Gas Limited	119	511978	1578
11.24	Tikamgarh, Niwari, Chattarpur and Panna districts	Madhya Pradesh	Adani Total Gas Limited	47	191978	1478
11.25	Betul, Chhindwara, Seoni and Balaghat districts	Madhya Pradesh	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	171	400500	2088
11.26	Damoh, Jabalpur, Katni, Mandla, Umaria and Dindori districts	Madhya Pradesh	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	171	1530000	6507
11.27	Hoshangabad, Narsinghpur, Sagar and Vidisha districts	Madhya Pradesh	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	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



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG Stations	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline (Inch-km)
11.30	Akola, Hingoli and Washim districts	Maharashtra	Adani Total Gas Limited	101	511962	1962
11.31	Amravati and Yavatmal districts	Maharashtra	Adani Total Gas Limited	162	901962	2562
11.32	Chandrapur and Wardha districts	Maharashtra	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	117	909000	3060
11.33	Nagpur district	Maharashtra	HCG Nagpur Private Limited	756	1965000	7221
11.34	Bhandara, Gondiya and Garchiroli districts	Maharashtra	Adani Total Gas Limited	78	361962	1562
11.35	Alirajpur, Nandurbar and Barwani districts	Maharashtra and Madhya Pradesh	Adani Total Gas Limited	62	221962	662
11.36	Koraput, Malkangiri, and Nabarangpur districts	Odisha	Adani Total 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 City Gas Distribution Pvt. Ltd.	63	303030	2520
11.39	Pathankot district	Punjab	Indian Oil Corporation Limited	51	262740	151
11.40	Tarn Taran district	Punjab	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	72	243000	999
11.41	Fazilka (except area already authorized), Ganganagar and Hanumangarh districts	Punjab & Rajasthan	Bharat Petroleum Corporation Limited	49	752999	3308
11.42	Bikaner and Churu districts	Rajasthan	Consortium of Dinesh Engineers Limited, Resonance Energy Private Limited and Tolani Projects Private Limited	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 Kallakkurichi districts	Tamil Nadu	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	99	1323000	2520

Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG Stations	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline (Inch-km)
11.47	Ariyalur and Perambalur districts	Tamil Nadu	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	63	419400	1530
11.48	Namakkal and Tiruchirapalli districts	Tamil Nadu	IRM Energy Private Limited	290	1774000	1450
11.49	Pudukottai, Sivaganga and Thanjavur districts	Tamil Nadu	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	216	1400004	6498
11.50	Madurai, Theni and Virudhnagar districts	Tamil Nadu	Indian Oil Corporation Limited	201	2846696	2001
11.51	Kanyakumari, Thoothukudi, Tiruneveli Kattabo and Tenkasi districts	Tamil Nadu	Indian Oil Corporation Limited	251	2939842	2001
11.52	Dindigul and Karur districts	Tamil Nadu	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	135	1008000	3510
11.53	The Nilgiris and Erode districts	Tamil Nadu	Bharat Petroleum Corporation Limited	201	884777	1316
11.54	Nizamabad, Adilabad, Nirmal, Mancherial 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 districts	Tripura	Consortium of Assam Gas Company Limited and Oil India Limited	46	96000	844
11.57	Dhalai, North Tripura, Unakoti and Khowai districts	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 City Gas Distribution Pvt. Ltd.	99	657000	1440
11.59	Kasganj district	Uttar Pradesh	Megha City Gas Distribution Pvt. Ltd.	45	252000	1530
11.60	Purulia and Bankura districts	West Bengal	Bharat Petroleum Corporation Limited	27	555999	1211



Unique GA ID	Geographical Area (GA)	State	Authorized CGD Entity	Minimum Work Program		
				CNG Stations	PNG Domestic Connections	Steel Pipeline (Inch-km)
11.61	East Mednipore, West Mednipore and Jhargram districts	West Bengal	Indian Oil Corporation Limited	131	3734901	1500
11.62	Alipurduar and Koch Bihar districts	West Bengal	Bharat Petroleum Corporation Limited	19	251999	706
11.63	Banda, Chitrakoot and Mahoba districts	Uttar Pradesh	Indraprastha Gas Limited	102	150006	2325
11.64	Pauri Garhwal, Uttarkashi, Rudraprayag and Tehri Garhwal districts	Uttarakhand	Consortium of Dinesh Engineers Limited, Resonance Energy Private Limited and Tolani Projects Private Limited	63	351000	N/A
11.65	Pithoragarh, Champawat, Almora, Chamoli and Bageshwar districts	Uttarakhand	Consortium of Dinesh Engineers Limited, Resonance Energy Private Limited and Tolani Projects Private Limited	72	405000	N/A
11A.01	Lakhimpur Kheri, Sitapur, Bahraich, Shrawasti, Balrampur, Siddharth Nagar & Maharajganj districts	Uttar Pradesh	Bharat Petroleum Corporation Limited	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	Bharat Petroleum Corporation Limited	54	259496	1335
11A.05	Kondagaon, Bastar, Sukma, Narayanpur, Bijapur and Dantewada districts	Chhattisgarh	GAIL Gas Limited	32	70031	511
11A.06	Yanam district	U.T. of Puducherry	HCG Yanam Private Limited	51	51000	133
Total				**9,540**	**7,05,57,571**	**1,33,836**

Annexure E

Progress Review Meetings and Hearings for CGD Networks (1st April, 2022 to 31st March, 2023)

S. No.	Name of CGD Networks/ Geographical Area	Name of Entity	Date of Meeting/ Hearing
1	Gwalior (EAAA) District and Sheopur District	Rajasthan State Gas Limited	12-04-2022
2	Dewas, Meerut, Sonipat	GAIL Gas Limited	18-04-2022
3	Khurja	Adani Total Gas Limited	26-04-2022
4	Jhansi	Central UP Gas Limited	27-04-2022
5	Kota	Rajasthan State Gas Limited	28-04-2022
6	Mathura	Sanwariya Gas Limited	28-04-2022
7	Moradabad	Torrent Gas Moradabad Limited	28-04-2022
8	Vadodara	Vadodara Gas Limited	29-04-2022
9	Allahabad, Chandigarh	Indian-Oil Adani Gas Private Limited	04-05-2022
10	Vijaywada	Bhagyanagar Gas Limited	09-05-2022
11	Krishna District (EAAA), Belagum District	Megha Engineering & Infrastructure Limited	10-05-2022
12	Krishna District (EAAA), Belagum District	Megha Engineering & Infrastructure Limited	25-05-2022
13	Kota	Rajasthan State Gas Limited	26-05-2022
14	Kota	Rajasthan State Gas Limited	31-05-2022
15	Solapur District	IMC Limited	22-06-2022
16	Pune District (EAAA)	Torrent Gas Pune Limited	24-06-2022
17	Ratnagiri District	Unision Enviro Private Limited	24-06-2022
18	Lucknow	Green Gas Limited	29-06-2022
19	Ernakulam District, Udham Singh Nagar District, Dharwad District, South Goa Districtm Bulandshahr (Part) District	Indian-Oil Adani Gas Private Limited	29-06-2022
20	29 GAs of 9th, 10th and 11th CGD Bidding Rounds	Adani Total Gas Limited	29-06-2022
21	Faizabad & Sultanpur Districts, Unnao (EAAA) Districts	Green Gas Limited	30-06-2022
22	Saharanpur District, Yamunanagar District	Bharat Petroleum Corporation Limited	01-07-2022
23	East Godavari District (EAAA), West Godavari District	Godavari Gas Private Limited	01-07-2022
24	12 GAs of 9th and 10th CGD Bidding Rounds	AGP City Gas Private Limited and AGP CGD India Private Limited	04-07-2022
25	Idukki, Kottayam and Pathanamthitta Districts	Sholagasco Private Limited	04-07-2022



S. No.	Name of CGD Networks/ Geographical Area	Name of Entity	Date of Meeting/ Hearing
26	Mandi, Kullu, Kinnaur and Lahaul & Spiti districts, Bikaner and Churu districts, Pauri Garhwal, Uttarkashi, Rudraprayag and Tehri Garhwal districts, Pithoragarh, Champawat, Almora, Chamoli and Bageshwar districts	Consortium of Dinesh Engineers Limited and Resonance Energy Pvt. Ltd. And Tolani Projects Pvt. Ltd.	04-07-2022
27	21 GAs of 9th, 10th and 11th CGD Bidding Rounds	Bharat Petroleum Corporation Limited	04-07-2022
28	Gwalior	Aavantika Gas Limited	06-07-2022
29	Ahmedabad City and Daskroi Area	Adani Total Gas Limited	06-07-2022
30	13 GAs of 9th, 10th, 11th and 11A CGD Bidding Rounds	Hindustan Petroleum Corporation Limited	08-07-2022
31	Diu and Gir Somnath Districts, Namakkal and Tiruchirapalli Districts	IRM Energy Private Limited	08-07-2022
32	10 GAs of 9th and 10th CGD Bidding Round	Indian-Oil Adani Gas Private Limited	08-07-2022
33	Fatehgarh Sahib District	IRM Energy Private Limited	08-07-2022
34	26 GAs of 9th, 10th and 11th CGD Bidding Rounds	Indian Oil Corporation Limited	11-07-2022
35	Hisar District, Jhajjar District, Baloda Bazar, Gariyaband and Raipur Districts, Nagpur District	Haryana City Gas (KCE) Private Limited	11-07-2022
36	Puducherry District	East Coast Natural Gas Private Limited	11-07-2022
37	Bhiwadi (in Alwar District)	Haryana City Gas Distribution (Bhiwadi) Limited	11-07-2022
38	14 GAs of 9th and 10th CGD Bidding Round	Torrent Gas Private Limited	13-07-2022
39	Meerut District (EAAA), Muzaffarnagar & Shamli Districts, Kaithal District, Ajmer, Pali and Rajsamand Districts, Kanpur (EAAA) District, Fatehpur and Hamirpur Districts, Banda, Chitrakoot and Mahoba	Indraprastha Gas Limited	13-07-2022
40	Begusarai District, Bhopal & Rajgarh Districts, Ludhiana District (EAAA), Barnala & Moga Districts, Jalandhar District (EAAA), Kapurthala & SBS Nagar Districts, Shivpuri District, Kangra and Chamba districts	Think Gas Ludhiana Private Limited and its associate companies	13-07-2022
41	19 GAs of 9th, 10th and 11th CGD Bidding Rounds	Megha Engineering & Infrastructure Limited	14-07-2022
42	Ramanagara District, Valsad (EAAA), Dhule & Nashik Districts, Sindhudurg District, Buldana, Nanded and Parbhani districts, Nizamabad, Adilabad, Nirmal, Mancherial Kumuram Bheem Asifabad and Kamareddy districts	Maharashtra Natural Gas Limited	14-07-2022

S. No.	Name of CGD Networks/ Geographical Area	Name of Entity	Date of Meeting/ Hearing
43	Tumkur District	Megha Engineering & Infrastructure Limited	14-07-2022
44	11 GAs of 9th, 10th, 11th and 11A CGD Bidding Rounds	GAIL Gas Limited	15-07-2022
45	Narmada (Rajpipla) District, Sirsa, Fatehabad and Mansa (Punjab) Districts, Ujjain (EAAA) District, Dewas (EAAA) District and Indore (EAAA) District, Jhabua, Banswara, Ratlam and Dungarpur Districts, Ferozepur, Faridkot and Sri Muktsar Sahib Districts, Hoshiarpur and Gurdaspur Districts, Jalore and Sirohi Districts	Gujarat Gas Limited	15-07-2022
46	Gwalior (EAAA) District and Sheopur District	Rajasthan State Gas Limited	15-07-2022
47	Firozabad (Taj Trapezium Zone)	GAIL Gas Limited	15-07-2022
48	Ahmedabad District (EAAA)	Gujarat Gas Limited	15-07-2022
49	Cachar, Hailakandi & Karimganj Districts, Kamrup & Kamrup Metropolitan Districts	Purba Bharti Gas Private Limited	18-07-2022
50	Gomati District, West Tripura (EAAA) District	Tripura Natural Gas Company Limited	18-07-2022
51	Chitradurga & Davanagere Districts, Latur & Osmanabad Districts	Unison Enviro Private Limited	18-07-2022
52	Lakhimpur, Dhemaji , Darrang, Udalgiri, Sonitpur and Biswanath Chariali districts, South Tripura and Sepahijala district, Dhalai, North Tripura, Unakoti and Khowai	Consortium of Assam Gas Company Limited and Oil India Limited	18-07-2022
53	Bhavnagar, Jamnagar, Kutch (West), Palghar District & Thane Rural, Amritsar District, Bhatinda District, Amreli District, Dahod District, Nadiad, Navsari, Rajkot, Surendranagar GAs	Gujarat Gas Limited	15-09-2022
54	Ludhiana District (EAAA), Barnala & Moga District	Think Gas Ludhiana Private Limited	10-11-2022
55	Ludhiana District (EAAA), Barnala & Moga District	Think Gas Ludhiana Private Limited	24-11-2022
56	Ludhiana District (EAAA), Barnala & Moga District	Think Gas Ludhiana Private Limited	08-12-2022
57	Alwar (Other Than Bhiwadi) and Jaipur Districts	Torrent Gas Jaipur Private Limited	10-01-2023
58	Ludhiana District (EAAA), Barnala & Moga District	Think Gas Ludhiana Private Limited	17-01-2023



ANNEXURE F

Details of Progress Review Meetings and Hearings for Natural Gas Pipelines
(1st April, 2022 to 31st March, 2023)

S. No.	Name of Pipeline	Name of Entity	Date of Meeting/ Hearing
1	Kakinada – Vijayawada - Nellore Natural Gas Pipeline (KVNPL)	IMC Limited	07-04-2022
2	Kakinada-Srikakulam Natural Gas Pipeline	Andhra Pradesh Gas Distribution Limited (APGDC)	18-05-2022
3	Jaigarh-Mangalore Natural Gas Pipeline	H-Energy Pvt Limited	19-05-2022
4	Dadri – Bawana – Nangal Natural Gas Pipeline	GAIL India Limited	31-05-2022
5	Srikakulam – Angul Natural Gas Pipeline	GAIL India Limited	02-06-2022
6	Dabhol-Bangalore Natural Gas Pipeline	GAIL India Limited	16-06-2022
7	Jaigarh-Mangalore Natural Gas Pipeline	H-Energy Pvt Limited	30-06-2022
8	Mallavaram – Bhopal – Bhilwara – Vijaipur Natural Gas Pipeline (MBBVPL)	GSPL India Transco Limited (GITL)	12-07-2022
9	Mallavaram – Bhopal – Bhilwara – Vijaipur Natural Gas Pipeline (MBBVPL)	GSPL India Transco Limited (GITL)	12-07-2022
10	Mehsana-Bhatinda Natural Gas Pipeline	GSPL India Gasnet Limited (GITL)	21-07-2022
11	Kakinada – Vijayawada - Nellore Natural Gas Pipeline (KVNPL)	IMC Limited	27-07-2022
12	Chainsa-Jhajjar-Hissar Natural Gas Pipeline	GAIL India Limited	29-07-2022
13	Kakinada-Srikakulam Natural Gas Pipeline	Andhra Pradesh Gas Distribution Limited (APGDC)	24-08-2022
14	Kakinada – Vijayawada - Nellore Natural Gas Pipeline (KVNPL)	IMC Limited	01-09-2022
15	Kakinada-Srikakulam Natural Gas Pipeline	Andhra Pradesh Gas Distribution Limited (APGDC)	07-10-2022
16	Ennore-Nellore Natural Gas Pipeline	GSPL Transco India Limited	13-10-2022
17	Mallavaram – Bhopal – Bhilwara – Vijaipur Natural Gas Pipeline (MBBVPL)	GSPL India Transco Limited (GITL)	18-10-2022
18	Mallavaram – Bhopal – Bhilwara – Vijaipur Natural Gas Pipeline (MBBVPL)	GSPL India Transco Limited (GITL)	24-11-2022
19	Bhatinda- Gurdaspur Natural Gas Pipeline	GSPL India Gasnet Limited (GITL)	29-11-2022
20	Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore Natural Gas Pipeline (KKBMPL)	GAIL India Limited	01-12-2022
21	Mehsana-Bhatinda Natural Gas Pipeline	GSPL India Gasnet Limited (GITL)	09-01-2023
22	Jagdishpur – Haldia – Bokaro – Dhamra, Barauni – Guwahati and Dhamra – Haldia Natural Gas Pipeline (JHBDPL)	GAIL India Limited	11-01-2023
23	Ennore-Thiruvallur-Bengluru-Puducherry-Nagapatinam-Madurai-Tuticorin Natural Gas Pipeline (ETBPNMTPL)	India Oil Corporation Limited	15-02-2023
24	Bhatinda-Gurdashpur Natural Gas Pipeline	GSPL India Gasnet Limited (GITL)	06-03-2023
25	Mehsana-Bhatinda Natural Gas Pipeline	GSPL India Gasnet Limited (GITL)	16-03-2023
26	Mallavaram – Bhopal – Bhilwara – Vijaipur Natural Gas Pipeline (MBBVPL)	GSPL India Transco Limited (GITL)	23-03-2023
27	Hazaribagh-Ranchi Natural Gas Pipeline	Indian Oil Corporation Limited	29-03-2023
28	Kakinada-Vijayawada-Nellore Natural Gas Pipeline (KVNPL)	IMC Limited	29-03-2023

ANNEXURE G:

Natural Gas Pipelines (Operational, partially commissioned & under construction) - As on 31.03.2023

Details		Length (Km)	Total (Km)
Authorized Natural Gas Pipelines	Common Carrier	32,043	**33,592**
	Tie-in connectivity	770.4	
	Dedicated	779.3	
Operational Natural Gas Pipelines	Common Carrier	21,922	**23,173**
	Tie-in connectivity	122	
	Dedicated	655	
	STPL	474	
Under Construction Natural Gas Pipelines	Common Carrier	11,284	**12,206**
	Tie-in connectivity	653	
	Dedicated	122	
	STPL	147	

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 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 31.03.2023
(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	242.52	Puducherry, Tamil Nadu
3	17.03.NGPL	Hazira-Vijaipur-Jagdishpur -GREP (Gas Rehabilitation and Expansion Project)-Dahej-Vijaipur HVJ/VDPL	GAIL	19.04.2010	5,502.46	107	6047.95	Uttar Pradesh, Madhya Pradesh, Rajasthan, Gujarat
4	17.11.NGPL	Dahej-Vijaipur (DVPL)-Vijaipur-Dadri (GREP) Upgradation DVPL 2 & VDPL		14.02.2011				
5	17.04.NGPL	Kakinada-Hyderabad-Uran-Ahmedabad (East West Pipeline)	PIL	19.04.2010	1,459.02	85	1,483.70	Andhra Pradesh, Gujarat, Maharashtra, Telangana
6	17.05.NGPL	Dahej-Uran-Panvel-Dhabhol	GAIL	10.05.2010	815	19.9	943.09	Gujarat, Maharashtra
7	17.06.NGPL	KG Basin Network	GAIL	12.05.2010	877.86	16	864.9	Andhra Pradesh, Puducherry
8	17.07.NGPL	Gujarat Regional Network	GAIL	03.12.2010	608.82	8.31	614.58	Gujarat
9	17.08.NGPL	Agartala Regional Network	GAIL	13.12.2010	55.4	2	64.75	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	2659	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	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	0	Agartala
19	17.19.NGPL	Uran-Taloja	DFPCL	21.10.2014	42	0.7	42	Maharashtra
20	21.02.NGPL	Vijaipur-Auraiya-Phulpur spur line	GAIL	26.10.2015	666	-	667.032	Madhya Pradesh, Uttar Pradesh
21*	17.09.NGPL	Chainsa-Jhajjar-Hissar	GAIL	13.12.2010	455	35	442.26	Haryana, Rajasthan
22*	17.12.NGPL	Dadri-Bawana-Nangal	GAIL	15.02.2011	886	31	909.28	Punjab, Haryana, Uttar Pradesh, Uttarakhand, Delhi
Total					**14,660**		**15,823**	

*Note: - * indicates that as per report submitted by GAIL, Trunk line of Chainsa-Jhajjar-Hissar (CJHPL) and Dadri-Bawana-Nangal (DBNPL) pipeline have been commissioned. However, commissioning letter for CJHPL is still awaited and only spur lines are left in the DBNPL Pipeline.*

(C) Fully Operational Tie-in connectivities as on 31.03.2023
(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	60	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	14.091	Andhra Pradesh
5	21.04.NGPL	Suvali to HVJ/DVPL Network	GAIL	24.01.2017	7	2	10.48	Gujarat
Total					**117.4**		**122.01**	



(D) Operational Dedicated Natural Gas Pipelines as on 31.03.2023
(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	Duliajan to Numaligarh	DNPL	26.03.2019	194	1.2	192	Assam
2	19.02.NGPL	Esaar 's LP gas gathering header to Phillips Carbon Black Ltd. Durgapur	EOGEPL	03.11.2010	8	0.7	8	West Bengal
3	19.03.NGPL	Essar's LP Gas Gathering Header to Graphite India Ltd in Durgapur	EOGEPL	12.08.2015	3	0.06	2.36	West Bengal
4	19.04.NGPL	PLL Dahej Terminal to DGEN Power Plant, Dahej SEZ	TPL	27.08.2012	13	8	13	Gujarat
5	19.05.NGPL	EPS Akoljoni - Sapna Chemical	GAIL	14.12.2012	3.4	0.01	3.4	Gujarat
6	19.06.NGPL	EPS Nanda - Supreme Glass	GAIL	14.12.2012	0.37	0.01	0.37	Gujarat
7	19.07.NGPL	Dahej GGS to GACL P/L	GAIL	14.12.2012	11.25	0.22	12.115	Gujarat
8	19.08.NGPL	GGS Olpad to CYA. & CHEM.	GAIL	14.12.2012	1.2	0.05	1.2	Gujarat
9	19.09.NGPL	Jolwa EPS to Nahar P/L	GAIL	14.12.2012	0.85	0.04	0.85	Gujarat
10	19.10.NGPL	Jolwa EPS to GACL (MDPE)	GAIL	14.12.2012	7.8	0.13	7.8	Gujarat
11	19.11.NGPL	Kim EPS to Spire cera P/L (MDPE)	GAIL	14.12.2012	1.2	0.01	1.2	Gujarat
12	19.12.NGPL	EPS Wasana - Universal Metal (Manglam Alloys)	GAIL	14.12.2012	0.61	0.01	0.61	Gujarat
13	19.13.NGPL	Motera GGS - RIL Sughad	GAIL	14.12.2012	3.72	0.07	3.72	Gujarat
14	19.14.NGPL	Kalol collector line T/O - BVM	GAIL	14.12.2012	1.7	0.02	1.7	Gujarat
15	19.15.NGPL	EPS Nandasan - Nirma	GAIL	14.12.2012	4.97	0.01	4.97	Gujarat
16	19.16.NGPL	EPS Nandasan - Sterling (N)	GAIL	14.12.2012	2.84	0.01	2.84	Gujarat
17	19.17.NGPL	EPS Nandasan - Sterling (K)	GAIL	14.12.2012	0.52	0.02	0.52	Gujarat
18	19.18.NGPL	EPS Wadu - Pioneer	GAIL	14.12.2012	0.35	0.01	0.35	Gujarat
19	19.19.NGPL	Sanand GGS - Jalaram	GAIL	14.12.2012	1.17	0.03	1.17	Gujarat
20	19.20.NGPL	Limbodara EPS - Akash	GAIL	14.12.2012	0.2	0.03	0.2	Gujarat
21	19.21.NGPL	Nandasan EPS - Akik Tiles	GAIL	14.12.2012	2.4	0.01	2.43	Gujarat
22	19.22.NGPL	Nallur - TNEB Thirumakkottai	GAIL	14.12.2012	9.8	0.77	10.21	Tamil Nadu

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
23	19.23.NGPL	Nallur - Prem Chemco	GAIL	14.12.2012	0.185	0.12	0.21	Tamil Nadu
24	19.24.NGPL	BVG-Neycer	GAIL	14.12.2012	16.55	0.02	16.32	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	12	Andhra Pradesh
35	19.36.NGPL*	Sonamura GCS to GMS-Monarchak	ONGC	12.08.2015	13	0.5	10.5	Tripura
36	19.35.NGPL*	ADB GCS to ONGC Colony Badarghat	ONGC	12.08.2015	11	0.03	10.79	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		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's Dahej - Koyali Refinery Natural Gas Pipeline (DKPL)	IOCL	20.03.2020	106	5.23	106	Gujarat
Total					**657.73**			

*Note:- * indicates that entity has not submitted the latest data; therefore the previous data has been considered for this report*



(E) Operational Sub-Transmission Pipelines (STPL) as on 31.03.2023

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	BGPL	GIGL
6	4.08	Pune District (EAAA)	TGPL	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 Godavari District (EAAA)	GGPL	6.845	KG basin Network	GAIL
9	5.04	West Godavari District	GGPL	0.02	KG Basin Network	GAIL
				3.312		
				5.772		
				4.094		
10	5.05	Tumkur District	MEIL	2.4	DBPL	GAIL
				0.16		
11	5.06	Krishna District (EAAA)	MEIL	0.48	KG Basin Network	GAIL
12	5.08	Belgaum District	MEIL	0.2516	DBPL	GAIL
13	6.13	Yamunanagar District	BPCL	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 (EAAA), Surat District (EAAA), Tapi District (EAAA) & the Dangs District	ATGL	17.8	HPGGG	GSPL
17	9.12	Kheda District (EAAA) & Mahisagar District	ATGL	0.74	HPGGG	GSPL
18	9.24	Chitradurga & Davanagere Districts	UEPL	0.14	DBPL	GAIL
19	9.58	Bhilwara & Bundi Districts	ATGL	0.88	HVJ	GAIL
20	9.59	Chittorgarh (Other than Rawatbhata Taluka) & Udaipur Districts	ATGL	0.45	HVJ	GAIL
21	9.7	Jangaon, Jayashankar Bhupalpally, Mahabubabad, Warangal Urban & Warangal Rural Districts	MEIL	1.319	MBBVPL	GITL
22	9.71	Medak, Siddipet & Sangareddy District s	TGPL	17.4	EWPL	PIL
23	9.73	Nalgonda Suryapet & Yadadri Bhuvanagiri Districts	MEIL	2.8	EWPL	PIL



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
24	9.75	West Tripura (EAAA) District	TNGCL	4.4	Agartala Regional Network	GAIL
25	9.78	Amethi, Pratapgarh & Raebareli Districts	BPCL	0.75	HVJ	GAIL
26	9.79	Auraiya, Kanpur Dehat & Etawah Districts	TGPL	2.5	HVJ	GAIL
27	9.4	Latur & Osmanabad Districts	UEPL	11.865	EWPL	PIL
28	10.33	Hoshiarpur and Gurdaspur Districts	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	ATGL	0.38	HPGGG	GSPL
31	98.11	Anand area including Kanjari & Vadtal Villages (in Kheda District)	CGSML	6.2	HPGGG	GSPL
32	98.12	Bhiwadi District	Haryana City Gas (Bhiwadi) Private Limited	2.174	CJHPL	GAIL
33	99.16	Agartala	TNGCL	1.9	Agartala Regional Network	GAIL
34	99.18	Vadodara	VGL	0.415	HVJ	GAIL
				9.843		
				3.607		
				13.184		
				30.9885		
35	99.04	Kanpur	CUGL	8.89	HVJ	GAIL
36	99.09	Hyderabad	BGL	3.23	EWPL	PIL
37	96.04	Faridabad	ATGL	0.55	HVJ	GAIL
		(Based on court order)				
38	96.07	Vadodara	ATGL	0.36	HPGGG	GSPL
		(Sub judice)				
39	9.41	Sangli & Satara Districts	BPCL	0.09	DBPL	GAIL
40	10.4	Gonda and Barabanki Districts	TGPL	19.04	HVJ	GAIL
41	9.11	Junagadh District	TGPL	56	HPGGG	GSPL
42	9.56	Alwar (other than Bhiwadi) & Jaipur District	TGPL	2.43	MBPL	GIGL
43	9.62	Chennai and Thiruvallur Districts	TGPL	1.31	EMPL	IOCL

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
44	9.2	Nuh & Palwal Districts	ATGL	0.25	CJHPL	GAIL
45	9.08	Surendranagar District (EAAA) & Morbi District (EAAA)	ATGL	13.9	HPGGG	GSPL
46	9.16	Bhiwani, Charkhi Dadri & Mahendragarh Districts	ATGL	0.2	CJHPL	GAIL
47	10.31	Jhansi (EAAA) District, Bhind, Jalaun, Lalitpur and Datia Districts	ATGL	3.2	HVJ	GAIL
48	10.12	Sirsa-Fatehabad-Mansa Districts	GGL	0.848	MBPL	GIGL
49	9.68	Bhadradri Kothagudem & Khamman Districts	MEIL	0.4	EWPL	PIL
50	9.72	Medchal-Malkajgiri, Ranga Reddy & Vikarabad Districts	MEIL	8.5 6.9	EWPL	PIL
51	10.29	Anuppur, Bilaspur and Korba Districts	ATGL	18.3	SPPL	RGPL
52	10.35	Jalore and Sirohi Districts	GGL	1.924	MBPL	GIGL
Total				**474.3**		

(F)Under Construction Common Carrier Natural Gas Pipelines as on 31.03.2023 (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	Jun-24	Andhra Pradesh
2	5.07.NGPL	Ennore- Nellore	GTIL	02.12.2014	220	36	Apr-20	Andhra Pradesh, Tamil Nadu
3	5.10.NGPL	Kakinada-Vijayawada-Nellore	IMC	19.02.2018	667	18	Mar-24	Andhra Pradesh
4	42.01.NGPL	North-East Natural Gas Pipeline Grid	IGGL	17.11.2020	1,656	4.75	Nov-23	Assam, Mizoram, Manipur, Arunachal Pradesh, Tripura, Nagaland, Meghalaya & Sikkim
5	5.11.NGPL	Kanai - Chhata - Panitar	HPPL	08.07.2019	317	19.2	May-23	West Bengal
6	5.12.NGPL	Srikakulam-Angul	GAIL	23.07.2019	690	6.65	Jul-23	Andhra Pradesh, Odisha
7	5.13.NGPL	Mumbai-Nagpur-Jharsuguda	GAIL	15.05.2020	1755	16.5	May-23	Maharashtra, Madhya Pradesh, Chhattisgarh and Odisha
8	21.17.NGPL	Jamnagar to Dwarka (Gujarat)	GSPL	19.08.2021	100	3	Aug-24	Gujarat
9	--------	Hazaribagh-Ranchi	IOCL	09.02.2023	65	1.03	Feb-26	Jharkand
Total					**5,745**			

*Note:- * indicates that 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 31.03.2023
(Authorized under Regulations 21(1) of the NGPL Authorization Regulations)

S. No.	PL Unique ID	Name of Natural Gas Pipelines	Entity	Date of Auth.	Auth. Length (KM)	Authorized Capacity (MMSCMD)	Target date of Completion*	States from which Pipeline passes
1	21.05.NGPL	ONGC's Bantumilli gas source field to GAIL's KG Basin Network	GAIL	21.12.2017	41	0.9	Aug-22	Andhra Pradesh
2	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-22	Andhra Pradesh
3	21.09.NGPL	ONGC's Odelarevu terminal, Mallavaram connecting Kakinada-Vijayawada-Nellore NGPL	IMC	06.09.2019	49.1	18	Mar-24	Andhra Pradesh
4	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	Sep-22	Gujarat
5	21.11.NGPL	HSEPL LNG Terminal at Chhara to GSPL's dispatch terminal at Londhpur	GSPL	17.09.2019	85	18	Dec-22	Gujarat
6	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	Jul-23	Tamil Nadu and UT of Puducherry
7	21.14.NGPL	ONGC's Jharia CBM Block to SV-28 on Dobhi-Durgapur Section of GAIL's JHBDPL	GAIL	19.08.2021	6	0.87	Aug-24	Jharkhand
8	21.15.NGPL	ONGC's Bokaro CBM Block to SV-01A on Bokaro-Dharma Section of GAIL's JHBDPL	GAIL	19.08.2021	23	0.99	Aug-24	Jharkhand
9	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	Aug-24	Gujarat
10	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	Dec-24	Gujarat
11	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	Dec-24	Gujarat
12	21.19.NGPL	Vedanta Limited's Jaya Fields at Jambusar, Gujarat to South Gujarat Main subnetwork of GAIL's Gujarat Natural Gas Pipeline Network	GAIL	07.03.2022	18	0.1	Mar-25	Gujarat
13	21.20.NGPL	EPS 1 of Jharia Block I to SV-28 on Dobhi-Durgapur Section of JHBDPL of GAIL (India) Ltd.	GAIL	28.10.2022	9	0.79	Oct-25	Jharkhand
Total					653.3			

*Note:- * indicates that 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 31.03.2023 (Authorized under Regulations 19 of the NGPL Authorization Regulations)

S. No.	PL Unique ID	Name of Natural Gas Pipelines	Name of Authorized Entity	Date of Authorization	Auth. Length (KM)	Authorized Capacity (MMSCMD)	Target date of Completion	States from which Pipeline passes
1	19.30. NGPL	INOLE to Pashamylaram	APCPL	14.12.2012	14.6	1.5	NA	Telangana
2	19.40. NGPL	PLL Re-gasification Terminal, Dahej to SUGEN Power Plant	TPL	20.03.2020	90	6.5	NA	Gujarat
3	19.42. NGPL	PLL to OPaL, Dahej	OPaL	20.03.2020	17	3.32	NA	Gujarat
Total					**121.6**			

(I) Under Construction Sub-Transmission Pipelines (STPL) as on 31.03.2023

S. No.	Unique GA ID	Geographical Area/ CGD Networks	Authorized CGD Entity	STPL Length (KM)	Transmission PL from Tap-off taken	Transmission PL Entity
1	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	53.4	KG basin Network	GAIL
4	9.09	Barwala & Ranpur Talukas	ATGL	0.65	HPGGG	GSPL
5	9.25	Udupi District	ATGL	3.1	KKMBPL	GAIL
6	9.29	Ramanagara District	MNGL	4.7	DBPL	GAIL
7	9.45	Balasore, Bhadrak & Mayurbhanj Districts	ATGL	0.1	JHBDPL	GAIL
8	9.51	Puducherry District	ECNGDPL	8	ETBPNMTPL	IOCL
9	9.64	Cuddalore, Nagapattinam & Tiruvarur Districts	ATGL	0.2	ETBPNMTPL	IOCL
10	10.31	Jhansi (EAAA) District, Bhind, Jalaun, Lalitpur and Datia Districts	ATGL	0.6	HVJ	GAIL
11	9.71	Medak, Siddipet & Sangareddy Districts	TGPL	2	EWPL	PIL
12	9.21	Bilaspur, Hamirpur & Una Districts	BPCL	4.7	GAIL	GAIL
13	9.26	Ballari & Gadag Districts	BPCL	0.1	GAIL	GAIL
14	9.48	Jagatsinghpur & Kendrapara Districts	BPCL	1.8	GAIL	GAIL
15	10.13	Chatra & Palamu Districts	BPCL	0.85	GAIL	GAIL
16	9.42	Sindhudurg District	MNGL	11.5	DBPL	GAIL
Total				**147**		

(J) Partially Commissioned Common Carrier Natural Gas Pipelines as on 31.03.2023 (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	5.01.NGPL	Mehsana - Bhatinda	GIGL	07.07.2011	1,940	80.11	1177	763	Jun-21	Gujarat, Rajasthan, Haryana, Punjab
2	5.02.NGPL	Bhatinda - Gurdaspur	GIGL	07.07.2011	392	42.42	102	290	Feb-22	Punjab and UT of Jammu & Kashmir
3	5.03.NGPL	Mallavaram - Bhopal - Bhilwara - Vijaipur	GITL	07.07.2011	1,811	78.25	365	1,446.00	Mar-20	Andhra Pradesh, Telangana, MH, MP, Rajasthan, Gujarat
4	17.16. NGPL	Dabhol-Bangalore	GAIL	14.11.2011	1,414	16	1147.67	266.33	Feb-13	Maharashtra, Karnataka, Goa
5	17.15. NGPL	Kochi-Koottanad-Bangalore-Mangalore	GAIL	31.05.2011	1,104	16	641.95	462.05	Sep-22	Kerala, Tamil Nadu, Karnataka, UT of Puducherry
6	5.08.NGPL	Ennore-Tuticorin	IOCL	10.12.2015	1,431	84.67	281.8	1149.2	Jun-22	Tamil Nadu, Karnataka, Andhra Pradesh, UT of Puducherry
7	17.20. NGPL	Jagdishpur-Haldia-Bokaro Dhamra-Paradip- Barauni-Guwahati	GAIL	29.01.2018	3,546	23	2383.44	1162.56	Jun-23	Uttar Pradesh, Bihar, Jharkhand, West Bengal, Odisha, Assam
Total					**11,638**		**6,099**	**5,539**		

Note:- 1. ** indicates that Target date of completion is as per the authorization issued to the entity or such other date as extended by the Board.*

2. *The length of Bhatinda – Gurdaspur is provisional and the same is under examination by PNGRB.*

3. *Entire ETPL till June 2022 except for Asanur to Karaikal - Nov 2023 and Trichy to Nagapattinam - Aug 2023.*



ANNEXURE H

(a) Operational Petroleum Product Pipelines (As on 31st March, 2023)

S. No	Unique ID	Pipelines	Entity	Date of Auth.	Auth. Length (Km)	Auth. Capacity (MMTPA)	Operating length (Km)	Passing through states
1	17.01.PPPL	Mumbai – Pune – Sholapur	HPCL	19.04.2011	508	4.295	508	Maharashtra
2	17.02.PPPL	Mangalore – Hassan – Bangalore	Petronet MHB Ltd.	24.11.2011	362.4	2.143	363	Karnataka
3	17.03.PPPL	Chennai – Trichy – Madurai	IOCL	26.03.2012	683	2.3	684	Tamil Nadu
4	17.04.PPPL	Uran – Chakan – Shikrapur	HPCL	01.11.2012	165	1	169	Maharashtra
5	5.01.PPPL	Rewari – Kanpur	HPCL	20.11.2012	440	7.98	443	Haryana, Rajasthan, Uttar Pradesh
6	5.02.PPPL	Awa – Salawas	HPCL	20.11.2012	92	2.34	93	Rajasthan
7	5.03.PPPL	Mangalore – Hassan – Mysore – Yediyur	HPCL	20.11.2012	355.46	3.1	356	Karnataka
8	5.04.PPPL	Kota – Jobner	BPCL	05.12.2012	210	2.75	211	Rajasthan
9	17.05.PPPL	Jamnagar – Loni	GAIL	24.07.2014	1414	3.25	1426.73	Gujarat, Rajasthan, Haryana & NCT of Delhi
10	17.06.PPPL	Mundra – Delhi	HPCL	23.01.2015	1334	6.9	1289	Gujarat, Rajasthan, Haryana & NCT of Delhi
11	17.07.PPPL	Vizag – Secunderabad	GAIL	18.05.2015	616.4	1.33	609.19	Andhra Pradesh, Telangana
12	17.08.PPPL	Paradip – Raipur Ranchi	IOCL	17.08.2015	1108	5	1073	Odisha, Jharkhand, Chhattisgarh
13	9.01.PPPL	Devangonthi – Devanhalli ATF	IOCL	30.12.2016	36	0.66	36	Karnataka
14	5.09.PPPL	Bina – Panki	BPCL	21.12.2018	355	3.49	355	Madhya Pradesh, Uttar Pradesh
15	17.09.PPPL	Numaligarh – Siliguri	Oil India Ltd.	01.11.2021	660	1.721	660	Assam, West Bengal
16	5.11.PPPL	Hassan – Cherlapalli	HPCL	24.06.2019	680	2.2	650	Telangana, Andhra Pradesh, Karnataka
17	5.08.PPPL	Mundra – Mithi Rohar (Kandla)	APSEZ	28.03.2018	89	6.75	92.3	Gujarat
Total					**9,108**		**9,018**	

ANNEXURE H

(b) Under construction Petroleum Products Pipeline (As on 31st March, 2023)

S. No	Unique ID	Pipelines	Entity	Date of Auth.	Auth. Length (Km)	Auth. Capacity (MMT-PA)	Oper-ating length (Km)	Under Const. length (KM)	Target date of Complt*	Passing through states
1	5.05.PPPL	Irugur – Devangonthi	BPCL	26.02.2014	294	3.52	0	293	Oct-21	Tamil Nadu, Karnataka
2	5.06.PPPL	Kochi – Coimbatore – Erode – Salem	KSPPL	26.02.2014	458	1.53	12	446	Feb-24	Kerala, Tamil Nadu
3	5.07.PPPL	Ennore – Port Manali Industrial Area	IMC Ltd.	18.12.2015	21	7	0	21	Jul-20	Tamil Nadu
4	5.10.PPPL	Kandla – Gorakhpur	IHB Ltd	31.12.2018	2757	8.25	0	2757	Dec-22	Gujarat, MP & UP
5	5.12.PPPL	Krishnapatnam – Hyderabad	BPCL	17.03.2020	455	4.4	0	455	Mar-23	Telangana, Andhra Pradesh
6	--------	JNPT to Navi Mumbai International Airport (ATF)	IOCL	05.09.2022	22	4.45	0	22	Sep-25	Maharashtra
7	---------	Haldia-Panagarh	HPCL	09.11.2022	215	1.45	0	215	Nov-25	West Bengal
8	---------	Piyala-Jewar	BPCL	09.02.2023	34	4.58	0	34	Feb-26	UP & Haryana
Total					**4,256**		**12**	**4,243**		

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



ANNEXURE I

Details of Progress Review Meetings and Hearings for Petroleum Products Pipelines
1st April, 2022 to 31st March, 2023)

S. No.	Name of Pipeline	Name of Entity	"Date of Meeting/ Hearing"
1	Ennore Port - Manali Industrial Area Petroleum Product Pipeline	IMC Limited	13-04-2022
2	Ennore Port - Manali Industrial Area Petroleum Product Pipeline	IMC Limited	20-04-2022
3	Irugur-Devangonthi Petroleum and Petroleum Product Pipeline (IDPL)	Bharat Petroleum Corporation Limited	27-06-2022
4	Ennore-Port-Manali Industrial Area (EPMIA)	IMC Limited	30-11-2022
5	Kandla Gorakhpur LPG Pipeline	IHB Limited	01-12-2022
6	Irugur-Devangonthi Petroleum and Petroleum Product Pipeline (IDPL)	Bharat Petroleum Corporation Limited	06-12-2022
7	Jawaharlal Nehru Port Trust to Navi Mumbai International Airport Petroleum & Petroleum Product (ATF) Pipeline	Indian Oil Corporation Limited (IOCL)	16-01-2023
8	Haldia – Panagarh Petroleum & Petroleum Product (LPG) Pipeline	Hindustan Petroleum Corporation Limited	16-01-2023
9	Kochi-Coimbatore-Erode Salem LPG Pipeline (KCESPL)	Kochi-Salem-Pipeline Private Limited	10-02-2023



PNGRB

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

प्रथम तल, वर्ल्ड ट्रेड सेंटर, बाबर रोड़, नई दिल्ली–110001
First Floor, World Trade Centre, Babar Road, New Delhi-110001

www.pngrb.gov.in

/pngrb /pngrb_ /company/pngrb