सत्यमेव जयते

भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक

का प्रतिवेदन

प्राकृतिक गैस की आपूर्ति तथा ढांचागत विकास

पर

मार्च 2014 को समाप्त वर्ष के लिए

संघ सरकार

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय

2015 की सं. 6

(निष्पादन लेखापरीक्षा)

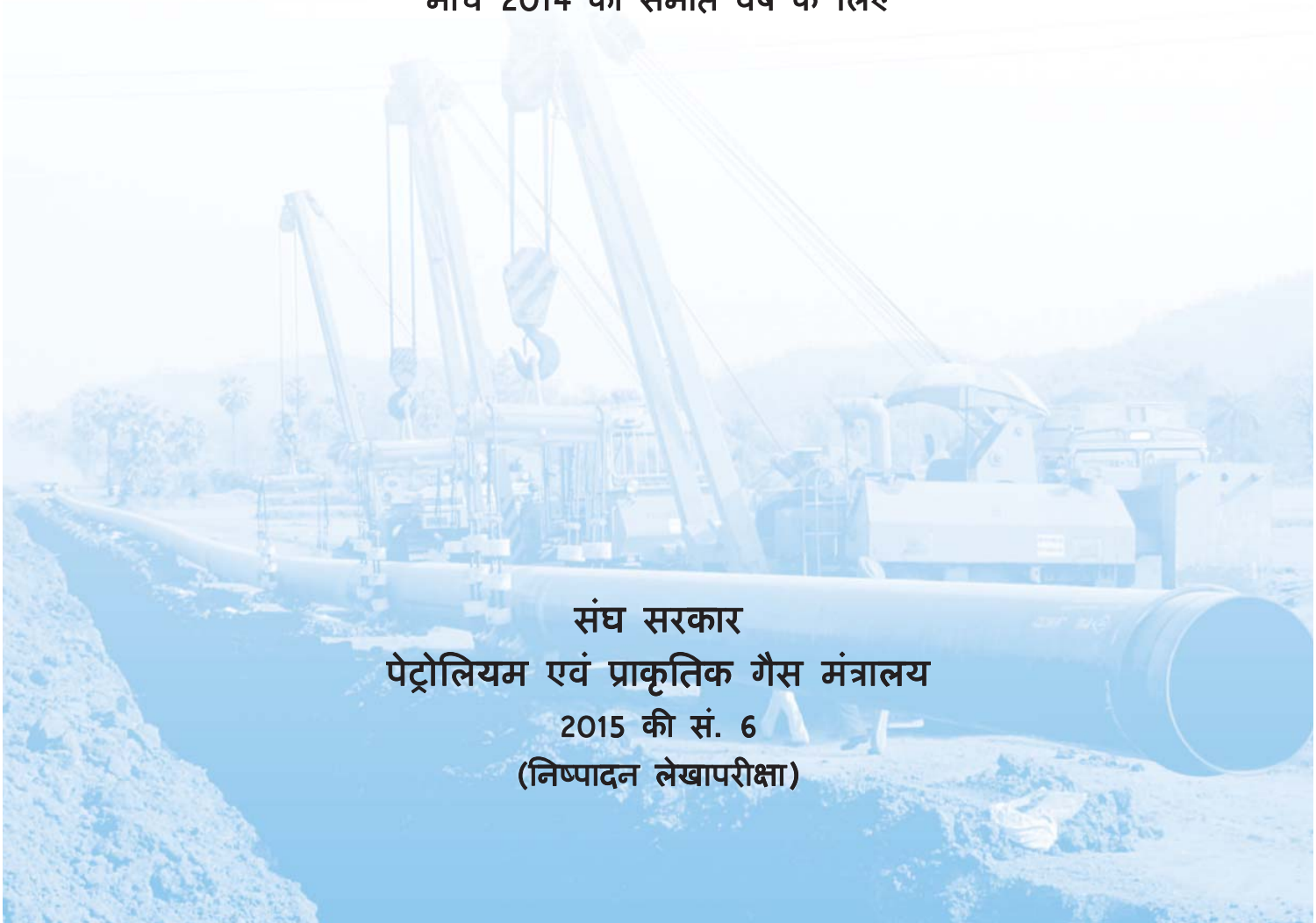
भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक

का प्रतिवेदन

प्राकृतिक गैस की आपूर्ति तथा ढांचागत विकास

पर

मार्च 2014 को समाप्त वर्ष के लिए



संघ सरकार

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय

2015 की सं. 6

(निष्पादन लेखापरीक्षा)

विषय सूची

अध्याय	विवरण	पृष्ठ सं.
	प्रस्तावना	*iii*
	कार्यकारी सार	*v-xiv*
अध्याय-1	**प्राकृतिक गैस - एक विहंगावलोकन**	**1-7**
1.1	देश में प्राकृतिक गैस के भण्डार	1
1.2	प्राकृतिक गैस का घरेलू उत्पादन	2
1.3	प्राकृतिक गैस की राष्ट्रीय मांग	3
1.4	प्राकृतिक गैस की खपत	5
1.5	इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजन-2025	6
1.6	नियामक ढांचा	7
अध्याय-2	**लेखापरीक्षा ढांचा**	**9-11**
2.1	लेखापरीक्षा उद्देश्य	9
2.2	लेखापरीक्षा का कार्यक्षेत्र	10
2.3	लेखापरीक्षा मानदण्ड	11
2.4	प्रारूप लेखापरीक्षा रिपोर्ट की प्रतिक्रिया	11
अध्याय-3	**ढांचागत विकास**	**13-36**
3.1	अन्तर्राष्ट्रीय पाइपलाइनें	13
3.2	आर-एलएनजी ढांचा	15
3.2.1	आर-एलएनजी ढांचा बनाने के लिए पहल	16
3.2.2	आर-एलएनजी ढांचे का विकास	17
3.2.3	इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजन-2025 के बाद आर-एलएनजी ढांचे का विकास	20
3.3	पाइपलाइनें	24
3.3.1	पाइपलाइन ढांचे में क्षेत्रीय असन्तुलन	26
3.3.2	राष्ट्रीय गैस ग्रिड का विकास न करना	26
3.3.3	पाइपलाइन नीति	28

3.3.4	एमओपीएनजी द्वारा पाइपलाइन का अनुमोदन	28
3.3.5	पीएनजीआरबी द्वारा पाइपलाइन का अनुमोदन	35
3.3.6	पाइपलाइन परियोजनाओं के प्रभावी निगरानी में कमी	36
अध्याय-4	**एनजी/आर-एलएनजी की अनुपलब्धता का प्रभाव**	**39-53**
4.1	उर्वरक क्षेत्र	39
4.1.1	आयातित यूरिया पर आर्थिक सहायता का भुगतान	41
4.1.2	महंगे फीटस्टाक के उपयोग के कारण उत्पादन लागत में वृद्धि	45
4.2	विद्युत क्षेत्र	46
4.3	पाइपलाइन ढांचा प्रदाता	51
अध्याय-5	**प्राकृतिक गैस की आपूर्ति**	**55-78**
5.1	गैस आकंटन/उपयोग नीति	55
5.2	विनियमित मूल्य पर प्राकृतिक गैस की आपूर्ति में गेल (इण्डिया) लिमिटेड की भूमिका	57
5.3	प्राकृतिक गैस के अन्तिम उपयोग की निगरानी के तन्त्र का अभाव	58
5.3.1	उर्वरक क्षेत्र	58
5.3.2	विद्युत क्षेत्र	63
5.3.3	छोटे उपभोक्ता	68
5.4	उर्वरक संयंत्रो द्वारा आबंटित मात्रा से कम की खरीद	70
5.5	प्राकृतिक गैस का विपणन लाभ	75
अध्याय-6	**निष्कर्ष तथा सिफारिशें**	**79-82**
6.1	निष्कर्ष	79
6.2	सिफारिशें	80
	अनुबन्ध 1 से 26	**83-129**
	संकेताक्षर	**131-134**
	शब्दावली	**135-139**

प्राक्कथन

भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक का यह प्रतिवेदन संसद के पटल पर रखे जाने के लिए भारत के संविधान के अनुच्छेद 151 के अधीन भारत के राष्ट्रपति के प्रस्तुतीकरण हेतु तैयार किया गया है।

2009-10 से 2013-14 तक पांच वर्षों की अवधि शामिल कर प्रतिवेदन प्राकृतिक गैस की उपलब्धता, आपूर्ति, आबंटन, संचरण ढांचे की पर्याप्तता, आरएलएनजी ढांचा का विकास एवं विद्युत, उर्वरक क्षेत्र और पाईपलाईन ढांचा प्रदाताओं पर इस के प्रभाव के संबंध में पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एमओपीएनजी), विद्युत मंत्रालय (एमओपी), उर्वरक विभाग (डीओएफ) तथा गेल (इण्डिया) लिमिटेड (गेल) में ''प्राकृतिक गैस की आपूर्ति तथा ढांचागत विकास'' पर निष्पादन लेखापरीक्षा के परिणाम शामिल करता है। इसके अलावा प्राथमिकता प्रदत्त क्षेत्रों में एपीएम प्राकृतिक गैस के उपयोग की निगनारी में एमओपीएनजी/गेल की भूमिका का विश्लेषण किया गया है।

लेखापरीक्षा प्रतिवेदन भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक के निष्पादन लेखापरीक्षा मार्गनिर्देश 2014 के अनुसार तैयार किया गया है।

लेखापरीक्षा सूचना, अभिलेख, स्पष्टीकरण देने और सम्बन्धित अधिकारियों के साथ चर्चा करने में एमओपीएनजी, एमओपी, डीओएफ तथा गेल द्वारा दिए गए सहयोग, जिसने लेखापरीक्षा समापन को सरल बनाया, का आभार व्यक्त करता है।

कार्यकारी सार

कार्यकारी सार

प्राकृतिक गैस (एनजी), जोकि एक स्वच्छतम, सुरक्षित तथा अत्यन्त उपयोगी जीवाश्म ईंधन है, उर्वरक, विद्युत, शहरी गैस, इस्पात तथा अन्य भारी उद्योगों जैसे विभिन्न क्षेत्रों में बढ़ते रूप में उपयोग की जा रही है। देश में एनजी के प्राथमिक उपभोक्ता विद्युत तथा उर्वरक क्षेत्रों में हैं, (62 प्रतिशत) जो देश के आर्थिक विकास के लिए बहुत महत्वपूर्ण है। पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस के कार्यचालन समूह ने XI तथा XII योजना के लिए द्रव्य ईंधन पर आधारित संयंत्रों को एनजी/री गैसीफाईड एलएनजी (आर-एलएनजी) आधारित संयंत्रों में बदलने, संयंत्रों का विस्तार, बन्द संयंत्रों का पुनरूद्धार, नए संयंत्रों की स्थापना आदि के कारण अपेक्षित वृद्धि को पूरा करने के लिए उर्वरक क्षेत्र में एनजी की माँग में वृद्धि प्रत्याशित की। इसी प्रकार विद्युत उत्पादन को पूरा करने के लिए एनजी की आवश्यकता में वृद्धि अनुमानित/प्रत्याशित थी।

देश में एनजी की मांग घरेलू तथा विदेशी स्रोतों से इसकी आपूर्ति की तुलना में काफी अधिक है और मांग तथा आपूर्ति के बीच अन्तर 2009-10 में 77 मिलियन मीट्रिक स्टैनडर्ड क्यूबिक मीटर प्रति दिन (एमएमएससीएमडी) था। 2011-12 से घरेलू क्षेत्रों से उत्पादन में कमी के परिणामस्वरूप मांग तथा आपूर्ति के बीच अन्तर 2013-14 में 250 एमएमएससीएमडी तक बढ़ गया। चूँकि घरेलू मांग देशी उत्पादन से काफी अधिक थी और अतिरिक्त मांग को पूरा करने के लिए उपलब्ध नए घरेलू स्रोत काफी कम थे इसलिए मांग पूरी करने के लिए उपलब्ध विकल्प अन्तर्राष्ट्रीय पाइपलाइनों के माध्यम से एनजी का आयात और द्रवीकृत प्राकृतिक गैस (एलएनजी) का आयात थें। भारत सरकार ने घरेलू उत्पादन में कमी का अनुमान कर अर्न्तराष्ट्रीय पाइपलाइनों (1989) के माध्यम से गैस के आयात और एलएनजी (1995) के आयात के लिए कदम उठाए।

हाइड्रोकार्बन पर एक दीर्घावधि नीति रखने के उद्देश्य से ''इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजन 2025'' के लिए विशेष ढांचा विकसित करने के लिए 1999 में मंत्रियों का एक समूह (जीओएम) स्थापित किया गया था। जीओएम द्वारा प्रस्तुत रिपोर्ट (2000) अन्य के साथ एनजी क्षेत्र के उद्देश्य निर्धारित करती है जिसमें घरेलू गैस, पाईप लाईनों के माध्यम से आयातित गैस तथा रीगैसीफाइड लिक्विफाइड नेचुरल गैस (आर-एलएनजी) के मिश्रण

की एक पर्याप्त उपलब्धता सुनिश्चित करने के कदम शामिल किए गए। इसमें पड़ोसी तथा अन्य देशों से गैस के आयात के लिए, नियामक ढांचे की शीघ्र स्थापना करने और एलएनजी चेन में भाग लेने के लिए घरेलू कम्पनियों को प्रोत्साहित करने के लिए विभिन्न पहलों का सुझाव दिया गया था।

इसके अलावा एनजी की आपूर्ति हेतु पर्याप्त ढांचा देने के लिए भारत सरकार ने देश के दूरस्थ क्षेत्रों को आपूर्ति सुगम बनाने के लिए राष्ट्रीय गैस ग्रिड की संकल्पना की (2000)। बाद में राष्ट्रव्यापी गैस ग्रिड के विकास को सुगम बनाने के लिए पाइपलाइन ढांचे के भावी विकास के लिए नीतिगत ढांचा मुहैया कराने की आवश्यकता पर विचार करते हुए, 2006 में भारत सरकार ने पाइपलाइन नीति अधिसूचित की। अनुप्रवाह कार्यकलापों के लिए नियामक तथा कानूनी ढांचा मुहैया कराने के उद्देश्य से भारत सरकार ने पेट्रोलियम तथा प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (पीएनजीआरबी) अधिनियम बनाया (2006) और पीएनजीआरबी की स्थापना की (अक्तूबर 2007)।

एनजी का उपयोग कर बने उत्पादों की बिक्री पर आते हुए, यह कहां जा सकता है कि यूरिया का बिक्री मूल्य भारत सरकार द्वारा नियंत्रित किया जाता है जिसकी बिक्री कीमत तथा उत्पादन की लागत के अन्तर पर भारत सरकार द्वारा आर्थिक सहायता दी जाती है। इसी प्रकार विद्युत की कीमत विद्युत नियामक आयोग द्वारा विनियमित की जाती है।

इस पृष्ठभूमि के आधार पर ''प्राकृतिक गैस की आपूर्ति तथा ढांचागत विकास'' निष्पादन लेखापरीक्षा निम्न उद्देश्यों को अभिनिश्चित करने के लिए की गई:

- क्या भारत सरकार ने देश में बढ़ती मांग को पूरा करने के लिए पर्याप्त पाइपलाइन तथा आर-एलएनजी ढांचा देने में अपनी व्यापक भूमिका निभाई है;
- उर्वरक/विद्युत क्षेत्र तथा पाइपलाइन ढांचा प्रदाताओं पर एनजी/आर-एलएनजी की अनुपलब्धता का प्रभाव; और
- क्या भारत सरकार की एनजी आबंटन तथा उपयोग नीतियां सम्पूर्ण देश में एनजी की आवश्यकता को पूरी करने में प्रभावी थी।

महत्वपूर्ण लेखापरीक्षा निष्कर्ष जो निष्पादन लेखापरीक्षा में देखने में आए, नीचे वार्णित हैं:

I. **<u>ढांचा विकास:</u>**

क. **<u>पाइपलाइन ढांचा:</u>**

ए. भारत सरकार ने नियामक के रूप में अक्तूबर 2007 में पीएनजीआरबी का गठन किया परन्तु पीएनजीआरबी अधिनियम (अधिनियम) की धारा 16, जिसके द्वारा पीएनजीआरबी का नई पाइपलाइनों को प्राधिकृत करने के लिए सशक्तीकरण किया जाना था, को जुलाई 2010 में, अधिसूचित किया। 33 माह का यह विलम्ब देश भर में पाइपलाइनों तथा सहायक ढांचे के विकास में बाधक सिद्ध हुआ क्योंकि इस बीच की अवधि में मांग के बावजूद न तो भारत सरकार और न ही पीएनजीआरबी किसी परियोजना को प्राधिकृत करने में समर्थ था। यह इस तथ्य से स्पष्ट है कि यद्यपि जीएसपीएल/गेल ने नवम्बर 2008 तथा सितम्बर 2009 के बीच चार पाइपलाइनें बिछाने की रूचि व्यक्त की परन्तु पीएनजीआरबी जुलाई 2010 तक अधिनियम की धारा 16 अधिसूचित न होने के कारण प्राधिकरण जारी करने की स्थिति में नहीं था। अधिनियम की धारा 16 की अधिसूचना जारी होने के बाद ये परियोजनाएं जुलाई 2011 तथा अप्रैल 2012 के बीच पीएनजीआरबी द्वारा प्राधिकृत की गई थी।

(पैरा 3.3.5)

बी. पीएनजीआरबी के पर्याप्त कानूनी अधिदेश के साथ पूर्णतया सक्रियात्मक होने तक, भारत सरकार ने नौ पाइपलाइन परियोजनाओं के लिए 2007 में प्राधिकरण जारी किए। इन नौ पाइपलाइन परियोजनाओं में से पांच के संबंध में सम्बन्धित सत्वों ने प्राधिकरण जारी होने के छः वर्षों से अधिक बीत जाने के बाद भी निर्माण आरम्भ नहीं किया। लेखापरीक्षा विश्लेषण से पता चला कि प्राधिकरण एक निश्चित आरम्भ और समापन की लक्ष्य तारीख के बिना दिए गए थे। परियोजना पर आगे बढ़ने के लिए प्रशासनिक निर्णय (गेल द्वारा पांच परियोजनाएं) लेने में गैस स्रोत की उपलब्धता अभिनिश्चित कर पाने के कारण

काफी विलम्ब हुआ। शेष चार परियोजनाओं के संबंध में रिलायंस गैस ट्रांसमिशन इन्फ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड (आरजीटीआईएल) ने शहरी गैस वितरण परियोजनाओं का विकास न होने तथा एनजी की अनुपलब्धता का उल्लेख कर परियोजनाओं का निर्माण नहीं किया। इस प्रकार पाइपलाइन ढांचा, जो गैस बाजार के विकास के लिए प्राथमिक आवश्यकता है, विकसित नहीं किया गया।

(पैरा 3.3.4)

सी. 2013-14 तक समापन हेतु अभिज्ञात (राष्ट्रीय गैस ग्रिड के अन्तर्गत 2000-2011) कुल 23 कोरीडोर में से सात पाइपलाइन पूर्ण हो गई थीं, छः निर्माण के विभिन्न चरणों में थीं और 10 पाइपलाइनें अभी शुरू की जानीथीं (अक्टूबर 2014)।

(पैरा 3.3.6)

ख. <u>आर-एलएनजी टर्मिनल</u>

भारत सरकार ने एलएनजी के आयात और पुन:गैसीकरण के लिए एलएनजी टर्मिनलों की स्थापना करने के अधिदेश के साथ सार्वजनिक लिमिटेड कम्पनी, पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड बनाई (1997)। पूरे देश में एलएनजी टर्मिनलों की स्थापना करने के लिए विदेशी निवेश प्रोत्साहन बोर्ड (एफआईपीबी) से बारह अन्य स्वत्वों ने भी निर्बाधन प्राप्त किया (1997-2000)। सुविधाओं की स्थापना के लिए स्वत्वों को प्राधिकृत करने के लिए ''इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजन- 2025'' में यथापरिकल्पित नियामक ढांचे की कमी थी। यद्यपि पीएनजीआरबी की 2007 में स्थापना की गई थी परन्तु एलएनजी टर्मिनलों की स्थापना तथा प्रचालित करने के लिए पंजीकरण हेतु आवेदन करने के लिए पात्रता शर्तें निर्धारित करने का कार्याकारी निर्णय (अक्टूबर 2012) लेने में भारत सरकार ने पांच वर्ष से अधिक का समय लिया। एलएनजी परियोजनाओं की समीक्षा करने के लिए नियामक ढांचे तथा तन्त्र के अभाव में इस संबंध में प्रगति काफी धीमी थी और एमओपीएनजी, एलएनजी परियोजनाओं, जिनको निर्बाधन दिया गया था, की निगरानी करने में समर्थ नहीं था।

हम सिफारिश करते हैं कि:

1. एमओपीएनजी देश भर में एनजी पाइपलाइनों तथा आर-एलएनजी परियोजनाओं का समय से समापन सुनिश्चित तथा निर्धारण करने के लिए कार्यान्वयक एजेंसियों तथा अधिकारियों से समन्वय स्थापित करते हुए, स्पष्ट रूप से परिभाषित उत्तरदायित्व केन्द्रों के साथ, एक तन्त्र विकसित करे और विलम्बों को कम करे ताकि एनजी क्षेत्र में वांछित वृद्धि प्राप्त की जा सके।

II. <u>उर्वरक क्षेत्र पर एनजी/आर-एलएनजी की अनुपलब्धता का प्रभाव</u>

- यूरिया उत्पादों की बिक्री कीमत भारत सरकार, जोकि इस संबंध में आर्थिक सहायता देती है, द्वारा नियंत्रित की जाती है। यूरिया उत्पादन के लिए एनजी को सबसे उचित फीडस्टाक माना जाता है। देश में यूरिया उत्पादन XI योजना के दौरान कुल मिलाकर स्थिर रहा। घरेलू उत्पादन क्षमता बढ़ाने के लिए भारत सरकार ने नए संयंत्रों की स्थापना, वर्तमान संयंत्रों का विस्तार तथा बन्द संयंत्रों के पुनरूद्धार की परिकल्पना कर विभिन्न योजनाएं निरूपित कीं जिनके माध्यम से एनजी आधारित यूरिया संयंत्रों के माध्यम से 2010-11 से 2012-13 तक विभिन्न चरणों में यूरिया की उत्पादन क्षमता लगभग 122 लाख मीट्रिक टन प्रतिवर्ष (एलएमटीपीए) तक बढ़ाई जानी थी।

(पैरा 4.1.1)

- एनजी की अनुपलब्धता यूरिया की देशी उत्पादन क्षमता बढ़ाने में मुख्य बाधाओं में से एक रही। XI योजना के दौरान यूरिया की 122.25 एलएमटीपी की उत्पादन क्षमता की परिकल्पित वृद्धि की तुलना में प्राप्ति नगण्य थी (केवल 3.30

एलएमटीपीए)। यद्यपि यह स्पष्ट था कि यूरिया के आयात पर आर्थिक सहायता घरेलू उत्पादन पर आर्थिक सहायता की अपेक्षा काफी अधिक थी परन्तु एनजी/एलएनजी का आयात और एनजी के माध्यम से यूरिया के उत्पादन के लिए भारत सरकार द्वारा की गई कार्रवाही पर्याप्त नहीं थी। यह मुख्यतया एलएनजी टर्मिनलों, पुन:गैसीकरण सुविधाओं, पाइपलाइनों के निर्माण और एनजी/ आरएलएनजी उपलब्ध कराने के लिए दीर्घावधि अनुबन्ध सुगम करने की योजनाओं को मूर्तरूप देने में कमी के कारण था। ऐसी स्थिति के कारण यूरिया उत्पादन क्षमता में वृद्धि नहीं हुई और परिणामस्वरूप मांग तथा उपलब्धता के बीच अन्तर को पूरा करने के लिए यूरिया का आयात हुआ। इस प्रकार फीडस्टाक के रूप में एनजी के उपयोग के माध्यम से यूरिया की उत्पादन क्षमता बढ़ाने का उद्देश्य प्राप्त नहीं किया जा सका। 2011-12 तथा 2012-13 की अवधि के दौरान वास्तविक घरेलू उत्पादन 604.36 एलएमटी की आवश्यकता के प्रति केवल 445.58 एलएमटी था। 158.78 एलएमटी की कमी का आयात किया गया था। तदनुसार यथापरिकल्पित यूरिया उत्पादन क्षमता का विस्तार न करने के कारण भारत सरकार ने परियोजनाओं के विस्तार, पुन: मरम्मत तथा पुनरूद्धार में अनुमानित निवेश पर होने वाले पूंजी सम्बन्धित प्रभार को शामिल कर लेने के बाद भी उसी अवधि के लिए ₹ 4202.12 करोड़ तक आर्थिक सहायता की बचत का अवसर खो दिया।

(पैरा 4.1.1)

- उत्पादन की लागत और आर्थिक सहायता भार को कम करने के उद्देश्य से भारत सरकार ने यूरिया विनिर्माण संयंत्रों की नई मूल्य निर्धारण योजना (2007) के चरण III की अपनी नीति में सभी वर्तमान नेफ्था तथा एफओ/एलएसएचएस आधारित संयंत्रों को तीन वर्षों की अवधि के अन्दर (2009-10 तक) एनजी/आरएलएनजी (नौ संयंत्र) आधारित में परिवर्तन/रूपान्तरण का लक्ष्य रखा। वहनीय मूल्य पर संयंत्रों को एनजी की अनवरत आपूर्ति ऐसे रूपान्तरण के लिए प्राथमिक आवश्यकता थी। पर्याप्त पाइपलाइन गैस और सम्बद्धता की अनुपलब्धता के अभाव के कारण सभी योजित संयंत्रों के परिवर्तन में विलम्ब हुआ था।

परिवर्तन हेतु योजित ने संयंत्रों में से पांच संयंत्र 20112-13 के दौरान गैस में परिवर्तित की गई और एक संयंत्र 2013-14 में परिवर्तित की गई थी। परिणामस्वरूप यूरिया संयंत्रों ने मंहगे फीडस्टाक के उपयाग द्वारा उत्पादन जारी रखा। इसके परिणामस्वरूप योजित परिवर्तनों के लिए अपेक्षित अनुमानित निवेश के आधार पर लिए गए पूजीसम्बन्धित प्रभार को शामिल कर लेने के बाद भी संयंत्रों, जो परिवर्तित नहीं की गई थीं, द्वारा 2010-11 से 2012-13 के दौरान राजकोष पर ₹ 7673.82 करोड़ तक आर्थिक भार कम करने का अवसर खो दिया।

(पैरा 4.1.2)

III. <u>विद्युत क्षेत्र पर एनजी/आर-एलएनजी की अनुपलब्धता का प्रभाव</u>

- राष्ट्रीय विद्युत नीति के अनुसार विद्युत उत्पादन के लिए ईधन के रूप में एनजी का उपयोग उचित मूल्य पर इसकी उपलब्धता पर निर्भर करता है। यह परिकल्पना की गई थी कि उचित मूल्य पर देशी एनजी के आधार पर नई विद्युत उत्पादन क्षमता ऊपर उठ सकेगी। द्रव्य ईधन का उपयोग करने वाले वर्तमान विद्युत संबंत्र उत्पादन की लागत कम करने के लिए शीघ्र ही एनजी अथवा आर-एलएनजी के उपयोग करने को परिवर्तित होने थे। XI योजना के दौरान X योजना से अग्रेनीत परियोजनाओं सहित गैस आधारित संयंत्रों की बढ़ी वास्तविक क्षमता 5936 एमडब्ल्यू थी। 90 प्रतिशत पीएलएफ पर इन संयंत्रों के प्रचालन के लिए 90.70 एमएमएससीडी एनजी की कुल आवश्यकता के प्रति उपलब्धतता केवल 40 एमएमएससीडी थी। एनजी की कमी पूरी करने यथा सम्भव दर पर एनजी/आर-एलएनजी के आयात के लिए उठाए गए कदम अपर्याप्त थे और ऐसी स्थिति बन गई जहाँ गैस आधारित विद्युत संयंत्रों को 2008-09 से 2012-13 तक के दौरान 66,129 मिलियन यूनिट की उत्पादन हानि हुई। उत्पादन की उपर्युक्त हानि के कारण वित्तीय भार लेखापरीक्षा द्वारा परिकलित नहीं किया जा सका क्योंकि उत्पादन की लागत तथा विद्युत के आपूर्ति मूल्य में प्रत्येक राज्य में भिन्न होते हैं।

(पैरा 4.2)

- जहाँ गैस आधारित संयंत्रों में वैकल्पिक ईंधन के उपयोग का प्रावधान है, वहाँ एनजी की अनुपलब्धता के कारण उत्पादन हानि नेफ्था तथा एचएसडी के उपयोग द्वारा प्रतिपूर्त की गई थी। चूँकि इन द्रव्य ईंधनों की लागत तुलनात्मक रूप से अधिक है इसलिए विद्युत की कीमत आनुपातिक रूप से बढ़ जाती है। गैस आधारित संयंत्रों ने 2008-09 से 2012-13 तक के दौरान एनजी/एलएनजी की अनुपल्धता की भरपाई करने के लिए 31.35 लाख किलो लीटर नेफ्ता और 5.01 लाख किलोलीटर एचएसडी का उपयोग किया गया था। विद्युत उत्पादन के लिए ईंधनों पर विशेषज्ञ समिति द्वारा विद्युत लागत की गणना के आधार पर दीर्घावधि ठेका दर पर आर-एलएनजी के स्थान पर नेफ्था के उपयोग के कारण विद्युत की लागत में वृद्धि 2010-11 से 2012-13 तक के दौरान अनुमानत: ₹ 2375.33 करोड़ बनेगी जो कि अन्तत: ग्राहकों पर डाली गई थी।

(पैरा 4.2)

हम सिफारिश करते है कि:

2. डीओएफ तथा एमओपी के समन्वय से एमओपीएनजी अन्तर मंत्रालयी समिति का गठन करने पर विचार करे जो सुझाव दे सके:

i. एनजी पाइपलाइन परियोजनाओं का कार्यान्वयन तथा बन्द उर्वरक संयंत्रों का पुनरूद्धार समकालिक करने के लिए एक समयबद्ध योजना का (पैरा 4.2) यूरिया का आयात कम करने के अतिरिक्त फीडबैक के रूप में एनजी का लाभ इष्टतम रूप से प्राप्त किया जा सके।

ii. वहन करने योग्य मूल्य पर विद्युत क्षेत्र को एनजी/आरएलएनजी मुहैया कराने के लिए अपेक्षित ढांचा बनाने के उपाय ताकि क्षेत्र में निर्मित क्षमता का पर्याप्त रूप से उपयोग किया जा सके।

IV. <u>प्राकृतिक गैस की आपूर्ति</u>

क. <u>एनजी के अन्तिम उपयोग की निगरानी के लिए तन्त्र का अभाव</u>

विद्युत तथा उर्वरक क्षेत्र आबंटन के माध्यम से व्यवस्थित कीमत तन्त्र (एपीएम) कीमत पर घरेलू गैस का लगभग 69 प्रतिशत प्राप्त करते हैं।

अ. एमओपीएनजी ने निर्देश दिया (जून 2006) कि जहाँ तक विद्युत क्षेत्र ग्राहकों का सम्बन्ध है, एपीएम कीमत केवल गैस की उन मात्राओं पर लागू होगी जो सार्वजनिक जनोपयोगी/अनुज्ञप्त वितरण कम्पनियों के माध्यम से ग्राहकों को वितरण के लिए ग्रिड को आपूर्ति के लिए विद्युत उत्पादन के लिए प्रयुक्त की गई थी और उपर्युक्त उद्देश्य को छोड़कर अन्य के लिए प्रयुक्त एनजी के लिए बाजार दर प्रभारित की जानी थी।

(पैरा 5.3.2)

ब. एमओपीएनजी ने निर्देश दिया (जुलाई 2006) कि उर्वरक को छोड़कर अन्य उत्पाद एपीएम की आपूर्ति के अन्तर्गत शामिल नहीं किए गए थे और उर्वरकों को छोड़कर अन्य उत्पादों के निर्माण के लिए प्रयुक्त एपीएम गैस के लिए बाजार दर प्रभारित की जानी चाहिए। तथापि ना तो एमओपीएनजी/डीओएफ ना गेल में उपर्युक्त निर्देशों का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए कोई तन्त्र उपलब्ध था जिसके परिणामस्वरूप लेखापरीक्षा द्वारा सीमित नमूना जांच में पता चले एनजी के दुरूपयोग के मामलों में ₹ 630.60 करोड़ की मात्रा तक गैस पूल खाते में कम वसूली हुई थी।

(पैरा 5.3.1 से 5.3.3)

स. लेखापरीक्षा में नमूना जांच के दौरान उपलब्ध एनजी के कम उपयोग के मामले देखे गए थे जिसके परिणामस्वरूप न केवल उत्पादन की हानि हुई बल्कि अधिक यूरिया का आयात भी हुआ। उसके कारण अतिरिक्त आर्थिक सहायता (₹ 637.07 करोड़) का भुगतान हआ क्योंकि यूरिया के आयात पर प्रदत्त आर्थिक सहायता देशी रूप से उत्पादित यूरिया पर प्रदत्त आर्थिक सहायता से अधिक थी।

(पैरा 5.4)

ख. <u>एनजी की आपूर्ति पर विपणन लाभ</u>

गेल के लिए घरेलू एनजी आपूर्ति का विपणन लाभ भारत सरकार द्वारा रूपयों में अनुमोदित किया गया था जबकि केजी डी6 ब्लाक का ठेकेदार अमरीकी डालर में विपणन लाभ प्रभारित कर रहा था। डीओएफ विपणन लाभ की प्रतिपूर्ति नहीं कर रहा था जैसी उर्वरक ठेकेदार द्वारा मांग की गई और केजीडी6 गैस पर विपणन लाभ के प्रति आर्थिक सहायता के दावे 2009-10 से लम्बित थे। यदि डीओएफ विपणन लाभ की प्रतिपूर्ति का निर्णय करता है, जैसी ठेकेदार द्वारा मांग की गई और उर्वरक संयंत्र द्वारा अनुरोध किया गया तो ठेकेदार द्वारा मांगे गए विपणन लाभ तथा गेल को अनुमत विपणन लाभ के बीच के अन्तर पर अतिरिक्त आर्थिक सहायता भार मई 2009 से मार्च 2014 तक ₹ 201.40 करोड़ होगा।

(पैरा 5.5)

हम सिफारिश करते हैं कि:

3. एमओपीएनजी विनियमित मूल्य पर आपूर्त एनजी के विचलन/ दुरूपयोग की खोज और रोकने के लिए नियंत्रण प्रणाली/तन्त्र लागू करने के लिए सभी कार्यान्वयक एजेंसियों को शामिल कर रूपात्मकताए तैयार करे। इस तरह तैयार रूपात्मकताओं में उस दर पर भी निर्णय ले जिस पर निर्दिष्ट प्रयोजनों के अतिरिक्त उपयोग की गई एनजी के लिए वसूली की जाएगी चूंकि नवम्बर 2014 से एपीएम तथा गैर एपीएम मूल्य के बीच कोई अन्तर नहीं होगा।

4. गेल एनजी आपूर्ति ठेका प्रबन्धन प्रणाली की समीक्षात्मक रूप से समालोचना करे और विशेष उपाय जैसे एनजी के अन्त उपयोग का सत्यापन करने के लिए गेल को सशक्त करने वाले एक खण्ड का गैस बिक्री तथा संचरण अनुबन्ध में और अनुच्छेद 17, जो क्रेता अथवा विक्रेता के बीच आपसी अनुबन्ध से अपेक्षित के अतिरिक्त प्रयोजनों हेतु एनजी का उपयोग करने की क्रेता को अनुमति देता है, उचित समावेशन प्रस्तुत करे जो विनियमित कीमत पर एनजी आपूर्तियों के अन्त उपयोग की खोज करने और अप्राधिकृत प्रयोजनों हेतु इसका विपथन रोकने के लिए इसे पर्याप्त रूप[xi] से शक्तिशाली बनाएगा।

5. एमओपीएनजी सुनिश्चित करे कि जिन क्षेत्रों में भारत सरकार आर्थिक सहायता भार वहन करती है, वहां घरेलू स्रोत से एनजी आपूर्ति पर एक ही

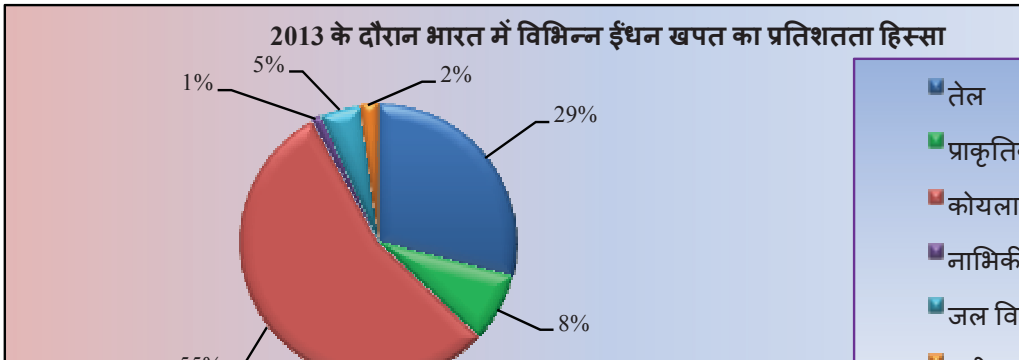
अध्याय-1
प्राकृतिक गैस - एक विहंगावलोकन

अध्याय 1 प्राकृतिक गैस - एक विहंगावलोकन

पृष्ठभूमि

प्राकृतिक गैस (एनजी) विश्व की ऊर्जा की आपूर्ति का अत्यावश्यक घटक है। यह एक स्वच्छतम, सुरक्षित तथा अत्यन्त उपयोगी जीवाश्म ईंधन है। एनजी हाइड्रोकार्बन गैसों, मुख्यतया मीथेन का एक ज्वलनशील मिश्रण है। यह प्रतिदिन महत्व प्राप्त कर रही है और विभिन्न क्षेत्रों यथा उर्वरक, विद्युत, सिटी गैस, इस्पात, अन्य भारी उद्योग आदि में बढ़ते रूप में उपयोग की जा रही है। देश की ऊर्जा टोकरी में इसका हिस्सा 2013 में आठ प्रतिशत (चार्ट 1) था जिसके 2024-25 तक 20 प्रतिशत तक बढ़ने की प्रत्याशा है।

चार्ट 1



(स्रोत: विश्व की बीपी सांख्यिकीय समीक्षा - जून 2014)

1.1 देश में प्राकृतिक गैस के भण्डार

''विश्व की बीपी सांख्यिकीय समीक्षा जून 2014'' के अनुसार विश्व में दिसम्बर 2013 के अन्त तक एनजी का प्रमाणित भण्डार[1] 185.7 ट्रिलियन घन मीटर (टीसीएम) था जिसमें से भारत का हिस्सा एक प्रतिशत से कम, 1.4 टीसीएम, था।

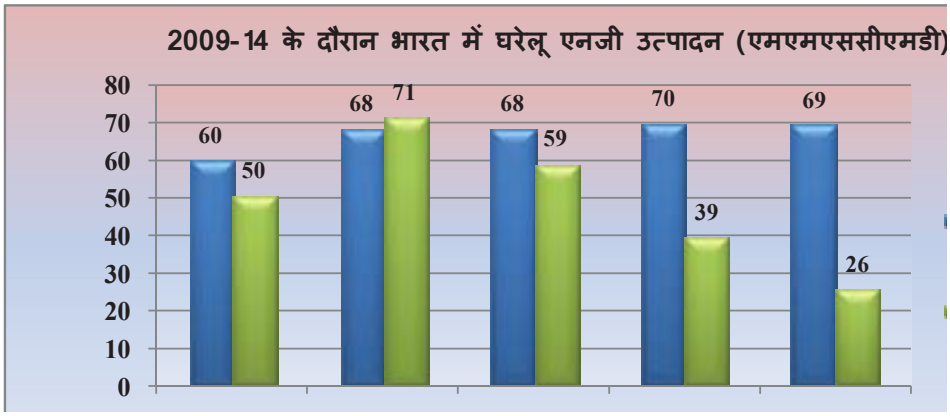
[1] एनजी की उन मात्राओं को दर्शाता है जिसे भूगर्भीय तथा इंजीनियरी सूचना वर्तमान आर्थिक तथा प्रचालन स्थितियों के अन्तर्गत ज्ञात भण्डारों से भविष्य में उचित निश्चितता से निकाला जा सकता है।

उत्पादन तथा भण्डारों के अनुपात[2] ने दर्शाया कि विश्व के लिए इन भण्डारों की समाप्ति का समय 55 वर्ष होगा और भारत के लिए यह 40 वर्ष होगा। विश्व में वर्ष 2013 में प्राथमिक ऊर्जा आपूर्ति में एनजी की हिस्से दारी 2013 के दौरान 24 प्रतिशत थी जबकि भारत के सन्दर्भ मे यह 8 प्रतिशत ही रही।

1.2 प्राकृतिक गैस का घरेलू उत्पादन

देश में एनजी का उत्पादन मुख्यतया राष्ट्रीय तेल कम्पनियों यथा तेल और प्राकृतिक गैस निगम लिमिटेड (ओएनजीसी) तथा आयल इण्डिया लिमिटेड (ओआईएल) द्वारा प्रचालित नामित क्षेत्रों तथा पन्ना-मुक्ता-ताप्ती और नई अन्वेषण तथा लाईसेंस नीति (एनईएलपी) ब्लाक जैसे केजी डी6 तथा कुछ छोटे क्षेत्रों से होता है। 2009-10 से 2013-14 तक की अवधि के दौरान समग्र घरेलू गैस उत्पादन चार्ट 2 में दर्शाया गया है:

चार्ट 2



(स्रोत:पेट्रोलियम योजना तथा विश्लेशण कक्ष से प्राकृतिक गैस उत्पादन डाटा)

2010-11 में गैस उत्पादन मुख्यता निजी/जेवी क्षेत्रों (केजी डी6 बेसिन) से उत्पादन में वृद्धि के कारण शिखर पर था। उसके बाद केजी डी6 बेसिन से उत्पादन में काफी कमी हुई। प्रक्षेपणों[3] के अनुसार देशज गैस उपलब्धता 2014-15 में 129 एमएमएससीएमडी[4]

---

[2] अनुमान के आधार पर संगणित मानों किसी वर्ष के अन्त में शेष भण्डार उस वर्ष में उत्पादन द्वारा विभक्त किया जाना है परिणाम समय की लम्बाई है कि शेष भण्डार का अन्त होगा यदि उत्पादन इस दर पर जारी रहता था।

[3] भारतीय पेट्रोलियम तथा प्राकृतिक गैस सांख्यिकी 2012-13

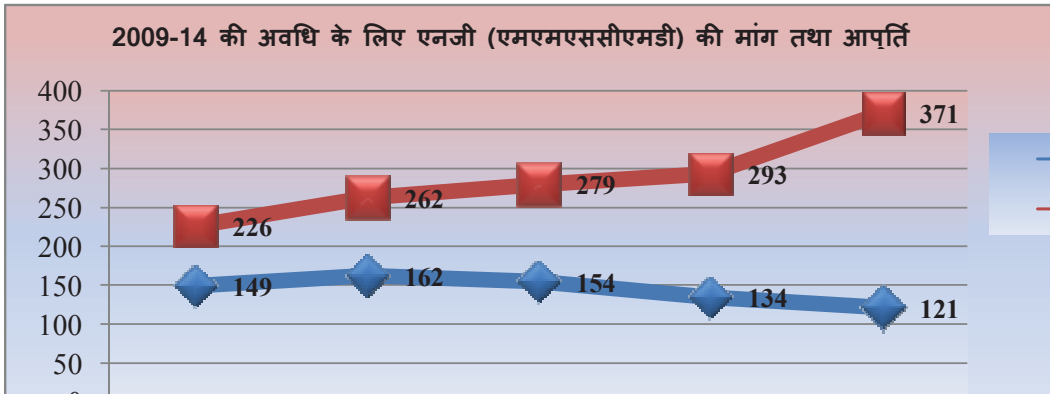
[4] मिलियन मीट्रिक स्टेन्डर्ड घन मीटर प्रतिदिन

तथा 2015-16 में 139 एमएमएससीएमडी तक होगा जो नीचे की गई चर्चा के अनुसार प्रक्षेपित मांग के अनुकूल नहीं हैं।

1.3 प्राकृतिक गैस की राष्ट्रीय मांग

2009-10 के दौरान एनजी की मांग 225.52 एमएमएससीएमडी थी जो 2013-14 के दौरान 371 एमएमएससीएमडी तक बढ़ गई। माँग तथा आपूर्ति के बीच का अन्तर भी 2009-10 में 77 एमएमएससीएमडी से 2013-14 में 250 एमएमएससीएमडी तक प्रगामी रूप से बढ़ गया। घरेलू तथा आयात स्रोतों से आपूर्ति वर्षों से कम हो गई है जैसा चार्ट 3 में दर्शाया गया है:

चार्ट 3



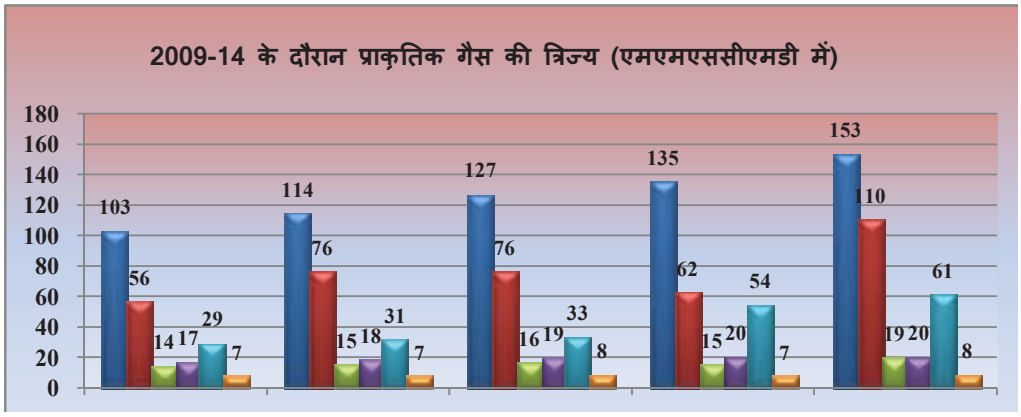
स्रोत: XI तथा XII योजना के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस पर कार्यचालन समूह एवं पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस पर संसदीय स्थाई समिति की रिपोर्ट 2012-13

देश में गैस की मांग लागत मितव्ययता तथा वैकल्पिक ईधनों की उपलब्धता से प्रभावित होती है। एक अन्य घटक जो एनजी की मांग को प्रभावित करता है, वह है इसकी उपलब्धता। प्रक्षेपण वास्तविक हो, इसके लिए संचरण ढांचे के साथ घरेलू उत्पाद, आयात तथा द्रवीकृत प्राकृतिक गैस (एलएनजी) के पुन:गैसीकरण में विकास की वांछित गति आवश्यक है।

देश में एनजी के प्राथमिक उपभोक्ता विद्युत तथा उर्वरक क्षेत्रों में हैं। XI तथा XII योजना के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस के कार्यचालन समूह ने प्रक्षेपित विद्युत उत्पादन को पूरा करने के लिए एनजी की आवश्यकता में विद्युत क्षेत्र में 2009-10

में 102.70 एमएमएससीएमडी से 2013-14 तक 153 एमएमएससीएमडी तक वृद्धि की प्रत्याशा बताई। इसी प्रकार उर्वरक क्षेत्र के लिए एनजी की आवश्यकता द्रव ईंधन आधारित संयंत्रों के एनजी/री गैसीफाइड एलएनजी (आर-एलएनजी) आधारित संयंत्रों में परिवर्तन, संयंत्रों का विस्तार, बन्द संयंत्रों का पुनरूद्धार, नए संयंत्रों की स्थापना आदि के कारण वृद्धि की प्रत्याशा थी। इसके कारण उर्वरक क्षेत्र में मांग 2009-10 में 55.90 एमएमएससीएमडी से 2013-14 में 110 एमएमएससीएमडी तक बढ़ने की आशा थी। क्षेत्रवार मांग चार्ट4 में प्रदर्शित है:

चार्ट 4



(स्रोत: XI तथा XII योजना के लिए पेट्रोलियम तथा प्राकृतिक गैस पर कार्यचालन समूह)

एनजी की मांग प्राथमिक रूप से देशज उत्पादन के माध्यम से पूरी की जाती है और एलएनजी के रूप में आयात द्वारा पूरक की जाती है। चूँकि घरेलू क्षेत्रो से उत्पादन में कमी और एलएनजी के लिए आयात तथा रीगैसीफिकेशन ढांचे की कमी थी इसलिए मांग में वृद्धि के अनुपात में आपूर्ति में सुधार नहीं हुआ।

पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एमओपीएनजी) ने बताया (जुलाई 2014) कि वर्तमान में एलएनजी की उच्च कीमत के कारण कुछ ही ग्राहक आर-एलएनजी की खरीद करने के इच्छूक थे। एनजी की अधिकांश मांग देशी गैस के लिए थी ना कि आरएलएनजी के लिए। एनजी का सम्पूर्ण मांग-आपूर्ति अन्तर आर-एलएनजी द्वारा पूरा नहीं किया जा सकता था, क्योंकि मांग उच्च रूप से कीमत संवेदी थी।

उत्तर को निम्न तथ्यों के प्रति देखे जाने की आवश्यकता है: (i) दीर्घावधि ठेकों के माध्यम से खरीदी गई एलएनजी नेफ्था, जो एनजी के अभाव में प्रयुक्त वैकल्पिक

फीडस्टाक/ईंधन है, की तुलना में मितव्ययी है और (ii) आर-एलएनजी की मांग का ढांचे की उपलब्धता से घनिष्ठ संबंध है और आर-एलएनजी के उपयोग द्वारा विभिन्न क्षेत्रों में उत्पादन की लागत में बचत का अवसर था। इस पर अध्याय 3 तथा 4 में और चर्चा की गई है।

1.4 प्राकृतिक गैस की खपत

एनजी का मुख्य संघटक मीथेन है, जो उर्वरक संयंत्रों में फीडस्टाक तथा ईंधन के रूप में और विद्युत संयंत्रों में ईंधन के रूप में उपयोग की जाती है। एनजी का पेट्रोरसायनों तथा द्रवीकृत पेट्रोलियम गैस (एलपीजी) के उत्पादन में फीडस्टाक के रूप में भी उपयोग किया जाता है।

एनजी उर्वरकों के उत्पादन हेतु अत्यन्त अधिमानित फीडस्टाक है क्योंकि इसमें हाईड्रोजन से कार्बन का अनुपात उच्चतम है। हाइड्रोजन अमोनिया उत्पादन के लिए प्रयुक्त की जाती है और उसके बाद कार्बनडाई आक्साइड के साथ अमोनिया की प्रतिक्रिया से यूरिया निर्मित किया जाता है। एनजी अपनी उच्च ताप क्षमता और निम्नतर उत्सर्जन के लिए विद्युत क्षेत्र में प्रयूक्त होने वाला अधिमानित ईंधन है।

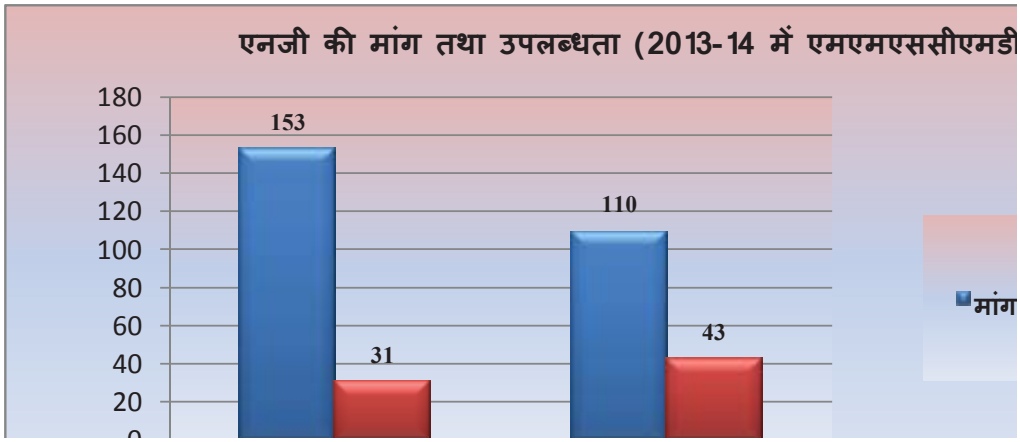
2013-14 के दौरान विभिन्न क्षेत्रों द्वारा एनजी/एलएनजी की खपत के ब्यौरे चार्ट 5 में प्रदर्शित हैं (प्रतिशतता के अनुसार):

चार्ट 5

(स्रोत: पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय वार्षिक रिपोर्ट 2013-14)

यह देखा जा सकता है कि विद्युत एवं उर्वरक क्षेत्रों ने देश में उपलब्ध एनजी/आर-एलएनजी का लगभग 62 प्रतिशत उपयोग किया। तथापि 2013-14 के दौरान उनकी सम्बन्धित मांग के प्रति इन क्षेत्रों को औसत उपलब्धता चार्ट 6 में दर्शाई गई है:

चार्ट 6



(स्रोत: पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस पर कार्यचालन समूह XI तथा XII योजना एवं एमओपीएनजी वार्षिक रिपोर्ट 2013-14)

एनजी/आर-एलएनजी की आपूर्ति में कमी के कारण उर्वरक तथा विद्युत क्षेत्रों में मंहगे फीडस्टाक का उपयोग हुआ जिसके कारण उत्पादन तथा उत्पादन की लागत प्रभावित हुई जैसी पैराग्राफ 4.1 तथा 4.2 में चर्चा की गई है।

1.5 इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजन 2025

हाइड्रोकार्बन क्षेत्र के लिए दीर्घावधि नीति ढांचेकी सिफारिश करने के लिए भारत सरकार (जीओआई) द्वारा निरूपित (मार्च 2000) 'इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजन 2025' (विजन) ने 2020-25 तक लगभग 391 एमएमएससीएमडी एनजी की मांग की परिकल्पना की। 'विजन' में परिकल्पित उद्देश्यों में अन्य बातों के साथ निम्न को शामिल किया गया:

- एनजी का उपयोग प्रोत्साहित करना।
- घरेलू गैस, पाइपलाइनों के माध्यम से आयातों तथा एलएनजी के आयात के मिश्रण द्वारा उपलब्धता सुनिश्चित करना।

उर्पयुक्त उद्देश्यों को प्राप्त करने के लिए निम्नलिखित मध्यम तथा दीर्घावधि कार्रवाईयाँ आरम्भ की जानी थीं:

- नीति हस्तक्षेपों को सुगम बनाने के लिए गैस मांग तथा आपूर्ति विकल्पों की सामयिक तथा सतत समीक्षा।

- पड़ोसी तथा अन्य देशों से गैस के आयात हेतु रणनीतिक तथा राजनीतिक पहलों का अनुसरण करना जिसमें अंतर्देशीय गैस पाइपलाइनों पर जोर दिया जाए।
- नियामक ढांचे की शीघ्र स्थापना करना।
- घरेलू गैस उपलब्धता को पूरक करने के लिए एलएनजी आयात और एलएनजी श्रृंखला में भाग लेने के लिए घरेलू कम्पनियों को प्रोत्साहित करना।
- सभी गैस खिलाडियों को समान स्तर की सुविधाएं मुहैया कराना और उचित परिवहन दरें सुनिश्चित करना।

उपर्युक्त बिन्दुओं को ध्यान मे रखते हुए, मांग के निर्धारण, दुर्लभ संसाधनों के आबंटन, एनजी/आरएलएनजी सुविधाओं और नियामक ढांचे की स्थापना आदि में भारत सरकार द्वारा की गई कार्रवाही की समीक्षा की गई है और प्रतिवेदन में इस पर टिप्पणियां की गई है।

1.6 नियामक ढांचा

एनजी एक दुर्लभ संसाधन है और भारत सरकार इसके आवंटन तथा उपयोग, पाइपलाइनों के माध्यम से संचरण, आर-एलएनजी ढांचे का विकास आदि में महत्वपूर्ण भूमिका निभाती है। प्रचलित नियामक ढांचा अनुवर्ती पैराग्राफों में वर्णित है:

1.6.1 एनजी का आवंटन

ईंधन तथा फीडस्टाक के प्रमुख स्रोत के रूप में एनजी को ध्यान में रखकर एमओपीएनजी ने 1990 में ''प्राकृतिक गैस उपयोग नीति'' बनाई। क्षेत्र/रीजन के आधार पर किसी पक्षपात के बिना युक्तिसंगत आबंटन करने के लिए भारत सरकार ने 'गैस लिंकेज कमेटी[5] (जीएलसी) का 1991 में गठन किया जो 2005 में समाप्त कर दी गई थी क्योंकि नए उपभोक्ताओं को आबंटन के लिए अतिरिक्त एपीएम गैस उपलब्ध नहीं थी। उसके बाद भारत सरकार ने एनईएलपी ब्लाकों के अन्तर्गत उत्पादित गैस के वाणिज्यिक उपयोग से सम्बन्धित मामलों पर निर्णय करने के लिए मंत्रियों के शक्तिप्राप्त ग्रुप (ईजीओएम) का गठन किया (2007)। बाद में

[5] सचिव की अध्यक्षता में सचिवों की समिति, एमओपीएनजी

एमओपीएनजी ने एनओसी द्वारा उत्पादित गैर एपीएम गैस के मूल्य निर्धारण तथा वाणिज्यिक उपयोग पर एक नीति बनाई (अक्तूबर 2010) जिसने क्षेत्रवार प्राथमिकता बनाए रखी।

1.6.2 ढांचा

भारत सरकार ने अनुप्रवाह कार्यकलापों के लिए नियामक तथा कानूनी ढांचा प्रदान करने के लिए पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड अधिनियम 2006 (अधिनियम) बनाया (मार्च 2006)। अधिनियम का मुख्य उद्देश्य पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों तथा एनजी से संबंधित निर्धारित कार्यकलापों में लगे उपभोक्ताओं तथा स्वत्वों के हितों की रक्षा करने के लिए अनुप्रवाह कार्यकलापों को विनियमित करने के लिए पेट्रोलियम तथा प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (पीएनजीआरबी) की स्थापना करना था। भारत सरकार ने अधिनियम की उपधारा 3(1) द्वारा प्रदत्त शक्तियों का उपयोग कर 1 अक्तूबर 2007 से पीएनजीआरबी की स्थापना की। पीएनजीआरबी के कार्य अनुबन्ध 1 में प्रस्तुत किए गए हैं। भारत सरकार ने पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (द्रवीकृत प्राकृतिक गैस टर्मिनलों के पंजीकरण हेतु पात्रता शर्तें) नियम 2012 भी अधिसूचित किए (2012)। 2013 में पीएनजीआरबी ने प्रारूप (ड्राफ्ट) विनियम बनाए जो सार्वजनिक परामर्श प्रक्रिया के अधीन थे (सितम्बर 2014)।

अध्याय-2
लेखापरीक्षा ढांचा

अध्याय 2 लेखापरीक्षा ढांचा

2.1 लेखापरीक्षा उद्देश्य

देश में आर-एलएनजी सहित एनजी की मांग तथा उपलब्धता के बीच अन्तर घरेलू उत्पादन और अपर्याप्त आयात तथा रीगैसीफिकेशन ढांचे में कमी के कारण बढ़ रहा है।

गैस की घरेलू मांग देशी उत्पादन से काफी अधिक है और अतिरिक्त मांग को पूरा करने के लिए उपलब्ध नए घरेलू स्रोत काफी कम हैं। मांग पूरी करने के लिए उपलब्ध विकल्प अन्तर्राष्ट्रीय पाइपलाइनों के माध्यम से आयात और एलएनजी का आयात थे।

गैस आपूर्ति नेटवर्क का विकास करने के लिए पाइपलाइन तंत्र एक पूर्व अपेक्षा है। यद्यपि एक औपचारिक पाइपलाइन नीति अधिसूचित की गई थी (2006) और एक नियामक (पीएनजीआरबी) 2007 में स्थापित किया गया था परन्तु वर्तमान पाइपलाइन ढांचा देश में मांग केन्द्रों तक पहुँचने के लिए अपर्याप्त है। नई पाइपलाइनों का विकास न करने और एनजी की अनुपलब्धता के कारण वर्तमान पाइपलाइनों के कम उपयोग के उदाहरण देखे गए थे।

इसी प्रकार एनजी की अनुपलब्धता के कारण उर्वरक तथा विद्युत क्षेत्रों में संयंत्रों की क्षमता के कम उपयोग, जिसके कारण उत्पादन की हानि और वैकल्पिक मंहगे फीड स्टाक/ईधन के उपयोग के कारण उत्पादन की लागत की वृद्धि के उदाहरण भी देखे गए थे। उर्वरक क्षेत्र में भारत सरकार आयात के माध्यम से यूरिया उत्पादन की कमी को पूरा करती है। इसके कारण आर्थिक सहायता का अधिक भुगतान हुआ क्योंकि आयातित यूरिया की लागत देशी रूप से उत्पादित यूरिया की अपेक्षा अधिक है।

इन चिन्ताओं के पृष्ठभूमि में 'प्राकृतिक गैस की आपूर्ति तथा ढांचागत विकास' की निष्पादन लेखापरीक्षा निम्न अभिनिश्चित करने के लिए की गई थी:

- क्या भारत सरकार ने देश में बढ़ती मांग का सामना करने के लिए पर्याप्त पाइपलाइन तथा आर-एलएनजी ढांचा मुहैया करने में अपनी व्यापक भूमिका निभाई है;
- उर्वरक/विद्युत क्षेत्र तथा पाइपलाइन ढांचा प्रदाताओं पर एनजी/आरएलएनजी की अनुपलब्धता का प्रभाव; और
- क्या भारत सरकार की एनजी आबंटन तथा उपयोग नीतियां सम्पूर्ण देश मे एनजी की आवश्यकता पूरी करने के लिए प्रभावी थीं।

2.2 लेखापरीक्षा का कार्यक्षेत्र

निष्पादन लेखापरीक्षा में 2009-10 से 2013-14 तक की अवधि शामिल की गई। निष्पादन लेखापरीक्षा में प्राकृतिक गैस (एनजी) की मांग के आँकलन, आबंटन, पाइपलाइनों के अनुमोदन, एलएनजी के लिए आयात तथा पुन:गैसीकरण ढांचा बनाने के लिए उठाए गए कदमों से सम्बन्धित एमओपीएनजी के अभिलेखों, मांग के अनुमानों तथा उपलब्ध एनजी के उपयोग से सम्बन्धित विद्युत मंत्रालय (एमओपी) तथा उर्वरक विभाग (डीओएफ) के अभिलेखों की निष्पादन लेखापरीक्षा के दौरान नमूना जांच की गई थी। घरेलू उत्पादन/यूरिया के आयात पर आर्थिक सहायता के भुगतान से सम्बन्धित अभिलेखों, क्रमश: डीओएफ तथा एमओपी में संयंत्र उपयोग के ब्यौरों की भी नमूना जांच की गई थी। लेखापरीक्षा में प्रमुख पाइपलाइन परियोजनाओं, पाइपलाइन क्षमता का उपयोग, एपीएम गैस की आपूर्ति, आर-एलएनजी की खरीद आदि के संबंध में गेल (इण्डिया) लिमिटेड (गेल) के अभिलेखों की भी नमूना जांच की गई। एमओपीएनजी, एमओपी, डीओएफ, गेल तथा पीएनजीआरबी के प्रतिनिधियों के साथ एन्ट्री कान्फ्रेंस 11 जनवरी 2013 को आयोजित की गई थी।

इस लेखापरीक्षा में पीएनजीआरबी के अभिलेखों की जांच उनके तर्क कि ‘‘प्राकृतिक गैस नियामक अधिनियम 2006 के अन्तर्गत अपने कार्यों को निभाने में लिए गए बोर्ड के निर्णय अपीलीय न्यायाधिकरण को अपील योग्य होने के कारण पेट्रोलियम और

अधिनियम की धारा 40 की उपधारा(2) के नीचे दी गई व्याख्या के अनुसार लेखापरीक्षा के अधिकार क्षेत्र में नहीं होंगे'' के कारण शामिल नहीं की गई।

2.3 लेखापरीक्षा मानदण्ड

निष्पादन लेखापरीक्षा निम्न के संदर्भ में की गई थी:

- निम्न से सम्बन्धित एमओपीएनजी की नीतियां, कार्यविधियां, मार्गनिर्देश
  - एनजी का आबंटन तथा उपयोग;
  - पाइपलाइन तथा आर-एलएनजी ढांचे का निर्माण; तथा
  - एनजी की आपूर्ति का विपणन लाभ

- एमओपीएनजी, एमओपी तथा डीओएफ की वार्षिक योजनाएं;
- विद्युत तथा उर्वरक क्षेत्रों के अन्तर्गत युनिटों के विस्तार/पुनरूद्धार योजनाएं;
- गेल की पाइपलाइन ढांचागत योजनाओं के अनुबन्ध; और
- गेल द्वारा एनजी/आर-एलएनजी की आपूर्ति के ठेके

2.4 प्रारूप लेखापरीक्षा रिपोर्ट पर प्रतिक्रिया

चार सप्ताह के अन्दर अपनी प्रतिक्रिया भेजने के अनुरोध के साथ प्रारूप लेखापरीक्षा रिपोर्ट (डीएआर) 6 जून 2014 को एमओपीएनजी, एमओपी, डीओएफ तथा गेल को जारी की गई थी। लेखापरीक्षा को जुलाई 2014 तथा अगस्त 2014 में क्रमश: एमओपीएनजी तथा गेल से प्रतिक्रिया प्राप्त हुई। एमओपी तथा डीओएफ ने अपनी प्रतिक्रिया अक्तूबर 2014 में भेजी। लेखापरीक्षित सत्वों की प्रतिक्रियाओं पर विधिवत विचार किया गया है और प्रतिवेदन में सुसंगत भाग सम्मिलित किए गए हैं।

भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक की मानक प्रथा के अनुसार लेखापरीक्षा निष्कर्षों पर चर्चा करने और अपने विचार प्रस्तुत करने के लिए लेखापरीक्षा सत्त्वों को एक अवसर देने के लिए 10 सितम्बर 2014 को एक्जिट कान्फ्रेंस आयोजित की गई थी। एक्जिट

कान्फ्रेंस के दौरान व्यक्त विचारों पर प्रतिवेदन को अन्तिम रूप देते समय विधिवत विचार किया गया है।

एक्जिट कान्फ्रेंस के दौरान व्यक्त विचारों को सम्मिलित करने के बाद अन्तिम प्रारूप प्रतिवेदन (ड्राफ्ट फाइनल रिपोर्ट) दो सप्ताह के अन्दर उनकी प्रतिक्रिया का अनुरोध कर 5 दिसम्बर 2014 को लेखापरीक्षित सत्त्वों को जारी की गई थी। डीएफआर के उत्तर एमओपीएनजी (23 दिसम्बर 2014), गेल (30 दिसम्बर 2014), डीओएफ (14 जनवरी 2015) तथा एमओपी (9 फरवरी 2015) को प्राप्त हुए थे। प्रतिवेदन को अन्तिम रूप देते समय इन सभी उत्तरों को ध्यान में रखा गया है।

अध्याय-3
ढांचागत विकास

अध्याय 3 ढांचागत विकास

यह कि ऊर्जा संरक्षण, अर्थव्यवस्था में प्रयुक्त ऊर्जा स्रोतों का मिश्रण इष्टतम तथा धारणीय है और कि आर्थिक रूप से मूल्यांकित स्वच्छ तथा हरित ईंधन की पर्याप्त मात्राएं भारतीय ग्राहकों को उपलब्ध कराई गई है, सुनिश्चित करने के लिए अत्यावश्यक के रूप में वैकल्पिक इंधनों के उपयोग और प्रौद्योगिकी की अन्तरपरिवर्तनीयता जैसे विषयों की 'इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजन-2025 (2000)'' में पहचान की गई।

इसलिए 'विजन' एनजी क्षेत्र के उद्देश्य निश्चित करता है जिसमें घरेलू तथा पाइपलाइनों के माध्यम से आयातित गैस और आर-एलएनजी के मिश्रण की पर्याप्त उपलब्धता सुनिश्चित करने के कदम शामिल किए गए। इसे प्राप्त करने के लिए यह सुझाव दिया गया था कि घरेलू गैस उपलब्धता पूरक करने के लिए अन्तर्राष्ट्रीय गैस पाइपलाइनों, नियामक ढांचे की शीघ्र स्थापना करने और एलएनजी के आयात पर जोर के साथ पडौसी तथा अन्य देशों से गैस के आयात और एलएनजी कड़ी में भाग लेने के लिए घरेलू कम्पनियों को प्रोत्साहित करने के लिए रणनीतिक तथा राजनीतिक पहलों का अनुसरण किया जाए।

3.1 अन्तर्राष्ट्रीय पाइपलाइनें

अन्तर्राष्ट्रीय पाइपलाइनें कठिन तथा जटिल उद्यम है क्योंकि उनमें विभिन्न आर्थिक तथा राजनीतिक हितों के साथ विभिन्न देश शामिल होते हैं। भारत सरकार म्यांमार[6], ईरान[7] और तुर्कमेनिस्तान[8] के साथ एनजी के आयात हेतु बातचीत के विभिन्न चरणों में पहुँच गई थी। इन अन्तर्राष्ट्रीय पाइपलाइन परियोजनाओं की स्थिति पर नीचे चर्चा की गई है।

- **म्यांमार-बांगलादेश-भारत (एमबीआई)**

  900 किमी की त्रिराष्ट्रीय पाइपलाइन की संकल्पना 1997 में आरम्भ की गई थी। इस पाइपलाइन द्वारा म्यांमार तथा बांगलादेश से गैस की आपूर्ति की

---

[6] म्यामार थाईलैण्ड को अन्तर्राष्ट्रीय पाइपलाइनों के माध्यम से 8.5 विलियन घन मीटर(बीसीएम) गैस निर्यात करता है।

[7] ईरान टर्की तथा पूर्व सोवियत यूनियन देशों को अन्तर्राष्ट्रीय पाइपलाइन के माध्यम से 8.4 बीसीएम गैस निर्यात करता हैं।

[8] तुर्कमेनिस्तान रूस, अन्य पूर्व सोवियत संघ देशो, ईरान तथा चीन को अन्तर्राष्ट्रीय पाइपलाइन के माध्यम से 41.1 बीसीएम गैस निर्यात करता है।

जानी थी। भारत सरकार ने पाइपलाइन निर्माण के लिए बांगलादेश तथा म्यांमार के साथ एक अनुबन्ध किया था (2005)। क्योंकि बांगलादेश 2005 में परियोजना से हट गया इसलिए भारत सरकार ने म्यांमार से मिजोरम, त्रिपुरा तथा असम होकर कोलकाता पहुँचने के लिए पाइपलाइन के दूसरे मार्ग को चुना। इसी बीच (2008) म्यांमार सरकार ने चीन के साथ एक गैस सौदे का निर्णय लिया। चूँकि म्यांमार भारत पाइपलाइन के लिए केाई गैस आपूर्ति सुनिश्चित नहीं की जा सकी थी इसलिए परियेाजना आस्थगित रखी गई है।

- **ईरान-पाकिस्तान-भारत (आईपीआई)**

आईपीआई पाइपलाइन की संकल्पना 1989 के आरम्भ में आरम्भ की गई थी और परियोजना आगे बढ़ाने के लिए 2003 में ईरान-पाकिस्तान कार्यचालन समूह का गठन किया गया था। भारत 2005 में ग्रुप में सम्मिलित हुआ। भारत तथा पाकिस्तान 4.93 अमरीकी डालर प्रति एमएमबीटीयू[9] एनजी ईरान को भुगतान करने के लिए अनन्तिम रूप से सहमत हो गए। इस पाइपलाइन द्वारा 150 एमएमएससीएमडी एनजी ढोए जाने की अपेक्षा थी जिसे भारत तथा पाकिस्तान के बीच बराबर बाटा जाना था। 2009 में आईपीआई परियोजना पर चर्चा करने के लिए अगली संयुक्त कार्यचालन ग्रुप बैठक आयोजित करने के लिए भारत तथा ईरान सहमत हो गए जो अभी तक हुई नहीं थी।

एमओपीएनजी ने बताया (जनवरी 2014) कि कुछ अनिर्णीत ठेकागत मामलों के कारण और यूएन प्रतिबन्धों के परिप्रेक्षय में आईपी परियोजना का भविष्य अनिश्चित रहा।

- **तुर्कमेनिस्तान-अफगानिस्तान-पाकिस्तान-भारत (तापी)**

तापी परियोजना का विचार तुर्कमेनिस्तान-अफगानिस्तान-पाकिस्तान के रूप में एशियाई विकास बैंक द्वारा प्रस्तुत किया गया था। अन्तर्राष्ट्रीय गैस पाइपलाइन बिछाने का एक अनुबन्ध तुर्कमेनिस्तान, अफगानिस्तान तथा पाकिस्तान द्वारा दिसम्बर 2002 में हस्ताक्षर किया गया था। भारत 2008 में

[9] मिलियन मीट्रीक ब्रिटिश थर्मल यूनिट

परियोजना में शामिल हुआ। 1680 किमी की पाइपलाइन का निर्माण 2012 में आरम्भ करने की योजना बनाई गई थी। भारत को इस लाईन के माध्यम से 38 एमएमएससीएमडी एनजी प्राप्त करने की प्रत्याश थी। गेल तथा पाकिस्तान के इंटरस्टेट गैस सिस्टम ने तुर्कमेनिस्तान स्टेट गैस कम्पनी के साथ जीएसपीए[10] पर हस्ताक्षर किए (मई 2012) जिसमें 2018 में गैस आपूर्ति की परिकल्पना की गई है।

तापी परियोजना देश की ऊर्जा सुरक्षा के लिए एक महत्वपूर्ण सम्भावना प्रस्तुत करने के लिए लम्बे समय से चर्चा में रही है। तथापि सुरक्षा और गैस प्रमाणन से सम्बन्धित मामले अनिर्णीत रहे।

एमओपीएनजी/गेल ने बताया (जनवरी/अगस्त 2014) कि भारत, पाकिस्तान तथा अफगानिस्तान के बीच पारगमन फीस पर व्यापक सहमति हो गई थी और पारगमन फीस भुगतान के अनुक्रमण तथा तौर तरीकों के मामले चर्चा के अधीन थे। तापी देशों से चार नामित गैस कम्पनियों के संघ का गठन विचाराधीन है, जिसका परिणाम इस परियोजना के आगे बढ़ने के लिए महत्वपूर्ण है।

लेखापरीक्षा में देखा गया कि इन परियोजनाओं की सफलता राजनीतिक, प्रौद्योगिकीय तथा सुरक्षा चिन्ताओं जैसे कारकों पर निर्भर थी। इन परियोजनाओं में आरम्भ से ही अनिश्चितता थी। इसलिए एलएनजी का आयात देश में एनजी के घाटे को पूरा करने के लिए तुलनात्मक रूप से बेहतर विकल्प के रूप में उभरा है।

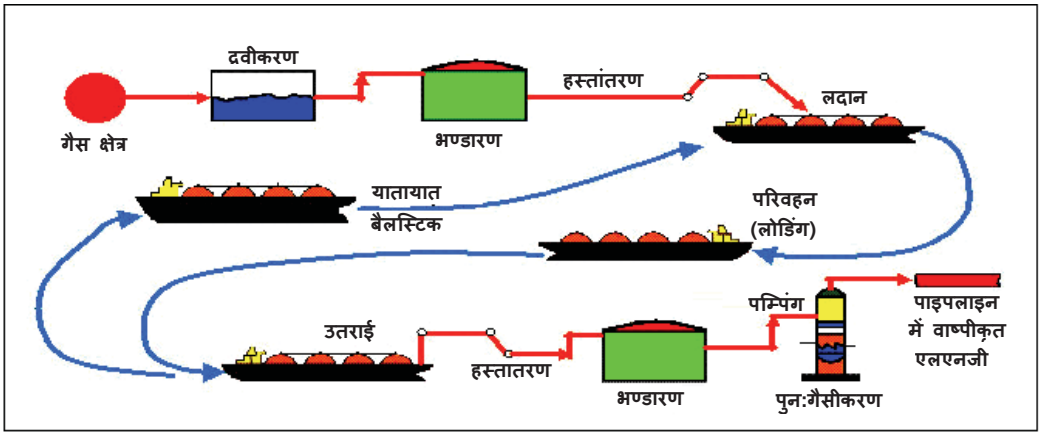
3.2 आर-एलएनजी ढांचा

सामान्य दबाव पर ऋण 160.50° सै. पर द्रव रूप संघनित एनजी एलएनजी के रूप में जानी जाती है और विद्युत रोधी दीवारों वाले विशेष टैंकर द्वारा टर्मिनलों पर पहुँचाई/प्राप्त की जाती है। एलएनजी टर्मिनल में एलएनजी प्राप्ति और भण्डार, एलएनजी के पुन: गैसीकरण तथा पुन: गैसीकृत एलएनजी के गैस के रूप में पाइपलाइनों के

[10] गैस बिक्री खरीद अनुबन्ध

माध्यम से सीमा से बाहर आगे संचरण हेतु परिवहन का ढांचा शामिल होता है। ऊपरी तथा अनुप्रवाह क्षेत्र में विशेष एलएनजी चेन चार्ट 7 में प्रदर्शित की जाती है:

चार्ट 7



(स्रोत: पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड की वेबसाइट)

3.2.1 आर-एलएनजी ढांचा बनाने के लिए पहल

एमओपीएनजी के कहने पर (दिसम्बर 1995) गेल ने एन्नोर तथा मंगलोर में एलएनजी टर्मिनलों से सम्बन्धित परियोजना आरम्भ की और एलएनजी के आयात हेतु इण्डियन आयल कार्पोरेशन लिमिटेड (आईओसीएल) तथा ओएनजीसी के साथ संयुक्त उद्यम कम्पनी (जेवीसी) स्थापित करने का प्रस्ताव किया (अगस्त 1996)। भारत सरकार ने 50 प्रतिशत तक सार्वजनिक क्षेत्र उपक्रमों (पीएसयू) की इक्विटी भागीदारी सीमित कर ₹ 1200 करोड़ की प्राधिकृत पूंजी से जेवीसी का निर्माण अनुमोदित किया (जुलाई 1997)। जेवीसी का उद्देश्य मंगलौर, कोच्चि/का या मकुलम, हजीरा/दहेज, एन्नोर तथा अन्य उपयुक्त स्थानों प्रत्येक पर 2.5 मिलियन मीट्रिक टन प्रतिवर्ष (एमएमटीपीए) की आरम्भिक क्षमता से एलएनजी टर्मिनलों की स्थापना करना था। जेवीसी पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड (पीएलएल) के नाम से पंजीकृत की गई थी (अप्रैल 1998)।

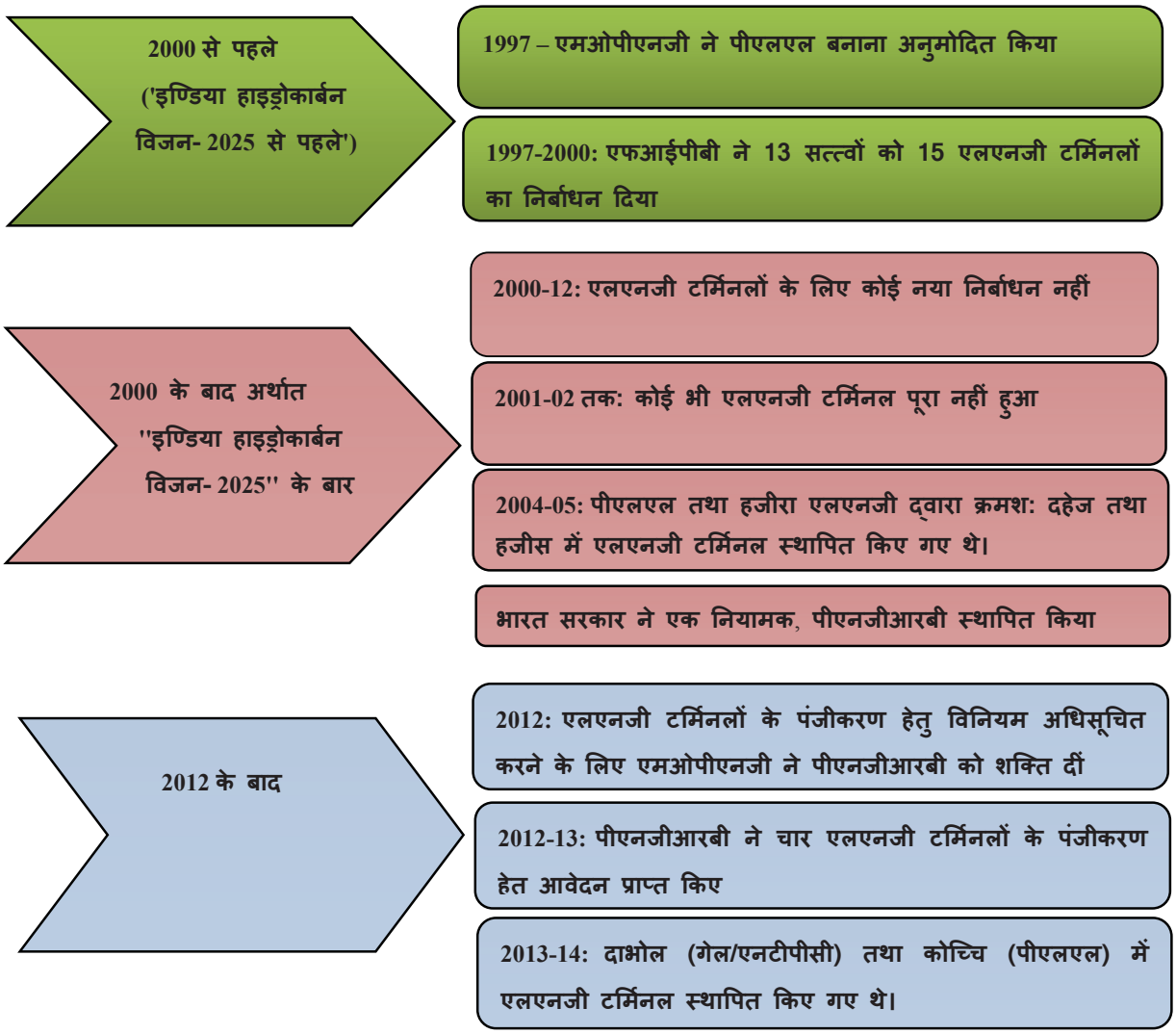
एलएनजी का आयात ओपन जनरल लाइसेंस (ओजीएल)[11] के अन्तर्गत था। बहुराष्ट्रीय कम्पनियां 100 प्रतिशत प्रत्यक्ष विदेशी निवेश (एफडीआई) के साथ भारत मे एलएनजी टर्मिनल स्थापित करने और एलएनजी कारोबार आयोजित करने के लिए अनुमत की

[11] ओपन जनरल लाइसेंस आयात (नियंत्रण) आदेश 1955 के अनुसरण में जारी किया जाता है। यह मुक्त रूप से व्यवसायिक मदों के आयात हेतु अत्यन्त सरलीकृत प्रकार का लाइसेंस है जिसके लिए विशेष अनुमति अपेक्षित नहीं है।

गई थीं। इसके अतिरिक्त एलएनजी का मूल्य निर्धारण विनियमित नहीं किया गया था और पूर्णतया बाजार बलों पर निर्भर था। इन परिस्थितियों के अन्तर्गत 13 सत्त्वों ने 40.2 एमएमटीपीए[12] की आरम्भिक क्षमता से सम्पूर्ण देश में 15 टर्मिनलों (अनुबन्ध-2) के लिए विदेशी निवेश प्रोत्साहन बोर्ड (एफआईपीबी) से निर्बाधन प्राप्त किए (1997 से 2000)।

3.2.2 आर-एलएनजी ढांचे का विकास

आर-एलएनजी ढांचे के विकास के चरण नीचे प्रदर्शित हैं:



[12] मिलियन मीट्रिक टन प्रतिवर्ष। एक एमएमटीपीए एलएनजी 3.6 एमएमएससीएमडी एनजी के बराबर है।

आर-एलएनजी ढांचे के विकास की वर्ष वार स्थिति अनुबन्ध 3 में दी गई है। यह देखा जा सकता है कि 15 एलएनजी टर्मिनलों जिनको वर्ष 2000 तक एफआईपीबी निर्बाधन दे दिया गया था, में से 22 एमएमटीपीए क्षमता पर चार[13] टर्मिनलों ने अभी तक (अक्तूबर 2014) प्रचालन आरम्भ किया था। लेखापरीक्षा में यथा विश्लेषित आर-एलएनजी ढांचे के सृजन के विलम्ब/सृजन न करने के कारणों पर चर्चा की गई है:

(i) अधिदेश के बावजूद पीएलएल द्वारा एलएनजी परियोजनाओं में विलम्ब/आरम्भ न किया जाना

भारत सरकार ने प्रत्येक 2.5 एमएमटीपीए की आरम्भिक क्षमता से मंगलौर, कोच्चि/कायायकुलम, हजीरा/दहेज, एन्नोर में एलएनजी टर्मिनल स्थापित करने के अधिदेश से पीएलएल का सृजन किया (1997)। पीएलएल ने पांच एमएमटीपीए तथा 2.5 एमएमटीपीए की क्षमताओं से क्रमश: दहेज तथा कोच्चि में पहले चरण में एलएनजी टर्मिनल स्थापित करने का निर्णय किया। कार्यकलाप आरम्भ करने के लिए पीएलएल हेतु दहेज तथा कोच्चि के लिए अपेक्षित भूमि पहले ही आरक्षित रखी गई थी (नवम्बर 1997)। पीएलएल को दी गई स्वायत्तता के बावजूद इसने 2008[14] तक कोच्चि में एलएनजी सम्बन्धित कार्यकलाप आरम्भ नहीं किया। दहेज में परियोजना 2004 में पूर्ण हुई थी और क्षमता 2009 में पांच से 10 एमएमटीपीए तक बढ़ा दी गई थी। तथापि इसको दिए गए अधिदेश के बावजूद पीएलएल द्वारा मंगलौर तथा एन्नोर में टर्मिनल विकसित नहीं किए गए थे।

(ii) अन्य एलएनजी परियोजनाओं में भाग लेने के लिए पीएलएल के प्रवर्तकों पर प्रतिबन्ध

एमओपीएनजी ने पीएलएल के प्रवर्तकों (ओएनजीसी, आईओसीएल, बीपीसीएल तथा गेल) को निर्देश दिया (जून 1997 तथा जनवरी 1999) कि भारत में एलएनजी परियोजनाएं पीएलएल द्वारा जारी रखी जाएगी और अन्य कम्पनियों द्वारा प्रवर्तित/प्रस्तावित एलएनजी परियोजनाओं के अलग कारोबार के माध्यम से प्रवर्तक एक दूसरे के साथ प्रतिस्पर्धा नहीं करेंगे। बाद में एमओपीएनजी ने किसी परियोजना/कार्यकलाप को आरम्भ न करने का निर्देश दिया (नवम्बर 1999) जिसका

[13] दहेज, हजीरा, दाभोल तथा कोच्चि

[14] कोच्ची में एलएनजी टर्मिनल सितम्बर 2013 में शुरू हुआ था।

दहेज तथा कोच्चि में पीएलएल की परियोजनाओं पर प्रतिकूल प्रभाव होता। गेल का ट्राम्बे[15] में प्रस्तावित एलएनजी टर्मिनल और एलएनजी टर्मिनलों के लिए आईओसीएल के प्रस्ताव, व्यक्तिगत आधार पर एलएनजी कार्यकलापों में भाग लेने में पीएसयू पर एमओपीएनजी द्वारा लगाए गए प्रतिबन्ध के कारण, आगे नहीं बढ़ाए गए थे। यद्यपि एमओपीएनजी ने विभिन्न स्थानों पर भिन्न एलएनजी उद्यमों में पीएसयू के भाग लेने से सम्बन्धित अलग नीति बनाने का निर्णय लिया (नवम्बर 1999) परन्तु ऐसी कोई नीति नहीं बनाई गई थी (अक्तूबर 2014)।

एमओपीएनजी ने बताया (जनवरी 2014) कि पीएलएल के दहेज पुन: गैसीकरण संयंत्र तथा पाइपलाइनों में पर्याप्त निवेश किया गया था। परियोजना को वाणिज्यिक रूप से व्यवहार्य बनाने के लिए यह महत्वपूर्ण माना गया कि आर-एलएनजी के बाजार की कम से कम पीएलएल के प्रवर्तकों से प्रतिस्पर्धा से सुरक्षा की जाए।

चूँकि एलएनजी का आयात ओजीएल के अधीन था इसलिए पीएसयू पर ऐसा प्रतिबन्ध लगाना 'इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजय 2025' में निर्धारित उद्देश्यों का उल्लघंन था जिसमें यह परिकल्पित किया गया था कि एलएनजी चेन में भाग लेने के लिए घरेलू कम्पनियों को प्रोत्साहित किया जाना था। तथापि 13 वर्षों के बाद गेल[16] तथा आईओसीएल क्रमश: आंध्रप्रदेश अपतट (फ्लोटिंग स्टोरेज और पुन: गैसीकरण संयंत्र) तथा एन्नोर में अपनी आर-एलएनजी परियोजनाओं में आगे बढ रहे हैं (2012-13)। गेल ने पारादीप बन्दरगाह में एलएनजी टर्मिनल की स्थापना के लिए पारादीप बन्दरगाह के साथ एक सम्झौता ज्ञापन पर भी हस्ताक्षर किए।

(iii) एलएनजी परियोजनाओं की प्रगति में निगरानी की कमी

एमओपीएनजी में एलएनजी टर्मिनल परियोजनाओं की प्रगति की समीक्षा करने के लिए कोई तन्त्र नहीं था जिसके कारण यह एलएनजी टर्मिनल परियोजनाओं, जिनको 1997-2000 के दौरान एफआईपीबी द्वारा निर्बाधन दिया गया था, की निगरानी करने में समर्थ नहीं था।

---

[15] टोटल (फ्रांस) तथा टाटा इलेक्ट्रिक कम्पनी (टीईसी) के सहयोग से

[16] आंध्र प्रदेश गैस डिस्ट्रिब्यूशन कॉर्पोरेशन लिमिटेड (एपीजीडीसी), गेल गैस लिमिटेड (गेल की पूर्ण स्वामित्व की सहायक कम्पनी) तथा आंध प्रदेश गैस इन्फ्रास्ट्रक्चर कार्पोरेशन प्राइवेट लिमिटेड द्वारा संयुक्त रूप से प्रवर्तित कम्पनी

एमओपीएनजी ने बताया (जनवरी 2014) कि:

(i) एलएनजी श्रृंखला का विकास जटिल था। इसलिए यह अनुमान नहीं किया गया था कि सभी एलएनजी टर्मिनल जिनकी कल्पना की गई थी, कार्यान्वयन चरण पर पहुँचेगे और (ii) भारत में गैस उपभोक्ताओं की निम्न समर्थता और पाइपलाइनों के देश व्यापी ग्रिड की अनुपलब्धता के कारण एक आशंका थी कि वर्तमान टर्मिनलों का भी क्षमता उपयोग नीचे जा सकता है। इसलिए कम्पनियों ने अपने वाणिज्यिक विवेक से सम्बन्धित परियोजनाओं का निर्माण नहीं किया था।

एमओपीएनजी द्वारा लिए गए आधार को निम्नलिखित के प्रति देखे जाने की आवश्यकता है:

(i) 'इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजन 2025' बढ़ती मांग को पूरी करने के लिए घरेलू गैस तथा एलएनजी के मिश्रण के माध्यम से एनजी की उपलब्धता सुनिश्चित करने का दीर्घावधि उद्देश्य निर्धारित करता है। तथापि एमओपीएनजी ने एलएनजी आयात/ढांचे पर कोई नीति निर्धारित नहीं की, एलएनजी परियोजनाओं की पूर्णता का लक्ष्य निर्धारित नहीं किया और इस उद्देश्य को पूरा करने के लिए सम्भावित एलएनजी ढांचा प्रदाताओं से निष्पादन गारंटी पर जोर नहीं दिया और (ii) एमओपीएनजी ने विजन में परिकल्पित ढांचे का समन्वित विकास सुनिश्चित करने के लिए कानूनी ढांचा स्थापित नहीं किया था जैसी निम्न पैरा में चर्चा की गई है।

3.2.3 इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजन 2025 के बाद आर-एलएनजी ढांचे का विकास

भारत सरकार ने आर-एलएनजी ढांचे के विकास के लिए विभिन्न पहलें की जैसी पैरा 3.2.1 में चर्चा की गई परन्तु 'इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजन 2025' में यथा परिकल्पित (2000) सुविधाओं को प्रदान करने हेतु स्वत्वों के प्राधिकरण, सुविधाओं के आकार तथा स्थिति, सेवाओं की दर/मूल्य आदि निर्धारित करने वाले एक नियामक शासन का अभाव था। 2000 के शीघ्र बाद एलएनजी के शीघ्र आयात के लिए नियामक ढांचे को स्थापित करने के स्थान पर भारत सरकार केवल 2007 में पीएनजीआरबी अधिनियम लाई।

अधिनियम (धारा 11) में परिकल्पित पीएनजीआरबी के कार्यों में से एक एलएनजी टर्मिनलों की स्थापना तथा प्रचालित करने के लिए स्वत्वों को पंजीबद्ध करना था।

धारा 60 (उपधारा 1) भारत सरकार को अन्य के साथ पात्रताशर्तें निर्धारित कर नियम बनाने की शक्ति देती है जिन्हें पंजीकरण के लिए एक स्वत्व पूरी करेगा। तथापि एमओपीएनजी ने अक्तूबर 2012 तक नियमों को अधिसूचित नहीं किया जिनके अन्तर्गत एलएनजी ढांचा स्थापित किया जाना था।

इस प्रकार यह देखा जा सकता है कि (i) नियामक की स्थापना में सात वर्षों का विलम्ब हुआ था और उसके बाद पंजीकरण हेतु आवेदन करने के लिए स्वत्वों के लिए पात्रृता शर्तें निर्धारित करने का कार्यकारी निर्णय लेने में पांच वर्षों का और विलम्ब हुआ था; (ii) इस प्रयोजन हेतु नियुक्त नियामक विनियम अधिसूचित करने में और ढांचागत विकास के लिए कानूनी ढांचा बनाने में अभी तक समर्थ नहीं हो पाया था (अक्तूबर 2014)। यद्यपि पीएनजीआरबी ने 2013 में ड्राफ्ट विनियम विकसित किए परन्तु वे सार्वजनिक परामर्श प्रक्रिया के अधीन थे (अक्तूबर 2014)। पीएनजीआरबी को एलएनजी सुविधाओं के सृजन/विस्तार हेतु एलएनजी टर्मिनलों के पंजीकरण हेतु चार[17] स्वत्तों से आवेदन प्राप्त (जनवरी 2014) हुए थे।

जबकि आयात/पुन: गैसीकरण के लिए 145 एमएमएससीएमडी की कुल क्षमता 2004 तक प्रत्याशित थी परन्तु 17 वर्षों (1997 से अक्तूबर 2014) की अवधि में केवल 79.2 एमएमएससीएमडी की क्षमता कार्यान्वित हुई थी (बाद की क्षमता वृद्धि सहित)। इस तथ्य को ध्यान में रखते हुए कि एक एलएनजी टर्मिनल को पूरा करने के लिए लगभग तीन से चार वर्षों का समय लगता है, इस विलम्ब का अपेक्षित ढांचे के सृजन पर्याप्त प्रतिकूल प्रभाव पड़ा।

एमओपीएनजी ने बताया (जनवरी 2014) कि एलएनजी चेन का विकास जटिल उद्यम है जिसमें पर्याप्त निवेश अन्तर्ग्रस्त है। इसलिए पात्रता मानदण्ड की अधिसूचना और पीएनजीआरबी द्वारा उन पर पंजीकरण हेतु विनियम जारी करना एलएनजी टर्मिनलों के विकास की गति के साथ कोई सम्बन्ध नहीं रखते थे। यह आगे बताया गया था (जुलाई 2014) कि वास्तविक गैस उपभोक्ता को प्राप्त करने के लिए तैयार होने और पाइपलाइन सम्बद्धता स्थापित होने तक सम्पूर्ण निवेश के निष्फल होने का खतरा था। कोच्चि में सृजित आर-एलएनजी क्षमता का पाइपलाइन सम्बद्धता के अभाव में कम उपयोग हो रहा था।

---

[17] पीएलएल, स्वान इनर्जी, जीएसपीसी एनएनजी लिमिटेड तथा एच-इनर्जी

एमओपीएनजी के उत्तर को इस तथ्य के प्रति देखे जाने की आवश्यकता है कि नियामक प्रणाली ढांचे के क्रमबद्ध और सफल विकास के लिए अनिवार्य है। ''इण्डिया हाइड्रोकार्बन विजन 2025'' में 2000 में ऐसे शासन का सुझाव दिया गया था। तथापि यथा उल्लिखित विलम्ब अपेक्षित विनियमों को लाने तथा अपेक्षित ढांचे को मुहैया कराने मे पीएनजीआरबी के लिए बाधक सिद्ध हुआ।

यद्यपि आर-एलएनजी घरेलू गैस की अपेक्षा अधिक महंगी थी परन्तु यह मांग तथा आपूर्ति के बीच पर्याप्त अन्तर होने के कारण घरेलू बाजार में एक निश्चित स्थान रखती है। वर्तमान में महंगे द्रव ईंधनों का प्रयोग करने वाले उपभोक्ताओं से आर-एलएनजी की काफी बड़ी मांग विद्यमान थी। यह इस तथ्य से देखा जा सकेगा कि XI योजना के लिए उर्वरक क्षेत्र की परियोजनाओं के विस्तार/पुन-मरम्मत/पुनरूद्धार का प्रतिपादन करते समय डीओएफ ने प्रचलित एपीएम दरों से अधिक एनजी की लागत को विचार में रखा था। इसके अतिरिक्त दीर्घावधि ठेके के माध्यम से खरीदी गई एलएनजी नेफ्था की तुलना में मित्व्ययी थी जो एनजी के अभाव में प्रयुक्त प्रमुख वैकल्पिक फीडस्टाक/ईंधन था। तालिका 1 दोनों क्षेत्रों में आर-एलएनजी तथा नेफ्था का उपयोग कर उत्पादन की लागत के बीच एक तुलना प्रस्तुत करती है:

तालिका 1

वर्ष	प्रति एमटी एलएनजी[18] की लागत (₹)	प्रति एमटी नेफ्था[19] की लागत (₹)	विद्युत क्षेत्र			उर्वरक क्षेत्र		
			प्रति किलोवाट आंवर विद्युत उत्पादन[20] की लागत (₹)			प्रति मीट यूरिया[21] की लागत (₹)		
			आर-एलएनजी से	नेफ्था से	% में वृद्धि	आर-एलएनजी से	नेफ्था से	% में वृद्धि
2010-11	19488.35	37282.00	6.89	9.56	39	15083	25081	66
2011-12	22079.22	48800.00	7.80	12.51	60	18982	32816	73
2012-13	31659.80	53792.00	11.19	13.79	23	25188	39241	56

[18] 9500 कि.कै. पर पीएलएल तथा रासगैस के बीच दीर्घावधि ठेके के अनुसार एलएनजी का मूल मूल्य

[19] 10500 कि.कै. पर नेफ्था का मूल मूल्य (शीघनशाला अन्तरण मूल्य का वार्षिक औसत-आईओसीएल)

[20] विद्युत उत्पादन के लिए ईंधन पर विशेषज्ञ समिति की रिपोर्ट के अनुसार, एलएनजी का उपयोग कर विद्युत उत्पादन की लागत ₹ 2.29/किवीघं थी और कि नेफ्था की 2004-05 में ₹ 4.46 किवीघं थी। उत्पादन लागत बाद के वर्षों के लिए ईंधन लागत में आनुपातिक वृद्धि को विभाजित कर अनुमानित की जाती है- अनुबन्ध 14

[21] 2010-11; के लिए, अनुबन्ध 11 (ख) - आर-एलएनजीके लिए कालम 7, नेफ्ता के लिए कालम (5-4)
2011-12; के लिए, अनुबन्ध 11 (ग) - आर-एलएनजीके लिए कालम 9, नेफ्ता के लिए कालम (5-4)
2012-13; के लिए, अनुबन्ध 11 (घ) - आर-एलएनजीके लिए कालम 7, नेफ्ता के लिए कालम (5-4)

आयात तथा पुन: गैसीकरण ढांचे की उपलब्धता उन निर्णायक विशेषताओं में से एक है जो दीर्घावधि आधार पर एलएनजी का लाया जाना सरल बनाती है। तथापि पर्याप्त पुन: गैसीकरण क्षमता की कमी मंहगे फीडस्टाक/ईंधन के स्थानापन्न की अतिरिक्त आवश्यकता पूरी करने के लिए दीर्घावधि ठेके के माध्यम से एलएनजी की पर्याप्त मात्रा उपलब्ध कराने में रूकावट रही जैसा तालिका 2 में दर्शाया गया है:

तालिका-2

(मात्रा एमएमएससीएमडी में)

वर्ष	दीर्घावधि ठेके के माध्यम से एलएनजी आयात (1)	एलएनजी आयात (स्पॉट) (2)	उर्वरक क्षेत्र के अन्तर्गत प्रस्तावित योजनाओं के लिए गैस की आवश्यकता (3)	उर्वरक क्षेत्र[22] में मंहगे फीडस्टाक के उपयोग से बचने के लिए गैस की आवश्यकता (4)	विधुत क्षेत्र[23] में मंहगे फीडस्टाक के उपयोग से बचने के लिए गैस की आवश्यकता (5)	आर-एलएनजी की कुल आवश्यकता (6) (1 से 5)	वास्तविक पुन: गैसीकरण क्षमता (7)	पुन: गैसकरण क्षमता हेतु निम्नतम अतिक्त आवश्यकता (8) (6-7)
2010-11	27.00	8.05	12.37	6.33	1.75	55.50	48.96	6.54
2011-12	27.00	12.62	12.37	6.81	1.02	59.82	48.96	10.86
2012-13	27.00	13.07	20.37	2.88	1.58	64.90	61.20	3.7

इस प्रकार उपलब्ध पुन: गैसीकरण क्षमता इस अवधि के दौरान आर-एलएनजी की कुल आवश्यकता को पूरा करने के लिए पर्याप्त नहीं थी और पर्याप्त पुन: गैसीकरण क्षमता के अभाव में उर्वरक तथा विद्युत क्षेत्र दीर्घावधि ठेकों के माध्यम से आर-एलएनजी से महंगे फीडस्टाल/ईंधन (नेफ्था) का स्थानापन्न नहीं कर सके।

एमओपीएनजी की उत्तर कि पर्याप्त मांग नहीं थी को इस तथ्य के प्रति देखा जाना चाहिए कि आर-एलएनजी की मांग का ढांचे (आर-एलएनजी तथा पाइपलाइन संयोजन दोनों) की उपलब्धता से घनिष्ट सम्बंधित है और विभिन्न क्षेत्रों में उत्पादन की लागत में बचत का अवसर था। आर-एलएनजी ढांचे के सृजन में विलम्ब प्रतियोगी कीमत पर आर-एलएनजी की अनुपलब्धता सेघनिष्ठ सम्बन्ध रखता है। यह इस तथ्य से भी स्पष्ट था कि 2014 तक एलएनजी आयात केवल एक दीर्घावधि ठेके के अन्तर्गत किया जा रहा था (2004 से 2028 तक के लिए 7.5 एमएमटीपीए अर्थात 27 एमएमएससीएमडी एलएनजी के लिए जुलाई 1999 में पीएलएल तथा गैस के बीच हुआ)। बाद में चार

[22] अनुबन्ध 11 ख, ग, घ, के आधार पर गणना

[23] प्रयुक्त नेफ्था की वास्तविक मात्रा के आधार पर गणना

दीर्घावधि ठेके किए गए थे (अगस्त 2009 से अप्रैल 2013) जिनके अन्तर्गत नए एलएनजी टर्मिनलों की पूर्णता की प्रत्याशा में 2015 के आरम्भ से आपूर्ति प्रत्याशित थी जो दीर्घावधि ठेके करने में दस वर्षों से अधिक अन्तराल का उल्लेख करता है।

एमओपीएनजी ने यह भी बताया (जुलाई 2014) कि भारत सरकार का नीति ढांचा अपनी स्वयं की तकनीकी-वाणिज्यिक व्यवहार्यता के आधार पर एलएनजी टर्मिनल स्थापित करने के लिए एलएनजी निवेशकों को अनुकूल वातावरण प्रदान करता है जैसे कि एलएनजी टर्मिनलों को ढांचागत परियोजना मानना, एफआईपीबी मार्ग के माध्यम से 100 प्रतिशत एफडीआई की पात्रता, ओजीएल के अन्तर्गत आयात आदि का प्रावधान।

तथापि तथ्य यह शेष रहता है कि एलएनजी टर्मिनलों के अपर्याप्त विकास के कारण ऐसी स्थिति हो गई जहाँ उपभोक्ता क्षेत्रों को दीर्घावधि ठेकों के माध्यम से वहनीय कीमत पर एलएनजी आयात करने के विकल्प से वंचित रहना पड़ा था क्योंकि दीर्घावधि ठेका के माध्यम से खरीदी गई आर-एलएनजी की अपेक्षा स्पोट गैस महंगी है जैसा तालिका 3 से देखा जा सकेगा:

तालिका-3

वर्ष	दीर्घावधि एलएनजी मूल्य की रेंज (यूएसडालर/एमएमबीटीयू)		स्पाट एलएनजी मूल्य की रेंज (यूएसडालर/एमएमबीटीयू)	
	से	तक	से	तक
2010-11	5.29	6.81	8.20	10.54
2011-12	6.97	9.07	11.80	15.00
2012-13	9.29	11.81	17.82	20.99

वहनीय एनजी की अनुपलब्धता के कारण यूरिया संयंत्रो की विभिन्न विस्तार योजनाओं पर अमल न हो पाना, विद्युत संयंत्रों के कम उपयोग, गैस पाइपलाइन परियोजनाओं में विलम्ब, वर्तमान पाइपलाइन क्षमता के कम उपयोग आदि के प्रभाव पर अध्याय 4 में चर्चा की गई है।

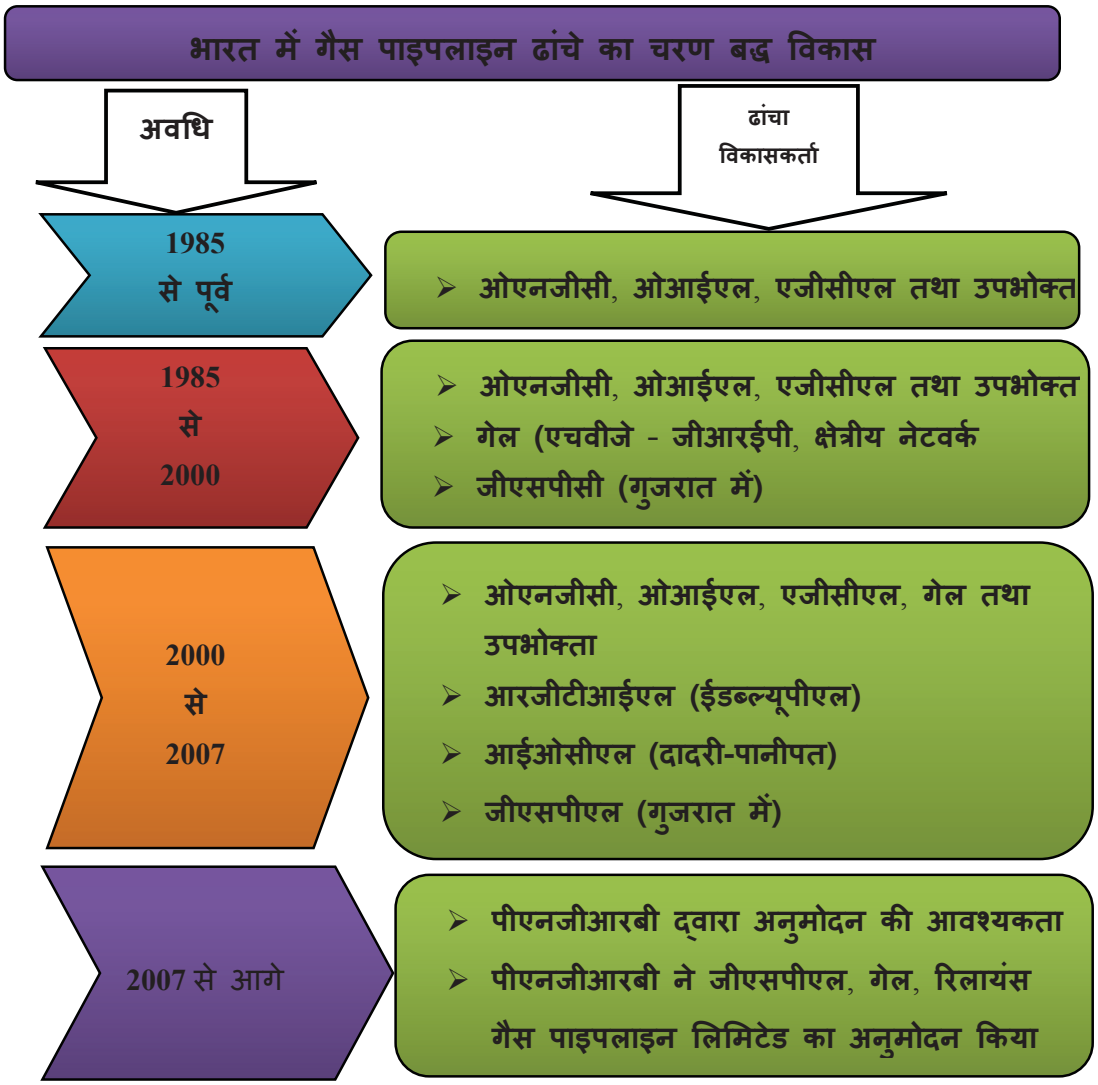
3.3 पाइपलाइनें

संचरण पाइपलाइनें सम्पूर्णदेश में एनजी आपूर्ति की पूर्वअपेक्षा हैं। क्योंकि एनजी बाजार के विकास के लिए सशक्त परिवहन ढांचे की उपलब्धता अत्यावश्यक है

इसलिए सम्पूर्ण मूल्य चेन में समन्वित विकास सुनिश्चित करने के लिए पर्याप्त ढांचा बनाने की आवश्यकता है।

भारत में एनजी मुख्यतया मुम्बई एवं रव्वा अपतट क्षेत्रों, कृष्णा-गोदावरी, केम्बे एवं कावेरी बेसिन से और पश्चिमी तट[24] में आर-एलएनजी सुविधाओं से प्राप्त होती है। प्रमुख उत्पादक क्षेत्र अपतट महाराष्ट्र, गुजरात, आंध्रप्रदेश, तमिलनाडु तथा पूर्वोत्तर राज्यों में स्थित हैं जबकि आयात/पुन: गैसीकरण सुविधाएं गुजरात तथा महाराष्ट्र में स्थित हैं। देश के सभी भागों को इस प्राकृतिक संसाधन के उचित व न्यायसंगत वितरण के उद्देश्य से एक व्यापक तथा विस्तृत पाइपलाइन नेटवर्क आवश्यक था।

देश में पाइपलाइन ढांचे के विकास के चरण नीचे के डायग्राम में प्रदर्शित हैं:



[24] दाहेज, हजीरा, दाभोल तथा कोच्चि (सितम्बर 2013 में प्रतिष्ठापित)

भारत में परिचालन गैस पाइपलाइन ढांचे की वर्तमान स्थिति अनुबन्ध 4 में दी गई है।

3.3.1 पाइपलाइन ढांचे में क्षेत्रीय असन्तुलन

देश में एनजी पाइपलाइन की कुल लम्बाई लगभग 15,340 किमी (मार्च 2014)[25] है जिसमें से 13871 किमी (90 प्रतिशत) सार्वजनिक क्षेत्र के अन्तर्गत था। अतिरिक्त 11700 किमी निर्माण के विभिन्न चरणों के अन्तर्गत था। पाइपलाइन ढांचा केवल 17 राज्यों[26] में विद्यमान है। सम्पूर्ण देश में गैस परिवहन के लिए पाइपलाइन ढांचे की कमी ने गैस के स्रोत के पास गैस आधारित उद्योगों का विकास सीमित कर दिया है। सीमित पाइपलाइन संयोजन के कारण देश[27] में एनजी खपत का प्रतिमान भी विषम हो गया है। देश के अनेक क्षेत्र, विशेषकर दूरस्थ तथा विकासाधीन, पाइपलाइन ढांचे के अभाव के कारण एनजी से वंचित हो गए हैं।

पश्चिमी तट में स्थित एलएनजी टर्मिनलों से पूर्वी तथा दक्षिणी राज्यों का संयोजन भी सीमित[28] है। रिलायंस गैस ट्रांसमिशन इन्फ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड की पूर्व-पश्चिम पाइपलाइन (आरजीटीआईएल)[29] देश की पश्चिम तथा पूर्व तट की बीच अकेली कड़ी है तथा पाइपलाइन गैस के दोनों तरफा प्रवाह हेतु अभिकल्पित नहीं की गई है जो देश पूर्वी भाग में ग्राहकों को आर-एलएनजी की आपूर्ति में बाधक है। देश में वर्तमान तथा भावी (लक्ष्यित) पाइप लाइने दर्शानेवाला मानचित्र अनुबंध 5 में दिया गया है

3.3.2 राष्ट्रीय गैस ग्रिड का विकास न करना

नई अन्वेषण लाइसेंससीकरण नीति (नेल्प) के विभिन्न चरणों के अन्तर्गत तीव्रीकृत अन्वेषण कार्यकलापों तथा एलएनजी टर्मिनलों के प्रस्तावित विकास के कारण एनजी की आपूर्ति की सम्भावना बढ़ रही थी। इसके दृष्टिगत भारत सरकार ने देश के दूरस्थ

---

[25] प्रमुख स्वत्व जो पाइपलाइनों का नियंत्रण करते हैं, गेल-71 प्रतिशत, गुजरात राज्य पेट्रोलियम निगम लिमिटेड-12 प्रतिशत, रिलायंस गैस ट्रांसपोर्टेशन इन्फ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड-10 प्रतिशत और असम गैस कम्पनी लिमिटेड-सात प्रतिशत।

[26] गुजरात, महाराष्ट्र, दिल्ली, एमपी, यूपी, राजस्थान, पंजाब, हरियाणा, असम, त्रिपुरा, एपी, तेलंगाना, तमिलनाडु, कर्नाटक, गोवा, उत्तराखंड तथा केरल

[27] पश्चिम तथा उत्तर क्षेत्र में 70 प्रतिशत से अधिक

[28] गेल ने दाभोल एलएनजी टर्मिनल को बंगलौर से जोड़ने वाली एक पाइपलाइन फरवरी 2013 में शुरू की।

[29] 2009 में शुरू हुई।

क्षेत्रों को एनजी की आपूर्ति सुगम करने के लिए राष्ट्रीय गैस ग्रिड (एनजीजी) की संकल्पना की (2000)।

अपने विस्तार संयंत्रों के लिए विद्युत तथ उर्वरक क्षेत्रों से बड़ी हुई मांग, सिटी गैस स्वत्वों तथा अन्य उपभोक्ताओं की मांग को पूरा करने के लिए गेल ने एनजीजी के अन्तर्गत सात ट्रंक पाइपलाइनों[30] पर कार्य आरम्भ करने का अनुमोदन किया (सितम्बर 2000)। उसके बाद गेल ने 15 पाइपलाइन परियोजनाओं[31] (उपर उल्लिखित सात ट्रंक पाइपलाइनों सहित) की पहचान की और 2003 तक प्राथमिक अध्ययन किए।

2013-14 के दौरान एमओपीएनजी ने एनजीजी पूर्ण करने के लिए 15000 किमी पाइपलाइन (उपर उल्लिखित गेल द्वारा अभिज्ञात 15 सहित कुल 16 पाइपलाइनें) की आवश्यकता की पहचान की। सात पाइपलाइनों[32] (9,684 किमी) का अनुमोदन पहले ही दिया जा चुका था। शेष नौ पाइपलाइनों के संबंध में पीएनजीआरबी ने दो खण्डों[33] की बोली प्रक्रिया आरम्भ कर दी थी और तीन खण्ड जनता-निजी भागीदारी (पीपीपी) मोड़ के माध्यम से व्यवहार्यता अन्तराल वित्तपोषण से कार्यान्वयन हेतु पहचाने गए थे जबकि शेष चार पाइपलाइनें[34] प्रगति में थीं। तत्पश्चात एमओपीएनजी ने प्रत्येक माह एनजीजी की प्रगति की समीक्षा करने का निर्णय लिया (सितम्बर 2014)। भारत सरकार के बजटीय सहायता से गैस पाइपलाइनों के कुछ खण्डों, जो सामारिक थे परन्तु इस चरण पर आर्थिक रूप से व्यवहार्य नहीं हो सकते थे, को किए जाने के अलग प्रस्ताव की भी जांच की जा रही थी।

लेखापरीक्षा जांच से पता चला कि पाइपलाइन परियोजनाओं के अनुमोदन तथा निगरानी में विभिन्न कठिनाइयों के कारण इस क्षेत्र में कोई पर्याप्त वृद्धि नहीं हुई थी जिसकी अनुवर्ती परिच्छेदों में चर्चा की गई है।

---

[30] (1) हजीरा-उरान-मंगलौर/बंगलौर (2) कोच्चि-कसरगौड-मंगलौर (3) मंगलौर-हासन-बंगलौर (4) बंगलौर-चेन्नई (5) उरान हैदराबाद-काकीनाड़ा (6) पश्चिम बंगाल-बिहार तथा (7) पश्चिम बंगाल-उड़ीसा-एपी-तामिलनाडु

[31] (1) दहेज-विजयपुर (2) दहेज-उरन (3) दादरी-पानीपत-नांगल (4) विजय-कोटा-मथानिया (5) काकीनाड़ा-उरान (6)काकीनाड़ा-चेन्नई (7) काकीनाड़ा-कोलकाता (8) कोलकाता-जगदीशपुर (9) दाभोल-बंगलौर-चेन्नई-तूतीकोरन (10) कोच्चि-कायमकुलम-मंगलौर (11) बंगलौर-कोटम्बटूर-कुलम (12) म्यांमार-मिजोरम-असम (13) हैदराबाद-विजयपुर (14) विजयपुर-जगदीशपुर (15) दहेज-जामनगर-पोरबन्दर

[32] जगदीशपुर-फूलपुर-हल्दिया, शहडोल-फूलपुर, काकीनाड़ा-वाइजाग-श्रीकाकुलम, मल्लावरम-भोपाल-भीलवाड़ा वरास्ता विजयपुर,महसाणा-भटिण्डा, भटिण्डा-जम्मू-श्रीनगर और सूरत-पारादीप

[33] एन्नोर-नेल्लोर, एन्नोर-तिरूवल्लूवर-बैंगलुरू-पुडुचेरी-नागापत्तनम-मदुरै-तूतीकोरन

[34] कोच्चि-कूटटानाड़ा-बंगलौर-मंगलौर, दादरी-बवाना-नांगल को स्पर लाइन, चेन्सा-झज्जर-हिसार, दाभोल-बंगलौर

3.3.3 पाइपलाइन नीति

चूंकि गैस पाइपलाइन नेटवर्क बड़े पैमाने पर किफायतों/बचतों की अपेक्षा करती हैं इसलिए योजना आयोग की समन्वित ऊर्जा नीति (2006) ने सुझाव दिया कि इस क्षेत्र की विकास आवश्यकताओं को समन्वित और उनके कार्यचालन को विनियमित किए जाने की जरूरत थी। XI योजना के पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस कार्यचालन ग्रुप ने भी दबाब क्षेत्रों जैसे सम्पूर्ण देश में पाइपलाइन क्षेत्रों के विस्तार की कवरेज बढ़ाने और सुदृढ़ गैस परिवहन ढांचा बनाने की आवश्यकता महसूस की ताकि गैस बाजार की वृद्धि में सहायता मिलें (नवम्बर 2006)।

एनजीजी और शहरी अथवा स्थानीय गैस वितरण नेटवर्कों की वृद्धि को सुगम बनाने के उद्देश्य से पाइपलाइन ढांचे की भावी वृद्धि के लिए नीति ढांचे देने की आवश्यकता को ध्यान मे रखकर भारत सरकार ने ''प्राकृतिक गैस पाइपलाइन और शहरी अथवा स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के विकास की नीति'' अधिसूचित की (दिसम्बर 2006)। नीति में सार्वजनिक तथा निजी क्षेत्रों दोनों को शामिल कर प्रतियोगी वातावरण में संचरण तथा वितरण पाइपलाइन के नेटवर्क के प्रगामी विकास की परिकल्पना की गई थी।

3.3.4 एमओपीएनजी द्वारा पाइपलाइन का अनुमोदन

क्षेत्रों, जो गैस की कमी से जूझ रहे थे, के लाभ के लिए सम्पूर्ण देश में गैस परिवहन ढांचा बनाने के लिए एमओपीएनजी ने सामूहिक वाहक आधार पर क्षमता बनाने के लिए सम्पर्ण देश में नौ[35] पाइपलाइनों के लिए रूचिकर पार्टियों से हित की अभिव्यक्ति (ईओआई) आमंत्रित करने के बाद गेल तथा आरजीटीआईएल को अनुमति दी (फरवरी-मार्च 2007)। तदनन्तर एमओपीएनजी ने गेल तथा आरजीटीआईएल को क्रमश: पांच[36] तथा चार[37] ट्रंक लाइनों का निर्माण करने का अनुमोदन किया (जुलाई 2007)। पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइनों के बिछाने के मार्गनिर्देश (2002) और पूरक

---

[35] (1) दादरी-बवाना-नांगल (2) चैन्सा-गुड़गांव-झज्जर-हिसार (3) जगदीशपुर-हल्दिया (4) दाभोल-बंगलौर(5) कोच्चि-कूटटानाड-बंगलौर-मंगलौर (6) काकीनाड़ा-हावडा (7) चेन्नई-तूतीकोरन(8) चेन्नई-बंगलौर-मंगलौर (9) काकीनाड़ा-चेन्नई

[36] (1) दादरी-बवाना-नांगल (2) चैन्सा-गुंडगाव-झज्जर–हिसार (3) जगदीशपुर-हल्दिया (4) दाभोल-बंगलौर (5) कोच्चि-कांजीरकोड-बंगलौर-मंगलौर

[37] (1) काकीनाड़ा-हावड़ा (2) चेन्नई-तूतीकोरन (3) चेन्नई-बंगलौर-मंगलौर (4) काकीनाडा-चेन्नई

मार्गनिर्देश (2004) के आधार पर अनुमोदन किए गए थें। इन पाइपलाइनों के लिए कोई बोली आमंत्रण नहीं किया गया था।

इन पाइपलाइनों के ब्यौरें यथा अनुमोदन की तारीख, प्रत्याशित भरोसेमंद उपभोक्ता और जून 2014 को स्थिति अनुबंध 6 में दिए गए हैं। यह देखने में आएगा कि नौ परियोजनाओं में से पांच (आरजीटीआईएल/रेलोग[38] की सभी चार परियोजनाएं और गैल की एक[39]) के संबंध में सम्बन्धित स्वत्व अनुमोदन से छः वर्षों से अधिक बीत जाने के बाद भी आरम्भ करने के क्रियान्वयन में असफल हो गए।

चार पाइपलाइन परियोजनाओं के निर्माण में असाधारण विलम्ब के कारण एमओपीएनजी ने पीएनजीआरबी की सिफारिश पर आरजीटीआईएल/रेलोग को जारी अनुमोदन रद्द कर दिए (अक्तूबर 2012) और जगदीशपुर-हल्दिया पाइपलाइन जो गेल को प्राधिकृत की गई थी, के सम्बन्ध में अभी भी कार्रवाई की जानी थी (अक्तूबर 2014)।

लेखापरीक्षा में यथा विश्लेषित परियोजनाएं आरम्भ न करने/समापन के कारण निम्नवत थे:

(i) पाइपलाइन परियोजनाओं के समापन की लक्ष्य तारीख निर्धारित न करना

भारत सरकार द्वारा प्राधिकृत सभी नौ परियोजनाओं के संबंध में कार्यकलाप जैसे प्रस्तावक द्वारा ईओआई (अप्रैल 2007) का आमंत्रण, प्रस्तावों का मूल्यांकन और अनुमोदन की मंजूरी (जुलाई 2007) अधिनियम के अधिनियमन (मार्च 2006) और पीएनजीआरबी की स्थापना (अक्तूबर 2007) की बीच की अवधि में पूर्ण किए गए थें।

अनुमोदन की शर्तों में अनुबद्ध किया गया कि ये परियोजनाएं परियोजना के आरम्भ की तारीख से 36 महीनों के अन्दर चालू की जानी थीं। परियोजना के आरम्भ की तारीख का पेट्रोलियम और खनिज पाइपलाइन अधिनियम 1962

[38] रेलोजिस्टिक्स इंफ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड, आरजीटीआईएल की सहायक कम्पनी

[39] जगदीशपुर-हल्दिया

(पीएमपी अधिनियम) की धारा 3 की उपधारा 1 के अन्तर्गत अधिसूचना[40] के सरकारी राजपत्र में प्रकाशन की तारीख के रूप में उल्लेख किया गया था तथापि उपर्युक्त अधिसूचना के प्रकाशन के लिए कोई निश्चित संभव सीमा अनुमोदन आदेश में निर्धारित नहीं की गई थी जबकि 'पेट्रोलियम उत्पाद पाइपलाइन पूरक मार्गनिर्देशों' जिनके आधार पर पाइपलाइनों के अनुमोदन दिए गए थे, में परियोजना के समापन के लिए संस्वीकृति/अनुमोदन की तारीख से 36 माह की समय सीमा निर्धारित की गई थी।

(ii) गेल को अनुमोदित पाइपलाइनें

- सभी पांच परियोजनाओं में अनुमोदन की तारीख् से प्रशासनिक अनुमोदन देने में तीन तथा 24 महीनों के बीच विलम्ब हुआ था। बोर्ड अनुमोदन की तारीख से 42 महीनों में परियोजना के कार्यान्वयन के लिए प्रशासनिक अनुमोदन किया गया था। गेल ने दो पाइपलाइनें पूर्ण की थीं (मार्च 2012 में दादरी-बवाना-नांगल और फरवरी 2013 में दाभोल-बंगलौर)। शेष दो परियोजनाओं में प्राप्त की गई भौतिक प्रगति लगभग 17 प्रतिशत (चरण-2 सुल्तानपुर-झज्जर-हिसार) और 83 प्रतिशत (चरण-2 कोच्चि-बंगलौर-मंगलौर) थी (जून 2014)। एक पाइपलाइन परियोजना (हल्दिया-जगदीशपुर) आरम्भ नहीं की गई थी। यह नोट करना रोचक है कि गेल ने एनजीजी के अन्तर्गत काफी पहले 2003 में इन परियोजनाओं का व्यवहार्यता अध्ययन किया था।

  गेल ने बताया (अगस्त/दिसम्बर 2014) कि पाइपलाइन परियोजनाओ की विभिन्न अपेक्षित गैस स्रोतों जैसे रेलोग की काकीनाडा-हल्दिया पाइपलाइन के माध्यम से केजीडी 6 क्षेत्र, ओएनजीसी का महानदी गैस क्षेत्र, दाभोल तथा कोच्चि आरएलएनजी टर्मिनलों से एनजी का ध्यान में रखकर परिकल्पना की गई थी। काकीनाडा-हल्दिया पाइपलाइन की धीमी प्रगति, महानदी में गैस ब्लाकों के विकास में विलम्ब और दाभोल तथा कोच्चि में आरएलएनजी

[40] राजकीय राजपत्र में अधिसूचना के माध्यम से पीएमपी अधिनियम की अधिसूचना 3(1) के अन्तर्गत केन्द्र सरकार सार्वजनिक हित में उस सरकार द्वारा अथवा किसी राज्य सरकार द्वारा अथवा निगम द्वारा पेट्रोलियम अथवा किसी खनिज के परिवहन हेतु पाइपलाइन बिछाने के लिए प्रयोक्ता का अधिकार प्राप्त करने का अपना अभिप्राय घोषित करती है।

टर्मिनलों के समापन में विलम्ब के कारण स्रोतों की उपलब्धता में विलम्ब हुआ था।

- हल्दिया-जगदीशपुर पाइपलाइन[41], एनजीजी के अन्तर्गत परियोजना, के संबंध में अभी तक कोई कार्य आरम्भ नहीं किया गया है। एमओपीएनजी ने पीएमपी अधिनियम के अनतर्गत 3(1) अधिसूचनाएं[42] (इस धारा के अन्तर्गत अधिसूचना पाइपलाइन बिछाने के लिए भूमि अधिग्रहण प्रक्रिया में पहला कदम है जो किसी भूमि के उपयोग का अधिकार प्राप्त करने के लिए भारत सरकार/राज्य सरकार/निगम का इच्छा शक्ति का दर्शाती है और एक वर्ष के लिए वैध है) पूर्व में (जुलाई 2005) जारी की थीं। चूंकि आगे की कार्रवाई करने में एक वर्ष से अधिक विलम्ब हुआ था इसलिए जुलाई 2005 में पीएमपी अधिनियम के अन्तर्गत जारी 3(1) अधिसूचना समाप्त हो गई थी।

  इस पाइपलाइन के निर्माण का एक प्रमुख उद्देश्य पांच उर्वरक संयंत्रों[43] के पुनरूद्धार के लिए 11 एमएमएसएमडी एनजी की सम्भावित मांग पूरी करना था। इसके अतिरिक्त 19.4 एमएमएसएमडी की आवश्यकता वाले पांच विद्युत[44] संयंत्रों, 4.5 एमएमएसडी एनजी की चार औद्योगिकी यूनिटों[45] और सात सिटी गैस नेटवर्क[46] पाइपलाइन मार्ग पर अन्य सम्भावित उपभोक्ता थे। गेल ने एनजी[47] की आपूर्ति हेतु 26 उपभोक्ताओं से अनुबन्ध भी किए और परियोजना प्रबन्धन परामर्श तथा अन्य प्रशासनिक प्रभारों के प्रति परियोजना पर ₹ 13.50 करोड़ (जून 2014) का व्यय किया। तथापि परियोजना अनुमोदन की तारीख से छ: वर्ष बीत जाने के बाद भी अभी आरम्भ की जानी थी।

---

[41] दहेज-विजयपुर पाइपलाइन के माध्यम से दहेज स्थित पीएलएल टर्मिनल से आर-एलएनजी के रूप में गैस अथवा आरजीटीआईएल की प्रस्तावित काकीनाड़ा-हल्दिया/हावड़ा पाइपलाइन के माध्यम से केजी तथा महानदी बोसिनों से गैस के स्रोत से दो तरफा प्रवाह के रूप में संकल्पित

[42] 896 किमी मुख्य लाइन में से 467 किमी के संबंध में

[43] (1) एफसीआईएल, गोरखपुर, (2) एफसीआईएल सिन्दरी (3) एचएफसी, बरौनी (4) एनएफसी दुर्गापुर (5) डीआईएल कानपुर

[44] सीईएससी-हल्दिया, सीईएससी-काशीपुर, डीपीएल-दुर्गापुर,डब्ल्यूबीपीडीसी-बुदेल, डब्ल्यूबीपीडीसी-सागरडीघी

[45] सेल-दुर्गापुर, सेल-बोकारों, आईओसीएल-बरौनी एवं हल्दिया

[46] इलाहाबाद, वाराणसी, गोरखपुर, पटना, रांची, जमशेदपुर एवं कोलकाता

[47] 2006-07 में 10.57 एमएमएससीएमडी से 2012-13 में 28.39 एमएमएससीएमडी

एमओपीएनजी ने बताया (जनवरी/जुलाई 2014) कि गेल को क्षमता बुकिंग तथा पाइपलाइन के निर्माण की अपनी योजना भेजने का निर्देश दिया गया था (अक्तूबर 2013) परन्तु उसने अभी भी एमओपीएनजी को भूमि अधिग्रहण अधिसूचना का प्रस्ताव प्रस्तुत करना था (दिसम्बर 2014)।

गेल ने बताया (दिसम्बर 2014) कि मुख्य रूप से आरजीटीआईएल/रेलाग द्वारा काकीनाडा-हावडा/हल्दिया पाइपलाइन का कार्यान्वयन न करने के कारण गैस के स्रोत पर अस्पष्टता के अभाव में परियोजना आरम्भ नहीं की गई थी।

गेल ने आगे बताया (अगस्त/दिसम्बर 2014) कि (i) पाइपलाइन का निर्माण पाइपलाइन के साथ जा रहे उन उर्वरक संयत्रों जो की पुनरूद्धार के लिए प्रस्तावित थे, द्वारा अनुबन्धों के अन्तिमीकरण पर निर्भर करेगा जो अभी आरम्भ किया जाना था और (ii) दो उर्वरक संयंत्रों के पुनरूद्धार और मार्ग पर कम से कम पांच सीजीडी परियोजनाओं[48] का सीधा अनुमोदन पाइपलाइन की वाणिज्यिक व्यवहार्यता सुनिश्चित करेगा।

एमओपीएनजी ने बताया (जनवरी 2014) कि गेल को यह आशंका थी कि यदि पाइपलाइन निर्मित की गई होती तो यह कम प्रयुक्त रह जाती क्योंकि एनजी की उपलब्धता में अनिश्चितता थी। इसके अलावा गैस आधारित उर्वरक संयंत्रों के पुनरूद्धार में 42 से 48 माह समय लगाना था जबकि पाइपलाइन 40 माह के विस्तार में निर्मित की जा सकती थी। इस प्रकार उर्वरक संयंत्रों के पुनरूद्धार पर एक बार अन्तिम निर्णय हो जाने पर गेल पाइपलाइन का निर्माण शीघ्र आरम्भ कर सकता था।

तथापि तथ्य यह शेष रहता है कि क्योंकि परियोजना की दो तरफा प्रवाह के रूप में संकल्पना की गई थी (हल्दिया से जगदीशपुर को तथा जगदीशपुर से हल्दिया को गैस बहाव) इसलिए वर्तमान एचबीजे पाइपलाइन से लाइन को जोड़ने का एक अवसर था जो हजीरा/दहेज टर्मिनलों से जगदीशपुर को एनजी आपूर्तियां करती है। भारत सरकार द्वारा रेलोग की काकीनाडा-हल्दिया पाइपलाइन का अनुमोदन (अक्तूबर 2012) रद्द करने पर गेल ने अब नए

[48] वाराणसी, गोरखपुर, पटना, रांची एवं जमशेदपुर

स्रोत के रूप में दहेज/दाभोल टर्मिनल से उपलब्ध आर-एलएनजी पर विचार किया है (दिसम्बर 2014)।

इसके अलावा एमओपीएनजी के उत्तर को इस तथ्य के आधार पर कि (i) पाइपलाइन ढांचे के निर्माण को उपलब्धता/मांगसे इसे जोड़कर विकल्पित नहीं किया जा सकता है क्योंकि पाइपलाइन ढांचा गैस बाजार के विकास के लिए पूर्व अपेक्षा था और इसके अतिरिक्त (ii) पेट्रोलियम तथा प्राकृतिक गैस की स्थाई समिति (2011-12) ने अपनी रिपोर्ट (जुलाई 2012) में यह विचार व्यक्त किया था कि पाइपलाइन ढांचे अथवा इसके किसी भाग के बिछाने को गैस की उपलब्धता से नहीं जोड़ा जाना चाहिए क्योंकि गैस को अन्तर्राष्ट्रीय बाजार से भी खरीदा जा सकता है।

इस प्रकार (i) आवश्यक ढांचा बनाने के लिए विभिन्न पाइपलाइन तथा आर-एलएनजी परियोजनाओं को कारगर बनाने के लिए एमओपीएनजी में, जैसा पैराग्राफ 3.3.6 में उल्लेख किया गया और (ii) उर्वरक संयंत्रों के पुनरूद्धार को पाइपलाइन परियोजनाओं के साथ समकालिक करने में एमओपीएनजी/गेल तथा डीओएफ, जैसी पैराग्राफ 4.1.1 तथा 4.1.2 में चर्चा की गई है, के बीच समन्वय की कमी थी, जो दिखती हैं।

- कोच्चि-कूटटानाड़ा-बंगलौर-मंगलौर पाइपलाइन का दूसरा चरण, जो मार्च 2013 में समापन के लिए निर्धारित था, केरल तथा तमिलनाडु (टीएन) में विभिन्न विचारणीय मुद्दो जैसे किसानों एवं पर्यावरण विंदों आदि से आपत्तियों द्वारा प्रभावित हुआ था। केरल में मंत्रालयिक स्तर बैठक में मार्ग विपथन का सुझाव दिया गया (मई 2014) जिसे बाद में अव्यवहार्य घोषित किया गया (अक्तूबर 2014) एमओपीएनजी ने तमिलनाडु तथा केरल में पाइपलाइन बिछाने का मामला उठाने का निर्णय किया (अगस्त 2014) और मध्य सड़क पर पाइपलाइन बिछाने के लिए सड़क परिवहन तथा राजमार्ग मंत्रालय (भारत सरकार) से भी परामर्श किया गया जिस पर फिर तकनीकी कारणों से सहमति नहीं हुई थी। इन परिस्थितियों के अन्तर्गत केरल सरकार के साथ एक बैठक में कोच्चि में सीजीडी परियोजनाओं के सफल कार्यान्वयन के बाद इसकी

समीक्षा करने का निर्णय लिया गया। जिसके दिसम्बर 2014 तक चालू किए जाने की सम्भावना थी।

तमिलनाडु में पाइपलाइन बिछाना न्यायालय के विचाराधीन/निर्णयाधीन था और इसलिए द्वितीय चरण की समापन तारीख अभिनिश्चित नहीं की जा सकी (दिसम्बर 2014)।

(iii) आरजीटीआईएल/रेलाग को अनुमोदित पाइपलाइनें

- एमओपीएनजी ने मार्च-जुलाई 2007 में चार पाइपलाइनों के निर्माण के लिए आरजीटीआईएल को प्राधिकृत किया। बाद में आरजीटीआईएल ने अपनी सहायक कम्पनी रेलाग के माध्यम से अनुमोदन आदेश की शर्तों के अनुरूप पाइपलाइन कार्यान्वयन के लिए एमओपीएनजी की सहमति मांगी थी। एमओपीएनजी ने जनवरी 2009 में सहमति दी जिसने सम्पूर्ण प्रक्रिया को 18 माह तक विलम्बित किया।

- सभी चार परियोजनाओं में पीएमपी अधिनियम की अन्तर्गत अधिसूचना जून से अगस्त 2009 के दौरान जारी की गई थी। तथापि रेलोग ने पाइपलाइन मार्ग पर सीजीडी परियोजनाओं का विकास न होने और एनजी की अनुपलब्धता को बताते हुए 36 माह बीत जाने के बाद भी निर्माण कार्यकलाप आरम्भ नहीं किए थे।

- एमओपीएनजी ने विशेषकर काकीनाडा-हावडा/हल्दिया पाइपलाइन के लिए वर्तमान/ नए बाजार की आवश्यकता पूरी करने के लिए पाइपलाइन को पूरा करने के कार्य को समय से पूर्व करने का आरजीटीआईएल/रेलाग को निर्देश दिया (अप्रैल 2009)। जहां तक गेल की हल्दिया-जगदीशपुर लाइन का सम्बन्ध था, काकीनाड़ा-हावडा/हल्दिया पाइपलाइन का पूरा होना बहुत ही महत्वपूर्ण था। इसके अलावा भारत के पूर्वी राज्यों में अनेक उर्वरक तथा औद्योगिक परियोजनाएं इन लाइनों पर लगभग पूरी तरह से निर्भर थी। आरजीटीआईएल/रेलाग ने निर्देश का पालन नहीं किया और परियोजना आरम्भ नहीं की थी।

- अनुमोदन आदेश की नियमों और शर्तों के अनुसार आरजीटीआईएल ने अनुमोदित समय अनुसूची के अनुसार और अन्य निर्धारित शर्तों के अनुसार परियोजनाओं के पूरा करके चालू करने के लिए भारत सरकार को ₹ 80 करोड़ की बैंक गारंटी (बीजी) प्रस्तुत की। बैंक गारटियां 2010 में समाप्त हो गईं। पीएमपी अधिनियम के अन्तर्गत पहली अधिसूचना की तारीख से 36 माह की समाप्ति पर भारत सरकार ने असाधारण विलम्ब उद्धरित बताते करते हुए अनुमोदन आदेश रद्द कर दिया (अक्तूबर 2012)। तथापि क्योंकि बीजी पहले ही समाप्त हो गई थीं इसलिए ₹ 80 करोड़ की गारंटीकृत राशि जब्त नहीं की जा सकी।

3.3.5 पीएनजीआरबी द्वारा पाइपलाइनों का अनुमोदन

पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 16 सामान्य वाहक अथवा ठेका वाहक आदि के रूप में किसी पाइपलाइन के बिछाने, निर्माण करने, प्रचालित करने अथवा विस्तार करने के लिए अनुमोदन जारी करने की पीएनजीआरबी को शक्तियां प्रदान करती है। भारत सरकार ने पीएनजीआरबी के गठन से 33 माह के विलम्ब के बाद 15 जुलाई 2010 से स्वत्वों को प्राधिकृत करने के लिए पीएनजीआरबी को शाक्ति देने वाली धारा 16 अधिसूचित की।

इस बीच पीएनजीआरबी ने 6 मई 2008 को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (प्राकृतिक गैस पाइपलाइन बिछाने, निर्माण करने, प्रचालित करने अथवा विस्तार करने के लिए स्वत्वों को प्राधिकृत करना) विनिमय 2008 अधिसूचित किया।

अक्तूबर 2007 से मार्च 2013 तक की अवधि के दौरान पीएनजीआरबी को विनिमय 2008 के खण्ड 4(1) के अनुपालन में नौ ट्रंक लाइनों के लिए छः स्वत्वों से हित अभिव्यक्ति (ईओआई) की स्वीकृति प्राप्त की। तथापि, क्योंकि पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 16, ऊपर किए उल्लेख के अनुसार, 15 जुलाई 2010 को अधिसूचित की गई थी इसलिए पीएनजीआरबी ने अपना पहला अनुमोदन जुलाई 2011 में दिया जबकि ईओआई की तारीख से अनुमोदन जारी करने के लिए 'विनियम

2008' में निर्धारित अधिकतम समय 165 दिन था। पीएनजीआरबी ने अभी तक छ:[49] पाइपलाइनों के लिए अनुमोदन प्रदान किए (अक्तूबर 2014)।

चार पाइपलाइनों (मल्लावरम-भोपाल-भीलवाडा-विजयपुर, मेहसाना-भटिण्डा, भटिण्डा- जम्मू-श्रीनगर तथा सूरत-पारादीप) के संबंध मे य़द्यपि स्वत्वों (जीएसपीएल तथा गेल) ने नवम्बर 2008 तथा सितम्बर 2009 के बीच रूचि व्यक्त की थी परन्तु पीएनजीआरबी 15 जुलाई 2010 तक प्रतिबन्ध के कारण अनुमोदन जारी करने की स्थिति में नहीं था। अनुमोदन जुलाई 2011 तथा अप्रैल 2012 के बीच जारी किए गए थे।

इस प्रकार पीएनजीआरबी के गठन की तारीख से धारा 16 की अधिसूचना में 33 माह के विलम्ब ने पूरे देश की एनजी पाइपलाइनों और सहायक ढांचे के विकास को विलम्बित किया क्योंकि इस अवधि के दौरान न तो भारत सरकार और न ही पीएनजीआरबी पाइपलाइन की मांग के बावजूद किसी परियोजना को प्राधिकृत करने में समर्थ थी जैसी ऊपर चर्चा की गई।

3.3.6 पाइपलाइन परियोजनाओं की प्रभावी निगरानी में कमी

भारत सरकार ने परियोजनाओं के निश्चित आरम्भ तथा समापन की लक्ष्य तारीख निर्धारित किए बिना नौ पाइपलाइनों के लिए 2007 में अनुमोदन जारी किए जिसके परिणामस्वरूप स्वत्वों ने समय पर परियोजनाएं ना तो आरम्भ की और न पूर्ण की। कुल मिलाकर 2013-14 तक पूर्णता के लिए 2000-2011 के दौरान अभिज्ञात (अनुबंध 7) 23 कारीडोर में से सात पाइपलाइनें पूर्ण हो गई थीं, छ: निर्माण[50] के विभिन्न चरणों पर थीं और 10 पाइपलाइनें (7908 किमी) अभी आरम्भ की जानी थीं (अक्तूबर 2014)।

एमओपीएनजी में एलएनजी परियोजनाओं तथा पाइपलाइन परियोजनाओं के बीच कोई प्रभावी समन्वय नहीं था जिसके परिणामस्वरूप कोच्चि में पीएलएल द्वारा निर्मित एलएनजी परियोजनाओं और गेल द्वारा पाइपलाइन परियोजना का संयोजन

[49] मल्लावरम-भीलवाडा (जीएसपीएल), मेहसाना-भटिण्डा (जीएसपीएल), भटिण्डा-श्रीनगर(जीएसपीएल), सूरत-पारादीप (जीएसपीएल), शहडोल-फूलपुर (आरजीपीएल) तथा काकीनाडा-श्रीकाकुलम पाइपलाइन (एपीजीडीसीएल)

[50] निर्माणाधीन छ: पाइपलाइनें 2011 तथा 2012 में पीएनजीआरबी द्वारा प्राधिकृत भटिण्डा-श्रीनगर तथा मल्लावरम-भीलवाडा खण्डों को शामिल करती हैं।

तुल्यकालन नहीं हुआ। विलम्ब के कारण प्रत्यक्ष रूप से प्रभावित ग्राहक एफएसीटी कोच्चि तथा एमएफसीएल, मंगलौर (एनजी के रूपान्तरण के अन्तर्गत दो यूरिया उत्पादक संयंत्रों[51]) व्यपीन सीसीजीटी तथा कन्नूर सीसीजीटी हैं।

एमओपीएनजी ने बताया (जनवरी 2014) कि कोच्चि एलएनजी टर्मिनल सितम्बर 2013 में अपने प्रतिष्ठापन से लगभग पांच प्रतिशत क्षमता पर चल रहा था और इसलिए यह कहना सही नहीं था कि कोच्चि एलएनजी टर्मिनल के निर्माण में विलम्ब ने ग्राहकों को प्रभावित किया है।

उत्तर इस सम्भावना की अनदेखी करता है कि प्रमुख मांग केंद्रों को जोड़ने वाली पाइपलाइनों के अभाव के कारण कम उपयोग हुआ।

भारत में पहली देशव्यापी लाइन 1987 में स्थापित की गई थी। उसके बाद भारत सरकार अभी तक लगभग 15340 किमी पाइपलाइनों का कुल फैलाव प्राप्त कर सकी। यह देश का 4.67 किमी/1000 वर्ग किमी बनता है जो अन्य प्रमुख गैस उपभोगकर्ता देशों {यूएसए (53.57/1000 वर्ग किमी), फ्रांस (47/1000 वर्ग किमी)} की गैस लाइन कवरेज (किमी/वर्ग किमी) से काफी कम है। इस प्रकार विभिन्न पाइपलाइनों जिनकी काफी पहले कल्पना की गई थी, के कार्यान्वयन में विफलता के परिणामस्वरूप X तथा XI योजनाओं में परिकल्पित ढांचा विकसित नहीं हुआ।

सिफारिश :

1. एमओपीएनजी देश भर में एनजी पाइपलाइनों तथा आर-एलएनजी परियोजनाओं का समय से समापन सुनिश्चित तथा निर्धारण करने के लिए कार्यान्वयक एजेंसियों तथा अधिकारियों से समन्वय स्थापित करते हुए, स्पष्ट रूप से परिभाषित उत्तरदायित्व केन्द्रों के साथ, एक तन्त्र विकसित करे और विलम्बों को कम करे ताकि एनजी क्षेत्र में वांछित वृद्धि प्राप्त की जा सके।

[51] कम्बाइण्ड साइकल गैस टर्बाइन

अध्याय-4
एनजी/आर-एलएनजी की अनुपलब्धता का प्रभाव

अध्याय 4 एनजी/आर-एलएनजी की अनपलब्धता का प्रभाव

यूरिया की बिक्री कीमत भारत सरकार द्वारा नियंत्रित की जाती है जिस पर बिक्री कीमत तथा उत्पादन की लागत के बीच अन्तर पर आर्थिक सहायता दी जाती है। इसी प्रकार विद्युत की कीमत विद्युत नियामक प्राधिकरण द्वारा विनियमित की जाती है। तदनुसार इन क्षेत्रों में उत्पाद की लागत में कोई वृद्धि राजकोष/उपभोक्ताओं पर प्रत्यक्ष प्रभाव डालती है। एनजी को यूरिया उत्पादन के लिए अति उचित फीडस्टॉक और विद्युत उत्पादन के लिए अधिमान ईंधन के रूप में माना जाता है। इसलिए इन क्षेत्रों को एनजी मुहैया करना महत्व रखता है। तदनुसार इन क्षेत्रों को घरेलू गैस के आबंटन मे प्राथमिकता देने के अतिरिक्त भारत सरकार ने विभिन्न कदम यथा, घरेलू अन्वेषण तथा उत्पादन कार्यकलाप, अन्तर्राष्ट्रीय पाइपलाइनों के माध्यम से एनजी और एलएनजी के रूप में आयात तीव्र करना आदि आरम्भ किए। ये पहलें एनजी/आरएलएनजी की मांग को पूरा करने के लिए अपर्याप्त सिद्ध हुई और इन क्षेत्रों ने या तो उत्पादन कम कर दिया अथवा उत्पादन के लिए महंगे वैकल्पिक फीडस्टॉक/ईंधन का उपयोग किया। कम्पनियां, जो एनजी/आर-एलएनजी के संचरण में लगी थीं, ने भी एनजी/आर-एलएनजी की अनुपलब्धता के कारण हानि उठाई।

4.1 उर्वरक क्षेत्र

उर्वरकों ने कृषि उत्पादकता बढाने में व्यापक भूमिका निभाई है। वर्षों से उर्वरक, विशेष रूप से यूरिया की घरेलू खपत में महत्वपूर्ण वृद्धि हुई है। देश में यूरिया की उत्पादन क्षमता 2004-05 तक घरेलू मांग को पूरा करने के लिए लगभग पर्याप्त थी। इसके बाद घरेलू खपत में तीव्र वृद्धि के अनुरूप उत्पादन क्षमता में पर्याप्त वृद्धि की कमी के कारण देशी उत्पादन तथा मांग के बीच अन्तर देखा गया था। उत्पादन में कमी के कारण यूरिया आयात करना भारत सरकार के लिए अनिवार्य था। यूरिया की उत्पादन क्षमता, परिकल्पित क्षमता वृद्धि, मांग, उत्पादन तथा आयात के ब्यौरे अनुबन्ध 8 में दिए गए हैं।

घरेलू उत्पादन क्षमता बढाने के लिए भारत सरकार ने यूरिया क्षेत्र[52] मे अतिरिक्त निवेश आकर्षित करने के लिए उर्वरकों (2004) के लिए नई मूल्य निर्धारण योजना तथा नई निवेश नीतियां (2008 तथा 2012) बनाई। इन योजनाओं में वर्तमान यूनिटों के विस्तार, वर्तमान गैस आधारित संयंत्रों की मरम्मत, नए संयंत्रों की स्थापना के माध्यम से यूरिया उत्पादन क्षमता की वृद्धि और वर्तमान नेफ्था/एफओ/एलएसएचएस[53] आधारित यूरिया संयंत्रों को एनजी/आर-एलएनजी आधारित में बदलने के द्वारा उत्पादन की लागत पर बचत परिकल्पित की गई। इन योजनाओं के कार्यान्वयन से दो से तीन वर्षों की अवधि के अन्दर पूरे किए जाने की प्रत्याशा थी।

एनजी की अनुपलब्धता के कारण परियोजनाओं के कार्यान्वयन में प्रमुख बाधा हुई है। इसलिए यूरिया की देशी उत्पादन क्षमता में परिकल्पित वृद्धि अभी तक (दिसम्बर 2014) प्राप्त नहीं की जा सकी। य़द्यपि यह स्पष्ट था कि यूरिया के आयात पर आर्थिक सहायता घरेलू उत्पादन पर आर्थिक सहायता की अपेक्षा हमेशा अधिक थी परन्तु एलएनजी के आयात और यूरिया उत्पादन के लिए भारत सरकार द्वारा की गई कार्रवाई अपर्याप्त थी। यह मुख्यतया एलएनजी टर्मिनलों, पुन: गैसीकरण सुविधाओं की स्थापना, पाइपलाइनों का निर्माण और प्राथमिक क्षेत्रों को एनजी/आरएलएनजी की अपेक्षित मात्रा उपलब्ध कराने के लिए अन्तर्राष्ट्रीय पूर्तिकारों के साथ दीर्घावधि अनुबंध सरल बनाने के लिए योजनाओं के कार्यान्वयन में कमी के कारण था जैसी अध्याय 3 में चर्चा की गई है। इस स्थिति ने यूरिया का आयात आवश्यक बना दिया जिसके कारण 2012-13 तक गत दो वर्षों की अवधि के दौरान आर्थिक सहायता का अतिरिक्त बहिर्गमन हुआ जिसकी चर्चा पैराग्राफ 4.1.1 में चर्चा की गई हैं। वर्तमान नेफ्था/ एफओ/एलएसएचएस आधारित यूरिया संयंत्रों को एनजी/आर-एलएनजी में बदलने में विलम्ब के कारण आर्थिक सहायता भार के प्रभाव पर चर्चा पैराग्राफ 4.1.2 में की गई है।

आयातित यूरिया पर आर्थिक सहायता का भुगतान

[52] भारत सरकार ने जनवरी 2015 में नई निवेश नीति 2012 जारी की जो दिसम्बर 2014 में संशोधित की गई। नई निवेश नीति 2012 कार्यान्वयनाधीन है।

[53] ईंधन तेल/लो सल्फर हैवी स्टाक

4.1.1

उर्वरकों पर आर्थिक सहायता वहनीय मूल्यों पर किसानों को पर्याप्त उर्वरक मुहैया कराने के उद्देश्य के साथ भारत सरकार की उर्वरक नीति की महत्वपूर्ण विशेषता है ताकि इष्टतम स्तर पर उर्वरकों की खपत प्रेरित की जा सके। भारत सरकार विनिर्माताओं/आयातकों की आर्थिक सहायता के रूप में यूरिया के सांविधिक रूप से अधिसूचित विक्रय मूल्य[54] और घरेलू उत्पादन लागत/आयातित मूल्य के बीच अन्तर की प्रतिपूर्ति करती है। आयातित आर-एलएनजी का उपयोग करने पर भी यूरिया के घरेलू उत्पादन की लागत आयातित यूरिया की लागत की अपेक्षा काफी कम थी जैसा अनुबन्ध 9(क) से स्पष्ट है।

(i) वर्तमान संयंत्रों का विस्तार तथा नये संयंत्रों (ग्रीनफील्ड) ग्रीनफील्ड[55] परियोजनाएं

XI योजना के दौरान 45.05 एलएमटीपीए[56] तक क्षमता वृद्धि के लिए कृभको, आईजीएफएल, आरसीएफ तथा इफको द्वारा यूरिया परियोजनाओं के बिस्तार की योजना थी। इस के अलावा 2008 में नई निवेश नीति की अधिसूचना के बाद उर्वरक कम्पनियों यथा कृभकों, आई-जीएफएल, आरसीएफ, सीएफसीएल, टीसीएल[57], एनएफसीएल[58], इफको, केएसएफएल[59] ने विस्तार परियोजनाओं (XI योजना में परिकल्पित 45.5 एलएमटीपीए सहित 85.48 एलएमटीपीए) में रूचि दर्शाई थी जबकि मैटिक्स फर्टिलाइजर एण्ड केमीकल्स ने XII योजना के दौरान नये संयंत्र ग्रीनफील्ड प्रोजेक्ट (13 एलएमटीपी) की स्थापना करने में रूचि दर्शाई थी। दीर्घावधि आधार पर एनजी के निश्चित आवंटन पर एमओपीएनजी से वचनवद्धता के अभाव में उपर्युक्त कम्पनियों द्वारा प्रस्तावित निवेश फलित नहीं हुए। इसलिए विस्तार के माध्यम से प्रत्याशित क्षमता वृद्धि मूर्त नहीं हो पाई।

---

[54] 2010 से ₹ 5310 प्रति यूरिया तथा 01-11-2012 से ₹ 5,360 मीट्रीक टन (एमटी)

[55] परियोजना स्थल जहां कोई पहले समान विनिर्माण सुविधाएं विद्यमान नहीं थी, पर नई अमोनिया यूरिया यूनिट (अभिज्ञात ग्रीनफील्ड प्रोजेक्ट मैटिक्स, बर्दमान है)

[56] लाख मीट्रिक टन प्रति वर्ष

[57] टाटा केमीकल्स लिमिटेड, बबराला

[58] नागार्जुन फर्टिलाइजर्स कारपोरेशन लिमिटेड, काकीनाडा

[59] कृभको-श्याम कोआपरेटिव लिमिटेड,शाहजहांपुर

(ii) वर्तमान उर्वरक संयंत्रों की मरम्मत/आधुनिकीकरण

XI योजना के दौरान 17 वर्तमान यूरिया विनिर्माण संयंत्रों की मरम्मत के माध्यम से 27.20 एलएमटीपीए तक उत्पादन क्षमता की वृद्धि का लक्ष्य किया गया था। वास्तविक उपलब्धि 2012-13 तक केवल 3.30 एलएमटीपीए अर्थात 2006-07 में 197.00 एलएमटीपीए से 2013-14 में 200.30 एलएमटीपीए थी।

(iii) केन्द्रीय सार्वजनिक क्षेत्र उपक्रम के पीएसयू का बन्द संयंत्रों का पुनरूद्धार

भारत सरकार ने यूरिया की बढ़ती मांग को पूरा करने के उद्देश्य से बन्द उर्वरक संयंत्रों[60] कें पुनरूद्धार की व्यवहार्यता पर विचार किया। फर्टीलाइजर्स कारपोरेशन ऑफ इण्डिया लिमिटेड (एफसीआईएल) की पांच बन्द यूनिटें और हिन्दुस्तान फर्टिलाइजर्स कारपोरेशन लिमिटेड (एचएफसीएल) की तीन संयंत्र सुविकसित ढांचा रखती थीं और प्रस्तावित एनजीजी के सामीप्य में सामरिक रूप से स्थित थीं। XI योजना के कार्यचालन समूह की रिपोर्ट में यह परिकल्पित किया गया था कि पूर्वी भारत में इन बन्द यूरिया संयंत्रों का पुनरूद्धार XI योजना के दौरान 50 एलएमटीपीए की अतिरिक्त यूरिया क्षमता की वृद्धि करेगा।

लेखापरीक्षा जांच से पता चला कि:

- पुनरूद्धार हेतु पहचानी गई किसी भी संयंत्र का पुररूद्धार नहीं किया गया था (अक्तूबर2014)।
- पुनरूद्धार की जाने वाली एफसीआईएल तथा एचएफसीएल की प्रस्तावित आठ संयंत्रों के लिए एमओपीएनजी से 17.6 एमएमएससीएमडी एनजी की आवश्यकता थी जो जगदीशपुर/हल्दिया पाइपलाइन (गेल)/मल्लावरम-भीलवाडा पाइपलाइन (जीएसपीएल)/काकीनाडा-वासुदेवपुर-हावडा पाइपलाइन (आरजीटीआईएल-रेलाग) से पूरी की जानी थी। भारत सरकार ने बरौनी, दुर्गापुर, सिन्द्री तथा हल्दिया को जोड़ने के लिए गेल की जगदीशपुर-

[60] संयंत्र, जो तकनीकी अप्राचलन तथा वित्तीय कारणों 2002 में सरकार द्वारा बन्द की गई थीं, एफसीआईएल की पांच यूनिटें, एचएफसीएल की तीन यूनिटें, और राष्ट्रीय केमीकल्स एण्ड फर्टिलाइजर्स लिमिटेड (आरसीएफ), फर्टीलाइजर्स एण्ड केमीकल्स त्रावणकोर लिमिटेड (एफएसीटी) तथा नेवेली लिगनाइट कार्पोपरेशन (एनएलसी) प्रत्येक की एक यूनिट

हल्दिया पाइपलाइन को प्राधिकृत किया (जुलाई 2007)। तथापि इस पाइपलाइन का निर्माण अभी आरम्भ किया जाना बाकी/शेष था (अक्तूबर 2014)।

- यद्यपि एफसीआईएल की रामागुण्डम संयंत्र को सम्बद्धता देने के लिए मल्लावरम-भीलवाडा पाइपलाइन का प्रस्ताव 2008 में आरम्भ किया गया था परन्तु पाइपलाइन का निर्माण कार्य अभी भी आरम्भ होना था (अक्तूबर)।
- काकीनाडा-बासुदेवपुर-हावडा पाइपलाइन का अनुमोदन रेलाग द्वारा परियोजना के कार्यान्वयन में विलम्ब के कारण अक्तूबर 2012 में रद्द किया गया था।

इस प्रकार पुनरूद्धार के लिए अभिज्ञात बन्द संयंत्रों में से किसी का अभी तक पुनरूद्धार नहीं हुआ था। इसलिए एचएफसीएल तथा एफसीआईएल बन्द यूरिया संयंत्रों के पुनरूद्धार के माध्यम से लगभग 50 एलएमटीपीए की प्रत्याशित क्षमता वृद्धि पूर्ण होने से रह गई।

यूरिया संयंत्रों की घरेलू उत्पादन क्षमता 2004-05 से 2010-11 तक स्थिर बनी रही। घरेलू उत्पादन में कमी के कारण कृषि क्षेत्र 2004-05 से 2012-13 (मार्च 2013 तक) तक की अवधि के दौरान 477.09 एलएमटी की मात्रा तक यूरिया के आयात पर निर्भर रहा। 2004-05 से 2012-13 तक की अवधि के दौरान यूरिया के आयात पर आर्थिक सहायता बहिर्गमन का वित्तीय भार ₹ 84,359 करोड़ रहा था।

एनजी/आर-एलएनजी की अनुपलब्धता यूरिया के उत्पादन की देशीय क्षमता की वृद्धि में प्रमुख बाधा बनी हुई है। भारत सरकार दीर्धावधि आधार पर एनजी की सुनिश्चित आपूर्ति नहीं कर सकी जबकि पाइपलाइन संयोजन अपर्याप्त रहा जो उर्वरक क्षेत्र में नए निवेश आकर्षित करने और संयंत्रों के आधुनिकीरण के लिए निर्णायक था। इससे क्षमता वृद्धि योजनाओं के कार्यान्वयन में विलम्ब हुआ। इस प्रकार उत्पादन क्षमता में वृद्धि, यूरिया उत्पादन में आत्मनिर्भरता मात्रा और आर्थिक सहायता भार में बचत का उद्देश्य भी प्राप्त नहीं किया जा सका।

लेखापरीक्षा में देखा गया 2011-12 तथा 2012-13 के दौरान यूरिया का वास्तविक घरेलू उत्पादन 604.36 एलएमटी की आवश्यकता के प्रति 445.58 एलएमटी था। यूरिया उत्पादन वृद्धि परियोजनाओं के कार्यान्वयन/भौतिकीकरण न पाने/करने के कारण करने के कारण सम्पूर्ण कमी आयात के माध्यम से पूरी की गई थी जिसके कारण अतिरिक्त आर्थिक सहायता का बहिर्गमन हुआ।

एमओपीएनजी ने बताया (जुलाई 2014) कि एनजी की अधिकांश मांग घरेलू गैस के लिए है ना कि एलएनजी के लिए नहीं।

उत्तर को आगे दिये जा रहे तथ्यों के आधार पर आकलन करने की जरूरत है कि यद्यपि आर-एलएनजी घरेलू एनजी की तुलना में खर्चीली थी परन्तु जब नेफ्था से तुलना की गई जो एनजी के अभाव में प्रयुक्त आरएलएनजी प्रमुख वैकल्पिक ईंधन था तो यह अब भी मितव्ययी थी जैसा तालिका 1 में दिए गए आंकड़ों से स्पष्ट है। इसके अलावा आर-एलएनजी की मांग का ढांचे की उपलब्धता से घनिष्ट सम्बन्ध है। ढांचे की अपर्याप्तता (पाइपलाइन तथा आर-एलएनजी दोनों) पर पहले ही अध्याय 3 में विस्तार में चर्चा की गई है। लेखापरीक्षा महसूस करता है कि आर-एलएनजी तथा पाइपलाइन ढांचे के समानान्तर निर्माण हेतु कार्यात्मक नियामक तथा निगरानी तंत्र की उपलब्धता ने आर-एलएनजी के बाजार के प्रभावी विकास को भी समर्थ बना दिया होता।

पुनरूद्धार/मरम्मत परियोजनाओं के समापन में कार्यान्वयन से दो-तीन वर्ष लगने की प्रत्याशा थी। XI योजना के दौरान कार्यान्वयन हेतु पहचानी गई परियोजनाएं पाइपलाइन तथा आर-एलएनजी ढांचे की अनुपलब्धता के कारण आरम्भ नहीं की जा सकीं (अक्तूबर 2014)। इसलिए भारत सरकार ने 2011-12 तथा 2012-13 के दौरान यूरिया पर क्रमश: ₹ 3559.96 करोड़[61] तथा 642.16[62] करोड़ की आर्थिक सहायता की बचत का अवसर खो दिया। यह प्रभाव दीर्घावधि आर-एलएनजी (घरेलू एनजी नहीं) के

---

[61] ₹ 4738.22 प्रति एमटी की आर्थिक सहायता बचतों के आधार पर निम्न गणना की गई: { आयातित यूरिया पर आर्थिक सहायता घटाओं (प्रत्येक उर्वरक यूनिट के ऊर्जा प्रतिमान को ध्यान में रखकर ₹ 1933 प्रति जीकेल की दर पर आर एलएनजी उपयोग कर प्रति एमटी यूरिया की औसत मानकीय लागत जमा प्रति एमटी अनुमानित पूंजी सम्बद्ध प्रभार)}

[62] ₹ 808.03 प्रति एमटी की आर्थिक सहायता बचतों के आधार पर निम्न गणना गई: { आयातित यूरिया पर आर्थिक सहायता घटाओं (प्रत्येक उर्वरक यूनिट के ऊर्जा प्रतिमान को ध्यान में रखकर ₹ 2847.65 प्रति जीकेल की दर पर आर-एलएनजी उपयोग कर प्रति एमटी यूरिया की औसत मानकीय लागत जमा प्रति मीट अनुमानित पूंजी सम्बद्ध प्रभार)}

उपयोग को ध्यान में रखकर और विस्तार, मरम्मत तथा पुनरूद्धार परियोजनाओं (अनुबंध 9 क, ख तथा ग) में अनुमानित निवेश के आधार पर पूंजी सम्बद्ध प्रभार[63] को लागत[64] में शामिल कर लेने के बाद ही निकाला गया है।

4.1.2 महंगे फीडस्टाक के उपयोग के कारण उत्पादन लागत में वृद्धि

यूरिया विनिर्माण संयंत्रों के लिए नई मूल्य निर्धारण योजना के चरण III की अपनी नीति (मार्च 2007) में भारत सरकार ने सभी कार्यरत नेफ्था तथा एफओ/एलएसएचएस आधारित यूनिटों को तीन वर्षों की अवधि (अर्थात 2009-10 तक) के अन्दर एनजी/आर-एलएनजी आधारित में बदलने का लक्ष्य रखा। परिवर्तन हेतु योजित नौ उवैरक संयंत्रों में से कोई भी 2011-12 तक एनजी को परिवर्तित नहीं की गई थी। 2012-13 में पांच यूनिटें परिवर्तित कराई गई थीं और एक यूनिट 2013-14 (अक्तूबर 2014) में परिवर्तित की गई थी (अनुबंध-10)। तीन यूनिटें परिवर्तन की प्रक्रिया में थीं (अकतूबर 2014)।

तदनुसार अक्तूबर 2014 तक देश में 30 यूरिया उत्पादक यूनिटें थीं जिनमें से 27 गैस आधारित थीं और शेष अन्य फीडस्टाक पर आधारित थीं। अन्य फीडस्टाक यथा नेफ्था, ईधन तेल (एफओ) तथा लो-सल्फर हैवी-स्टाक (एलएसएचएस) एनजी/आर-एलएनजी की अपेक्षा मंहगे हैं। इसके अलावा नेफ्था/एफओ/एलएसएचएस आधारित यूनिटें कम ऊर्जा दक्ष हैं और उच्च उत्पादन लागत रखती हैं।

भारत सरकार उत्पादन की लागत और यूरिया की सांविधिक रूप से अधिसूचित बिक्री कीमत के बीच अन्तर की आर्थिक सहायता के रूप में प्रतिपूर्ति करती है। इसलिए मंहगे फीडस्टाक के उपयोग के कारण उत्पादन की लागत में वृद्धि का परिणाम राजकोष पर अतिरिक्त आर्थिक सहायता भार होता है। यदि यथा लक्ष्यित 2010 से पूर्व इन संयंत्रों के एनजी में परिवर्तन का लक्ष्य प्राप्त कर लिया गया होता तो भारत

---

[63] पूंजी सम्बद्ध प्रभार (1) ऋण पर 12% प्रव की ब्याज दर (पूंजीगत लागत का 2/3) (2) इक्विटी 18 पर प्रतिफल (1/3 पूंजीगत लागत) और (3) मूल्यह्रास 15% (पूंजीगत लागत का 95%) को हिसाव में लेने के बाद प्राप्त किया जाता है।

[64] एमसीएफएल (मंगलौर), डीआईएल (कानपुर), जैडएसीएल (गोवा), एनएफएल (भटिण्डा, पानीपत तथा नांगल), एसपीआईसी (तूतीकोरन), जीएनवीएफसी (मडूच) तथा एमएफएल (मनाली, तमिलनाडु): डीआईएल कानपुर मई 2013 तक चालू नहीं था।

सरकार को परिवर्तन परियोजनाओं में अनुमानित निवेश के आधार पर सीआरसी[65] को शामिल कर लेने के बाद भी 2010-11, 2011-12 तथा 2012-13 वर्षों के लिए क्रमश: (अनुबन्ध 11 क, ख, ग, घ) ₹ 2330.43 करोड़, ₹ 3827.98 करोड़ तथा 1515.41 करोड़ की यूरिया की उत्पादन लागत में बचत हुई होती।

डीओएफ ने बताया (जनवरी 2014) कि नेफ्था-एफओ/एलएसएचएस आधारित यूरिया संयंत्रों को एनजी आधारित यूरिया संयंत्रों में बदलने के लिए संयंत्र को एनजी की अनवरत आपूर्ति की पूर्व अपेक्षा थी। यह केवल तभी सम्भव था जब संयंत्र को पाइपलाइन संयोजन और सुनिश्चित गैस आवंटन होता। गैस आवंटन एमओपीएनजी के हाथों में था और गैस पाइपलाइनों की स्थापना एमओपीएनजी के प्रशासनिक नियंत्रण के अधीन कम्पनियों द्वारा की जानी थी। इसके अतिरिक्त तीन संयंत्रों के लिए आर-एलएनजी टर्मिनल अभी भी बनाए नहीं गए थे। इसलिए परिवर्तन में विलम्ब हुआ और यह डीओएफ के नियंत्रण के बाहर था। एमओपीएनजी ने स्वीकार किया (जुलाई 2014) कि बाधाओं में से एक पाइपलाइन का संयोजन न होना था।

4.2 विद्युत क्षेत्र

विद्युत एक अनिवार्य आवश्यकता है जिस पर देश का सामाजिक आर्थिक विकास निर्भर करता है। इसलिए भारत सरकार द्वारा बनाई गई (2005) राष्ट्रीय विद्युत नीति (एनईपी) इस क्षेत्र के त्वरित विकास पर उद्देश्यित है। एनईपी ने 2011-12 तक 1000 किलोवाट प्रति व्यक्ति विद्युत से अधिक देने के लिए X तथा XI योजना के दौरान एक लाख मेगावाट से अधिक आवश्यकता आधारित क्षमता वृद्धि की आवश्यकता अनुमानित की। इस अनुमान के प्रति देश XI योजना[66] के अन्त तक 94,831 मेगावाट तथा 883.66 किलोवाट/घंटा प्रति व्यक्ति विद्युत का क्षमता विस्तार प्राप्त कर सका।

---

[65] पूंजी सम्बद्ध लागत (1) पूंजीगत लागत का 2/3 होने पर ऋण पर 12% की ब्याज दर (2) ½ पूंजीगत लागत होने पर 18% इक्विटी पर प्रतिफल और पूंजीगत लागत का 95% होने पर 15% मूल्यह्रास को हिसाब में लेने के बाद प्राप्त की जाती है।

[66] प्रतिष्ठापित क्षमता IX योजना के अन्त तक 1.05 लाख मेगावाट से बढ़कर31.03.2013 को 2.23 लाख तक हो गई, 1.18 लाख मेवा की वृद्धि। 2102-13 के अन्त में प्रति व्यक्ति विद्युत 917.0 यूनिट थी (स्रोत: भारत मे विद्युत क्षेत्र में वृद्धि-तालिका-1 सीईए)

2002-03 से 2012-13 तक के दौरान ऊर्जा मांग तथा व्यस्त समय की उच्च मांग में क्रमश: 83 प्रतिशत तथा 66 प्रतिशत वृद्धि दर्ज की गई। तथापि वास्तविक उत्पादन मुख्यतया ईंधन की सीमित उपलब्धता के कारण कम रहा। इससे 2012-13[67] के अन्त तक नौ प्रतिशत की एक समान दर से ऊर्जा कमी तथा व्यस्ततम कमी हुई। यद्यपि उत्पादन क्षमता में 113 प्रतिशत वृद्धि हुई थी परन्तु अपर्याप्त ईंधनों (कोयला, एनजी आदि सहित सभी प्रकार के ईंधन) के कारण कमी आई जिसकी भरपाई नहीं की जा सकी।

एनईपी के अनुसार विद्युत उत्पादन के लिए ईंधन के रूप में एनजी का उपयोग उचित मूल्य पर इसकी उपलब्धता पर निर्भर करता है। एनईपी में परिकल्पना की गई कि उचित मूल्य पर देशी एनजी के आधार पर नई विद्युत उत्पादन क्षमता विद्युत के प्रमुख स्रोत के रूप में उभरेगी एवं देश के विभिन्न भागों को सम्मिलित कर एनजीजी ऐसी क्षमता के विकास को सरल बना सकेगा। आयातित एलएनजी आधारित विद्युत संयंत्र भी विद्युत उत्पादन के सम्भावित स्रोत हैं और उनके विकास की गति उनकी वाणिज्यिक व्यवहार्यता पर निर्भर करेगी। द्रव ईंधन उपयोग कर रहे वर्तमान विद्युत संयंत्र उत्पादन की लागत कम करने के लिए यथा शीघ्र एनजी अथवा आर-एलएनजी में परिवर्तित किए जाने थे।

एनजी आधारित विद्युत संयंत्र निम्न सगर्भत समयावधि, निम्न पूंजीगत लागत और संसाधनों जैसे भूमि तथा जल पर कमतर दबाब रखतें हैं। इसके अलावा एनजी आधारित परियोजनाएं व्यस्त आवश्कताओं को पूरा करने के लिए आदर्शत: उचित हैं।

परियोजनाओं की तैयारियों के आधार पर XI योजना के लिए विद्युत के कार्यान्वयन समूह ने एनजी/आर-एलएजी ज्वलित संयंत्रों से 2114 मेगावाट सहित लगभग 68,896 मेगावाट की क्षमता वृद्धि परिकल्पित की गई क्योंकि वर्तमान गैस आधारित विद्युत केन्द्रों को एनजी की उपलब्धता अपर्याप्त थी और संयंत्र लगभग 58 प्रतिशत से 60 प्रतिशत संयंत्र भार घटक (पीएलएफ) पर प्रचालन कर रहे थे इसलिए कार्यचालन समूह ने अन्य के साथ भारत सरकार को यह सुनिश्चित करने की सिफारिश की कि गैस

[67] ऊर्जा मांग 2002- 03 में 545674 जीडब्ल्यूएच से बढ़कर 2012-13 में 998114 जीडब्ल्यूएच हो गई और उसी अवधि के दौरान व्यस्त मांग 81492 जीडब्लयूएच से बढ़कर 135453 जीडब्ल्यूएच हो गई (स्रोत:भारत में विद्युत क्षेत्र में वृद्धि-तालिका 9 सीईए)

आधारित संयंत्रों जैसी परिसम्पत्तियां जो पर्याप्त निवेशों के साथ स्थापित की गई थीं, एनजी/ढांचे उपलब्धता की बाधाओं के कारण असहाय/निष्क्रिय अथवा अपर्याप्त रूप से खाली नहीं रहें और इनको अन्य संयंत्रों पर प्राथमिकता मिलनी चाहिए।

XI योजना के दौरान गैस आधारित संयंत्रों द्वारा वास्तविक क्षमता में इजाफा X योजना से अग्रेनीत परियोजनाओं सहित 5,936.58 मेगावाट थी। मार्च 2013 को समाप्त गत 10 वर्षों के लिए गैस आधारित केन्द्रों की पिछले 10 वर्ष वार क्षमता वृद्धि अनुबन्ध 12 में दी गई है। वर्तमान में (2012-13) गैस आधारित संयंत्र अखिल भारतीय प्रतिष्ठापित क्षमता[68] का नौ प्रतिशत बनाते हैं। चूंकि गैस आधारित केन्द्रों की क्षमता वृद्धि मध्यम हुई थी इसलिए 90 प्रतिशत पीएलएफ पर इन संयंत्रों को चलाने के लिए एनजी की मांग 2002-03 में 48.26 एमएमएससीएमडी से बढ़कर 2012-13 में 135 एमएमएससीएमडी तक बढ़ गई।

केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) के संरक्षण के अधीन 'विद्युत उत्पादन के लिए ईंधनों पर विशेषज्ञ समिति' द्वारा 2004 में भारत सरकार को प्रस्तुत रिपोर्ट में विद्युत उत्पादन के लिए एनजी की प्रतिस्पर्धात्मकता निर्धारित की गई। समिति ने आधार भार (80 प्रतिशत पीएलएफ) तथा पीकिंग संयंत्रों (30 प्रतिशत पीएलएफ) के लिए ईंधन स्रोत के स्थान और भार केन्द्र के बीच भिन्न दूरियों के लिए विभिन्न ईंधन विकल्पों का विश्लेषण किया। अध्ययन में एक वैकल्पिक ईंधन के रूप में एलएनजी शामिल किया गया और निष्कर्ष निकाला कि आधार भार प्रचालन संयंत्रों के लिए

(80 प्रतिशत पीएलएफ पर और स्रोत तथा भार केन्द्र के बीच 800 किमी) उत्पादन की लागत के अनुसार द्रव ईंधनों जैसे नेफ्था (₹ 4.46 किवा/घ) तथा डीजल (₹ 5.961 किवा/घ) के ऊपर एलएनजी (₹ 2.29 किवा/घ) ने स्थान पाया।

एमओपी ने कहा कि (अक्तूबर 2014) अन्तर्राष्ट्रीय बाजार में एलएनजी कीमत में पर्याप्त वृद्धि के मद्देनजर अध्ययन के निष्कर्ष वर्तमान संदर्भ में सत्य नहीं हो सकते क्योंकि एलएनजी आधारित विद्युत उत्पादन काफी महंगा तथा अप्रेषणीय था। एमओपी ने यह बताया (जनवरी 2015) कि आयातित आरएलएनजी का मूल्य उस

[68] भारत के ऊर्जा क्षेत्र में कोयला मुख्य ईंधन (पचास प्रतिशत) है। उसके बाद जल (अठारह प्रतिशत) हैं।

स्तर तक बढ़ गया था जिससे आयातित आरएलएनजी पर आधारित विद्युत उत्पादन पूर्णतया खर्चीला हो गया।

एमओपी का उत्तर और लेखापरीक्षा आपत्ति को इस संदर्भ में देखे जाने की आवश्यकता है कि देश में गैस आधारित संयंत्र थे जो एनजी/आरएलएनजी की अनुपलब्धता के कारण उत्पादन हानि उठा रहे थे और वैकल्पिक ईंधन वाले संयंत्रों को मंहगे ईंधन का उपयोग करना पड़ा था जैसा अनुवर्ती पैराग्राफ में उल्लेख किया गया है।

इसके अलावा तालिका 1 में दिए गए लेखापरीक्षा विश्लेषण से पता चलता है कि दीर्धावधि आर-एलएनजी पर आधारित विद्युत की उत्पादन लागत नेफ्था की उत्पादन लागत की तुलना में सस्ती होगी। यह विश्लेषण नेफ्था के संगत मूल्यों के साथ गेल द्वारा लिए गए दीर्घावधि आर-एलएनजी मूल्य की वर्ष वार तुलना पर आधारित था। यह विभिन्न स्तरों पर योजना में कमी को रेखांकित करता है जिसके कारण एक ओर गैस आधारित विद्युत संयंत्र स्थापित किए गए थे और दूसरी ओर एनजी/आर-एलएनजी की आपूर्ति हेतु ढांचागत विकास के समन्वित अभिगम, जैसे दीर्घावधि मूल्य आधार पर एनजी की खरीद सरल करने के लिए एनजीजी, आरएलएनजी ढांचे की कमी थी।

एनजी/आररएलएनजी की कमी पूरी करने के लिए उठाए गए अपर्याप्त कदमों के कारण ऐसी स्थिति हो गई जहां गैस आधारित संयंत्रों ने हानि उठाई जैसा नीचे बताया गया है:

- 31 मार्च 2013 को 18,362.27 मेगावाट की कुल प्रतिष्ठापित उत्पादन क्षमता के साथ 55 प्रमुख गैस आधारित विद्युत संयंत्र थे। 90 प्रतिशत पीएलएफ पर इन संयंत्रों के प्रचालन के लिए 90.70 एमएमएससीएमडी एनजी की कुल आवश्यकता के प्रति वास्तविक उपलब्धता केवल 40 एमएमएससीएमडी थी। इन संयंत्रों को एनजी/आर-एलएनजी की उपलब्धता 2013 को समाप्त दस वर्षों के दौरान मांग से कम थी परिणामस्वरूप प्रतिष्ठापित क्षमता का कम उपयोग

हुआ। जैसा इन विद्युत संयंत्रों द्वारा सूचित किया गया, एनजी[69] की कम आपूर्ति के कारण 2008-09 से 2012-13 तक की अवधि के लिए सीईए ने 66,129.10 मिलियन यूनिट (एमयू) की मात्रा तक विद्युत उत्पादन की हानि परिकल्पित की थी (अनुबन्ध 13)। उत्पादन की उपर्युक्त हानि के कारण वित्तीय प्रभाव लेखापरीक्षा द्वारा परिकल्पित नहीं किया जा सका क्योंकि उत्पादन की लागत तथा विद्युत की आपूर्ति कीमत प्रत्येक राज्य में अलग-अलग हैं।

- जहां गैस आधारित संयंत्रों में वैकल्पिक ईंधन उपयोग करने का प्रावधान है वहां एनजी की अनुपलब्धता के कारण उत्पादन हानि की नेफ्था तथा एचएसडी के उपयोग द्वारा प्रतिपूर्ति की गई थी। चूंकि इन द्रव ईंधनों की लागत तुलनात्मक रूप से अधिक है इसलिए विद्युत की कीमत आनुपातिक रूप से बढ़ जाती है। अनुबन्ध 13 से यह देखा जा सकेगा कि 2008-09 से 2012-13 तक की अवधि के दौरान गैस आधारित संयंत्रों ने एनजी/एलएनजी की अनुपलब्धता की भरपाई के लिए 31.35 लाख किलोलीटर नेफ्था तथा 5.01 लाख किलोलीटर एचएसडी का उपयोग किया था। 'विद्युत उत्पादन के लिए ईंधनों पर विशेषज्ञ समिति'' द्वारा विद्युत की लागत की संगणना के आधार पर आर-एलएनजी[70] के स्थान पर नेफ्था उपयोग के कारण विद्युत की लागत में वृद्धि 2010-11, 2011-12 तथा 2012-13 (अनुबन्ध 14) के दौरान क्रमश: अनुमानित ₹ 482.34 करोड़, ₹ 1023.08 करोड़ तथा ₹ 869.91 करोड़ बनेगी जो अन्ततः ग्राहकों पर डाली गई थी।
- कायमकुलम (1998-99 में स्थापित) स्थित एनटीपीसी का कम्बाइण्ड साइकल पावर प्लांट की प्राथमिक ईंधन के रूप में नेफ्था और बाद में कोच्चि स्थित प्रस्तावित एलएनजी टर्मिनल से उपलब्ध एनजी पर प्रचालित किए जाने की योजना बनाई गई थी। एलएनजी टर्मिनल जिसको आरम्भ में 2001-02 में चालू होने की योजना थी सितम्बर 2013 में चालू हुआ था। एलएनजी टर्मिनल

[69] यह उत्पादन हानि मंहगे ईंधनों जैसे नेफ्था तथा एचएसडी के उपयोग द्वारा उत्पादित विद्युत को हिसाब से लेने के बाद संगणित की गई है।

[70] दीर्घावधि ठेका दर पर आर-एलएनजी की दर गणना के लिए ली गई है

तथा विद्युत संयंत्र जोडने के पाइपलाइन संयोजन की यद्यपि गैस ग्रिड परियोजना (2000) में परिकल्पना की गई थी परन्तु अभी तक आरम्भ किया जाना था (अक्तूबर 2014)। चूंकि एलएनजी परियोजना/पाइपलाइन अनिश्चित रूप से विलम्बित थी इसलिए कायमकुलम संयंत्र अभी एनजी को परिवर्तित किया जाना है (अक्तूबर2014) और विद्युत उत्पादन के स्थान पर मंहगे ईंधन (नेफ्था) का उपयोग कर रहा था। 2008-09 से 2010-11 तक की अवधि के दौरान एनजी/आर-एलएनजी के अभाव में 6342.87 मिलियन यूनिट उत्पादन के लिए 14.83 लाख किलोमीटर नेफ्था तथा एचएसडी की मात्रा उपयोग की गई थी।

इस प्रकार वहनीय दर पर एनजी/आर-एलएनजी की अनुपलब्धता और अपर्याप्त पाइपलाइन ढांचे के परिणामस्वरूप विद्युत की उच्च उत्पादन लागत आई। इसके अलावा एनजी कि अनुपलब्धता ने 2015-16 तक किसी गैस आधारित विद्युत संयंत्र की योजना न बनाने के लिए विद्युत संयंत्रों के सभी विकासकों को एक परामर्श जारी करने (मार्च 2013) के लिए सीईए को बाध्य कर दिया था।

4.3 पाइपलाइन ढांचा प्रदाता

पाइपलाइन क्षमता का कमतर उपयोग

वर्तमान में देश 395 एमएमएससीएमडी एनजी (अनुबन्ध 15) संचरण क्षमता के साथ 15,340 कि.मी. लम्बी एनजी पाइपलाइन ढांचे का मालिक है। बिक्री के लिए एनजी घरेलू उत्पादन 126.14 एमएमएससीएमडी (2010-11) से 79.4 एमएमएससीएमडी (2013-14) तक कम हो गया जिसके कारण मांग तथा आपूर्ति में व्यापक अन्तर हो गया। परिणामत: मांग पूरी करने के लिए आर-एलएनजी ने व्यवहार्य विकल्प के रूप में महत्व प्राप्त कर लिया। प्रमुख एलएनजी पूर्तिकारों से या दीर्घावधि अनुबन्ध के अन्तर्गत अथवा स्पाट[71] खरीद के माध्यम से आयात की जाती है। वर्तमान में (2013-14) देश में कुल एलएनजी आयात 10.76 एमएमटीपीए (38.74 एमएमएससीएमडी) है जिसमें से 7.5 एमएमटीपीए (27 एमएमएससीएमडी) दीर्घावधि

[71] स्पाट व्यापार वह बाजार है जहां आर-एलएनजी दैनिक आधार पर खरीदी तथा बेची जाती है

ठेका[72] के अन्तर्गत खरीद की जा रही है। वर्तमान में कुल पुन: गैसीकरण क्षमता 22 एमएमटीपीए (79.2 एमएमएससीएमडी) है।

यह देखा गया था कि 2004-05 तक देश में 7.5 एमएमटीपीए की पुन: गैसीकरण क्षमता के दो एलएनजी टर्मिनल थे जो 2013-14 के दौरान 22 एमएमटीपीए तक बढाई गई थी। आर-एलएनजी ढांचे के निर्माण के विलम्ब (जैसी अध्ययन 3 में चर्चा की गई) के कारण दीर्घावधि प्रबन्ध के माध्यम से वहनीय मूल्य पर एलएनजी की अनुपलब्धता हुई और देश के एलएनजी व्यापार का विकास बाधित हुआ। दीर्घावधि प्रबन्धनों के अभाव में मांग के आधार पर स्पाट कार्गो मंहगी कीमत पर आयात किए गए थे। एलएनजी टर्मिनलों पर स्लाट उपलब्धता प्रतिबन्धों के कारण इसमे भी बाधा हुई थी।

एनजी के घरेलू उत्पादन में पर्याप्त कमी के साथ वहनीय मूल्य पर एलएनजी की अनुपलब्धता के कारण वर्तमान पाइपलाइन क्षमता का कम उपयोग हुआ जैसी नीचे चर्चा की गई:

- देश की कुल संचरण क्षमता 2011-12 में 309 एमएमएससीएमडी से 2013-14 में 395 एमएमएससीएमडी तक बढ़ गई थी। तथापि औसत क्षमता उपयोग 2011-12 में 64 प्रतिशत, 2012-13 में 60 प्रतिशत से 2013-14 में 47 प्रतिशत तक कम हो गया (अनुबन्ध-15)।
- गेल के स्वामित्व (2013-14) की पाइपलाइनों की कुल लम्बाई 10,841 किमी है जो इसे 244 एमएमएससीएमडी संचरण क्षमता के साथ देश में (71 प्रतिशत) मुख्य पाइपलाइन ढांचा प्रदाता[73] बनाती है। तथापि संचरण क्षमता का औसत उपयोग 72 प्रतिशत (2011-12) से 68 प्रतिशत (2012-13) और 2013-14 में 45 प्रतिशत तक कम हो गया।

इस प्रकार पाइपलाइन ढांचे की वर्तमान क्षमता को एनजी/आर-एलएनजी के अभाव में कम उपयोग किया जा रहा है। कम क्षमता उपयोग संचरण ढांचा प्रदाता कम्पनियों के वाणिज्यिक हित पर प्रतिकूल प्रभाव डालेगा।

---

[72] पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड (पीएलएल) तथा रास गैस कतर के बीच दीर्घावधि ठेका

[73] गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड (जीएसपीएल) 1874 किमी (बारह प्रतिशत) और रिलायंस गैस ट्रांसपोर्टेशन इन्फ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड (आरजीआईएल) 1469 किमी (दस प्रतिशत)

गेल ने बताया (अगस्त 2014) कि गैस पाइपलाइन ढांचे के उपयोग में वर्षों लगते हैं। प्रमुख घटक, जिन पर गैस पाइपलाइन उपयोग निर्भर करता है, गैस की उपलब्धता और वहनीयता, औद्योगिकीकरण, सरकारी नीतियां आदि हैं। कम उपयोग के विशेष कारण केजी डी6 क्षेत्र से कम उत्पादन, उपभोक्ता क्षेत्रों, विशेषकर सीजीडी का विकास न होना, आर-एलएनजी की उच्च कीमत आदि थे।

एमओपीएनजी ने बताया (जनवरी 2014) कि ग्राहकों की कमी के दृष्टिगत गैस व्यापारी निर्यातकों से दीर्घावधि गैस खरीद अनुबन्ध करने में सतर्क थे। इसलिए एलएनजी टर्मिनल का कम विकास वर्तमान पाइपलाइनों के कम उपयोग का एकमात्र कारण नहीं था।

उत्तर को इस तथ्य के प्रति देखे जाने की आवश्यकता है कि पाइपलाइनों का वास्तविक उपयोग मार्गस्थ मांग की तुलना में भी काफी कम है जैसी पाइपलाइन स्थापना के पूर्व सम्बन्धित सत्वों द्वारा निर्धारित की गई। गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2014) कि यह विभिन्न एनजी उपभोक्ता क्षेत्रों द्वारा मुख्यतया योजित परियोजनाओं का कार्यान्वयन न करने के कारण था।

सिफारिश:

2. डीओएफ तथा एमओपी के समन्वय से एमओपीएनजी अन्तर मंत्रालयी समिति का गठन करने पर विचार करे जो सुझाव दे सके:
   I. एनजी पाइपलाइन परियोजनाओं का कार्यान्वयन तथा बन्द उर्वरक संयंत्रों का पुनरूद्धार समकालिक करने के लिए एक समयबद्ध योजना का ताकि यूरिया का आयात कम करने के अतिरिक्त फीडबैक के रूप में एनजी का लाभ इष्टतम रूप से प्राप्त किया जा सके।
   II. वहन करने योग्य मूल्य पर विद्युत क्षेत्र को एनजी/आरएलएनजी मुहैया कराने के लिए अपेक्षित ढांचा बनाने के उपाय ताकि क्षेत्र में निर्मित क्षमता का पर्याप्त रूप से उपयोग किया जा सके।

अध्याय-5
प्राकृतिक गैस की आपूर्ति

अध्याय 5 प्राकृतिक गैस की आपूर्ति

5.1 गैस आबंटन/उपयोग नीति

विभिन्न क्षेत्रों में एनजी की मांग, उपलब्धता तथा आरोपित आर्थिक मूल्य को ध्यान में रखकर गैस लिंकेज समिति (जीएलसी) ने विभिन्न उपभोक्ताओं को राष्ट्रीय तेल कम्पनियॉ (एनओसी) के नामित ब्लाकों से एनजी (एपीएम गैस) का आबंटन किया (2005 तक)। आबंटन सम्भावित उपभोक्ताओं से प्राप्त अनुरोधों और सम्बन्धित मंत्रालयों की सिफारिशें के आधार पर, सम्बन्धित क्षेत्र में एनजी की उपलब्धता के आधार पर किए गए थे। राष्ट्रीय अर्थव्यवस्था में उर्वरक तथा विद्युत क्षेत्रों के महत्व के मद्देनजर इन दो क्षेत्रों को आबंटनों में वरीयता दी गई थी। चूंकि नए उपभोक्ताओं को आबंटन हेतु एपीएम गैस उपलब्ध नहीं थी इसलिए जीएलसी को नवम्बर 2005 में भंग कर दिया गया था।

इसके बाद भारत सरकार ने एनईएलपी के अन्तर्गत उत्पादित गैस के वाणिज्यिक उपयोग से सम्बन्धित मामलों का निर्णय करने के लिए मंत्रियों के अधिकार प्राप्त ग्रुप का (ईजीओएम) गठन किया (2007)। इसी बीच भारत सरकार ने अनुमोदित गैर एपीएम दर पर उनके नामित ब्लाकों में नए क्षेत्रों से एनजी की बिक्री एनओसी को अनुमत की (2010)। तदनुसार एनओसी द्वारा उत्पादित गैर एपीएम गैस के मूल्य निर्धारण तथा वाणिज्यिक उपयोग पर एमओपीएनजी ने एक नीति बनाई (अक्तूबर 2010) जिसने क्षेत्रवार प्राथमिकता[74] बनाए रखी।

जहां तक एनईएलपी क्षेत्रों से एनजी के आबंटन का संबंध था ईजीओएम ने निम्नलिखित सिद्धान्त तय किए:

[74] प्राथमिकता क्रम:- गैस आधारित उर्वरक संयंत्र, एलपीजी संयंत्र, ग्रिड को विद्युत आपूर्ति करने वाले विद्युतसंयंत्र, सीजीडी; घरेलू तथा परिवहन, इस्पात, शोधनशाला, पेट्रोरसायन हेतु फिडस्टॉक अथवा ईंधन के लिए, सीजीडी; औद्योगिक तथा वाणिज्यिक उपभोक्ताओं, अन्य उपभोक्ता हेतु फीडस्टाक अथवा ईंधन प्रयोजन हेतु आन्तरिक एवं मर्चेन्ट विद्युत के लिए

i) सामान्य नीति के रूप में उत्पादित/आयातित एनजी में से, उपभोक्ताओं को आपूर्ति से पूर्व, अधिकतम मूल्य वर्धन सुनिश्चित करने के लिए, यदि उपलब्ध हो तो इसके उच्चतर अंशो[75] को निकाल लिया जाना चाहिए।

ii) एनईएलपी ठेकेदारों द्वारा एनजी की बिक्री निम्नलिखित मार्गनिर्देशों पर आधारित होगी:

क) ठेकेदार भारत सरकार द्वारा निर्धारित विपणन प्राथमिकताओं के अनुसार एनईएलपी से एनजी की बिक्री करेंगे और बिक्री भारत सरकार द्वारा यथा अनुमोदित मूल्य निर्धारण फारमूला के आधार पर होगी।

ख) किसी भी प्राथमिकता क्षेत्र से सम्बन्धित उपभोक्ता जब और जैसे गैस उपलब्ध होती है उसे वास्तव में उपभोग करने की स्थिति में होने चाहिए। जिससे विपणन प्राथमिकता को गैस का 'आरक्षण' न माना जाए। इसका अर्थ है यदि विशेष क्षेत्र का उपभोक्ता, जो प्राथमिकता में उच्च है, गैस उपलब्ध होने पर उसे लेने की स्थिति में नहीं है तो यह इस क्षेत्र को जाएगी जो प्राथमिकता क्रम मे अगला है।

ग) एक विशेष प्राथमिकता क्षेत्र के अन्तर्गत उपभोक्ता द्वारा चूक के मामले में वैकल्पिक उपभोक्ताओं की अनुपलब्धता की दशा में, गैस ठेकेदार द्वारा प्राथमिकता के अगले क्रम में अन्य उपभोक्ताओं को प्रस्तुत की जाएगी।

घ) किसी विशेष स्रोत से गैस आपूर्ति की प्राथमिकता केवल उन उपभोक्ताओं के बीच उपलब्ध होगी जो स्रोत से जोड़े गए वर्तमान पाइपलाइन नेटवर्क से जुड़े हैं। इसलिए यदि कोई सीमान्त अथवा छोटा क्षेत्र था जो ट्रंक पाइपलाइन अथवा ग्रिड नेटवर्क से जुड़ा नहीं था तो ठेकेदार को उन उपभोक्ताओं को बेचने की अनुमति होगी जो क्षेत्र से जुड़े थे अथवा सापेक्ष रूप से कम अवधि में जुड सकेगे (यथा तीन से छः माह)।

---

[75] मीथेन (सी1) प्राकृतिक गैस में प्रमुख घटक है। उच्च कार्बन मात्रा वाले अन्य घटकों का निष्कर्षण यथा ईथेन (सी2), प्रोपेन (सी3), बूटेन (सी4) आदि अन्य उत्पादों जैसे पालीमर, एलपीजी आदि के उत्पादन में प्रयुक्त किए जाने के लिए, उच्च अंशों को निकालने के रूप में जाना जाता है।

ईजीओएम ने तब प्राथमिकता के निम्नलिखित क्रम में एनजी आबंटित करने का निर्णय किया:

- वर्तमान गैस आधारित यूरिया संयंत्र
- वर्तमान गैस आधारित एलपीजी संयंत्र
- वर्तमान ग्रिड सम्बद्ध और गैस आधारित विद्युत संयंत्र
- घरेलू तथा परिवहन क्षेत्रों के लिए सीजीडी नेटवर्क

फीडस्टाक प्रयोजनों हेतु इस्पात, पेट्रोरसायन तथा शोधनशालाओं, औद्योगिक तथा वाणिज्यिक उपभोक्ताओं के लिए सीजीडी नेटवर्क, अन्य गैस आधारित उर्वरक संयंत्रों तथा कैप्टिव विद्युत संयंत्रों को आपूर्ति करने का भी निर्णय लिया गया था।

देशी गैस के आबंटन हेतु क्षेत्रवार प्राथमिकता सार्वजनिक हित के लिए बनाई गई थी। अभी तक किए गए क्षेत्रवार आबंटनों के ब्यौरे अनुबंध 16 में दिए गए है। यह देखा जा सकेगा कि घरेलू एनजी का आबंटन 236.79 एमएमएससीएमडी तक था जो 95.00 एमएमएससीएमडी के उपलब्ध घरेलू उत्पादन से काफी अधिक था।

5.2 विनियमित मूल्य पर प्राकृतिक गैस की आपूर्ति में गेल (इण्डिया) लिमिटेड की भूमिका

एमओपीएनजी के अन्तर्गत एक केन्द्रीय सार्वजनिक क्षेत्र उपक्रम के रूप में गेल अगस्त 1984 में निगमित किया गया था। गेल भारत में एनजी बाजार विकासक के रूप में प्रमुख भूमिका निभाता है और भारत के गैस बाजार में लगभग 60 प्रतिशत हिस्सा रखता है। एनजी की प्रमुख आपूर्तियों में विद्युत संयंत्रों को ईंधन, गैस आधारित उर्वरक संयंत्रों के लिए फीडस्टाक, एलपीजी निष्कर्षण आदि शामिल होते हैं।

भारत सरकार के नामिती के रूप में गेल ओएनजीसी, ओआईएल, ताप्ती, पन्ना-मुक्ता तथा रावा के वर्तमान क्षेत्रों से गैस प्राप्ति तथा बिक्री का अधिकार रखता है। ओएनजीएसी तथा ओआईएल के नामित ब्लाकों के वर्तमान क्षेत्रों से एनजी भारत सरकार द्वारा निर्धारित मूल्य और आबंटनों के अनुसार आपूर्त की जाती है जबकि पूर्व एनईएलपी/एनईएलपी क्षेत्रों से एनजी सम्बन्धित उत्पादन भागीदारी करारों के अनुसार निश्चित मूल्य पर बेची जाती है।

गेल एपीएम/गैर एपीएम गैस के उपभोक्ताओं को एपीएम/गैर एपीएम गैस की आपूर्ति से लाभ अथवा हानि की देखभाल करने के लिए भारत सरकार की ओर से गैस पूल लेखा भी अनुरक्षित करता है। इसलिए गेल से यह अपेक्षा की जाती है कि वह यह सुनिश्चित करे कि गैस आपूर्ति लेनदेन गैस आबंटन नीति के अनुरूप है तथा भारत सरकार के वित्तीय हितों की देखभाल करते हैं।

5.3 प्राकृतिक गैस के अन्तिम उपयोग की निगरानी के तंत्र का अभाव

देश के आर्थिक विकास के लिए निर्णायक भूमिका अदा करने वाले विद्युत तथा उर्वरक क्षेत्र आबंटन के माध्यम से एपीएम मूल्य पर लगभग 69 प्रतिशत घरेलू गैस प्राप्त करते है। भारत सरकार ने ₹ 3200/ एमएससीएम[76] के संशोधित मूल्य पर 0.05 एमएमएससीएमडी तक आबंटन वाले छोटे उपभोक्ताओं/न्यायालय आदेशों के अन्तर्गत अन्य विशेष अन्त प्रयोक्ताओं के साथ उनके वर्तमान आवंटन के प्रति विद्युत तथा उर्वरक क्षेत्र उपभोक्ताओं को सभी उपलब्ध एपीएम गैस आपूर्त करने का निर्णय लिया (जून 2005)। यह भी अनुबद्ध किया गया था कि आदेश में निर्दिष्ट और गेल के नेटवर्क माध्यम से वर्तमान में गैस आपूर्तियां पाने वालों को छोड़कर अन्य उपभोक्ताओं को बाजार सम्बन्धित मूल्य पर एनजी आपूर्त की जाएगी।

लेखापरीक्षा में ऐसे उदाहरण देखे गए जहां उपलब्ध एजीएम गैस भारत सरकार के आदेश में उल्लिखित निर्दिष्ट प्रयोजन हेतु उपयोग नहीं की गई थी। उर्वरक क्षेत्र में इसका परिणाम यूरिया उत्पादन की हानि तथा साथ ही साथ आर्थिक सहायता पर परिहार्य अतिरिक्त भार/गैस पूल लेखा में कम प्राप्ति होती है। अन्य क्षेत्रों में बाजार दर वसूल न करने का परिणाम गैस पूल लेखे में कम प्राप्ति होता है। इन मामलों पर पैराग्राफ 5.3.1 से 5.3.3 में चर्चा की गई है।

5.3.1 उर्वरक क्षेत्र

देश में 30 यूरिया संयंत्र हैं (अक्तूबर 2014 को)। इनमें से 27 संयंत्र फीडस्टाक तथा ईधन के रूप में एनजी (या तो घरेलू/आर-एलएनजी अथवा दोनों) का उपयोग करते हैं

[76] मीट्रीक स्टेण्डर्ड क्यूबिक मीटर

और शेष तीन यूरिया यूनिटें[77] फीडस्टाक तथा ईंधन के रूप में नेफ्था प्रयोग करती हैं। उर्वरक क्षेत्र में घरेलू स्रोत से एनजी के उपयोग के संबंध में, एमओपीएनजी ने निर्देश दिया (जुलाई 2006) कि उर्वरक को छोड़कर अन्य उत्पादन एपीएम आपूर्ति के अन्तर्गत नहीं आते थे और उर्वरकों को छोड़कर अन्य उत्पादों के विनिर्माण के लिए प्रयुक्त एपीएम गैस की मात्रा बाजार मूल्य पर प्रभारित की जानी चाहिए। बाजार मूल्य उच्चतम एक्स दहेज आर-एलएनजी मूल्य के अध्यधीन स्थलावतरण केन्द्र पर संयुक्त उद्यम और निजी प्रचालकों को अदा किए जा रहे उत्पादक मूल्य पर निर्भर मूल्य के रूप में परिभाषित किया गया था।

एमओपीएनजी ने 1 जनवरी 2009 से उर्वरकों के अतिरिक्त विनिर्मित उत्पादों के लिए उर्वरक यूनिटों द्वारा प्रयुक्त एपीएम गैस के लिए बाजार दर प्रभारित करने का गेल को निर्देश दिया (अक्तूबर 2009)। 1 जनवरी 2009 से पूर्व अवधि के संबंध में यह निर्देश दिया गया था कि गैस पूल लेखा/गेल दोनों पर छोड़े गए राजस्व तथा भारत सरकार आर्थिक सहायता पर और सम्बन्धित कम्पनियों को हानियों आदि के अनुसार गेल रसायनों के उत्पादन के लिए एपीएम दरें प्रभारित करने के वित्तीय निहितार्थ की जांच करे।

गेल ने उर्वरक उद्योग समन्वय समिति[78] (एफआईसीसी) तथा डीओएफ से उर्वरक तथा गैस उर्वरक प्रयोजन हेतु एनजी के उपयोग से सम्बन्धित ब्यौरे देने का अनुरोध किया जिसके लिए जुलाई 2014 तक उन्हें उत्तर प्राप्त नहीं हुआ था।

लेखापरीक्षा में तीन उर्वरक संयंत्रों [79] द्वारा निर्दिष्ट प्रयोजन के अतिरिक्त के लिए एपीएम गैस के उपयोग के उदाहरण देखे गए। उर्वरकों के अतिरिक्त उत्पादों के उत्पादन में प्रयुक्त गैस के बाजार दर पर बिलिंग के भारत सरकार के निर्देशों का कार्यान्वयन न करने और आर्थिक सहायता पर अतिरिक्त भार पर भारत के नियंत्रक-

---

[77] मंगलौर केमीकल्स एण्ड फर्टिलाइजर्स लिमिटेड (एफसीएफएल), मद्रास फर्टिलाइजर्स लिमिटेड (एमएफएल) तथा सदर्न पेट्रोकेमीकल्स इण्डस्ट्रीज लिमिटेड (एसपीआईसी)

[78] एफआईसीसी डीओएफ के अधीन एक संलग्न कार्यालय, नाइट्रोजन उर्वरकों की विनिर्माण यूनिटों के लिए भाड़ा दरो सहित समूह छूट दरें तैयार करने और आवधिक रूप से समीक्षा करने, लेखा बनाने, उर्वरकों कम्पनियों को भुगतान करने और उनसे वसूली करने, लागत निर्धारण और अन्य तकनीकी कार्य, उत्पादन डाटा, लागत और अन्य सूचना एकत्र तथा विश्लेषण करने के लिए उत्तरदायी है। एफआईसीसी यूरिया की रियायती दर संगणित करता है (भारत सरकार द्वारा निर्धारित प्रतिमानों के अनुसार) जिनके आधार पर यूरिया की आर्थिक सहायता की मात्रा निश्चियचत की जाती है।

[79] दीपक फर्टिलाइजर्स एण्ड पेट्रोकेमिकल्स कार्पोरेशन लिमिटेड, राष्ट्रीय केमीकल्स एण्ड फर्टिलाइजर्स लिमिटेड तथा गुजरात नर्मदा वैली फर्टिलाइजर्स एण्ड केमीकल्स लिमिटेड

महालेखापरीक्षक के प्रतिवेदनों, संघ सरकार (वाणिज्यिक)[80] में टिप्पणियां की गई थीं। प्रतिवेदनों में यह भी उल्लेख किया गया था कि मामले को सुलझाने में एमओपीएनजी तथा डीओएफ के बीच प्रभावी समन्वय की कमी थी। जनवरी 2009 से आरम्भ होने वाली अवधि के लिए गैस पूल लेखा में उप इष्टतम वसूली की संभावना और गेल में एनजी के उपयोग के सत्यापन हेतु तन्त्र के अभाव में उर्वरक उत्पादन पर आर्थिक सहायता का अधिक भुगतान भी सूचित किए गए थे।

बाद में लेखापरीक्षा में देखा गया (2013) कि चार उर्वरक संयंत्रों (सीएफसीएल I तथा II, केएसएफएल, आईजीएफएल तथा टीसीएल) ने निर्धारित प्रयोजन हेतु 2010-11 तथा 2011-12 के दौरान उनके द्वारा प्राप्त एपीएम गैस की सम्पूर्ण मात्रा का उपयोग नहीं किया था। तथापि गेल को यूरिया के उत्पादन हेतु उपयोग न की गई एपीएम गैस की मात्रा के लिए ₹ 5.34 करोड़[81] (अनुबन्ध 17क) का गैर एपीएम मूल्य अभी वसूल करना था। यह दर्शाता है कि विनियमित मूल्य पर आपूर्त एनजी का उपयोग सुनिश्चित करने का तंत्र अभी भी एमओपीएनजी/गेल तथा डीओएफ में प्रभावी नहीं था।

एपीएम दर पर आपूर्त एनजी के उपयोग के संबंध में डीओएफ ने बताया (फरवरी 2012) कि यूरिया के उत्पादन के अतिरिक्त किसी अन्य प्रयोजन हेतु यूनिटों द्वारा प्रयुक्त एनजी की मात्रा निश्चित की जाएगी और या तो आयातित अमोनिया अथवा किसी अन्य बेंचमार्क से विभेदक मूल्य यूनिटों से वसूल किया जाएगा। ईजीओएम ने एपीएम गैस के उपयोग के ऊपर नियंत्रण रखने के लिए मई 2012 तक विशेष मार्गनिर्देश तैयार करने के लिए डीओएफ को निर्देश दिया (फरवरी 2012)। बाद में डीओएफ ने फास्फेटिक तथा पोटेसिक उवैरक संयंत्रों द्वारा अदेय लाभों को प्रभारित करने के लिए मार्गनिर्देश बनाने का मामला अन्तर मंत्रालयी समिति[82] को भेज दिया (सितम्बर 2014)।

एमओपीएनजी ने बताया (जनवरी 2014) कि एपीएम गैस के तिमाही उपयोग प्रमाणपत्र भेजने के लिए डीओएफ ने साथ अनुवर्ती कार्रवाई के बावजूद अपेक्षित ब्यौरे

---

[80] लेखापरीक्षा प्रतिवेदन 2009-10 की सं. 9 पैरा सं. 13.2.1 एवं लेखापरीक्षा प्रतिवेदन 2012-13 की सं. 8 का पैरा सं. 11.6

[81] वसूली योग्य राशि संबंधित यूनिटों को प्रभारित एपीएम मूल्य और गेल द्वारा अपनाई विधि के अनुसार एचवीजे पाइपलाइन के साथ भारत सरकार द्वारा अनुमोदित गैर एपीएम मूल्य के बीच अन्तर के रूप में अनुमानित की गई है

[82] एमओपीएनजी, डीओएफ तथा कानून मंत्रालय से प्रतिनिधियों के साथ पोषक आधारित आर्थिक सहायता नीति के अधीन गठित

डीओएफ द्वारा भेजे नहीं गए थें। चूंकि गेल के पास गैर उर्वरक उत्पादों के विनिर्माण के लिए उवैरक संयंत्रों द्वारा प्रयुक्त एनजी की मात्रा सुनिश्चित करने के लिए और बाजार दर पर उनके बिल बनाने के लिए अपना स्वयं का बनाया तन्त्र नहीं था इसलिए एमओपीएनजी ने आवश्यक कार्रवाई हेतु निम्नलिखित रूपात्मकताओं का सुझाव दिया (जुलाई 2014) :

- उर्वरक संयंत्रों को सभी भावी गैस आपूर्तियों के लिए गेल एफआईसीसी द्वारा प्रमाणित तिमाही विवरणी पर जोर देगा जिसकी विफलता में गेल सम्पूर्ण गैस के लिए गैर एपीएम दरें प्रभारित करेगा।
- बीती अवधि के लिए गेल 29 नवम्बर 2013 से तीन माह की अवधि के अन्दर एफआईसीसी द्वारा यथा प्रमाणित आपूर्त गैस का उपयोग दर्शाकर उपयोग प्रमाणपत्र प्रस्तुत करने के लिए सभी उर्वरक संयंत्रों को नोटिस जारी करेगा जिसकी विफलता में गेल सम्पूर्ण अवधि तथा गत आपूर्तियों की मात्राओं के नॉन एपीएम लिए तथा एपीएम गैस मूल्य के बीच विभेदक राशि के लिए बीजक प्रस्तुत करेगा।

तदनुसार गेल ने अपेक्षित प्रमाणपत्र भेजने के लिए उर्वरक संयंत्रों को सूचित किया (अगस्त 2014) जिसके लिए उर्वरक संयंत्रों द्वारा अनुपालन प्रतीक्षित है। तथापि डीओएफ ने बताया (अक्तूबर 2014) कि यूरिया यूनिटों के संबंध में एफआईसीसी द्वारा एनजी उपयोग प्रमाणपत्र देने में व्यवहारिक कठिनाई है। एफआईसीसी ने एनजी आपूर्तियों की मात्रा के लिए गेल द्वारा प्रस्तुत बीजकों पर भरोसा किया और चूंकि गेल की आपूर्ति केन्द्रों पर अपनी जनशक्ति थी इसलिए गेल एनजी उपयोग की जांच करने के लिए एक प्रणाली विकसित करे।

यूरिया उत्पादन के लिए प्रयुक्त न की गई एपीएम गैस की मात्रा के लिए चार उर्वरक संयंत्रों (सीएफसीएल I तथा II, केएसएफएल, आईजीएफएल तथा टीसीएल) से बाजार मूल्य की वसूली न करने के संबंध में डीओएफ ने बताया (अक्तूबर 2014/जनवरी 2015) कि यूरिया की उत्पादन प्रक्रिया में पहले अमोनिया तथा कार्बनडाई आक्साइड (CO_2) तैयार किए जाते हैं और ऐसे उत्पादित अमोनिया उपलब्ध CO_2 के साथ यूरिया में परिवर्तित की जाती है। तथापि प्राय: यह होता है कि उत्पादित सम्पूर्ण अमोनिया

विभिन्न कारणों जैसे संयंत्र में अवरोध, एनजी में उपलब्ध CO_2 की सीमित मात्रा की सीमा आदि के कारण यूरिया में बदली नहीं जा सकती है। इसके अलावा सीमित भण्डारण सुविधा और सुरक्षा कारणों के कारण सुरक्षा स्तर से अधिक वेशी अमोनिया विभिन्न संयंत्रों द्वारा बेच दी जाती है। इस वेशी अमोनिया की बिक्री द्वारा उर्वरक संयंत्र का लाभ भारत सरकार तथा उर्वरक संयंत्र के बीच बांटा जाता है और यह राजस्व यूरिया के उत्पादन हेतु प्रयुक्त न की गई एनजी के लिए संयंत्र से वसूली योग्य बाजार दर की अपेक्षा अधिक होता है। इसलिए एपीएम गैस का उपयोग कर वेशी अमोनिया का उत्पादन एपीएम गैस के विपथन के रूप में नहीं देखा जाना चाहिए।

ऊपर उल्लिखित चार यूनिटों के संबंधमें डीओएफ द्वारा तथा सूचित वेशी आमोनिया की बिक्री पर लाभ में भारत सरकार की हिस्सेदारी के प्रति वसूली गई राशि ₹ 35.85 करोड़ थी। इसे निम्नलिखित तथ्यों के प्रति देखा जाना चाहिए:

- इन सभी मामलों में पर्याप्त प्राप्तियोग्य क्षमता थी। इसलिए यूरिया का उत्पादन न होने के कारण मांग पूरी करने मे कमी हुई जो आयात के माध्यम से पूरी की गई।

- आयातित यूरिया पर आर्थिक सहायता घरेलू रूप से उत्पादित यूरिया पर आर्थिक सहायता की अपेक्षा हमेशा अधिक थी।

- अधिक अमोनिया को यूरिया मे न बदलने के लिए डीओएफ द्वारा प्रस्तुत कारणों में से एक लीन गेस में पर्याप्त CO_2 की अनुपलब्धता था। इसे इस तथ्य के प्रति देखा जाए कि गेल पेट्रोरसायनों की उत्पादन प्रक्रिया के अनुसार एचवीजे पाइपलाइन से CO_2 निकाल देता है। लीन गैस, जो कि उच्चतर अंशों तथा CO_2 से वंचित होती है, तब अन्य उपभोक्ताओं को आपूर्ति हेतु एचवीजे पाइपलाइन को वापस भेजी जाती है। एसएफएल, सीएफसीएल, टीसीएल तथा आईजीएफएल इस पाइपलाइन से एनजी लेते है। इसलिए एक ओर गेल एनजी से CO_2 अलग कर रहा है और दूसरी ओर उर्वरक संयंत्र CO_2 की कमी का सामना कर रहे हैं। डीओएफ/एमओपीएनजी आर्थिक औचित्य तथा व्यवहार्य के आधार पर उर्वरक संयंत्रों को CO_2 की उपलब्धता बढाने की सम्भावनाओं की जांच करे क्योंकि यह भारत सरकार पर आर्थिक सहायता के भार को कम

करने में मददगार होगा। ऊपर उल्लिखित केवल चार यूनिटों के मामले मे अधिक अमोनिया को परिवर्तित न करने के कारण 2010-11 तथा 2011-12 वर्षों के दौरान 147.79 टीएमटी की मात्रा तक यूरिया की उत्पादन हानि हुई। इन संयंत्रों द्वारा उत्पादित यूरिया और आयातित यूरिया पर औसत विभेदक आर्थिक सहायता 2010-11 तथा 2011-12 के दौरान क्रमश: ₹ 8998 तथा ₹ 16199 प्रति मीट्रीक टन थी। इसलिए आर्थिक सहायता की अनुमानित राशि जो यूरिया मे सम्पूर्ण अमोनिया में बदलने के द्वारा बचाई जा सकती थी ₹ 196 करोड़ (अनुबन्ध 17ख) होगी जो वेशी अमोनिया की बिक्री पर लाभ के हिस्से के प्रति भारत सरकार द्वारा प्राप्त ₹ 35.85 करोड़ की अपेक्षा काफी अधिक है। डीओएफ द्वारा आरोप्य अन्य कारणों यथा यूरिया संयंत्र बाधाएं तथा अमोनिया के लिए भण्डारण सुविधा की कमी को संयंत्र स्तर पर अलग से हल किया जाना चाहिए।

- गेल वर्तमान आदेशों के अनुसार निर्धारित प्रयोजन की अपेक्षा अन्य के लिए प्रयुक्त एपीएम की मात्रा के लिए गैर एपीएम दर वसूल करता है। तथापि यह देखा गया था कि नई गैस मूल्य नीति के कार्यान्वयन के बाद एपीएम गैस का मूल्य और नान एपीएम मूल्य 1 नवम्बर 2014 से बराबर हो गए हैं। इस परिदृश्य में निर्दिष्ठ प्रयोजन के अतिरिक्त के लिए विपथित एनजी की मात्रा के लिए वसूली कैसे प्रभावित की जाएगी, निश्चित किए जाने की आवश्यकता है।

5.3.2 विद्युत क्षेत्र

एमओपीएनजी ने निर्देश दिया (जून 2006) कि जहां तक विद्युत क्षेत्र उपभोक्ताओं का सम्बन्ध है एपीएम मूल्य गैस केवल उन मात्राओं को लागू होगा जो जनोपयोगी सेवाओं/ अनुज्ञापित वितरण कम्पनियों के माध्यम से उपभोक्ताओं को वितरण हेतु ग्रिड को आपूर्ति के लिए विद्युत के उत्पादन के लिए उपयोग की गई थीं।

निर्दिष्ट प्रयोजनों के अतिरिक्त के लिए एपीएम गैस के उपयोग के दृष्टान्तों पर भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक के प्रतिवेदनों, (संघ सरकार) वाणिज्यिक[83] में टिप्पणियां

[83] लेखापरीक्षा प्रतिवेदन 2011-12 की सं. 3 का पैरा 12.2 और लेखापरीक्षा प्रतिवेदन2012-13 की सं.8 का पैरा 11.5 द्वारा

की गई थीं। यह उल्लेख किया गया था कि गेल एमओपीएनजी के निर्देशों का पालन करने में विफल हो गया और विद्युत उत्पादन करने वाले और चक्रीय प्रबंध के अन्तर्गत वाणिज्यिक रूप से सहमत दर पर अपने अन्त प्रयोक्ताओं को आर्पूत करने वाले सात निजी विद्युत उत्पादकों[84] को अदेय लाभ दिया। लेखापरीक्षा के कहने पर गेल ने नवम्बर 2011 से इन उपभोक्ताओं द्वारा उपयुक्त गैस के लिए बाजार चालन मूल्य वसूल करना आरम्भ किया। तथापि इन उपभोक्ताओं ने नवम्बर 2011 से पूर्व की अवधि के ₹ 246.16 करोड़ की वसूली के लिए गेल द्वारा की गई कार्रवाई के प्रति मध्यस्थ खण्ड का सहारा लिया। मामला मध्यस्थ के विभिन्न चरणों के अन्तर्गत है और वसूली लम्बित है (अक्तूबर 2014)।

लेखापरीक्षा में आगे देखा गया कि कमियों के बताए जाने के बावजूद एपीएम गैस के ऐसे अप्राधिकृत उपयोग पर काबू पाने के लिए प्रभावी प्रणाली विकसित करने में गेल विफल हो गया। दो उदाहरण जहां समय से उपभोक्ताओं द्वारा एपीएम गैस के अप्राधिकृत उपयोग की खोज करने और उनसे बाजार दर की वसूली के लिए कार्रवाई करने में विफल हो गया जैसा लेखापरीक्षा में देखा गया, पर नीचे चर्चा की गई है:-

- आंध्र प्रदेश गैस पावर कारपोरेशन लिमिटेड (एपीजीपीसीएल) आंध्र प्रदेश (एपी) में गैस आधारित विद्युत उत्पादन केन्द्र स्थापित करने के लिए बनाई गई (अक्तूबर 1988) एक सार्वजनिक लिमिटेड कम्पनी है। कम्पनी आरम्भ में अन्य केन्द्रीय और राज्य पीएसयू तथा निजी क्षेत्र स्वत्वों के साथ आंध्र प्रदेश राज्य विद्युत बोर्ड (एपीएसईजी) द्वारा प्रवर्तित की गई थी। बाद में कम्पनी एपीएसईबी की 26 प्रतिशत इक्विटी भागीदारी के साथ सार्वजनिक निजी भागीदारी (पीपीपी) में बदल दी गई थी। शेयरधारकों के बीच (अक्तूबर 1988 तथा अप्रैल 1997) हुए समझौता ज्ञापन (एमओयू) के अनुसार उत्पादित विद्युत लागत दर लागत आधार पर इसके शेयरधारकों (अनुबंध-18) के बीच वितरित की जाती है।

[84] साई रिजेंसी पावर कार्पोरेशन प्राइवेट लिमिटेड, आर के इनर्जी (रामेश्वरम) लिमिटेड, कोरोमण्डल इलेक्ट्रिसिटी कम्पनी लिमिटेड, ओपीजी इनर्जी प्राइवेट लिमिटेड, सहेली एक्सपोर्टस प्राइवेट लिमिटेड, कावेरी गैस पावर लिमिटेड और एमएमएस स्टील एण्ड पावर लिमिटेड

- एपीजीपीसीएल आबंटन के अनुसार और एपीएसईबी तथा गेल (नवम्बर 1990) के बीच अनुबन्ध के अनुसार एपीएम गैस प्राप्त कर रहा था। अनुबन्ध मात्रा[85] की वृद्धि और समय समय पर बढ़ाने के द्वारा संशोधित किया गया था (जनवरी 1997)। वर्तमान गैस बिक्री तथा संचरण अनुबन्ध (जीएसटीए) 4.2 अमरीकी डालर/एमएमबीटीयू[86] की एपीएम दर पर आबंटन के अनुसार 1.22 एमएमएससीएमडी की आपूर्ति हेतु 31 दिसम्बर 2015 तक वैद्य है।

- गेल ने मई 1996 में आंध्र फयूल्स लिमिटेड (एएफएल) को गैस आपूर्ति के लिए गैस आपूर्ति करार किया जो समय-समय पर बढाया गया था। वर्तमान अनुबंध 4.2 अमरीकी डालर प्रति एमएमवीटीयू की एपीएम दर पर आबंटन के अनुसार निश्चित और/अथवा फालबैक आधार पर 0.1 एमएमएससीएमडी गैस की आपूर्ति के लिए किया गया था (दिसम्बर 2010)।

एपीजीपीसीएल तथा एएफएल दोनों आरम्भ से आन्तरिक खपत हेतु एपीएम गैस उपयोग कर रहे थे। एपीजीपीसीएल चक्रीय प्रबंध के अन्तर्गत अपने शेयरधारकों को निदेशक समिति द्वारा निर्धारित मूल्य पर विद्युत बांट रहा था और एएफएल अन्य उपभोक्ता को पुन: बिक्री कर रहा था। इसलिए एपीएम गैस का उपयोग एमओपीएनजी निर्देशों के अनुरूप नहीं था। जून 2005 के मूल्य निर्धारण आदेश के अनुसार उपयुक्त गैस की मात्रा के लिए बाजार दर प्रभारित करना गेल के लिए अनिवार्य था।

लेखापरीक्षा में देखा गया कि गैस आपूर्ति ठेकों प्रबंधन में कमियों के कारण 2013 तक बाजार दर प्रभारित नहीं की गई थी जैसाकि नीचे बताया गया है:

- जीएसटीए के अनुच्छेद 17 में अनुबद्ध किया गया था कि क्रेता न तो किसी अन्य पार्टी को गैस बेच सकेगा और न ही अपेक्षित को छोड़कर किसी अन्य प्रयोजन हेतु इसका उपयोग कर सकेगा जब तक भारत

[85] आपूर्त की जाने वाली गैस की मात्रा 0.4 से 0.5 एमएमएससीएमडी तक बढाई गई थी (0.4 निश्चित तथा 0.1 फाल बैक आधार पर)

[86] मिलियन मीट्रिक ब्रिटिश थर्मल यूनिट

सरकार द्वारा अनुमोदन न किया जाए और/अथवा क्रेता और विक्रेता द्वारा लिखित मे आपसी सहमति न हो जाए। यह नोट किया जाए कि गेल गैस की खरीद और आबंटन के अनुसार एपीएम गैस बेचने के अधिकार के साथ भारत सरकार के नामिती के रूप में कार्य करता है। इसलिए क्रेता तथा विक्रेता की आपसी सहमति से उसमें अपेक्षित के अतिरिक्त प्रयोजन हेतु गैस का उपयोग करने के लिए क्रेता को अनुमति देने वाले जीएसटीए में खण्ड को समावेशन ने दुर्लभ प्राकृतिक संसाधन के आबंटन के पीछे के प्रमुख सिद्धान्त को विफल कर दिया।

- अनुबंध में एनजी का अन्त उपयोग सत्यापित करने और दुरूपयोग के मामले में गैर एपीएम दर प्रभारित करने के लिए गेल को अनुमति देने वाला खण्ड/अनुच्छेद शामिल नहीं किया गया था।

- एपी सरकार ने एपी की वितरण लाइसेंस कम्पनियों के मामलों का समन्वय करने के लिए जून 2005 में एक संस्थागत प्रबंध अर्थात आंध्र प्रदेश विद्युत समन्वय (एपीपीसीसी) का गठन किया। गेल के पास 2005 में एपीपीसी से एपीजीपीसीएल तथा एएफएल के प्रत्यायकों की जांच करने का विकल्प था। तथापि गेल ने केवल सितम्बर 2012 में एपीपीसीसी से सूचना प्राप्त की।

एपीपीसीसी ने पुष्टि की (सितम्बर 2012) कि एपीजीपीसीएल ने विद्युत खरीद अनुबन्ध (पीपीए) के अन्तर्गत सार्वजनिक प्रयोजनों हेतु ग्रिड को अपने द्वारा उत्पादित विद्युत का 21 प्रतिशत (एपीएसईबी का हिस्सा) आपूर्त किया और एएफएल ने ग्रिड (एपी ट्रांसको) को विद्युत आपूर्ति नहीं की थी। इस सूचना के आधार पर गेल ने (जनवरी 2013) जुलाई 2005 से दिसम्बर 2012 तक की अवधि के लिए 79 प्रतिशत की मात्रा तक उपयुक्त एनजी की मात्रा के लिए एपीएम तथा गैर एपीएम मूल्य के अन्तर के प्रति एपीजीपीसीएल को ₹ 308.91 करोड़[87] का एक डेबिट नोट प्रस्तुत किया (जनवरी 2013)। इसी प्रकार जुलाई 2005 से फरवरी 2013 तक की अवधि के लिए एएफएल को आपूर्त गैस की मात्रा के लिए एपीएम तथा गैर-एपीएम

[87] ₹ 308.91 करोड़ में 14.5% की दर पर वैट के प्रति ₹ 39.12 करोड़ शामिल हैं।

मूल्य के बीच अन्तर के प्रति ₹ 27.18 करोड़[88] का एक डेबिट नोट फरवरी 2013 में जारी किया गया था।

दोनों मामलो में गेल ने आबंटनो के अनुसार और उपभोक्ताओं के साथ अनुबंध के अनुसार एपीएम गैस आपूर्त की। अनुबंध में अन्य के साथ एपीएम के रूप में गैस की लागू दर एपीएम पर निर्दिष्ट की गई। अनुबंध उन्ही शर्तों तथा नियमों के साथ आवधिक रूप से संशोधित किया गया था। दोनों मामलों में उपभोक्ता कानूनी उपाय के लिए आगे बढ़े। चूंकि इस संबंध में निर्णय प्रतीक्षित था इसलिए गेल ने दोनों उपभोक्ताओं से बाद की अवधि के लिए भी बाजार दर की मांग नहीं की थी (अक्टूबर 2014)।

गेल ने बताया (अक्टूबर 2013) कि उन्होने उपभोक्ताओं को सुपुर्दगी केन्द्र पर गैस पहुँचाई जहाँ आपूर्त गैस की मात्रा अकेले मीटर द्वारा मापी गई थी। सुपुर्दगी केन्द्र के बाहर विभिन्न स्थानों को उपयोग हेतु गैस ले जाने का प्रबन्ध करना ग्राहक के ऊपर था। चूंकि गैस की सुपुर्दगी करार के अनुसार सुपुर्दगी केन्द्र पर पूरी की गई थी इसलिए गेल को ग्राहकों को आपूर्त गैस द्वारा उत्पादित विद्युत का उपयोग सुनिश्चित करने का कोई अधिकार नहीं था। गेल ने आगे बताया (अगस्त/दिसम्बर 2014) कि विद्युत ग्राहकों के विभिन्न समूहों के लिए एपीएम मूल्य की प्रयोज्यता से सम्बन्धित 2006-07 में एमओपीएनजी से मांगा गया विशेष स्पष्टीकरण प्राप्त नहीं हुआ था।

एमओपी ने बताया (जनवरी 2015) कि सत्यापन किया जाएगा यदि गैस के उपयोग के बारे में शिकायत हुई अथवा संदेह हुआ। परन्तु गेल द्वारा आपूर्त गैस से सम्बन्धित ऐसा कोई मामला मंत्रालय की जानकारी में अभी तक नहीं आया था।

उत्तर को इस तथ्य के प्रति देखे जाने की आवश्यकता है कि:

(i) एनजी की आपूर्ति के लिए भारत सरकार के नामिती होने पर गेल को इस आशय का समर्थकारी प्रावधान अनुबंध में समाविष्ट करके आपूर्त गैस का उपयोग सत्यापित करना चाहिए था। इसके अलावा चूंकि विद्युत क्षेत्र में संयंत्रों को एपीएम/आर्थिक सहायता प्राप्त गैस का आबंटन एमओपी की सिफारिश पर किया गया था इसलिए

[88] ₹ 27.17 करोड़ 14.5% की दर पर वैट के प्रति ₹ 3.44 करोड़ शामिल करता हैं।

उनके द्वारा उत्पादित विद्युत के अन्तिम उपयोग का सत्यापन करने का उचित तन्त्र भी एमओपी में होना चाहिए था।

(ii) सात विद्युत उत्पादकों द्वारा निर्दिष्ट के अतिरिक्त अन्य प्रयोजन हेतु एपीएम गैस के उपयोग के दृष्टान्त सीएजी के लेखापरीक्षा प्रतिवेदन (लेखापरीक्षा प्रतिवेदन 2011-12 की सं. 3 का पैरा सं. 12.2, लेखापरीक्षा प्रतिवेदन 2012-13 की सं. 8 का पैरा सं. 11.5) में सूचित किए गए थे। इन मामलों में गेल द्वारा ₹ 246.16 करोड़ की राशि वसूली के लिए लम्बित थी। इसके अलावा, दो और विद्युत उत्पादकों यथा एपीजीपीसीएल तथा एएफएल के मामलों का भी उल्लेख किया गया है जहाँ ग्राहकों को वितरण हेतु ग्रिड को आपूर्त किए जाने के स्थान पर विद्युत आन्तरिक खपत हेतु उपयोग की जा रही थी जो एपीएम गैस का प्राधिकृत उपयोग नहीं था। इस कारण एपीजीपीसीएल तथा एएफएल से क्रमश: ₹ 308.91 करोड़ तथा ₹ 27.18 करोड़ की वसूली लम्बित थी।

5.3.3 छोटे उपभोक्ता

गेल आबंटनों और जीएसटीए की शर्तों तथा निबन्धनों के अनुसार लघु उपभोक्ताओं को एपीएम गैस अपूर्त कर रहा था। एमओपीएनजी ने अन्य के साथ ये प्रतिबन्धित किया था (जून 2005) कि एपीएम आंबटन से अधिक आपूर्ति गैर एपीएम/बाजार सम्बंध मूल्य पर की जाएगी। लेखापरीक्षा में देखा गया कि यद्यपि जीएसटीए ने निर्देश के अनुसार भविष्य में किसी समय पर मूल्य की वसूली का प्रावधान किया परन्तु गेल ने वडोदरा क्षेत्र में उपभोक्ताओं के साथ वर्तमान अनुबंध की वैधता अवधि के अन्दर खण्ड लागू नहीं किया था।

एमओपीएनजी ने स्पष्ट करते हुए और निर्देश जारी किए (फरवरी 2010) कि एपीएम आंबटन से अधिक कोई आपूर्ति जून 2005 के गैस मूल्य निर्धारण आदेश के अनुसार गैर एपीएम दरों पर की जानी होती थी। उपर्युक्त निर्देशों पर गेल ने भविष्य प्रभावी रूप से अर्थात अप्रैल 2010 से आबंटन से अधिक की गई आपूर्ति के लिए गैर एपीएम मूल्य वसूल करना आरम्भ कर दिया। तथापि गेल ने मई 2012 तक वर्तमान अनुबंध की समाप्ति से पूर्व गत अवधि अर्थात 1 जुलाई 2005 से 31 मार्च 2010 तक के

लिए बकाया की वसूली के लिए कोई कार्रवाई आरम्भ नहीं की थी। वर्तमान अनुबंध की समाप्ति के बाद गत अवधि का दावा प्रस्तुत करने के कारण उपभोक्ता कानूनी उपायों के लिए चले गए। इसके परिणामस्वरूप ₹ 43.01 करोड़ की वसूली नहीं हुई (अनुबंध-19)। गेल ने बताया (नवम्बर 2013) कि एमओपीएनजी ने संशोधित मार्ग निर्देशों (जुलाई/अगस्त 2013) के माध्यम से छोटे/एकाकी क्षेत्रों से गैस के उपयोग के मामले का समाधान किया था। मार्गनिर्देशों में अनुबंध किया गया कि यदि छोटे/एकाकी क्षेत्रों से गैस लेने वाले ग्राहक की गत छः महीने में औसत आहरण मात्रा उसके आबंटन से अधिक थी (एपीएम और/अथवा गैर एपीएम को मिलाकर) तो इसके आंबटन के अतिरिक्त ऐसी अधिक मात्रा फालबैक आधार पर आंबटित की जानी चाहिए। यह अतिरिक्त फाल बैक आंबटन गैर-एपीएम मूल्य पर किया जाना था जैसा समय-समय पर भारत सरकार द्वारा अधिसूचित किया गया।

गेल ने आगे बताया (अगस्त/दिसम्बर 2014) कि मूल्य निर्धारण आदेश दिनांक 20 जून 2005 में आबंटन से अधिक आपूर्त मात्राओं के लिए गैर एपीएम मूल्य प्रभारित करने के लिए कोई प्रावधान नहीं था। उत्तर को इस तथ्य के प्रति देखे जाने की आवश्यकता है कि कथित मूल्य निर्धारण ओदश का बिन्दु सं. (iv) में अनुबंध किया गया कि उर्वरक, विद्युत तथा न्यायालय आदेशों के अधीन वचन बद्ध विशेष अन्त प्रयोक्ताओ/0.05 एमएमएससीएमडी तक आंबटनों वाले और गेल नेटवर्क के माध्यम से वर्तमान गैस आपूर्तियां पाने वाले छोटे उपभोक्ता के अतिरिक्त उपभोक्ताओं को बाजार सम्बन्धित मूल्य पर प्राकृतिक गैस आपूर्त की जाएगी। इसके अलावा एमओपीएनजी आदेश दिनांक 9 फरवरी 2010 आदेश दिनांक 20 जून 2005 की शर्तों को दोहराने वाला आदेश मात्र था।

इसलिए तथ्य यह शेष रहता है कि गेल ने वडोदरा क्षेत्र में 18 छोटे उपभोक्ताओं से बाजार दर पर वसूली नहीं की थी जो आबंटन से अधिक एनजी उपयोग कर रहे थें और समय से जून 2005 के मूल्य निर्धारण ओदश लागू न करने के कारण ₹ 43.01 करोड़ की वसूली नहीं हुई।

5.4 उर्वरक संयंत्रों दवारा आंबटित मात्रा से कम मात्रा की खरीद

अन्य वैकल्पिक फीडस्टाक के स्थान पर एक एमएमएससीएमडी के जी डी 6 गैस (8200 केसीएल/एससीएम की ऊर्जा मात्रा पर आधारित, जो लगभग 1400 एमटी यूरिया बनाता है,) के उपयोग द्वारा जून 2011 में भारतीय उर्वरक संघ (एफएआई) की गणना के अनुसार यूरिया की उत्पाद लागत में बचत ₹ 556 करोड़ प्रति वर्ष होगी। इसलिए यूरिया उत्पादन के लिए अधिकतम सम्भव सीमा तक एपीएम दर पर उपलब्ध एनजी उपयोग करना अनिवार्य था। उपलब्ध एनजी के कम उपयोग का परिणाम न केवल उत्पादन की हानि होता है बल्कि इसके कारण यूरिया का अधिक आयात भी होता है। इसके कारण अतिरिक्त आर्थिक सहायता का अधिक भुगतान होता है चूंकि आयातों पर प्रदत्त आर्थिक सहायता घरेलू उत्पादन पर प्रदत्त आर्थिक सहायता की अपेक्षा अधिक हैं।

नमूना जांच से उन मामलों का पता चला जहां कुछ यूनिटों ने एपीएम दर पर उनकों आपूरित की गई एनजी का इष्टतम स्तर पर पूण रूप से उपयोग नही किया जिससे उत्पादन की हानि हुई। इन सभी युनिटों में अतिरिक्त प्राप्त उत्पादन क्षमता थी। उसी अवधि के दौरान किसी भी गैस आधारित उर्वरक यूनिट को आंबटित मात्रा से अधिक एनजी प्राप्त नही हुई जिसने दर्शाया कि यूनिटों द्वारा कम उपयोग की गई मात्रा को किसी अन्य उर्वरक यूनिटो द्वारा उपयोग नही किया गया था। कुछ यूनिटों ने उपलब्ध एपीएम गैस का उपयोग करने की बजाय अधिक मंहगी एनजी का उपयोग किया जिससे यूरिया के उत्पादन की लागत में वृद्धि हुई।

उत्पादन की हानि/यूरिया के उत्पादन की लागत में वृद्धि ने ₹ 637.07 करोड़ (अनुबन्ध 20) तक आर्थिक सहायता भार कम करने के अवसर से भारत सरकार को वंचित कर दिया जैसा नीचे विस्तृत है:

I. असम में नामरूप स्थित ब्रहमपुत्र वैली फर्टिलाईर्जस कारपोरेशन लिमिटेड (बीवीएफसीएल), एक भारत सरकार उपक्रम, को भारत सरकार ने 1.72 एमएमएससीएमडी एपीएम गैस आंबटित की। बीवीएफसीएल ने दी हुई अवधि के दौरान इस उपलब्ध एनजी में से 2008-09 में 0.30

एमएमएससीएमडी और 2011-12 में 0.27 एमएमएससीएमडी का कम उपयोग किया। परिणामी वेशी गैस का यूरिया के उत्पादन की हानि की प्रतिपूर्ति करने के लिए अन्यत्र उपयोग नहीं किया गया था क्योंकि उसके पारगमन के लिए कोई पाइप लाइन ढ़ाँचा नहीं था।

डीओएफ ने उत्तर दिया (जनवरी 2014) कि नामरूप II तथा III स्थित बीवीएफसीएल संयंत्र क्रमश: 35 तथा 26 वर्ष पुराने थे और पुरानी मानी गई प्रौद्योगिकी पर निर्मित थे। संयंत्रों की वास्तविक स्थिति को ध्यान में रखकर एफआईसीसी ने इन संयंत्रों के प्रचालन के प्रतिमानों को तय किया था। डीओएफ ने यह भी बताया (जनवरी 2015) कि प्रवाह दिनों में कमी के लिए अनेक तकनीकी कारण यथा बारम्बार उपकरण खराबी, गैस आपूर्ति का प्रतिबन्ध, हडतालें, नाकाबन्दी आदि हुए थे जिसके कारण यूरिया उत्पादन की हानि हुई।

जैसा डीओएफ द्वारा बताया गया संयंत्र की बाधाओं पर विचार किया गया और बीवीएफसीएल द्वारा स्वीकार्य उपयोग न की गई एपीएम गैस की मात्रा के आधार पर उत्पादन हानि पर ₹ 55.72 करोड़ (अनुबंध 21) का आर्थिक सहायता भार अनुमानित किया गया हैं।

II. नागार्जुन फर्टिलाइजर्स एडं केमीकल्स लिमिटेड (एनएफसीएल), काकीनाड़ा (एपी) द्वारा गैस की वास्तविक खपत 2011-12 तथा 2012-13 के दौरान उपलब्ध वास्तविक आपूर्ति की अपेक्षा कम थी। एक एमएमएससीएमडी गैस के कम उपयोग के परिणामस्वरूप 1.3399[89] टीएमटी के उत्पाद की हानि होती है। कम उपयोग के कारण उत्पादन हानि 0.51 एलएमटी थी। आर्थिक सहायता पर परिणामी अतिरिक्त व्यय ₹ 98.04 करोड़ (अनुबंध 22) बनता हैं।

डीओएफ ने बताया (जनवरी 2014) कि अवधि के दौरान वास्तविक उत्पाद संयंत्र की पुन: निर्धारित क्षमता से अधिक था। पुन: निर्धारित क्षमता से

[89] उत्पाद लक्ष्य 15.65 एलएमटीपीए/(अपेक्षित एनजी 3.2 एमएमएससीएमडी x वर्ष के दिनों की संख्या 365 दिन) अर्थात् 0.013399 एलएमटीपीए अर्थात् 1.3399 टीएमटी

अधिक उत्पादन प्रोत्साहनीकृत उत्पादन के अधीन था जिसे कम्पनी उत्पादन कर सकती थी/नहीं कर सकती थी। डीओएफ ने आगे बताया (जनवरी 2015) कि एनएफसीएल अपनी एनजी आवश्यकता ओएनजीसी, सीएआईआरएन तथा आरआईएल से प्राप्त करता है। इन स्रोतों से एनजी की उतराई लागत के बीच कोई अन्तर नहीं था। इसी प्रकार जैसा एनएफसीएल द्वारा स्पष्ट किया गया जब रियायती अधिक एनजी उपलब्धता हुई थी तब कुछ विभिन्न स्रोतों से एनजी नामित करते समय कुछ अंश इसके द्वारा रखा गया है।

उत्तर को इस तथ्य के प्रति देखे जाने की आवश्कता है कि उत्पादन हानि संयंत्र के संबंध में एफआईसीसी द्वारा उपलब्ध कराई गई एनजी खपत के डाटा के आधार पर अनुमानित की गई थी जिसने दर्शाया कि एपीएम दर पर एनजी का कम उपयोग हुआ था। इसके अतिरिक्त, भारत सरकार ने यूरिया संयंत्रों को उनकी निर्धारित क्षमता से अधिक उत्पादन करने के लिए इसलिए प्रोत्साहित किया था ताकि उपलब्ध सरस्ती गैस अधिकतम सीमा तक उपयोग की जाए व आर्थिक सहायता की बचत हो।

III. क. भारत सरकार ने 2012-13 के दौरान विजयपुर (एमपी) स्थित भारत सरकार उपक्रम एनएफएल को 2.24 एमएमएससीएमडी एपीएम गैस आबंटित की। तथापि वास्तविक उपलब्धता वर्ष के दौरान 1.39 एमएमएससीएमडी से 2.08 एमएमएससीएमडी के बीच रही थी जिसके प्रति वास्तविक खपत इस अवधि के दौरान सभी महीनों में कम थी और मंहगी गैस[90] आपूर्ति के प्रति पूर्णतया उपयोग की गई थी। एक एमएमएससीएमडी प्रतिदिन कम उपयोग का परिणाम 1.3215[91] टीएमटी की उत्पाद हानि होता है। अप्रैल 2012 से दिसम्बर 2012 तक के नौ महीनों के दौरान एनएफएल से इसको उपलब्ध एनजी से 0.01 एमएमएससीएमडी से 0.61 एमएमएससीएमडी तक एपीएम गैस का कम

---

[90] पीएमटी, आरआईएल, गैर एपीएम तथा स्पाट आर-एलएनजी

[91] वार्षिक उत्पादन लक्ष्य 20.5 एलएमटीपीए/(अपेक्षित गैस 4.25 एमएमएससीएमडी x वर्ष में दिनों की संख्या 365 दिन) अर्थात 0.013215 एलएमटीपीए अर्थात 1.3215 टीएमटी

उपयोग किया। इसके परिणामस्वरूप 0.65 एलएमटी यूरिया की उत्पादन हानि हुई और भारत सरकार पर ₹ 139.63 करोड़ (अनुबंध 23) की आर्थिक सहायता का परिणामी अतिरिक्त भार पड़ा।

III. ख. हजीरा, गुजरात स्थित एक सहकारी समिति कृभकों को एपीएम गैस की वास्तविक आपूर्ति 2011-12 तथा 2012-13 के दौरान 1.62 एमएमएससीएमडी तथा 2.31 एमएमएससीएमडी के बीच थी जो अपेक्षित मात्रा (3.0 एमएमएससीएमडी) से कम थी। तथापि जुलाई 2011 से अक्टूबर 2012 तक की अवधि के दौरान एपीएम गैस की कम खपत (0.01 एमएमएससीएमडी से 1.16 एमएमएससीएमडी) देखी गई थी। कम उपयोग के कारणों मे से एक अमोनिया-प्रवाह यूनिट का बन्द होना था। तथापि लेखापरीक्षा में देखा गया कि इस अवधि के दौरान उपलब्ध सस्ती गैस के स्थान पर अन्य मंहगी गैस[92] उपभोग की गई थी। चूंकि एक एमएमएससीएमडी प्रतिदिन के कम उपयोग का परिणाम 1.2254[93] टीएमटी उत्पादन की हानि होता है इसलिए इसके फलस्वरूप 1.66 एलएमटी के उत्पादन की हानि के साथ आर्थिक सहायता के प्रति ₹ 340.45 करोड़ (अनुबंध 24) सरकार को परिणामी अतिरिक्त भार पड़ा।

III. ग. गुजरात स्टेट फर्टिलाइजर कारपोरेशन (जीएसएफसी) ने 2011-12 में छ: महीनों तथा 2012-13 में पांच महीनों के दौरान उपलब्ध सस्ती गैस का उपयोग करने के स्थान पर मंहगे स्रोत से एनजी का उपभोग किया। परिमाणत: उत्पादन की लागत ₹ 3.23 करोड़ तक बढ़ गई जो राजकोष पर (अनुबंध 25 क एवं ख) अतिरिक्त आर्थिक सहायता भार था।

डीओएफ ने उत्तर दिया (अक्टूबर 2014) कि:

(क) संयंत्रों को कभी-कभी 'लो या भुगतान करो' खण्ड के कारण शास्तियों का परिहार करने के लिए मंहगी गैसों को लेना पड़ा था,

---

[92] आरआईएल, गैर एपीएम तथा स्पाट-आरएलएनजी

[93] वार्षिक उत्पादन लक्ष्य 22.14 एलएमटीपीए/(अपेक्षित गैस 4.95 एमएमएसीसीएमडी x वर्ष में दिनों की संख्या 365 दिन) अर्थात 0.01225405 एलएमटीपीए अर्थात 1.2254 टीएमटी

(ख) एपीएम गैस संयत्रों की खराबी/मरम्मत करने आदि के कारण एपीएम गैस कम उपयोग की गई थीं,

(ग) गैस के उपयोग की प्राथमिकता दैनिक आधार पर दी गई थी और मासिक आधार पर एपीएम तथा गैर एपीएम गैस के उपयोग की गणना करना गुमराह करने वाले निष्कर्ष देगा अर्थात् दीर्घावधि आँकड़े दर्शाएगा कि संयंत्र ने सस्ती गैस की सम्भावित उपलब्धता के बावजूद मंहगी गैस का उपयोग किया है जबकि वास्तविकता में दैनिक आधार पर संयंत्र में मंहगी गैस की खरीद से पहले सस्ते ईंधन का पूरा उपयोग किया।

डीओएफ ने आगे बताया (जनवरी 2015) कि वास्तविक उत्पादन पुन: निर्धारित क्षमता (एनएफएल की) से अधिक थी इसलिए कम गैस लेने के कारण उत्पादन की कोई हानि नहीं हुई थी। तथापि, लेखापरीक्षा के पास उपलब्ध डाटा से पता चला कि संयंत्र मांग के अनुसार पुन: निर्धारित क्षमता से भी अधिक प्रचालन कर सकते हैं। इसलिए डीओएफ सुनिश्चित करे कि संयंत्र एपीएम मूल्य पर आपूर्त एनजी का पूर्ण उपयोग करे ताकि भारत सरकार का आर्थिक सहायता भार निम्नतम रखा जा सके।

डीओएफ के उपर्युक्त उत्तर को निम्निलिखत तथ्यों के प्रति देखे जाने की आवश्कता है:

(क) एपीएम गैस यूरिया की उत्पादन लागत कम रखने के लिए पूर्णतया उपयोग की जानी चाहिए थी चूंकि उत्पादन की लागत का सरकार द्वारा अदा की जा रही सहायता पर सीधा प्रभाव पड़ता हैं।

(ख) लेखापरीक्षा में उदाहरण देखे गए कि अवधि के दौरान जहाँ डीओएफ ने एपीएम गैस के कम उपयोग के लिए बंदी/मरम्मत जैसे कारण बताए थे वहीं सम्बन्धित संयंत्रों ने अन्य मंहगी गैसों का पूर्णतया उपयोग किया था।

(ग) अपने तर्क कि मासिक डाटा के आधार पर गणना भ्रामक गणनाएं देगी, के समर्थन में डीओएफ द्वारा कोई दस्तावेजी साक्ष्य नहीं भेजा था। यह भी नोट किया जाए कि एफआईसीसी ने तिमाही आधार पर भी एनजी का उपयोग सत्यापित करने में अपनी असमर्थता व्यक्त की थी जो यह दर्शाता

है कि एपीएम गैस का उपयोग सुनिश्चित करने का तन्त्र अभी ढूँढा जाना है।

5.5 प्राकृतिक गैस का विपणन लाभ

उर्वरक क्षेत्र भारत सरकार द्वारा निर्धारित प्राथमिकता के अनुसार एपीएम मूल्य पर लगभग 23 प्रतिशत घरेलू गैस प्राप्त करता हैं जिसमें ठेकेदार[94] द्वारा प्रचालित केजी डी 6 क्षेत्र से लगभग 15 एमएमएससीएमडी शामिल है। भारत सरकार का नामिती होने के कारण गेल राष्ट्रीय तेल कम्पनियाँ (एनओसी) द्वारा उत्पादित एनजी की आपूर्ति करता हैं।

गेल तथा ठेकेदार दोनों एपीएम मूल्य के अतिरिक्त आपूर्त एनजी पर विपणन लाभ उदग्रहीत करते हैं। इस प्रकार उदग्रहीत विपणन लाभ एनजी के वितरित मूल्य में शामिल किया जाता हैं जो यूरिया उत्पादन की मानकीय लागत का भाग बनता हैं।

केजी डी 6 ब्लाक का उत्पादन भागीदारी ठेका विपणन लाभ संघटक का प्रावधान नहीं करता हैं। तथापि ठेकेदार आपूर्त गैस पर 0.135 अमरीकी डालर/एमएमबीटीयू के बराबर ऊर्जा पर आधारित विपणन लाभ प्रभारित कर रहा है। रसायन एवं उर्वरक मंत्रालय (एमओसीएफ) द्वारा इस मामले को एमओपीएनजी की जानकारी में लाया गया (मार्च 2009) चूंकि उर्वरक कम्पनियां ठेकेदार द्वारा प्रभारित विपणन लाभ की प्रतिपूर्ति के लिए निरन्तर अभ्यावेदन कर रही थीं।

एमओपीएनजी ने बताया (मार्च 2009) कि भारत सरकार ने किसी ठेकेदार द्वारा एनजी की बिक्री के लिए आज तक विपणन लाभ की मात्रा निर्धारित अथवा अनुमोदित नहीं की थी। उसके बाद एमओपीएनजी ने केवल गेल के लिए ₹ 200/एमएससीएम विपणन लाभ निर्धारित किया (मई 2010)।

गेल के लिए विपणन लाभ भारतीय रूपये में निर्धारित किया गया था जबकि ठेकेदार अमरीकी डॉलर के अनुसार प्रभारित कर रहा था।

[94] रिलायंस इण्डस्ट्रीज लिमिटेड (90%) और निको (10%)

लेखापरीक्षा में देखा गया कि:

i. घरेलू रूप से उत्पादित, विपणित तथा उपयोग की गई पण्य के लिए भारतीय रूपये के स्थान पर अमरीकी डालर में केजीडी 6 गैस के लिए विपणन लाभ प्रभारित करना भारतीय बाजार के साथ अनुपयुक्त हैं। इसके प्रति प्रभारित राशि 2010-11 में ₹ 244.31/एमएससीएम के बराबर[95] थी और अमरीकी डालर विनिमय दर उतार चढ़ाव[96] के कारण 2013-14 में ₹ 325.51/एमएससीएम तक बढ़ गई (अनुबंध 26)।

ii. तथ्य को ध्यान में रखकर कि एनजी की उपलब्धता सीमित है और उर्वरक क्षेत्र, जहाँ भारत सरकार आर्थिक सहायता के रूप में पर्याप्त वित्तीय भार वहन करती है, के लिए इसका मूल्य भारत सरकार द्वारा नियंत्रित किया जाता है, विपणन प्रभार प्रभारित करने के लिए ठेकेदार को दी गई उत्तोलक शक्ति को औचित्य की आवश्यकता है। इस संबंध में एमओसीएफ ने अनुमान लगाया कि केजी डी 6 गैस पर 0.135 अमरीकी डालर/एमएमबीटीयू का विपणन लाभ प्रभारित करने के कारण लगभग ₹ 125 करोड़ प्रति वर्ष अतिरिक्त आर्थिक सहायता बहिगर्मन होगा।

डीओएफ ने बताया (जनवरी 2014) कि इस संबंध में एमओपीएनजी की किसी नीति के अभाव में डीओएफ/एफआईसीसी ने अभी तक यूरिया संयंत्रों के उत्पादन लागत निर्धारण और यूरिया संयंत्रों को प्रतिपूर्ति करने में ठेकेदार (केजी डी 6 बेसिन) को प्रदत्त विपणन लाभ पर विचार नहीं किया हैं। इसलिए केजी डी 6 गैस पर विपणन लाभ के कारण आर्थिक सहायता दावों को 2009 से अर्थात ठेकेदार द्वारा आपूर्तियों के आरम्भ से लम्बित रखा गया था।

तथापि लेखापरीक्षा द्वारा बताया गया बिन्दु यह हैं कि मई 2009 से मार्च 2014 तक की अवधि के लिए गेल को अनुमत विपणन लाभ से अधिक 15

---

[95] प्रति एमएमबीटीयू विपणन लाभ =0.135 अमरीकी डालर x प्रति अमरीकी डालर विनिमय दर x 1000 एससीएम/25.2

[96] वर्ष 2009-10 के लिए मानी गई अमरीकी डॉलर विनिमय दर ₹ 45 हैं ओर वर्ष 2013-14 के लिए यह ₹ 60.14 तक बढ़ गई।

एमएमएससीएमडी केजी डी 6 गैस (औसतन उर्वरक संयंत्रों को आपूर्त) पर

जैसा ऊपर दिया गया, ठेकेदार द्वारा विपणन लाभ प्रभारित करने का अतिरिक्त प्रभाव ₹ 201.40 करोड़ बनता था। यह अतिरिक्त भार भारत सरकार को वहन करना पड़ेगा यदि उसकी प्रतिपूर्ति का निर्णय लिया जाता है (अनुबंध-26)।

भारत सरकार ने वास्तविक विपणन लागत के आधार पर विपणन लाभ की मात्रा निर्धारित करना पीएनजीआरबी को सौंपा (दिसम्बर 2011)। तथापि पीएनजीआरबी को केवल अधिसूचित पेट्रोलियम उत्पादों तथा एनजी पर विचार करने की शक्ति दी थी। चूंकि भारत सरकार ने इस प्रयोज्य हेतु एनजी को अभी तक अधिसूचित नहीं किया है इसलिए पीएनजीआरबी कोई प्रणाली विकासित करने और विपणन लाभ निर्धारित करने की स्थिति में नहीं था। इसलिए केजी डी 6 गैस के विपणन लाभ प्रभारित करने पर कोई निर्णय नहीं हो सका (अक्टूबर 2014)।

एमओपीएनजी ने बताया (जुलाई 2014) कि यूरिया तथा एलपीजी उत्पादकों को घरेलू गैस की आपूर्ति के लिए विपणन लाभ विनियमित करने की आवश्यकता थीं क्योंकि उसका आर्थिक सहायता खर्च पर असर पड़ता है। अन्य सभी मामलों में विपणन लाभ पर क्रेता तथा विक्रेता द्वारा आपस में निर्णय किया जाना चाहिए और किसी सत्व द्वारा अपनाई गई प्रतिबंधक व्यापार व्यवहारों के बारे में किसी शिकायत का समाधान पीएनजीआरबी और/अथवा भारतीय प्रतिस्पर्धा आयोग द्वारा किया जाना चाहिए। तदनुसार एमओपीएनजी ने यूरिया तथा एलपीजी उत्पादकों के लिए घरेलू गैस की आपूर्ति हेतु विपणन लाभ निर्धारित करने के लिए पीएनजीआरबी से अनुरोध किया (नवम्बर 2013)।

एमओपीएनजी ने सूचित किया (दिसम्बर 2014) कि पीएनजीआरबी ने इस कार्य को पूर्ण करने के लिए परामर्शदात्ता नियुक्त करने का निर्णय किया है और तथ्य, कि प्रक्रिया विभिन्न सत्वों से डाटा का संग्रहण/विश्लेषण शामिल करती हैं, को ध्यान में रखकर दिसम्बर 2014 तक समय की मांग की हैं।

तथ्य यह शेष रहता है कि उन क्षेत्रों, जहाँ भारत सरकार आर्थिक सहायता भार वहन करती है, के लिए विशेषकर एनजी आपूर्तियों हेतु विपणन लाभ विनियमित करने की आवश्यकता थी।

सिफारिशें:

3. एमओपीएनजी विनियमित मूल्य पर आपूर्त एनजी के विचलन/दुरूपयोग की खोज और रोकने के लिए नियंत्रण प्रणाली/तन्त्र लागू करने के लिए सभी कार्यान्वयक एजेंसियों को शामिल कर रूपात्मकताए तैयार करे। इस तरह तैयार रूपात्मकताओं में उस दर पर भी निर्णय ले जिस पर निर्दिष्ट प्रयोजनों के अतिरिक्त उपयोग की गई एनजी के लिए वसूली की जाएगी चूंकि नवम्बर 2014 से एपीएम तथा गैर एपीएम मूल्य के बीच कोई अन्तर नहीं होगा।

4. गेल एनजी आपूर्ति ठेका प्रबन्धन प्रणाली की समीक्षात्मक रूप से समालोचना करे और विशेष उपाय जैसे एनजी के अन्त उपयोग का सत्यापन करने के लिए गेल को सशक्त करने वाले एक खण्ड का गैस बिक्री तथा संचरण अनुबन्ध में और अनुच्छेद 17, जो क्रेता अथवा विक्रेता के बीच आपसी अनुबन्ध से अपेक्षित के अतिरिक्त प्रयोजनों हेतु एनजी का उपयोग करने की क्रेता को अनुमति देता है, उचित समावेशन प्रस्तुत करे जो विनियमित कीमत पर एनजी आपूर्तियों के अन्त उपयोग की खोज करने और अप्राधिकृत प्रयोजनों हेतु इसका विपथन रोकने के लिए इसे पर्याप्त रूप से शक्तिशाली बनाएगा।

5. एमओपीएनजी सुनिश्चित करे कि जिन क्षेत्रों में भारत सरकार आर्थिक सहायता भार वहन करती है, वहां घरेलू स्रोत से एनजी आपूर्ति पर एक ही तरीका अर्थात भारतीय रूपये में विपणन लाभ प्रभारित करना, अपनाया जाता है।

अध्याय-6
निष्कर्ष तथा सिफारिशें

अध्याय 6 निष्कर्ष तथा सिफारिशें

6.1 निष्कर्ष

प्राकृतिक गैस की उर्वरक क्षेत्र में फीडस्टाक के रूप में अत्यन्त मांग है और यह विद्युत क्षेत्र में सर्वश्रेष्ठ ईंधनों में से एक है। यह अन्य क्षेत्रों में भी उपयोगिता रखती है। इसलिए वहनीय मूल्य पर इसकी उपलब्धता अर्थव्यवस्था पर महत्वपूर्ण प्रभाव रखती है। देशी एनजी के आंबटन, उपयोग और सभी स्रोतों से एनजी की आपूर्ति में शामिल सभी एजेंसियों की महत्वपर्ण भूमिका है।

प्राकृतिक गैस की आपूर्ति तथा ढांचा विकास पर निष्पादन लेखापरीक्षा में पता चला:

- पाइपलाइन तथा आर-एलएनजी ढांचा परियोजनाओं के विकास के मानीटरन में भारत सरकार के अन्दर समन्वय की कमी थी जिसके परिणामस्वरूप प्राथमिकता क्षेत्रों यथा उर्वरक तथा विद्युत, को वहनीय मूल्य पर एनजी की अनुपलब्धता हुई।
- पाइपलाइन बिछाने बनाने, प्रचालन करने और विस्तार करने का अनुमोदन जारी करने के लिए पीएनजीआरबी को शक्ति देने वाले पीएनजीआरबी अधिनियम की धारा 16 की अधिसूचना, पात्रता शर्तें जिन्हें एक सत्व आर-एलएनजी टर्मिनल स्थापित करने के पंजीकरण हेतु पूरी करेगा निर्धारित करने वाले नियमों की अधिसूचना जैसे कार्यकारी निर्णय लेने में बीते समय के कारण ऐसी स्थिति हो गई जहाँ इस प्रयोजन हेतु निर्मित सांविधिक प्राधिकरण देश भर में पाइपलाइनों तथा आर-एलएनजी ढांचे के विकास को सुगम करने में एक लम्बे समय तक निष्प्रभावी रहा।
- दीर्घावधि आधार पर एनजी की सुनिश्चित आपूर्ति की अनुपलब्धता और अपर्याप्त पाइपलाइन संयोजन पुनरूद्धार के लिए पहचानी गई बन्द उर्वरक संयंत्रों का पुनरूद्वार न करने और कुछ संयंत्रों का परिवर्तन न करने की प्रमुख बाधाओं में एक रहा इसके कारण उत्पादन की हानि और यूरिया

उत्पादन लागत में वृद्धि के साथ आयातित यूरिया के लिए भारत सरकार पर आर्थिक सहायता भार में परिणामी वृद्धि हुई।

- विद्युत क्षेत्र को वहनीय मूल्य पर एनजी उपलब्धता की कमी के फलस्वरूप परिणामी उत्पादन हानि और वैकल्पिक ईंधन के उपयोग के कारण उच्च उत्पादन लागत के साथ गैस आधारित विद्युत संयंत्रों का कम उपयोग हुआ।
- एमओपीएनजी/डीओएफ में नियंत्रण प्रणाली/तन्त्र की स्थापना न करने के कारण विनियमित मूल्य पर आपूर्त एनजी का अप्राधिकृत प्रयोजनों हेतु विपथन हुआ।
- गेल द्वारा एनजी आपूर्ति ठेका प्रबंन्धन में प्रणाली चूकों के कारण निर्दिष्ट के अतिरिक्त प्रयोजनों हेतु प्रयुक्त एपीएम गैस के लिए बाजार मूल्य पर वसूली नहीं हुई।
- गेल के लिए घरेलू गैस की आपूर्ति पर विपणन लाभ रूपयो में भारत सरकार द्वारा अनुमोदित किया गया था जबकि केजी डी 6 का ठेकेदार अमरीकी डालर में विपणन लाभ प्रभारित कर रहा था। डीओएफ उर्वरक संयंत्रों को विपणन लाभ, जैसी ठेकेदार द्वारा मांग की गई, की अभी भी प्रतिपूर्ति नहीं कर रहा था और केजी डी 6 गैस पर विपणन लाभ के प्रति आर्थिक सहायता दावे 2009-10 से लम्बित रखे गए थे। यदि डीओएफ विपणन लाभ जैसा ठेकेदार द्वारा प्रभारित और उर्वरक संयंत्रों द्वारा अनुरोध किया जा रहा था, की प्रतिपूर्ति का निर्णय लेता है, तो ठेकेदार द्वारा मांगे गए विपणन लाभ और गेल को अनुमत विपणन लाभ के बीच अन्तर पर अतिरिक्त सहायता भार मई 2009 से मार्च 2014 तक ₹ 201.40 करोड़ होगा।

6.2 सिफारिशें

हम सिफारिश करते हैं कि:

1. एमओपीएनजी देश भर में एनजी पाइपलाइन तथा आर-एलएनजी परियोजनाओं का समय से समापन सुनिश्चित और निर्धारित करने और विलम्ब कम करने के लिए कार्यान्वयक एजेंसियों तथा प्राधिकरणों के परामर्श से स्पष्टतया परिभाषित उत्तरदायित्व केन्द्रों के साथ एक तन्त्र विकसित करे ताकि एनजी क्षेत्र में वांछित वृद्धि प्राप्त की जा सके।

2. एमओपीएनजी डीओएफ तथा एमओपी के समन्वय से अन्तर मंत्रालयी समिति गठित करने पर विचार करे जो सुझाव दे सके।

   (i) एनजी पाइपलाइन परियोजनाओं के कार्यान्वयन और उर्वरक संयंत्रों के पुनरूद्वार को समकालिक करने के लिए एक समयबद्ध कार्य योजना ताकि यूरिया का आयात कम करने के अतिरिक्त फीडस्टाक के रूप में एनजी का लाभ इष्टतम प्राप्त किया जा सके।

   (ii) सम्भव मूल्य पर विद्युत क्षेत्र को एनजी/आर-एलएनजी मुहैया कराने के लिए अपेक्षित ढांचा बनाने के उपाय ताकि क्षेत्र में सृजित क्षमता का पर्याप्त रूप से उपयोग किया जा सके।

3. एमओपीएनजी विनियमित मूल्य पर आपूर्त एनजी के विचलन/दुरूपयोंग की खोज और रोकने के लिए नियंत्रण प्रणाली/तन्त्र लागू करने के लिए सभी कार्यान्वयक एजेंसियों को शामिल कर रूपात्मकताए तैयार करे। इस तरह तैयार रूपात्मकताओं में दर पर निर्णय भी शामिल करे जिस पर निर्दिष्ट प्रयोजनों के अतिरिक्त के लिए ऐसी एनजी उपयोग की वसूली की जाएगी चूंकि नवम्बर 2014 से एपीएम तथा गैर एपीएम मूल्य के बीच अन्तर नहीं होगा।

4. गेल एनजी आपूर्ति ठेका प्रबंन्धन प्रणाली की निर्णायक समीक्षा करे और विशेष उपाय जैसे एनजी के अन्त उपयोग का सत्यापन करने और अनुच्छेद 17, जो क्रेता विक्रेता के बीच आपसी सहमति से अपेक्षित के अतिरिक्त प्रयोजनों हेतु एनजी उपयोग करने की क्रेता को अनुमति देता हैं, की समीक्षा करने के लिए गेल को समर्थ बनाने के लिए गैस बिक्री तथा संचरण अनुबंध में खण्ड सम्मिलित करने आदि स्थापित करे जो इसे विनियमित मूल्य पर आपूर्त एनजी के अन्त उपयोग का पता लगाने और अप्राधिकृत प्रयोजनों के प्रति इसका विपथन रोकने के लिए इसे पर्याप्त रूप से शक्ति देगा।

5. एमओपीएनजी सुनिश्चित करे कि क्षेत्रों, जहाँ भारत सरकार आर्थिक सहायता वहन करती है, में उपयोग हेतु घरेलू स्रोत से एनजी की आपूर्ति हेतु समान कार्यप्रणाली अर्थात भारतीय रूपये में विपणन लाभ प्रभारित करना, अपनाई जाती हैं।

नई दिल्ली
दिनांक: 30 मार्च 2015

(प्रसेनजीत मुखर्जी)
उपनियंत्रक - महालेखापरीक्षक
एवं अध्यक्ष लेखापरीक्षा बोर्ड

प्रतिहस्ताक्षरित

नई दिल्ली
दिनांक: 30 मार्च 2015

(शशि कान्त शर्मा)
भारत के नियंत्रक - महालेखापरीक्षक

अनुबन्ध

अनुबंध-1 (देखें पैरा संख्या 1.6.2)

पीएनजीआरबी के कार्यों की सूची

पीएनजीआरबी अधिनियम 2006 की धारा 11

बोर्ड-

(क). *उचित व्यापार तथा स्वत्वों के बीच प्रतियोगिता विकासित करने के द्वारा उपभोक्ताओं के हित की रक्षा करेगा।*

(ख). *निम्न के लिए स्वत्वों की सूची बनाएगा*

(i) बाजार अधिसूचित पेट्रलियम एवं उत्पाद और केन्द्र सरकार की ठेकागत बाध्यताओं के अध्यधीन, प्राकृतिक गैस

(ii) द्रवीकृत प्राकृतिक गैस टर्मिनल स्थापित और प्रचार्लित करना

(iii) ऐसी क्षमता, जो विनियमों द्वारा निर्धारित की जाए, से अधिक पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद अथवा प्राकृतिक गैस के लिए भण्डारण सुविधाएं स्थापित करना

(ग).निम्न के लिए स्वत्वों को प्राधिकृत करेगा-

(i) सामान्य वाहक अथवा ठेका वाहक बिछाना, बनाना, चलाना अथवा बढ़ाना

(ii) सिटी अथवा स्थानीय वितरण नेटवर्क बिछाना, बनाना, चलाना अथवा बढ़ाना

(घ).सामान्य वाहक अथवा ठेका वाहक के रूप में पाइपलाइनें घोषित करना

(ङ). विनियमों द्वारा विनियमित करेगा

(i) सामान्य वाहक अथवा ठेका वाहक तक पहुँच ताकि उचित व्यापार तथा स्वत्वों की बीच प्रतियोगिता सुनिश्चित की जा सके और उस प्रयोजन हेतु पाइपलाइन पहुँच कोड निर्दिष्ट करना

(ii) सामान्य वाहक तथा ठेका वाहक के लिए परिवहन करें

(iii) *सिटी अथवा स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क ताकि पाइपलाइन पहुँचा कोड के अनुसार उचित व्यापार और स्वत्वों के बीच प्रतियोगिता सुनिश्चित की जा सके।*

(च).अधिसूचित पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पाद तथा प्राकृतिक गैस के संबंध में-

i) पर्याप्त उपलब्धता सुनिश्चित करेगा

ii) *रिटेल आउटलेट पर उपभोक्ताओं के लिए स्वत्वों द्वारा निर्धारित अधिकतम थोक मूल्यों के बारे में सूचना प्रदार्शन सुनिश्चित करेगा।*

iii) *मूल्यों को निगरानी और स्वत्वों द्वारा प्रतिबंधक व्यापार प्रथा रोकने के लिए सुधार उपाय करेगा।*

iv) *पेट्रोलियम तथा पेट्रोलियम उत्पादों के लिए उचित वितरण सुरक्षित करेगा।*

v) *स्वत्वों के लिए विपणन सेवा बाध्यताओं और रिटेल आउटलेट के लिए रिटेल सेवा बाध्यता विनियमों द्वारा मुहैया करेगा और लागू करेगा*

vi) परिवहन दरों की निगरानी करेगा और स्वत्वों प्रतिबंधक व्यापार प्रथा रोकने के लिए सुधार कार्रवाई करेगा।

(छ). विनियमों द्वारा यथा निर्धारित फीस तथा अन्य प्रभारों का उदग्रहण

(ज). *पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों तथा प्राकृतिक गैस से सम्बन्धित कार्यकलापों पर सुचना का डाटा बैंक अनुरक्षित करेगा*

(झ). *विनियमों द्वारा अनुप्रवाह पेट्रोलियम तथा प्राकृतिक गैस क्षेत्र से संबंधित पाइपलाइन तथा ढांचा परियोजनाओं के निर्माण तथा प्रचालन सहित पेट्रोलियम, पेट्रोलियम उत्पादों तथा प्राकृतिक गैस से सम्बन्धित कार्यकलापों में सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानकों तथा विनिर्देशनों को निर्धारित करना*

(ञ).ऐसे अन्य कार्य जैसे इस अधिनियम के प्रावधानों को सम्पन्न करने के लिए केन्द्र सरकार द्वारा इसको सौंपे जाए निष्पादि करेगा।

अनुबंध 2 (देखे पैरा 3.2.1)

एलएनजी टर्मिनलों जिन्होंने 1997-2000 के दौरान एफआईपीबी निर्बाधन प्राप्त किए, की सूची दर्शाने वाला विवरण

क्र. सं.	कम्पनी	विदेशी सहयोगी	स्थान		एमएमटीपीए में क्षमता	
					आरम्भिक	भावी विस्तार
1	एनरॉन इंटरनेशनल	एनरॉन इंटरनेशनल	1	दाभोल (महाराष्ट्र)	2.5	5 &10
2	ब्रिटिश गैस	बिटिश गैस	2	पिपावाव (गुजरात)	2.5	5
3	इस्पात ग्रुप आफ इण्स्ट्रीज	इस्पात एनर्जी	3	काकीनाडा (आंध्र प्रदेश)	2.5	उपलब्ध नहीं
4	रिलायंस इंडस्ट्रीज	जीडीआर/एडीआर प्राइवेट प्लेसमेंट	4	जामनगर (गुजरात)	5	उ. न.
			5	हजीरा (गुजरात)	5	उ. न.
5	रायल डच शैल ग्रुप आफ कम्पनीज़	शैल	6	हजीरा (गुजरात)	2.7	उ. न.
6	पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड	गैज डे फ्रांस	7	दाहेज (गुजरात)	5	उ. न.
			8	कोच्चि (केरल)	2.5	उ. न.
7	बीएचपी पेट्रोलियम	बीएचपी पेट्रोलियम	9	विनिर्दिष्ट नहीं	विनिर्दिष्ट नहीं	उ. न.
8	हार्डी आयल/नागार्जुन होल्डिंग्स	हार्डी आयल एडं बीएचपी पेट्रोलियम	10	काकीनाडा (आंध्र प्रदेश)	1	5
9	ट्राक्टेबेल	ट्रोक्टेबेल	11	विनिर्दिष्ट नहीं	विनिर्दिष्ट नहीं	उ. न.
10	दक्षिण भारत एनर्जी	उनोकाल, वुडसाइड,	12	एन्नोर (तमिलनाडु)	2.5	उ. न.

	कंसोशियम	सीमेन्स सीएमएस एनर्जी				
11	गेल-टीईसी-टोटल	टोटल	13	ट्राम्बे (महाराष्ट्र)	3	6
12	कंसोर्टियम आफ फर्टिलाइजर कम्प्नीज़	उपलब्ध नहीं	14	किशोरी प्रसाद	3	6
13	अल महल	अल महल, यूएई	15	गोपालपुर (उड़ीसा)	3	उ. न.
		जोड़	**15**		**40.2**	

नोट: **40.2** एमएमटीपीए लगभग 145 एमएमएससीएमडी के साथ 15 टर्मिनलों के लिए तेरह स्वत्व

अनुबंध-3 (देखे पेरा 3.2.2)

एलएनजी टर्मिनलों की वर्षवार स्थिति दर्शाने वाला विवरण

वर्ष	एनएनजी टर्मिनल के विकास की स्थिति	स्थान	परिकल्पित क्षमता (एमएमटीपीए)	सृजित वास्तविक क्षमता (एमएमटीपीए) संचयी
1997	एमओपीएनजी ने गठन का अनुमोदन किया एलएनजी परियोजनाओं का कार्यान्वयन करने के लिए पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड (पीएलएल)	एन्नौर, मंगलौर, कोच्ची, हजीरा तथा दाहेज और कोई अन्य उचित स्थान	--	--
1997-2000	तटीय राज्यों में एफआई पीबी निर्बाधित 15 टर्मिनल (अनुबंध 2 के अनुसार)	(अनुबंध 2 के अनुसार)	40.2	
2000-04	एक भी एलएनजी टर्मिनल मूर्त नहीं हुआ था			शून्य
2004-05	पीएलएल द्वारा दाहेज में (5 एमएमटीपी) गुजरात में शैल द्वारा हजीरा (2.5 एमएमटीपीए) में एलएनजी टर्मिनल की शुरूआत		7.5	7.5
2005-12	इस अवधि के दौरान आगे कोई विकास नहीं		शून्य	शून्य
2012-13	पीएनजीआरबी को एलएनजी टर्मिनलों की स्थापना के लिए आवेदन प्राप्त हुए	1. दाहेज (गुजरात)	5	
		2. गंगावरम (आंध्र प्रदेश)	5	
		3. पिपावाव (गुजरात)	3	
		4. मुंद्रा (गुजरात)	5	
		5. जयगढ़	8	
		जोड़	26	

	जनवरी 2013 में दाभोल (महाराष्ट्र) में प्रतिष्ठापित एलएनजी टर्मिनल	2	9.5
2012-13	दाहेज टर्मिनल 5 एमएमटीपीए से 10 एमएमटीपीए तक उन्नत किया गया और हजीरा 2.5 से 5 तक उन्नत किया गया	7.5	17
2013-14	कोच्चि में एलएनजी टर्मिनल स्थापित किया गया	**5**	**22**
भारत में वर्तमान में 22 एमएमटीपीए/79.2 एमएमएससीएमडी के साथ दा हेज़, हजीरा, दाभोल तथा कोच्चि में चार एलएनजी टर्मिनल चालू हैं			

अनुबंध 4 (देखे पैरा 3.3)

भारत में पाइपलाइन ढांचा प्रचालन की स्थिति दर्शाने वाला विवरण

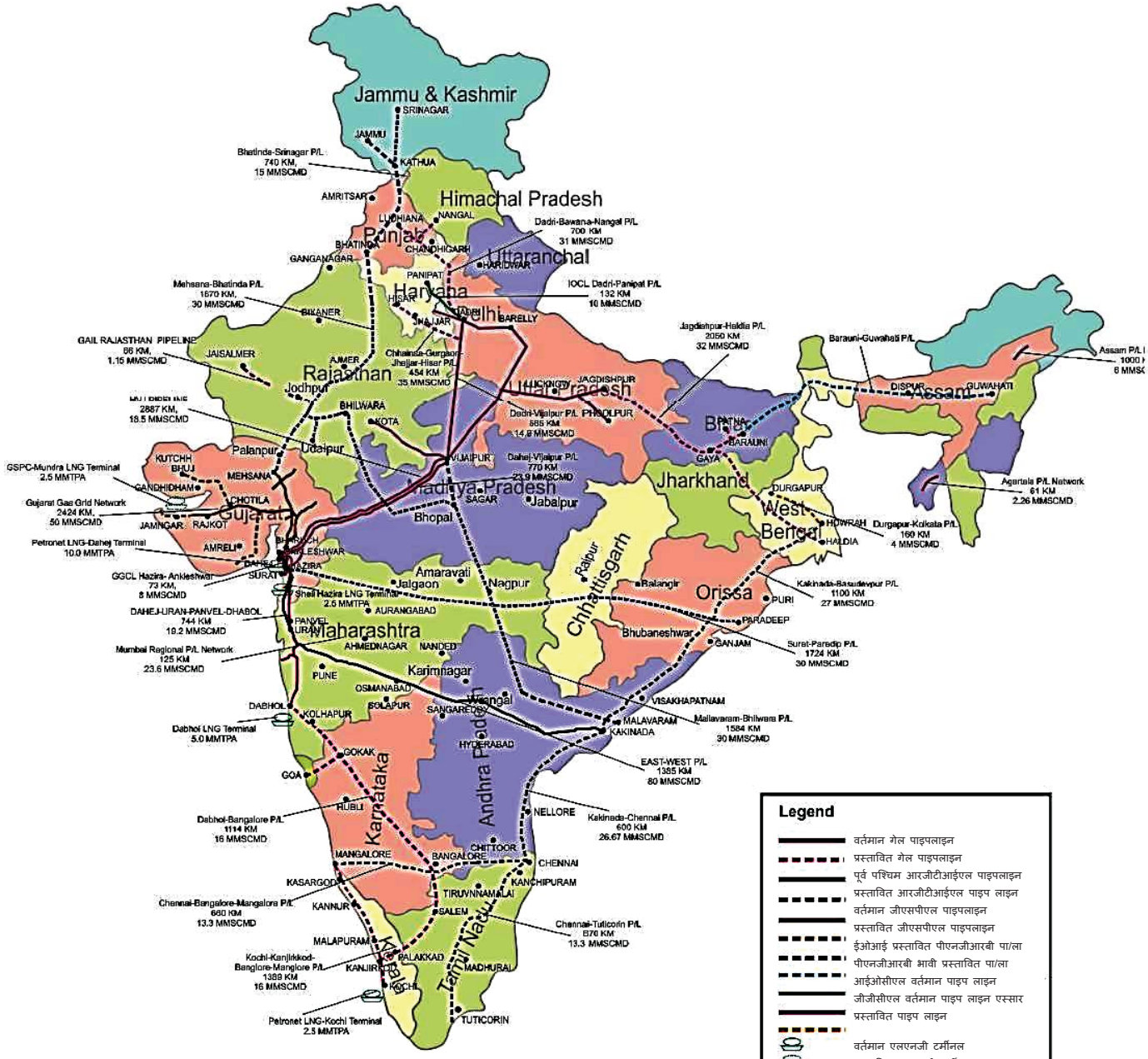
पाइपलाइन	स्वत्व	लम्बाई कि मी	गैस का स्रोत	आपूर्ति का क्षेत्र
2000 से पूर्व प्रतिष्ठापित				
हजीरा -विजयपुर-जगदीशपुर (एचवीजे)	गेल	4435	अपतट मुम्बई केम्बे हजीरा एलएनजी टर्मिनल	गुजरात, मध्य प्रदेश, उत्तर प्रदेश, राजस्थान, दिल्ली
विजयपुर- दादरी *	गेल	247	एचवीजे एवं डीवीपीएल को लिंक	मध्य प्रदेश, राजस्थान, दिल्ली, उत्तर प्रदेश
असम (लकवा)	गेल	8	असम गैस फील्ड	असम
त्रिपुरा (अगरतला)	गेल	61	त्रिपुरा गैस फील्ड	त्रिपुरा
अहमदाबाद	गेल	144	एचवीजे एवं डीवीपीएल को लिंक	गुजरात
राजस्थान (फोकस एनर्जी)	गेल	154	आयल फील्डस	राजस्थान
भरूच-वडोदरा	गेल	670	एचवीजे एवं डीवीपीएल को लिंक	गुजरात
मुंबई	गेल	129		महाराष्ट्र
केजी बेसिन	गेल	877	केजी बेसिन	आंध्र प्रदेश
कावेरी बेसिन	गेल	268	कावेरी बेसिन	तमिलनाडु
असम गैस कंपनी दुलियाजान-नुमालीगढ़	एजीसीएल	1000	असम गैस फील्ड	असम
2000 के बाद प्रतिष्ठापित				

दहेज - विजयपुर*	गेल	865	दाहेज एलएनजी टर्मिनल	गुजरात, मध्य प्रदेश
दहेज-युरान-पनवेल	गेल	873	दाहेज एलएनजी टर्मिनल	गुजरात, महाराष्ट्र
उरन ट्राम्बे	ओएनजीसी	24	बंबई अपतट	महाराष्ट्र
पूर्व पश्चिम पाइपलाइन	आरजीटीआईएल	1469	केजी बेसिन	आंध्र प्रदेश, महाराष्ट्र, गुजरात
जीएसपीसीएल-नेटवर्क	जीएसपीसी	1874	कैम्बे बेसिन	गुजरात
दादरी - पानीपत	आईओसीएल	132	दहेज, हजीरा एलएनजी टर्मिनल को लिंक	दिल्ली, पंजाब
चेन्सा-झज्जर-हिसार	गेल	262	एचवीजे और डीवीपीएल लिए लिंक	राजस्थान, हरियाणा
दादरी-बवाना-नांगल	गेल	803	एचवीजे और डीवीपीएल लिए लिंक	दिल्ली, पंजाब
दाभोल-बंगलौर	गेल	1004	आरजीपीपीएल एलएनजी टर्मिनल	महाराष्ट्र, गोवा, कर्नाटक
कोच्चि, कूटटानाड-बंगलौर मंगलौर (चरण I)	गेल	41	कोच्चि एन एन जी टर्मिनल	केरल, कर्नाटका
जोड़		**15,340**		
स्रोत: एमओपीएनजी वार्षिक रिपोर्ट				

*** ये डीवीपीउल-जीआरईपी उन्नयन के पाइपालन खण्ड हैं (डीवीपीएल-1 एवं वीडीपीएल- कुल लम्बाई 1112 कि मी)**

अनुबंध 5 (देखे पैरा 3.3.1)

देश में वर्तमान तथा भावी (लक्ष्यित) प्राकृतिक गैस पाइपलाइनें दर्शाने वाला भारत का मानचित्र



- माप के लि नहीं
- पाइपलाइन मार्ग प्रवृति में संकेतक हैं
- दर्शाइ पाइपलाइन की प्रामाणिकता पीएनजीआरबी से सुनिश्चित की जाए

नोट: तेलंगाना राज्य बनने से पूर्व का भारत का मानचित्र

अनुबंध-6 (देखे पैरा सं. 3.3.4)

एमओपीएनजी द्वारा प्राधिकत पाइपलाइनों के ब्यौरे दर्शाने वाला विवरण

क्र. सं.	पाइपलाइन खण्ड	स्वत्व	प्राधिकरण की तारीख	3(1) अधिसूचना की तारीख	समापन की नियम तारीख	गैस का स्रोत	एंकर उपभोक्ता	31.06.2014 को पाइपलाइन की स्थिति
1	काकीनाडा-विजयवड़ा-नेल्लोर-चेन्नई	आरजीटी आईएल/रेलाग	19.03.2007	17.06.2009	16.06.2012	केजी डी 6	इफको नेल्लोर, एमएफएल-मनाली (तामिलनाडु) चेन्नई में औद्योगिक तथा सीजीडी	एमओपीएनजी ने अक्टूबर 2012 में प्राधिकरण रदद कर दिया
2	दाभोल-बंगलौर	गेल	02.07.2007	06.02.2010	05.02.2013	दाभोल से आर-एलएनजी	जुआरी-गोवा	दाभोल से बंगलौर गोवा को स्पर लाइने गोआ तथा बंगलौर सिटी फरवरी 2013 में प्रतिष्ठापित (चरण I) (चरण II) रत्नागिरी बिजयपुर, कोल्हापुर, धारवाड, दावणेगरे तुकुरको स्पर लाइने प्रगति पर हैं।
3	चेन्सा-झज्जर-हिसार	गेल	06.07.2007	01.02.2008	31.01.2011	वर्तमान एचवीजे-डीवीपीएल से लिंक	रिलायंस, टाटा तथा जिंदल के विद्युत संयंत्र	चेन्सा-सुल्तान (चरण I) मार्च 2010 में गैस प्रभारित, सुल्तापुर-हिसार प्रत्यक्ष प्रगति 17% तक (चरण II) झज्जर
4	दादरी-बवाना-नंगल	गेल	11.07.2007	20.04.2009	19.04.2012	वर्तमान एचवीजे-डीवीपीएल पाइप लाइन को लिंक	एनएफएल - पानीपत एनएफएल - भटिंडा एनएफएल - नंगल	दादरी-बवाना जनवरी 2010 में (चरण I) प्रतिष्ठापित, बवाना-नंगल मार्च 2012 में गैस प्रभारित। (चरण II) स्पर लाइने (चरण I) नवम्बर 2012 में पूर्ण तथा (चरण II देहरादून तथा ऋषिकेश) चालू वन एवं एनएचएआई से I चरण अनुमति फरवरी 2014 में प्राप्त हुई हैं।
5	जगदीशपुर-हल्दिया	गेल	06.07.2007	शून्य	शून्य	दाहेज/हजीरा से आरएलएनजी या काकीनाड़ा-हावडा से होकर केजी बेसिन/महानदीसे एनजी	उर्वरक संयंत्र-डीआईएल कानपुर, मैटिक्स बर्दवाना, एफसीआईएल-तलचे, एफसीआईएल-कोरबा, एफसीआईएल-गोरखपुर, एचएफसीएल-दुर्गापुर। बोकारों, दुर्गापुर, राउडकेला में सेल के इस्पात संयंत्र कलकाता विद्युतआपूर्ति निगम तथा पश्चिम बंगाल विद्युत विकास निगम की आने वाली विद्युत परियोजनाएं	अभी तक आरम्भ नहीं
6	कोच्चि-कूटटानाड-बैगलौर-मंगलौर	गेल	13.07.2007	12.03.2010	11.03.2013	कोच्चि से आरएलएनजी	एमएफसीएल-मंगलौर एफएसीटी-कोच्चि बीएसईएस-केरल बीपीसीएल-कोच्चि	कोच्चि क्षेत्र (चरण I, 41 किमी) सितम्बर 2012 में पूर्ण, एलएनजी टर्मिनल के समापन पर अगस्त 2013 में गैस आपूर्ति आरम्भ। मंगलौर तथा बंगलोर (चरण II) तक एफएसीटी

								प्रत्यक्ष प्रगति 83% कानूनी विवादों के कारण तमिलनाडु में कार्य (310 कि मी) निलम्बित, केरल में (60 कि. मी) आरओयू बाधा के कारण धीमी प्रगति
7	काकीनाडा-वासुदेवपुर-हावडा	आरजीटी आइएल/ रेलाग	15.07.2007	23.06.2009	22.06.2012	केजी डी 6	एचएफसीएल-हल्दिया	एमओपीएनजी ने अक्टूबर 2012 में प्राधिकरण रदद कर दिया
8	चेन्नई-कोरन	आरजीटी आइएल/ रेलाग	23.07.2007	19.08.2009	18.08.2012	केजी डी 6	एसपीआइसी-तूतीकोरन	
9	चेन्नई बंगलौर मंगलौर	आरजीटी आइएल/ रेलाग	23.07.2007	12.08.2009	11.08.2012	केजी डी 6	सीजीडी	

अनुबंध-7 (देखे पैरा सं. 3.3.6)

2000-2011 के दौरान विकास हेतु अभिज्ञात पाइपलाइनों की सूची दर्शाने वाला विवरण

क्र. सं.	*पाइप लाइन कारीडोर*	*कब अभिज्ञात*	*वर्तमान स्थिति*
1	दाहेज-विजयपुर	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000**	पूर्ण
2	दाहेज-उरान	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000**	पूर्ण
3	दादरी-पानीपत-नांगल	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000, 2007 में प्राधिकृत**	पूर्ण
4	विजयपुर-कोटा-मथनिया	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000**	विजयपुर-कोटा पूर्ण
5	काकीनाडा-उरान	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000**	पूर्व पश्चिम पाइपलाइन पूर्ण
6	*काकीनाडा-चेन्नई*	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000, 2007 में प्राधिकृत**	आरम्भ नहीं की गई
7	*काकीनाडा-कोलकाता*	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000, 2007 में काकीवाड़ा-हावड़ा के रूप में प्राधिकृत**	आरम्भ नहीं की गई
8	*कोलकाता-जगदीशपुर*	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000, 2007 में हल्दिया जगदीशपुर के रूप में प्राधिकृत**	आरम्भ नहीं की गई
9	*दाभोल-बेंगलूर-चेन्नई-तूतीकोरिन*	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000,** **एनजीजी के अन्तर्गत 2000**	चालू
10	*कोच्चि-कायमकुलम मंगलोर*	**दाभोल-बंगलौर 2007 में प्राधिकृत कोच्चि-बंगलौर-मंगलौर 2007 के प्राधिकृत**	चालू*
11	*बेंगलूर-कोयम्बटूर-कायमकुलम*		
12	*म्यांमार-मिजोरम-असम-बिहार*	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000**	आरम्भ नहीं की गई
13	*हैदराबाद-विजयपुर*	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000**	आरम्भ नहीं की गई
14	*विजयपुर-जगदीशपुर*	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000**	पूर्ण
15	*दाहेज-जामनगर-पोरबंदर*	**एनजीजी के अन्तर्गत 2000**	पूर्ण
16	*चेन्सा-झज्जर-हिसार*	**2007 में प्राधिकृत**	चालू
17	*चेन्सा-झज्जर-हिसार*	**2007 में प्राधिकृत**	आरम्भ नहीं की गई
18	विजयवाड़ा-नागपुर-विजयपुर	**राष्ट्रीय गैस राजमार्ग के अन्तर्गत, 2009 मल्लावरम–भीलवाड़ा के रूप में 2012 में प्राधिकृत**	चालू
19	बरौनी-गुवाहाटी	**राष्ट्रीय गैस राजमार्ग के अन्तर्गत 2009**	आरम्भ नहीं की गई
20	ठाणे-नासिक-नागपुर	**राष्ट्रीय गैस राजमार्ग के अन्तर्गत 2009**	आरम्भ नहीं की गई

* क्र. सं. 9 तथा 10 की दो पाइप लाइनें, कोच्चि-कायामकुलम खण्ड पीएलएल टर्मीनल तथा एनटीपीसी को जोड़ने वाली आरम्भ नहीं की गई हैं।

21	रायपुर-भिलाई	**राष्ट्रीय गैस राजमार्ग के अन्तर्गत 2009**	आरम्भ नहीं की गई
22	कोटा-जैसलमेर	**राष्ट्रीय गैस राजमार्ग के अन्तर्गत 2009**	आरम्भ नहीं की गई
23	*अमृतसर-जम्मू*	**राष्ट्रीय गैस राजमार्ग के अन्तर्गत 2009 भटिण्डा-श्रीनगर 2011 में प्राधिकृत**	चालू

2000 में अभिज्ञात : 15 परियोजनाएं
2007 में प्राधिकृत (नई) : दो परियोजनाएं
2009 में अभिज्ञात : छः परियोजनाएं
जोड़ : 23 परियोजनाएं (सातपूर्ण, छः चालू और 10 अभी आरम्भ नहीं की गई)

अनुबंध-8 (देखे पैरा सं. 4.1)

उपलब्ध उत्पादन क्षमता, परिकल्पित बढ़ी क्षमता, मांग, घरेलू उत्पादन तथा यूरिया आयात के ब्यौरे दर्शाने वाला विवरण

(लाख मीट्रिक-टन में)

वर्ष (1)	उत्पादन क्षमता (2)	परिकल्पित बढ़ी क्षमता (3)	निर्धारित मांग (4)	निर्धारित मांग (5)	मांग (6)	आवश्यकता (7 = का. 5 + का. 6)
2004-05	197.00	उ. न.	उ. न.	202.39	6.41	208.80
2005-06	197.00	उ. न.	उ. न.	200.85	20.57	221.42
2006-07	197.00	उ. न.	243.05	202.71	47.19	249.90
2007-08	197.00	उ. न.	253.60	198.58	69.28	267.86
2008-09	197.00	उ. न.	262.75	199.21	56.67	255.88
2009-10	197.00	227.50	271.35	211.12	52.09	263.21
2010-11	200.30	272.55	279.45	218.80	66.10	284.90
2011-12	200.30	272.55	287.55	219.84	**78.34**	298.18
2012-13	200.30	322.55	303.47	225.74	**80.44**	306.18
					477.09	

उ. न. : उपलब्ध नहीं

अनुबंध-9 क (देखे पैरा सं. 4.1.1)

आर्थिक सहायता बचत की गणना दर्शाने वाला वितरण **(₹ में)**

क्र. सं.	विवरण	सूत्र	2011-12	2012-13
1	आर-एलएनजी का उपयोग कर प्रति मीट यूरिया की औसत नारमेटिव दर	---	17103.54[&]	23660.87[@]
2	औसत पूंजी सम्बन्धित प्रभार/मीट	---	5774.24	5774.24
3	यूरिया की सुपुर्दगी लागत/मीट	(क्र. सं. 1+2)	22877.78	29435.11
4	आर-एलएनजी उपयोग कर उत्पादित यूरिया पर देय आर्थक सहायता	(क्र. सं.. 3 –MRP[^])	17567.78	24075.11
5	आयातित यूरिया पर आर्थिक सहायता/मीट	------	22306.00	24883.14
6	घरेलू यूरिया की अपेक्षा आयतित यूरिया पर अधिक आर्थिक सहायता/मीट	(क्र. सं. 5-4)	4738.22	808.03
7	आयतित यूरिया की मात्रा/एमटी	निम्न तालिका	**7513291**[*]	**7947209**[*]
8	परिकल्पित आर्थिक सहायता बचत (₹ करोड़)	(क्र. सं. 6 X 7)	3559.96	642.16
	2011-12 तथा 2012-13 का जोड़ (₹ करोड़)			**4202.12**

& अनुबंध 9 ख का कालम 4

@ अनुबंध9 ग का कालम 4

^ 2011-12 तथा 2012-13 के लिए एमआरपी क्रमश: ₹ 5310/मीट तथा ₹ 5360/मीट

क्र. सं.	स्रोत	विवरण	2011-12	2012-13
1	अनुबंध 8	आयात	7834000	8044000
2	अनुबंध 17 ख	उत्पादन की हानि	87075	NIL
3	अनुबंध 21		48684	NIL
4	अनुबंध 22		32486	18552
5	अनुबंध 23		0	64558
6	अनुबंध 24		152464	13681
	निवल {1- (2+3+4+5+6)}		[*]**7513291**	[*]**7947209**

(अनुबंध 9 (ख) देखें पैरा सं. 4.1.1)

वर्ष 2011-12 के लिए आर-एलएनजी उपयोग कर प्रति मीटर नार्मेटिव लागत दर्शाने वाला विवरण

क. सं.	स्रोत†	प्रतिमीट* नार्मेटिव लागत (₹)	आर-एलएनजी उपयोग कर प्रति मीट नार्मेटिव लागत** (₹)
1	2	3	4
1	इफको कलोल	11327.00	17328
2	टीसीएल	10346.00	15362
3	एसएफसी	12812.00	20380
4	जीएसएफसी	11224.00	18830
5	इफको-पी 1	16164.00	20211
6	इफको-पी 2	15928.00	16739
7	केएसएफएल	10059.00	15436
8	आरसीएफ टीआर	12511.00	23604
9	आरसीएफ थाल	9970.00	17383
10	एनएफएल-वी2	10315.00	15335
11	एनएफएल-वी1	9959.00	14814
12	आईजीएफएल	12069.00	14570
13	सीएफसीएल-II	13327.00	16149
14	सीएफसीएल -I	11476.00	15349
15	कृभको	8456.00	15063
15 यूनिटों की औसत दर (प्रति मीट यूरिया)		**11729.53**	**17103.54**

* अर्थ रियायती दर से हैं जैसी एफआईसीसी द्वारा निकाली गई। यूनिट द्वारा प्रयुक्त साथ साथ लिए गए सभी गैसों/फीडस्टाक के लिए हैं

**उस विशेष वर्ष के लिए उच्चतम दर पर आर-एलएनजी के साथ सभी गैसों/फीडस्टाक के स्थानापन्न द्वारा लेखापरीक्षा द्वारा निकाला गया (वर्ष 2011-12 के लिए इफको फूलपुर II का ₹ 1933 आर-एलएनजी मूल्य सभी यूनिटों के लिए माना गया हैं।)

† स्रोत: एफआईसीसी द्वारा अनुरक्षित वृद्धि/कमी विवरण

(अनुबंध 9 (ग) देखें पैरा सं. 4.1.1)

वर्ष 2012-13 के लिए आर-एलएनजी उपयोग कर प्रति मीटर नार्मेटिव ला,गत दर्शाने वाला विवरण

क्र. सं.	यूनिट	प्रतिमीट नार्मेटिव लागत (₹)	आर-एलएनजी उपयोग कर प्रति मीट नामोटिव लागत (₹)
(1)	(2)	(3)	(4)
1	इफको कलोल	11802	23914.07
2	टीसीएल	12079	21004.04
3	एसएफसी	13506	28752.95
4	जीएसएफसी	11453	26000.53
5	इफको पी 1	21196	27920.37
6	इफको पी 2	21360	22950.65
7	केएसएफएल	11000	21412.34
8	आरसीएफ थाल	11435	24275.24
9	एनएफएल-वी 2	12251	21358.00
10	एनएफएल-वी 1	11364	21091.10
11	आईजीएफएल	15530	20371.40
12	सीएफसीएल-II	16850	22084.58
13	सीएफसीएल -I	14860	21277.35
14	कृभको	9735	21332.89
15	एनएफसीएल-I	9816	22021.18
16	एनएफसीएल-II	10077	22090.06
17	इफको-औनला-I	10987	20987.45
18	इफको-औनला-II	11028	20814.72
19	जेडआईएल	41966	26938.53
20	जीएनवीएफसी	23132	28567.49
21	एनएफएल पानीपत	32065	28029.55
22	एनएफएल भटिण्डा	31598	27344.64
22 यूनिटों की औसत दर (प्रति मीट यूरिया)		**16595**	**23660.87**

नोट: (1) आरसीएफ ट्राम्बे यूनिट को गणना में नहीं किया गया हैं क्योंकि आर-एलएनजी उपयोग कर प्रति मीट यूरिया की नार्मेटिव लागत अधिक है।

(2) उस विशेष वर्ष के लिए उच्चतम दर पर आर-एलएनजी के साथ सभी गैसों/फीडस्टाक के स्थानापन्न द्वारा परिकल्पित किया गया (इफको औनलाकाआर-एलएनजी मूल्य ₹ 2847.62 वर्ष 2012-13 के लिए सभी यूनिटों के लिए माना गया हैं)

अनुबंध-10 (देखे पैरा सं. 4.1.2)

नेफ्था/एफओ/एलएसएचएस से प्राकृतिक गैस में यूरिया यूनिटों के परिवर्तन और 2013-14 तक पाइपलाइन संयोजन के ब्यौरे दर्शाने वाला विवरण

क्र. सं.	यूनिट का नाम	क्षमता (एलएमटीपीए)	परिवर्तन बाद गैस आवश्यकता (एमएमएससीएमडी)	परिवर्तन का निर्धारित वर्ष	वास्तविक परिवर्तन	पाइपलाइन संयोजन तथा स्वत्व	पाइप लाइन संयोजन के समापन की योजित तारीख	31 मार्च 2014 को पाइपलाइन संयोजन की स्थिति
1	एमसीएफएल मंगलौर	3.800	1.00	2009-10	पूर्ण नहीं	कोच्चि-बंगलौर- मंगलोर - गेल	2010-11	अभी तक पूर्ण नहीं
2	डीआईएल कानपुर (केएफसीएल)	7.220	1.70	2009-10	2013-14	हल्दिया-जगदीशपुर से स्पर लाइन-गेल	2009-10	अभी तक पूर्ण नहीं
3	जैडएसीएल	3.993	1.28	2009-10	2012-13	दभोल-गोगक-बंगलौर-गेल	2009-10	पूर्ण एवं फर 2013 में गैस प्रभारित
4	एनएफएल भटिण्डा	5.115	0.90	2009-10	2012-13	दाहेज-दादरी-बवाना-नंगल पाइपलाइन-गेल	2009-10	पूर्ण एवं मार्च 2013 में गैस प्रभारित
5	एनएफएल पानीपत	5.115	0.90	2009-10	2012-13	दाहेज-दादरी-बवाना-नंगल पाइपलाइन-गेल	2009-10	पूर्ण एवं मार्च 2013 में गैस प्रभारित
6	एनएफएल नंगल	4.785	1.00	2009-10	2012-13	दाहेज-दादरी-बवाना-नंगल पाइपलाइन-गेल	2009-10	पूर्ण एवं मार्च 2013 में गैस प्रभारित

7	स्पिक टूटीकोरन	6.200	1.66	2009-10	पूर्ण नहीं	चेन्नई-टूटीकोरन-रिलॉजिस्टिड इन्फ्रास्ट्रक्चर्स लिमिटेड (आरजीटीआईएल की सहायक कम्पनी)	2009-10	भारत सरकार ने अनुमोदन रदद कर दिया
8	जीएनवीएफसी भरूच	6.360	0.95	2009-10	2012-13	वर्तमानहजीरा-विजयपुर-जगदीशपुर-गेल		
9	एमएफएल मनाली	4.868	1.54	2009-10	पूर्ण नहीं	कोच्चि-मंगलौर-बंगलौर से स्पर लाइन-गेल	2009-10	अभी तक पूर्ण नहीं

अनुबंध-11 (क) (देखे पैरा सं. 4.1.2)

नेफ्था/एलएसएचएस/ईंधन तेल के स्थान पर आर-एलएनजी का उपयोग कर आर्थिक सहायता बचतों की गणना दर्शाने वाला विवरण (₹ में)

क्र. सं.	विवरण	वर्ष		
		2010-1	2011-12	2012-13
1	आर-एलएनजी उपयोग कर प्रतिमीट यूरिया औसत मानकीय दर	18224.57@	22153.70#	28688.72$
2	प्रति मीट औसत पूंजी सम्बन्धित प्रभार	2369.86	2369.86	2369.86
3	आर-एलएनजी उपयोग कर प्रति मीट यूरिया की सुपुर्दगी लागत (1+2)	20594.43	24523.56	31058.58
4	नेफ्था उपयोग कर यूरिया की औसत लागत	28221.86^	35987.71&	42741.70*
5	उत्पादन की लागत में अन्तर अर्थात् प्रति मीट परिहार्य आर्थिक सहायता (4 - 3)	7627.43	11464.15	11683.12
6	नेफ्था उपयोग कर उत्पादित यूरिया की मात्रा (मीट में)	3055330!	3339090+	1297090#*
7	परिहार्य आर्थिक सहायता (₹ करोड़ में) (5 X 6)	**2330.43**	**3827.98**	**1515.41**
	2010-11 से 2012-13 तक का जोड़ (₹ करोड़ में)			**7673.82**

@ अनुबन्ध 11(ख) का कालम 8
# अनुबन्ध 11(ग) का कालम 10
$ अनुबन्ध 11(घ) का कालम 8
^ अनुबन्ध 11(ख) का कालम 5
& अनुबन्ध 11(ग) का कालम 5
* अनुबन्ध 11(घ) का कालम 5
! अनुबन्ध 11(ख) का कालम 6
+ अनुबन्ध 11(ग) का कालम 8
#* अनुबन्ध 11(घ) का कालम 6

अनुबन्ध 11 (ख) (देखें पैरा सं. 4.1.2)

2010-11 के दौरान यूरिया उत्पादन के लिए आर-एलएनजी उपयोग कर आर्थिक सहायता बचत दर्शाने वाला विवरण

क्र. सं.	यूनिट	उर्जा प्रतिमान (प्रति मीट जी कैल्)	प्रति मीट अन्य खर्चे (₹)	प्रति मीट वास्तविक खर्चे (₹)	वास्तविक उत्पादन टीएमटी	आरएलएनजी उपयोग कर प्रति मीटर फीड स्टाक लागत (₹)	आर-एलएनजी उपयोग कर प्रति मीट मानकीय लागत (₹)
1	2	3	4	5	6	7 (का. 3X ₹1472 X 120%)*	8 (का. 4 + का. 7)
1	जैडआईएल	7.308	3058	29234	397.85	12909	15967
2	एनएफएल-पी	9.654	3076	24692	470.00	17053	20129
3	एनएफएल-एन	9.517	2940	25156	478.50	16811	19751
4	एनएफएल-बी	10.221	2816	25257	553.00	18054	20870
5	एमसीएफएल	7.356	2871	28392	379.50	12994	15865
6	स्पिक	7.382	2947	31689	297.65	13040	15987
7	एमएफएल	8.337	4277	33133	478.83	14726	19003
	औसत	**8.54**	**3140.71**	**28221.86**	--	**15083.86**	**18224.57**
जोड़					**3055.33**		

**आर-एलएनजी मूल्य ₹ 1472 (जो 2010-11 के दौरान उच्चतम आर-एलएनजी मूल्य था) जमा 20 प्रतिशत (अन्य प्रभार) प्रति जी कैल् गणना के लिए लिए गए हैं।*

$ जीएनवीएफसी एनजी, एलएसएचएस, कोल आदि का मिश्रित फीडस्टाक उपयोग करता है और डीआईएल कानपुर ने उत्पादन निलम्बित कर दिया। इसलिए इन दो यूनिटों को हिसाब में नहीं लिया गया हैं।

अनुबन्ध 11 (ग) (देखे पैरा 4.1.2)

2011-12 के दौरान यूरिया उत्पादन के लिए आर-एलएनजी उपयोग कर आर्थिक सहायता बचत दर्शाने वाला विवरण									
क्र. सं.	यूनिट का नाम	फीडस्टाक की वास्तविक लागत (₹)			ऊर्जा प्रतिमान (जी कैला/मीट)	आर-एलजी उपयोग कर विवरण			
			अन्य खर्चे (₹)	प्रतिमीट वास्तविक लागत (₹)		प्रति कैल* आर-ए-एनजी की लागत (₹)	वास्तविक उत्पादन (टीएमटी)	आर-एलएनजी उपयोग कर प्रति मीट फीड स्टाक लागत (₹)	प्रति मीट कुल लागत (₹)
1	2	3	4	5(3+4)	6	7	8	9 (6X7)	10(4+9)
1	जैड आईएल	34394.85	3060.15	37455	7.308	2222.95	365.47	16245.32	19305.47
2	एनएफएल -पी	27419.15	3109.85	30529	9.654	2222.95	500.36	21460.36	24570.21
3	एनएफएल -एन	30385.55	2962.45	33348	9.517	2222.95	503.58	21155.82	24118.27
4	एनएफएल -बी	31224.44	2846.56	34071	10.221	2222.95	483.02	22720.77	25567.33
5	एमसीएफ एल	34366.19	2982.81	37349	7.356	2222.95	379.5	16352.02	19334.83

6	स्पिक	34734.96	2949.04	37684	7.382	2222.95	620.41	16409.82	19358.86
7	एमएफएल	37190.05	4287.95	41478	8.337	2222.95	486.75	18532.73	22820.68
	जोड़	**229715.20**	**22198.81**	**251914**	**59.775**	**15560.65**	**3339.09**	**132876.80**	**155075.70**
उत्पादन की औसत लागत		**32816.50**	**3171.26**	**35987.71**	**8.53929**	**2222.95**	**477.012857**	**18982.40**	**22153.70**

$ जीएनवीएफसी एनजी, एलएसएचएस, कोल आदि का मिश्रित फीडस्टाक उपयोग करता है और डीआईएल कानपुर ने उत्पादन निलम्बित कर दिया। इसलिए इन दो यूनिटों को हिसाब में नहीं लिया गया है।

** प्रति जी काल लागत ₹ 1933 जमा 15% अन्य प्रभारों की आर-एलएनजी कीमत के आधार पर संगणित की गई हैं*

अनुबन्ध-11 (घ) (देखे पैरा सं. 4.1.2)

2012-13 के दौरान यूरिया उत्पादन के लिए आर-एलएनजी आयोग कर आर्थिक सहायता बचत दर्शाने वाला विवरण

क्र. सं.	यूनिट	ऊर्जा प्रतिमान (जी काल प्रति मीट)	अन्य खर्चे प्रति मीट (₹)	वास्तविक लागत प्रति मीट (₹)	वास्तविक उतपादन टीएमटी	आर-एलएनजी उपयोग कर प्रति मीट फीड स्टाक लागत (₹)	आर-एलएनजी उपयोग कर प्रति मीट मानकीय लागत (₹)
1	2	3	4	5	6	7 (का. 3X ₹ 2847.62 X 115%)*	8 (का.4 + का. 7)
1	एमसीए फएल	7.356	3046	41715	379.50	24089.16	27135.16
2	स्पिक	7.382	3163	41000	481.82	24174.30	27337.30
3	एमएफए ल	8.337	4292	45510	435.77	27301.70	31593.70
			जोड़	128225	**1297.09**	--	**86066.16**
			औसत	**42741.70**	**--**	--	**28688.72**

**आरएलएनजी मूल्य ₹2847.62 (जो 2012-13 के दौरान उच्चतम आर-एलएनजी मूल कीमत था) जमा 15 प्रतिशत (अन्य खर्चे) प्रति जी काल गणना के लिए हिसाब में लिए गए।*

$ जैडआईएल यूनिट एनजी नेफ्था तथा एफओ का मिश्रित फीस्टाक उपयोग करती है। इसलिए गणना के लिए ली नहीं गई हैं।

अनुबंन्ध-12 (देखे पैरा 4.2)

मार्च 2013 को समाप्त गत दस वर्षों के दौरान

योजना अवधि वर्ष	वर्ष	वर्ष के अन्त में क्षमता (मेवा)	वर्ष वार क्षमता वृद्धि (मेवा)	90% पीएलएफ पर गैस आवश्यकता (एमएमएससी एमडी)	आपूर्त औसत गैस (एमएमएससी एमडी)	कमी (एमएमएस सीएमडी)
X योजना (2002-07)	2002-03	9949.00	---	48.26	25.12	23.14
	2003-04	10154.90	205.90	49.25	25.62	23.63
	2004-05	10224.90	70.00	49.73	30.70	19.03
	2005-06	10919.62	694.72	53.38	35.37	18.01
	2006-07	12444.42	1524.80	61.18	35.10	26.08
	जोड़ (क)		**2495.42**			
XI योजना (2007-12)	2007-08	13408.92	964.50	65.67	38.14	27.53
	2008-09	13599.62	190.70	66.61	37.45	29.16
	2009-10	15769.27	2169.65	78.09	55.46	22.63
	2010-11	16639.77	870.50	81.42	59.31	22.11
	2011-12	18381.00	1741.23	86.07#	56.28	29.79
	जोड़ (ख)		**5936.58**			
	2012-13	20110.00	1729.00	135.00	40.00	50.70
	जोड़ (ग)		**1729.00**			
	कुल जोड़ (क+ख+ग)		**10161.00**			

***अनुबंध* -13 (*देखें पैरा* 4.2)**

विद्युत क्षेत्र में एनजी, द्रव ईंधन की आपूर्ति उत्पादनहानि की स्थिति दर्शाने वाला विवरण

वर्ष	विद्युत स्टेशनों की सं.	मेवा में प्रतिष्ठापित क्षमता	एमयू में उत्पादन	90 % पीएलएफ पर गैस आवश्यकता (एमएमएससी एमडी)	आबंटित गैस (एमएमएस सीएमडी)	औसत गैस आपूर्ति/उपमुक्त (एमएमएस सीएमडी)	प्रयुक्त नेफ्था (किली.)	प्रयुक्त एफओ (किली.)	उत्पादन हानि (एमयू)
2008-09	46	13599.62	67398.65	66.61	उ/न	37.45	1839812.53	297451.86	11994.98
2009-10	47	15769.27	92517.10	78.09	61.56	55.45	671220.52	194550.95	3237.43
2010-11	50	16639.77	97580.23	81.42	65.87	59.31	154100.73	8933.14	6394.67
2011-12	50	16926.27	92022.77	81.78	67.11	56.37	185288.42	225.60	10855.84
2012-13	55	18362.27	59910.90	90.70	81.73	40.00	285405.00	519.60	33646.18
						जोड़	**3135827.20**	**501681.15**	**66129.10**
							(31.35 लाख किली.)	**(5.01 लाख किली)**	

अनुबंध 14 (*देखें पैरा* 4.2)

एनजी की अनुपलब्धता के कारण नेफ्था उपयोग करने के कारण उत्पादन की लागत में वृद्धि दर्शाने वाला विवरण

वर्ष	9500 किलो कैलोरी के साथ प्रति मीट आर-एलएनजी* की लागत (₹)	प्रति मीट नेफथा # की लागत (₹)	प्रति किवाधं विद्युत की लागत *#		आरएलएनजी के स्थान पर नेफ्थाउपयोग के कारण विद्युत लागत में वृद्धि(प्रति किवाधं) (₹)	विद्युत उत्पादन हेतु प्रयुक्त नेफ्था@ की मात्रा (किली)	नेफ्था उपयोग कर उत्पादित मिलियन यूनिट (मिलियन किवाधं)(@0.01172304 एमयू/किली)^	उत्पादन लागत में वृद्धि (मिलियन ₹ में)	₹ करोड़ में
			आर-एलएनजी से (₹)	नेफ्था से (₹)					
1	2	3	4	5	6 (5-4)	7	8	9 (6 X 8)	10
2010-11	19488.35	37282.00	6.89	9.56	2.67	154100.73	1806.53	4823.43	**482.34**
2011-12	22079.22	48800.00	7.80	12.51	4.71	185288.42	2172.14	10230.78	**1023.08**
2012-13	31659.80	53792.00	11.19	13.79	2.60	285405.00	3345.81	8699.10	**869.91**
						624794.15	7324.49		**2375.33**

<u>अनुमानो के लिए अवधारणाएं</u>

* आर-एलएनजी की लागत पीएलएल तथा रास गैस के बीच दीर्धावधि करार के अनुसार एलएनजी की उतराई लागत के आधार पर निकाली गई है

नेफ्था की लागत आईओसीएल रिफाइनरीज़ ट्रांसफर मूल्य का वार्षिक औसत लिया गया है

*# विद्युत उत्पादनके लिए ईधन पर विशेषज्ञ समिति की रिपोर्ट के अनुसार एलएनजी उपयोगकर 2004-05 में विद्युत उत्पादन लागत ₹2.29/किवाधं थी और नेफ्था की लागत ₹4.46/किवाधं थी। बाद के वर्षोंकीउत्पादन लागत इंधन लागत में आनुपातिक वृद्धि के अनुपात द्वारा अनुमानित की गई है।

@ सीईए के पास उपलब्ध ईंधन खपत विवरण के अनुसार डाटा

^ गणना पर आधारित -10500 किकै कि साथ 1 किग्रा नेफ्था 0.001163 किवांध के उत्पादन के बराबर है और एक लीटर नेफ्था = 0.96 किग्रा।

अनुबंध- 15 (*देखें पैरा* 4.3)

प्रमुख पाइप लाइनों का क्षमता उपयोग दर्शाने वाला विवरण												
				2011-12			2012-13			2013-14		
क्रम सं.	नेटवर्क/क्षेत्र	स्वत्व	31.03.2014 को लम्बाई किमी	डिजाइन क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	गैस का औसत बहाव (एमएमएस सीएमडी)	औसत% क्षमता उपयोग^	डिजाइन क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	गैस का औसत बहाव (एमएमएस सीएमडी)	औसत% क्षमता उपयोग^	डिजाइन क्षमता (एमएमएस सीएमडी)	गैस का औसत बहाव (एमएमएस सीएमडी)	औसत% क्षमता उपयोग^ (31.03.2014)
1	एचवीरे जीआरईपी-डीवीपीएल एवं स्पर (हजीरा विजयपुर-जगदीशपुर) एचवीजे-विजयपुर-दादरी पाइपलाइन	गेल	4435	33	30.4	92	33	47.5	93	57.3	42.9	80.98
2	डीवीपीएल-जीआरईपी उन्नयन (डीवीपीएल-2 एवं वीडीपीएल)	गेल	1112	34	31.8	91	34	28	82	54	15.33	28.39
3	चेन्सा-झज्जर-हिसार पाइपलाइन	गेल	262	5	0.75	15	5	0.75	15	5	0.68	15
4	दहेज-उरान-पनवेल (डीयूपीएल/डीपीपीएल) स्पर लाइन सहित	गेल	873	20	19.9	98	20	12.64	68.5	20	8.92	44.82
5	दादरी बवाना-नंगल पी/एल दादरी-बवाना 106 किमी, बवाना-नंगल501 किमी, बीएनपीएल की स्पर लाइन-196 किमी	गेल	803	11	*	35.5	11	1.43	13	11	2.40	21.81
6	दामोल-बंगलोर पाइपलाइन(स्पर सहित)	गेल	1004	2013-14 में प्रतिष्ठापित			16	0.06	0	16	0.97	6.09
7	कोच्ची -कूटटानाड-बंगलौर-मगलौर (चरण।)	गेल	41	2013-14 में प्रतिष्ठापित			2013-14 में प्रतिष्ठापित			6	0.31	5.21

8	असम (लाकवा)	गेल	8	2.5	0.60	25.2	2.5	0.58	23.2	2.5	0.55	22.0
9	त्रिपुरा (अगरताला)	गेल	61	2.3	1.46	64.8	2.3	1.45	64	2.3	1.46	64.4
10	अहमदाबाद	गेल	144	3	0.45	15	3	0.41	14.1	3.0	0.38	13.0
11	राजस्थान (फोकस इनर्जी)	गेल	154	2.35	0.84	36.0	2.35	0.75	31.8	2.35	1.09	46.5
12	भडूच-बडोदरा (इन्देरा) आर-एलएनजी+आरआईएल सहित	गेल	670	15.4	11.2	73	15.4	2.94	19.1	15.4	2.25	14.6
13	मुमबई	गेल	129	24	12	50	24	22.9	95.4	24.0	22.9	95.4
14	केजीबेसिन (आर-एलएनजी + आरआईएल सहित)	गेल	877	16	14.7	91.9	16	8.6	54	16.0	6.0	37.4
15	कार्बरी बेसिन	गेल	268	9	3.42	35	9	3.2	37	9.0	3.57	41.22
16	पूर्व-पश्चिम पाइपलाइन (आरजीटीएल)	रिलायंस	1469	80	48.0	60	80	48	60	80.0	48.0	60
17	जीएसपीसीएल नेटवर्क स्पर लाइनों सहित	जीएसपीसीएल	1874	50	22	44	50	22	44	50.0	22.0	44
18	असम गैस कम्पनी (दुलियाजन से न्यूमालीगढ़)	एजीसी	1000	2	1.50	75	6	4.5	75	6.0	4.50	75
19	दादरी-पानीपत	आईओसीएल	132	0	0	0	11	2.63	28	9.5	3.11	32.8
20	उरन-ट्राम्बे	ओएनजीसी	24	0	0	0	6	0	0	6.0	*	*
	जोड़		**15340**	**309.55**	**199.02**	**64.29**	**346.55**	**208.34**	**60.11**	**395**	**187**	**47**

* डाटा उपलब्ध नहीं

^औसत प्रतिशत क्षमता उपयोग पीएपीसी द्वारा निकाला गया है।

स्रोत:पीपीएसी

अनुबंध 16 **(देखें पैरा 5.1)**

घरेलू रूप से उत्पादित प्राकृतिक गैस का क्षेत्र वार आबंटन दर्शाने वाला विवरण

(मात्रा एमएमएससीएमडी)

क्रम सं.	**प्राकृतिक गैस का क्षेत्रवार आबंटन**	**जोड़**
1	उर्वरक	55.08
2	एलपीजी निष्कर्षण हेतु गैस आधारित एलपीजी संयंत्र	6.88
3	विद्युत	108.30
4	सीजीडी (पीएनजी,परिवहन)	10.19
5	ताज ट्रापेजियम जोन उपभोक्ता	1.10
6	0.05 एमएमएससीएमडी से कम आबंटन वाले छोटे उपभोक्ता	2.91
7	इस्पात	9.95
8	शोधनशाला	14.93
9	पेट्रोरसायन	12.73
10	अन्य (सीजीडी, पाइपलाइन के लिए आन्तरिक खपत को छोड़कर न्यायालय अधिदेशित ग्राहकों सहित)	14.72
	जोड़	**236.79**

अनुबंध-17 (क) (देखें पैरा 5.3.1)

यूरिया के अतिरिक्त उत्पादन हेतु उपयुक्त एपीएम गैस पर बाजारमूल्य वसूल न करना दर्शाने वाला विवरण									
2010-11									
क्रम सं.	यूनिट का नाम	वार्षिक खपत रिपोर्ट के अनुसार उपमुक्त एनजी (एमएमबीटीयू)	एफआईसीसी द्वारा अनुमत यूरिया हेतु उपमुक्त एनजी (एमएमबीटीयू)	अन्य प्रयोजन हेतु प्रयुक्त एनजी (एपीएफ) (एमएमबीटीयू)	प्रभारित एपीएम मूल्य (₹/जी कैल)	प्रभारितएपीएम मूल्य (₹ एमएमबीटीयू)	गैर एपीएम दर (₹/एमएमबीटीयू) एचबीजे/डीवीपीएल लागू मूल्य	विभेदक मूल्य (₹)	कम वसूल राशि (₹)
1	2	3	4	5 (का 3-का. 4)	6	7 (का.6 X 25.2/100)	8	9 (का. 8-का. 7)	10 (का 5 Xका 9)
1	केएसएफएल	8474049	8317563	156486	684.20	172.42	234.25	61.83	9675529
2	सीएफसीएल-I	8571274	8215718	188246	702.00	176.90	234.25	57.35	10795908
3	सीएफसीएल-II		167310						
4	टीसीएल	8492111	8473024	19087	685.67	172.79	234.25	61.46	1173087
जोड़									**21644524**
2011-12									
1	केएसएफएल	7807241	7527722	279519	791.46	199.45	249.26	49.81	13922841
2	सीएफसीएल-I	8192795	7784873	145950	790.85	199.29	249.26	49.97	7293122
3	सीएफसीएल-II		261972						
4	आईजीएफएल	7903923	7748825	155098	718.21	180.99	249.26	68.27	10588540
जोड़									**31804503**
कुल जोड़ (2.16 + 3.18)									**5.34 crore**

स्रोत:

1. यूरिया पर देय आर्थिक सहायता संगणना के लिए एफआईसीसी (डीओएफ) द्वारा तैयार वृद्धि /अवृद्धि विवरण
2. एफआईसीसी को उर्वरक यूनिटों द्वारा जैसे भेजे गए फीडस्टाक के आबंटन तथा खपत के व्यौरे

अनुबंध 17 (ख) (देखें पैरा 5.3.1)

परिणामी आर्थिक सहायता खर्च के साथ निर्धारित प्रयोजन हेतु एपीएम गैस का उपयोग न करने के कारण यूरिया के उत्पादन की हानि दर्शाने वाला विवरण

		2010-11			2011-12		
	विवरण	केएसएफएल	सीएफसीएल-I एवं II	टीसीएल	केएसएफएल	सीएफसीएल-I एवं II	आईजीएफएल
1	उपलब्ध उत्पादन क्षमता (मीट)	1030500	2100200	1116700	1164600	2146000	1162200
2	अवधि के दौरान यूरिया उत्पादन (मीट)	909810	1845690	957330	909810	1845690	990000
3	प्रतिशत में क्षमता उपयोग	88	88	86	78	86	85
4	यूरिया हेतु उपयुक्त एनजी(एमएमबीटीयू)	8317563	8383027	8473024	7527722	8046845	7748825
5	यूरिया (मीट)/एनजी (एमएमबीटीयू)	0.109384203	0.220169874	0.112985635	0.120861265	0.229368156	0.127761306
6	यूरिया के लिए अप्रयुक्त एनजी (एमएमबीटीयू)	156485	188246	19087	279518	145950	155097
7	मीट में यूरिया की उत्पादन हानि (5X6)	17117	41446	2157	33783	33476	19815
8	₹ में यूरिया की उत्पादन लागत/मीट	9098	10861	9392	10059	12401	12069
9	₹ में यूरिया का एमआरपी /मीट	5310	5310	5310	5310	5310	5310
10	₹ में यूरिया पर आर्थिक सहायता /मीट (8-9)	3788	5551	4082	4749	7091	6759
11	₹ में आयातित यूरियापर सहायता /मीट	14000	14000	14000	22306	22306	22306
12	₹ में विभेदक आर्थिक सहायता /मीट (11-10)	10212	8449	9918	17557	15215	15547
13	परिहार्य आर्थिक सहायता (₹ करोड़ में) (7x12)	**17.48**	**35.02**	**2.14**	**59.31**	**50.93**	**30.81**

स्रोत: एफआईसीसी से वृद्धि अवृद्धि विवरण, अनुबंध 9(क), अनुबंध 17 क

	2010-11	2011-12	Total
मीट में उत्पादन की हानि	60720	87074	147794
औसत विभेदक आर्थिक सहायता ₹	8998	16199	--
कुल विभेदक आर्थिक सहायता (₹ करोड़ में)	**55**	**141**	**196**

अनुबंध-18 (देखें पैरा 5.3.2)

एपीजीपीसीएल के शेयर धारको की सूची और उनको आपूर्त विद्युत का शेयर दर्शाने वाला विवरण

क्रम सं.	शेयरधारक	इक्विटी भागीदारी शेयरों की सं. करोड़ में **(%)**	विद्युत का तदनुरूपी शेयर **(%)**	विद्युत में शेयर (मेवा)
1	एपी ट्रांसको (राज्य विद्युत उपयोगिता)	15758427 (21.62 %)	21.62	58.80
2	सार्वजनिक क्षेत्र उपक्रम	14568517 (19.99%)	19.99	54.36
3	निजी क्षेत्र	42569245 (58.39%)	58.39	158.84
	जोड़	**72896189**	**100**	**272.00**

अनुबंध-19 (देखें पैरा 5.3.3)

छोटे उपभोक्ताओं और ऐसे उपभोक्ताओं से बाजार दर (गैर एपीएम) लम्बित वसूली की सूची दर्शाने वाला विवरण

क्रम सं.	ग्राहक	लम्बित वसूली राशि (₹ करोड़ में)
1	गोपाल ग्लास वर्क लिमिटेड	5.88
2	बजरंग ऱ्रिरेक्टरीज प्राइवेट लिमिटेड	0.13
3	जे पी केमीकल्स	0.86
4	जालाराम सिरेमिल्स लिमिटेड	1.80
5	नाहर कलर्स एण्ड कोटिंग लिमिटेड	1.09
6	स्पायर सेराफ्रिट प्राइवेट लिमिटेड	0.92
7	सोमानी सिरेमिल्स लिमिटेड	8.30
8	भवानी केमीकल्स	1.92
9	अजीता सिल्येन प्राइवेट लिमिटेड	2.63
10	अकीक टाइल्स प्राइवेट लिमिटेड	5.45
11	बिसाज्जा इण्डिया प्राइवेट लिमिटेड	2.59
12	आकाश सिरेमिल्स प्राइवेट लिमिटेड	1.93
13	स्टर्लिंग सिरेमिल्स प्राइवेट लिमिटेड	5.69
14	विक्ट्री सेराटेक प्राइवेट लिमिटेड	2.15
15	स्वास्तिक सेनेटरीवेयर्स लिमिटेड	0.44
16	पाइयोनियर इण्डस्ट्रीज	0.07
17	अशोक सेराकोन प्राइवेट लिमिटेड	0.13
18	महक ग्लेजेज प्राइवेट लिमिटेड	1.03
	जोड़	**43.01**

अनुबंध 20 (देखें पैरा 5.4)

यूरिया उत्पादन की हानि और आयातित यूरिया पर अधिक आर्थिक सहायता भुगतान दर्शाने वाला विवरण

क्रम सं.	उर्वरक यूनिट	एमएमएससीएमडी में कम प्रयुक्त एनजी की मात्रा	यूरिया उत्पादनकी हानि	अधिक प्रदत्त आर्थिक सहायता	संदर्भ
	(एनजी स्रोत)	अवधि	(एलएमटी)	(₹ करोड़ में)	
1	बीवीएफसीएल (एपीएम)	0.30 तथा 0.27 के बीच (2008-09 तथा 2011-12)	1.09	55.72	अनुबंध **21**
2	एनएफसीएल (केजीडी 6 तथा जेबी)	0.001 से 0.148 जुलाई 2011 से मार्च 2013)	0.51	98.04	अनुबंध **22**
3	एनएफएल (एपीएम)	0.01 से 0.61 (अप्रैल से दिसम्बर 2012)	0.65	139.63	अनुबंध **23**
4	कृभको (एपीएम)	0.01 से 1.16 (जुलाई 2011 से अक्तूबर 2012)	1.66	340.45	अनुबंध **24**
5	जीएसएफसी	0.034 (11 माह 2011-13 में)	उत्पादन की लागत में वृद्धि	3.23	अनुबंध **25** (क) एवं 25 (ख)
जोड़				**₹ 637.07**	

अनुबंध 21 (देखें पैरा 5.4)

2008-09 तथा 2011-12 के दौरान बीवीएफसीएल द्वारा एनजी कम उठाने के कारण यूरिया की उत्पादन हानि के कारण अधिक आर्थिक सहायता भुगतान दर्शाने वाला विवरण

आबंटन का वर्ष	गैस की ठेकादत्त मात्रा	आपसी सहमत बिलित मात्रा	प्रतिवर्ष 300 आनस्ट्रीम दिन मानकरप्रतिदिन खपत (एफआईसीसी प्रतिमान के अनुसार	कम उपमुक्त	बीवीएफसीएल द्वारायथा निश्चित कम खपत के कारण उत्पादन हानि	प्रतिटीएमटी अधिक आर्थिक सहायता	कुल अधिक आर्थिक सहायता
	एमएमएस सीएमडी	*एमएमएस सीएमडी*	*एमएमएससी एमडी*	*एमएमएस सीएमडी*	*मीट*	*(₹ लाख में)*	*(₹ लाख में)*
1	2	3	4 (3/300)	5 (2-4)	6	7	8 (6 X 7/1000)
2008-09	1.72	426.57	1.42	0.30	61044.00	40.28	2458.85
2011-12	1.72	434.10	1.45	0.27	48684.00	63.95	3113.34
				जोड़	109728.00		5572.19
					1.09 एलएमटी		**₹ 55.72** करोड़

अनुबंध-22 (देखें पैरा 5.4)

2011-12 (जुलाई 11 से मार्च 12) के दौरान आर्थिक सहायता के अधिक भुगतान के परिणामत: नागार्जुन फर्टिलाइजर्स एण्ड केमीकल्स लिमिटेड। एवं ।। यूनिट काकीनाडा द्वारा एनजी के कम उठान के कारण उत्पादन हानि दर्शाने वाला विवरण

माह	गैस का प्रकार	वास्तविक आपूर्ति (एससीएफ)	वास्तविक खपत	माह में कम खपत (3-4) एससीएम)	प्रति दिन कम खपत (का 5/ माह में दिन X10 लाख) एमएमएससीएमडी	प्रति दिन उत्पादन हानि (का 6x1.3399) टीएमटी	माह की उत्पादन हानि (का 7xमाह के दिन) टीएमटी	प्रति टीएमटी एनएफसीएल को देय आर्थिक सहायता (₹ 9341.88-₹ 5310) x 1000 (₹)	प्रति टीएमटी आयातो पर प्रदत्त आर्थिक सहायता (₹)	प्रति टीएमटी प्रदत्त अधिक आर्थिक सहायता (₹) (का 10-का 9)	प्रदत्त कुल अतिरिक्त आर्थिक सहायता (₹) (का 8xका 11)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
जुलाई 11	आरआईएल	50685502	48978557	1706945	0.0551	0.0738	2.2871	4031880	22306000	18274120	41794740
अगस्त 11	आरआईएल	52108634	47735575	4373059	0.1411	0.1890	5.8595	4031880	22306000	18274120	107077206
सितम्बर' 11	जेवी (गैर एपीएम गैस)	5477825	5114431	363394	0.0121	0.0162	0.4869	4031880	22306000	18274120	8897669
	आरआईएल	48412544	46339557	2072987	0.0691	0.0926	2.7776	4031880	22306000	18274120	50758196
अक्तूबर'11	जेवी (गैर एपीएम गैस)	7467083	7094162	372921	0.0120	0.0161	0.4997	4031880	22306000	18274120	9131578
	आरआईएल	50074255	48839982	1234273	0.0398	0.0533	1.6538	4031880	22306000	18274120	30221740
नवम्बर' 11	जेवी (गैर एपीएम गैस)	4230631	3634515	596116	0.0199	0.0266	0.7987	4031880	22306000	18274120	14595540
	आरआईएल	48420155	43989498	4430657	0.1477	0.1979	5.9366	4031880	22306000	18274120	108486141
दिसम्बर' 11	जेवी (गैर एपीएम गैस)	5516370	5007294	509076	0.0164	0.0220	0.6821	4031880	22306000	18274120	12464777
	आरआईएल	50186700	49877781	308919	0.0100	0.0134	0.4139	4031880	22306000	18274120	7563658

जनवरी' 12	जेवी (गैर एपीएम गैस)	4452288	3887057	565231	0.0182	0.0244	0.7574	4031880	22306000	18274120	13840818
	आरआईएल	50310305	46231367	4078938	0.1316	0.1763	5.4654	4031880	22306000	18274120	99875375
फरवरी' 12	जेवी (गैर एपीएम गैस)	5125706	4722081	403625	0.0144	0.0193	0.5408	4031880	22306000	18274120	9882644
	आरआईएल	48911364	48182900	728464	0.0260	0.0349	0.9761	4031880	22306000	18274120	17837369
मार्च' 12	जेवी (गैर एपीएम गैस)	4176741	3723364	453377	0.0146	0.0196	0.6075	4031880	22306000	18274120	11101528
	आरआईएल	53873270	51826113	2047157	0.0660	0.0885	2.7430	4031880	22306000	18274120	50125911
						जोड़ (क)	**32.48 टीएमटी**				**59.36 crore**

2011-12 (जुलाई 11 से मार्च 12) के दौरान आर्थिक सहायता के अधिक भुगतान के परिणामत: नागार्जुन फर्टिलाइजर्स एण्ड केमीकल्स लिमिटेड। एवं ।। यूनिटकाकीनाडा द्वारा एनजीके कम उठान के कारण उत्पादन हानि दर्शाने वाला विवरण											
माह	गैस का प्रकार	वास्तविक आपूर्ति (एससीएफ)	वास्तविक खपत	माह में कम खपत (3-4) एससीएम)	प्रति दिन कम खपत (का 5/ माह में दिन X10 लाख) एमएमएससीएमडी	प्रति दिन उत्पादन हानि (का 6x1.3399) टीएमटी	माह की उत्पादन हानि (का 7xमाह के दिन) टीएमटी	प्रति टीएमटी एनएफसीएल को देय आर्थिक सहायता (₹ 9341.88-₹ 5310) x 1000 (₹)	प्रति टीएमटी आयातो पर प्रदत्त आर्थिक सहायता (₹)	प्रति टीएमटी प्रदत्त अधिक आर्थिक सहायता (₹((का 10-का 9)	प्रदत्त कुल अतिरिक्त आर्थिक सहायता (₹) (का 8xका 11)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
अप्रैल	जेवी (गैर एपीएम गैस)	3164817	2646306	518511	0.0172837	0.02315843	0.694752889	4031880	24883140	20851260	14486473
	आरआईएल	52079435	49556331	2523104	0.084103467	0.112690235	3.38070705	4031880	24883140	20851260	70492002
मई	जेवी (गैर एपीएम गैस)	5474752	4695215	779537	0.025146355	0.033693601	1.044501626	4031880	24883140	20851260	21779175
	आरआईएल	53062193	51431117	1631076	0.052615355	0.070499314	2.185478732	4031880	24883140	20851260	45569985
जून	जेवी (गैर एपीएम गैस)	4972833	4339503	633330	0.021111	0.028286629	0.848598867	4031880	24883140	20851260	17694356
	आरआईएल	48696738	48020396	676342	0.022544733	0.030207688	0.906230646	4031880	24883140	20851260	18896051
जुलाई	जेवी (गैर एपीएम गैस)	7791165	6993260	797905	0.025738871	0.034487513	1.06911291	4031880	24883140	20851260	22292351
	आरआईएल	53130003	51895537	1234466	0.039821484	0.053356806	1.654060993	4031880	24883140	20851260	34489256
अगस्त	जेवी (गैर एपीएम गैस)	7585078	7010962	574116	0.018519871	0.024814775	0.769258028	4031880	24883140	20851260	16039999
	आरआईएल	49868630	49120028	748602	0.024148452	0.03235651	1.00305182	4031880	24883140	20851260	20914894

सितम्बर	जेवी (गैर एपीएम गैस)	6858738	6389000	469738	0.015657933	0.020980065	0.629401946	4031880	24883140	20851260	13123824
	आरआईएल	48055359	47579774	475585	0.015852833	0.021241211	0.637236342	4031880	24883140	20851260	13287181
अक्तूबर	जेवी (गैर एपीएम गैस)	7450422	7052454	397968	0.012837677	0.017201204	0.533237323	4031880	24883140	20851260	11118670
	आरआईएल	50798499	50152694	645805	0.020832419	0.027913359	0.86531412	4031880	24883140	20851260	18042890
नवम्बर	जेवी (गैर एपीएम गैस)	7004050	6902514	101536	0.003384533	0.004534936	0.136048086	4031880	24883140	20851260	2836774
	आरआईएल	50044271	49718206	326065	0.010868833	0.01456315	0.436894494	4031880	24883140	20851260	9109801
दिसम्बर	जेवी (गैर एपीएम गैस)	7704675	7687411	17264	0.000556903	0.000746195	0.023132034	4031880	24883140	20851260	482332
	आरआईएल	51562754	51010243	552511	0.017822935	0.023880951	0.740309489	4031880	24883140	20851260	15436386
जनवरी	जेवी (गैर एपीएम गैस)	7847385	7566383	281002	0.009064581	0.012145632	0.37651458	4031880	24883140	20851260	7850803
	आरआईएल	51024520	50859774	164746	0.005314387	0.007120747	0.220743165	4031880	24883140	20851260	4602773
फरवरी	जेवी (गैर एपीएम गैस)	7310832	7193957	116875	0.003770161	0.005051639	0.156600813	4031880	24883140	20851260	3265324
मार्च	जेवी (गैर एपीएम गैस)	7696452	7516573	179879	0.005802548	0.007774835	0.241019872	4031880	24883140	20851260	5025568
						जोड़ (ख)	**18.55 टीएमटी**				**38.68 करोड़**
						कुल जोड़	**51.03 टीएमटी**				**98.04 करोड़**

प्रति एमएमएससीएमडी उत्पादन हानि=1.3399 **प्रति दिन (लक्षिपत उत्पादन15.65 एलएमटीपीए/अपेक्षित एनजी 3.2 एमएमएससीएमडी/वर्ष में 365 दिन)**

नोट: चूंकि 2012-13 के लिए एफआईसीसी को प्रदत्त वास्तविक आर्थिक सहायता और वृद्धि विवरण उपलब्ध नहीं थे इसलिए उत्पादन की नोरमेटिव लागत और 2011-12 के दौरान यूरिया के आयात पर प्रदत्त आर्थिक सहायता की गणना के लिए हिसाब में लिया गया था।

अनुबंध 23 (देखे पैरा 5.4)

नेशनल फर्टिलाइजर्स लिमिटेड की विजयपुर यूनिट I एवं II के संबंध में एपीएम गैस के कम उपयोग के कारण 2012-13 (अप्रैल से दिसम्बर 12) के दौरान उत्पादन की हानि तथा आर्थिक सहायता का परिणामी अधिक भुगतान दर्शाने वाला विवरण

माह	प्रति माह आबंटन (एमएमएससीएमडी)	वास्तविक आपूर्ति (एमएमएससी एमडी)	वास्तविक खपत (एमएमएससीएमडी)	माह में कम खपत (एमएमएससीएमडी)	प्रति दिन कम खपत (का 5/माह में दिन) (एमएमएससीएमडी)	प्रति दिन उत्पादन हानि (6 X1.3215) टीएमटी	माह के लिए उत्पादन हानि (का 7 X माह में दिन) टीएमटी
1	2	3	4	5	6	7	8
अप्रैल 12	67.2000	41.8300	30.1660	11.6640	0.3888	0.5138	15.4140
मई 12	69.4400	64.4700	58.7240	5.7460	0.1854	0.2449	7.5919
जून 12	67.2000	45.2800	37.1770	8.1030	0.2701	0.3569	10.7070
जुलाई 12	69.4400	59.3300	40.3480	18.9820	**0.6123**	0.8092	25.0852
अगस्त 12	69.4400	60.2200	58.6650	1.5550	0.0502	0.0663	2.0553
सितम्बर 12	67.2000	57.3000	56.8210	0.4790	0.0160	0.0211	0.6330
अक्तूबर 12	69.4400	60.2900	59.8700	0.4200	**0.0135**	0.0178	0.5518
नवम्बर 12	67.2000	58.7800	57.8490	0.9310	0.0310	0.0410	1.2300
दिसम्बर 12	69.4400	56.0000	55.0240	0.9760	0.0315	0.0416	1.2896
जोड़	616.0000	503.5000	454.6440	48.8560	1.5988	2.1128	64.5578
							0.65 टीएमटी

अतिरिक्त आर्थिक सहायता गणना

लागत, एमआरपी तथा यूरिया पर प्रदत्त आर्थिक सहायता के ब्यौरे	₹ में
1. प्रति मीट यूरिया की नारमेटिव दर	8564.00
2. यूरिया का एमआरपी	5310.00
3. प्रति मीट आर्थिक सहायता (1-2)	3254.00
4. प्रति मीट आयात पर आर्थिक सहायता	24883.14
5.अन्तर (आर्थिक सहायता बचत) (4-3)	21629.14
अधिक आर्थिक सहायता (21629.14 X 64.5578 X 1000)	**₹ 1396329694**

₹ 139.63 करोड़

नोट: चूंकि 2012-13 के लिए प्रदत्त आर्थिक सहायता के वास्तविक और एफआईसीसी के वृद्धि विवरण उपलब्ध नहीं थे इसलिए उत्पादन की नारमेटिव लागत और वर्ष 2011-12 के दौरान यूरिया के आयात पर प्रदत्त आर्थिक सहायता गणना के लिए हिसाब में नहीं लिए गए थे।

अनुबंध-24 (देखें पैरा 5.4)

एपीएम गैस का उपयोग न करने के कारण 2011-12 एवं 2012-13 के दौरान (जुलाई 2011 से अक्तूबर 2012) कृभको में उत्पादन हानि और आर्थिक सहायता का परिणामी अतिरिक्त भुगतान दर्शाने वाला विवरण

माह	एपीएम गैस की वास्तविक उपलब्धता (माह के कुल एमएमएससीएमडी)	वास्तविक खपत (माह में कुल एमएमएससीएमडी)	माह में कम खपत (माह में कुल एमएमएससीएमडी)	प्रति दिन कम खपत (का 4/माह में दिन) एमएमएससीएमडी)	प्रति दिन उत्पादन हानि (का 5 X 1.2254) टीएमटी	माह की उत्पादन हानि (का 6Xमाह में दिन) टीएमटी	प्रति टीएमटी कृभकोको देय आर्थिक सहायता (₹ 7338-एमआरपी ₹ 5310) 1000 (₹)	प्रति टीएमटी आयातों पर आर्थिक सहायता (₹)	प्रति टीएमटी प्रदत्त अधिक आर्थिक सहायता (₹)	प्रदत्त कुल अतिरिक्त आर्थिक सहायता (₹)
1	2	3	4 (Col. 2-Col. 3)	5	6	7	8	9	10 (Col. 9 – Col. 8)	11 (Col. 10 X Col. 7)
2011-12										
जुलाई 11	55.00	54.50	0.50	**0.01613**	0.01976	0.61256	2028000	22306000	20278000	12421492
सितम्बर11	60.30	53.10	7.20	0.24000	0.29410	8.82300	2028000	22306000	20278000	178912794
अक्तूबर11	52.70	36.20	16.50	0.53226	0.65223	20.21913	2028000	22306000	20278000	410003518
दिसम्बर 11	50.30	25.00	25.30	0.81613	1.00008	31.00248	2028000	22306000	20278000	628668289
जनवरी 12	54.36	45.44	8.92	0.28774	0.35260	10.93060	2028000	22306000	20278000	221650707
फरवरी 12	55.10	21.57	33.53	**1.15621**	1.41682	41.08778	2028000	22306000	20278000	833178003
मार्च 12	71.44	38.97	32.47	1.04742	1.28351	39.78881	2028000	22306000	20278000	806837489
उप जोड़						**152.46432**				**3091672292**
2012-13										
अप्रैल-12	62.30	57.33	4.97	0.16567	0.20301	6.09030	2028000	24883140	22855140	139194659
अगस्त-12	54.82	54.65	0.17	0.00548	0.00672	0.20832	2028000	24883140	22855140	4761183
अक्तूबर12	54.93	48.90	6.03	0.19452	0.23836	7.38916	2028000	24883140	22855140	168880286
उप जोड़						**13.68106**				**312836128**
कुल जोड़						**166.14538**				**3404508420**

अर्थात ₹ 340.45 करोड़

2011-12 तथा 2012-13 में इन 10 महीनों के दौरान एपीएमगैस का उठान हुआ था

- *माह में कुल एमएमएससीएमडी आ माह में प्रत्येक दिन के एमएमएससीएमडी का जोड़ है.*

. नोट: चूंकि 2012-13 के लिए प्रदत्त आर्थिक सहायता के वास्तविक और एफआईसीसी के वृद्धि विवरण उपलब्ध नहीं थे इसलिए 2011-12 वर्ष के दौरान उत्पादन की नारमेटिव लागत और यूरिया के आयात पर प्रदत्त आर्थित सहायता गणना के लिए हिसाब में लिए गए थे।

अनुबंध-25 (क) (देखें पैरा 5.4)

मई 2011 से मार्च 2013 तक की अवधि के दौरान जीएसएफसी द्वारा सस्ती गैस का कम उठान तथा मंहगी गैस के उपयोगके कारण अतिरिक्त व्यय दर्शाने वाला विवरण

मई 2011 से मार्च 2012									
माह	यूरिया की क्षमता (मीट)	उत्पादन (मीट)	फीडस्टाक	उपलब्धता (मीट) या (एससीएम)	मूल्य (₹)/यूनिट	खपत (मीट) या (एससीएम)	कम खपत एससीएम (का 5-का 7)	दर में अन्तर	फीडस्टाक पर अतिरिक्त व्यय (₹)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10 (का 8 X का 9)
मई	34813	26510	एसपी एपीएम (एसएम 3)	14840000	8.27	14542032	297968	16.48 – 8.27	2446317
			पीएमटी-एपीएम (एसएम 3)	2740646	8.27	2564215	176431	16.48 – 8.27	1448499
			पीएमटी-पीएससी	1808557	11.03	1642483	166074	16.48 – 11.03	905103
			आर-एलएनजी (एसएम 3)	10026710	**16.48**	2462025	--	--	--
जुलाई	34813	21960	एलपी-एपीएम (एसएम 3)	4443783	7.80	4443095	688	16.91 – 7.80	6268
			पीएमटी-एपीएम	2757338	8.33	2749921	7417	16.91 – 8.33	63638
			पीएमटी-पीएससी (एसएम 3)	1829391	10.87	1657640	171751	16.91 – 10.87	1037376
			आर-एलएनजी (एसएम 3)	23028577	**16.91**	3135048	--	--	--
सितम्बर	33690	4404	एलपी-एपीएम (एसएम 3)	3768406	7.98	3521797	246609	10.30 – 7.98	572133

			आरआईएल (जीएसपीएल)	316949	**10.30**	316949	--	--	--
अक्तूबर	34813	28250	एलपी-एपीएम (एसएम 3)	3878209	8.44	3875906	2303	19.52 – 8.44	25517
			पीएमटी-एपीएम	2660073	8.76	2627628	32445	19.52 – 8.76	349108
			पीएमटी-पीएससी (एसएम 3)	1740475	11.85	1628425	112050	19.52 – 11.85	859424
			आर-एलएनजी (एसएम 3)	20810838	**19.52**	7239947	--	--	--
फरवरी	32567	32855	एलपी-एपीएम (एसएम 3)	3183387	8.66	3179344	4043	21.24 – 8.66	50861
			ओएनजीसी गैर एपीएम (एसएम 3)	4296000	16.32	4128268	167732	21.24 – 16.32	825241
			आर-एलएनजी (एसएम 3)	14340816	**21.24**	2126273	--	--	--
मार्च	34813	30471	एलपी-एपीएम (एसएम 3)	4860702	8.69	4394031	466671	22.13 – 8.69	6272058
			पीएमटी-एपीएम (एसएम 3)	2518085	9.11	2465755	52330	22.13 – 9.11	681337
			पीएमटी-पीएससी	1697298	12.35	1419848	82770	22.13 – 12.35	809490
							194680	16.00 – 12.35	710582
			ओएनजीसी गैर एपीएम (एसएम 3)	4208000	**16.00**	1926783	--	--	--
			आर-एलएनजी (एसएम 3)	15860188	**22.13**	601771	--	--	--
			जोड़ (क) ₹						**9349569**

अनुबंध 25 (ख) (देखें पैरा 5.4)

अप्रैल 2012 से मार्च 2013									
माह	यूरिया की क्षमता (मीट)	उत्पादन (मीट)	फीडस्टाक	उपलब्धता (मीट) या (एससीएम)	मूल्य (₹)/यूनिट	खपत (मीट) या (एससीएम)	कम खपत एससीएम (का 5-का 7)	दर में अन्तर	फीडस्टाक पर अतिरिक्त व्यय (₹)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10 (का 8 X का 9)
अप्रैल	33690	29859	एलपी-एपीएम (एसएम 3)	3806667	8.97	3802875	3792	23.57 – 8.97	55363
			ओएनजीसी गैर एपीएम	4607000	16.29	3880174	726826	23.57 – 16.29	5291293
			आर-एलएनजी (एसएम 3)	13725590	**23.57**	1325900	--	--	--
मई	34813	30574	एलपी-एपीएम (एसएम 3)	3876733	9.12	3872094	4639	25.69 – 9.12	76868
			ओएनजीसी गैर एपीएम	5438000	16.59	4864221	573779	25.69 – 16.59	5221389
			आर-एलएनजी (एसएम 3)	14668479	**25.69**	2479095	--	--	--
सितम्बर	33690	24672	एचपी-एपीएम (एसएम 3)	14050000	10.07	13914532	135468	27.35 – 10.07	2340887
			एलपी-एपीएम (एसएम 3)	4085299	9.54	4079281	6018	27.35 – 9.54	107181
			पीएमटी-एपीएम (एसएम 3)	2109242	10.07	1965527	143715	27.35 – 10.07	2483395
			पीएमटी-पीएससी (एसएम 3)	1385261	12.96	1290818	94443	27.35 – 12.96	1359035

			ओएनजीसी गैर एपीएम	5553000	13.55	3643955	142293[Ω]	27.35 – 13.55	1963643
			आर-एलएनजी (एसएम 3)	13945455	**27.35**	521937	--	--	--
अक्तूबर	34813	30021	एलपी-एपीएम (एसएम 3)	3292128	9.44	3289625	2503	27.27 – 9.44	44628
			ओएनजीसी गैर एपीएम (एसएम 3)	6200000	13.35	6127237	72763	27.27 – 13.35	1012861
			आर-एलएनजी (एसएम 3)	15724408	**27.27**	1365063	--	--	--
फरवरी	31444	26486	एलपी-एपीएम (एसएम 3)	3257866	9.28	3255575	2291	29.56 – 9.28	46461
			ओएनजीसी गैर एपीएम	5411000	13.3	5227892	183108	29.56 – 9.28	2977336
			आर-एलएनजी (एसएम 3)	13726868	**29.56**	4935148	--	--	--
			जोड़ (ख) ₹						**22980340**
			जोड़ (क + ख) ₹						**32329909**
								₹ करोड़ में	**3.23**

[Ω] 27.35 की उच्चतम दर पर प्रयुक्त 521937 तक सीमित

अनुबंध-26 (देखें पैरा 5.5)

गेल को अनुमत विपणन लाभ से अधिक ठेकेदार को प्रदत्त विपणन लाभ दर्शाने वाला विवरण									
वर्ष	एमएमबीटीयू/एमएससीएम में एनजी	ठेकेदार को देय विपणन लाभ/एमएमबीटीयू	आपूर्त औसत केजी डी6 गैस (एमएससीएम)	प्रभारित विपणन लाभ/एमएससीएम	₹ में अमरीकी डालर विनिमय पर	प्रति एमएससीएम केजी डी 6 हेतु प्रभारित विपणनलाभ	केजी डी6 गैस पर आर्थिक सहायता प्रभाव	विपणन लाभ यदि गेल की अनुमत दर प्रभारित की जाती है (₹/एमएससीएम)	गेल को लागू दर के अतिरिक्त अधिक विपणन लाभ (₹/एमएससीएम)
1	2	3	4	5 (का. 2 X का. 3)	6	7 (का 5 X का 6)	8 (का 4 X का 7)	9 ₹ 200 X (का 4)	10 (का 8 – का 9)
	एमएमबीटीयू (1000 एससीएम/25.2*)	अमरीकी डालर	(15 एमएमएससीएमडी X 365 दिन)/ 1000)	अमरीकी डालर	₹	₹	₹ लाख में	(₹ 200 X एमएससीएम) ₹ लाख में	₹ लाख में
2009-10	39.6825	0.135	5018750Ω	5.36	47.42	254.17	12,756.16	10,037.50	2,718.66
2010-11	39.6825	0.135	5475000	5.36	45.58	**244.31**	13,375.97	10,950.00	2,425.97
2011-12	39.6825	0.135	5475000	5.36	47.92	256.85	14,062.54	10,950.00	3,112.54
2012-13	39.6825	0.135	5475000	5.36	54.39	291.53	15,961.27	10,950.00	5,011.27
2013-14	39.6825	0.135	5475000	5.36	60.73	**325.51**	17,821.67	10,950.00	6,871.67
								जोड़	**20,140.11**

अर्थात ₹ 201.40 करोड़

**25.2 एससीएम एक एमएमबीटीयू के बराबर है*

Ω 365 दिनों से कम

संकेताक्षर

संकेताक्षर	
एएफएल	आंध्र फ्यूल लिमिटेड
एजीसीएल	असम गैस कम्पनी लिमिटेड
एपीजीडीसीएल	आंध्र प्रदेश गैस डिस्ट्रीब्यूशन कॉरपोरेशन लिमिटेड
एपीजीपीसीएल	आंध्र प्रदेश गैस पावर कॉरपोरेशन लिमिटेड
एपीएम	व्यवस्थित मूल्य तन्त्र
एपीपीसीसी	आंध्र प्रदेश पावर कोर्डिनेशन कमेटी
एपीएसईबी	आंध्र प्रदेश स्टेट इलेक्ट्रीसिटी बोर्ड
बीसीएम	बिलियन घन मीटर
बीजी	बैंक गारंटी
बीओडी	निदेशक बोर्ड
बीपीसीएल	भारत पेट्रोलियम कॉरपोरेशन लिमिटेड
बीवीएफसीएल	ब्रहमपुत्र वैली फर्टीलाइजर कॉरपोरेशन लिमिटेड
सीसीजीटी	संयुक्त चक्र गैस टर्बाइन
सीईए	केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सेन्ट्रल इलेक्ट्रीसिटी अथारिटी)
सीईएससी	कलकता इलेक्ट्रीक सप्लाई कॉरपोरेशन
सीएफसीएल	चम्बल फर्टिलाइजर एण्ड केमिकल लिमिटेड
सीजीडी	सिटी गैस डिस्ट्रीब्यूशन
डीआईएल	डंकन इण्डस्ट्रीज लिमिटेड
डीओएफ	उर्वरक विभाग (डिपार्टमेंट ऑफ फर्टिलाइर्जस)
डीपीएल	दुर्गापुर प्रोजेक्ट लिमिटेड
डीवीपीएल	दहेज विजयपुर पाइपलाइन लिमिटेड
ईजीओएम	मंत्रियों का शक्ति प्राप्त समूह (एम्पावर्ड ग्रुप ऑफ मिनिस्टर्स)
ईओएल	हित अभिव्यक्ति (एक्सप्रेशन ऑफ इन्ट्रेस्ट)
ईडब्ल्यूपीएल	पूर्व पश्चिम पाइपलाइन (इस्ट वेस्ट पाइपलाइन)
एफएसीटी	फर्टीलाइजर्स एण्ड केमीकल्स ट्रावनकोर लिमिटेड
एफएआई	भारतीय उर्वरक संघ (फर्टिलाइजर एसोसिएसन ऑफ इंडिया)
एफसीआई	भारतीय उर्वरक निगम (फर्टिलाजर कॉरपोरेशन ऑफ इंडिया)
एफडीआई	प्रत्यक्ष विदेशी निवेश (फोरेन डाइरेक्ट इनवेस्टमेंट)
एफआईसीसी	उर्वरक उद्योग समन्वय समिति (फर्टिलाइजर इंडस्ट्रीज कोडिनेशन कमेटी)
एफआईपीबी	विदेशी निवेश प्रोत्साहन बोर्ड (फोरेन इनवेस्टमेंट मेंट प्रमोशन बोर्ड)
एफओ	ईंधन तेल (फ्यूल ऑयल)
गेल	गैस आथोरिटी ऑफ इंडिया लिमिटेड
जीडीआर/एडीआर	ग्लोबल डिपोजिटरी रिसीट/अमेरिकन डिपोजिटरी रिसीट
जीएलसी	गैस लिंकेज कमेटी

जीएनवीएफसीएल	गुजरात नर्मदा वैली फर्टिलाइजर एण्ड केमिकल लिमिटेड
जीओआई	भारत सरकार (गर्वमेंट ऑफ इंडिया)
जीओएम	मंत्रियो का समूह (ग्रुप ऑफ मिनिस्टर्स)
जीएसएफसी	गुजरात स्टेट फर्टिलाइर्ज कॉरपोरेशन
जीएसपीए	गैस विक्री खरीद अनुबन्ध (गैस सेल प्रचेज एग्रिमेंट)
जीएसपीसी	गुजरात स्टेट पेट्रोलियम कॉरपोरेशन
जीएसपीएल	गुजरात स्टेट पेट्रोनेट लिमिटेड
जीएसटीए	गैस सेल्स एण्ड ट्रान्समिशन एग्रीमेंट
एचएफसीएल	हिन्दुस्तान फर्टिलाइजर्स कॉरपोरेशन लिमिटेड
एचपीसीएल	हिन्दुस्तान पेट्रोलियम कॉरपोरेशन लिमिटेड
एचएसडी	हाई स्पीड डीजल
एचवीजे	हजीरा-विजयपुर-जगदीशपुर पाइपलाइन
एचवीजे/जीआरईपी	हजीरा-विजयपुर-जगदीशपुर पाइपलाइन-गैस रिहबिलिटेशन एक्सपेंशन प्रोजेक्ट
इफको	इण्डियन फार्मर्स फर्टिलाइजर्स कोआपरेटिव लिमिटेड
आईजीएफएल	इण्डोगल्फ फर्टिलाइजर्स लिमिटेड
आईओसी	इण्डियन ऑयल कार्पोरेशन लिमिटेड
आईपीआई	प्रोपोज्ड ट्राइ-नेशनल नेच्चूरल गैस पाइपलाइन 'ईरान-पाकिस्तान-भारत'
जेवीसी	संयुक्त उद्यम कम्पनियां (ज्वाइंट वेंचर कम्पनीज)
केसीएल/एससीएम	किलो कैलोरी प्रति मानक घनमीटर
केजी बेसिन	कृष्णा-गोदावरी बेसिन
केजी डी6	कृष्णा-गोदावरी डी6 गैस ब्लाक
कृभको	कृषक भारती कोआपरेटिव लिमिटेड
केएसएफएल	कृभको श्याम कोआपरेटिव फर्टिलाइजर्स लिमिटेड
केडब्ल्यूएच	किलोवाट घंटा (किलो वाट पर आर)
एलएमटी	लाख मिट्रीक टन
एलएमटीपीए	लाख मीट्रीक टन पर एनम
एलएनजी	द्रवीकृत प्राकृतिक गैस (लिक्यूफाइड नेच्चूरल गैस)
एलपीजी	द्रवीकृत पेट्रोलियम गैस (लिक्यूफाइड पेट्रोलियम गैस)
एलएसएचएस	ला सल्फर हैवी स्टाक
एमबीआई पाइपलाइन	प्रोपोज्ड ट्राइ-नेशनल नेच्चूरल गैस पाइपलाइन 'म्यामार-बंगलादेश-भारत'
एमसीएफएल	मंगलौर केमीकल्स एण्ड फर्टिलाइजर्स लिमिटेड
एमएफएल	मद्रास फर्टिलाइजर्स लिमिटेड
एमएमबीटीयू	मिलियन मीट्रीक ब्रिटिश थर्मल यूनिट
एमएमएससीएमडी	मिलियन मीट्रीक स्टेंडर्ड क्यूविक मीटर पर डे

एमएमटीपीए	मिलियन मीट्रीक टन पर एनम
एमओसीएफ	रसायन एवं उर्वरक मंत्रालय (मिनिस्ट्री ऑफ केमिकल्स एण्ड फर्टिलाइजर्स)
एमओपी	विद्युत मंत्रालय (मिनिस्ट्री ऑफ पावर)
एमओपीएनजी	पेट्रोलियम तथा प्राकृतिक गैस मंत्रालय (मिनिस्ट्री ऑफ पेट्रोलियम एण्ड नेच्चूरल गैस)
एमओयू	समझौता ज्ञापन (मेमोरेन्डम ऑफ अण्डरस्टेंडिंग)
एमएससीएम	मिलियन मानक घन मीटर (मीलियन स्टेंडर्ड क्यूबिक मीटर)
एमडब्ल्यू	मेगा वाट
एनएलसी	नेवेली लिग्नाइन कार्पोरेशन लिमिटेड
एनईएलपी	न्यू एक्प्लोरेशन एण्ड लाइसेंसिंग पॉलिसी
एनईपी	राष्ट्रीय विद्युत नीति (नेशनल इलेक्ट्रीसीटी पॉलिसी)
एनएफसीएल	नागार्जुन फर्टिलाइजर्स एण्ड केमीकल्स लिमिटेड
एनएफएल	नैशनल फर्टिलाइजर्स लिमिटेड
एनजी	प्राकृतिक गैस (नेच्चूरल गैस)
एनजीजी	प्राकृतिक गैस ग्रिड (नेच्चूरल गैस ग्रिड)
एनओसी	राष्ट्रीय तेल कम्पनियां (नेशनल ऑयल कम्पनीज)
एनटीपीसी	राष्ट्रीय ताप विद्युत निगम (नेशनल थर्मल पावर कॉरपोरेशन)
ओजीएल	मुक्त सामान्य लाइसेंस (ओपन जरनल लाइसेंस)
ओआईएल	आइल इण्डिया लिमिटेड
ओएनजीसी	ऑयल एण्ड नेच्चूरल गैस कॉरपोरेशन लिमिटेड
पीएलएफ	संयंत्र भार घटक (प्लांट लोड फेक्टर)
पीएलएल	पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड
पीएमपी एक्ट	पेट्रोलियम एण्ड मिनिरलस पाइपलाइन एक्ट 1962
पीएमटी	पन्ना-मुक्ता-ताप्ती गैस क्षेत्र
पीएनजीआरबी	पेट्रोलियम एण्ड नेच्चूरल गैस रेगुलेट्री बोर्ड
पीपीए	विद्युत खरीद अनुबन्ध (पावर प्रचेज एग्रीमेंट)
पीपीपी	सार्वजनिक निजी भागीदारी (पब्लिक प्राइवेट पार्टनरशिप)
पीएससी	उत्पादन भागीदारी करार (प्रोडक्सन शेयरिंग कॉट्रेक्ट)
पीएसयू	सार्वजनिक क्षेत्र उपक्रम (पब्लिक सेक्टर अन्डर टेकिंग)
आरसीएफ	राष्ट्रीय केमीकल एण्ड फर्टिलाइजर्स लिमिटेड
रेलाग	रेलोस्टिक्स इन्फ्रास्ट्रक्चर्स लिमिटेड, आरजीटीआईएल की सहायक कम्पनी
आरजीपीएल	रिलायंस गैस पाइपलाइन लिमिटेड
आरजीपीपीएल	रत्नागिरी गैस एण्ड पावर प्राइवेट लिमिटेड
आरजीटीआईएल	रिलांयस गैस ट्रांसमिशन इन्फ्रास्ट्रक्चर लिमिटेड
आरआईएल	रिलायेस इण्डस्ट्रीज लिमिटेड

आर-एलएनजी	पुन:गैसीकृत द्रवीकृत प्राकृतिक गैस (री-गैसिफाइड लक्यूफाइड नेच्चूरल गैस)
आरओयू	उपयोग का अधिकार (राइट ऑफ यूजेज़)
आरओडब्ल्यू	रास्ते का अधिकार (राइट ऑफ वे)
सेल	स्टील अथॉरिटी ऑफ इंडिया लिमिटेड
एससीएम	मानक घन मीटर (स्टेंडर्ड क्यूबिक मीटर)
एसपीआईसी	सदर्न पेट्रोकेमीकल्स इएडस्ट्रीज लिमिटेड
तापी	चारदेशों तुर्कमेनिस्तान,-अफगानिस्तान- पाकिस्तान-भारत के माध्यम से गुजरने वाली परिकल्पित ट्रांसनेशनल गैस पाइपलाइन
टीसीएल	टाटा केमीकल्स लिमिटेड
टीसीएम	ट्रिलियन घन मीटर (ट्रिलियन क्यूबिक मीटर)
टीएमटी	हजार मीट्रीक टन (थाउजेंट मीट्रीक टन)
यूएसडी	अमरीकी डालर (यूएस डालर)
डब्ल्यूबीपीडीसी	वेस्ट बंगाल पावर डवलपमेंट कॉरपोरेशन लिमिटेड

शब्दावली

शब्दावली

द्विदिशी पाइपलाइन	गैस पाइपलाइनें जिनमें पाइपलाइन के दोनों ओर से गैस संचारित हो सकती है। कहॉ गैस निकाली जाती है और कहॉ कम्प्रैसर दबाव उत्पन्न करते है, के आधार पर विभेदक गैस दोनों दिशाओं को आ जा सकती है।
आन्तरिक खपत	उसी संगठन अथवा सम्बन्धित उपक्रम द्वारा विनिर्मित/उत्पादित वस्तुओं/विद्युत की खपत जो अन्य उत्पाद के विनिर्माण के लिए जाती है, आन्तरिक खपत कहलाती है।
सीजीडी नेटवर्क	सिटी गैस वितरण नेटवर्क का अर्थ घरेलू, औद्योगिक अथवा वाणिज्यिक परिसरों तथा सीएनजी स्टेशनों को एनजी आपूर्त करने वाली सेवा पाइपो को एनजी परिवहन हेतु गैस पाइपलाइनों के अन्तर सम्बंद्ध नेटवर्क से है।
सामान्य वाहक क्षमता	सामान्य वाहक प्रणाली के अन्तर्गत एनजी पाइपलाइन की अभिकल्पित क्षमता स्वत्व की स्वयं की आवश्यकता और ठेका वाहक आधार पर आबंटित क्षमता के अतिरिक्त गैर भेदमूलक आधार पर तीसरी पार्टी को उपलब्ध होगी।
ठेका वाहक क्षमता	ठेका वाहक प्रणाली के अन्तर्गत एनजी पाइपलाइन की क्षमता स्वत्व की स्वयं की आवश्यकताओं के अतिरिक्त ऐसी शर्तों तथा निबंधनों, जैसी आपसी सहमति हो जाए, के आधार पर कम से कम एक वर्ष की अवधि के लिए एनजी की मात्रा के परिवहन हेतु स्वत्व के निश्चित करार करने के अध्यधीन किसी अन्य स्वत्व को उपलब्ध है।
अनुप्रवाह क्षेत्र	अनुप्रवाह क्षेत्र प्राकृतिक गैस और तेल आधारित उत्पादों की वास्तविक संसाधन, बिक्री और बितरण को शामिल करता है।
फालबैक आधार	अस्थाई उपलब्ध अतिरिक्त गैस के इष्टतम उपयोग के लिए भारत सरकार द्वारा एनजी का फालबैक आधार आबंटन।
फीडस्टाक	फीडस्टाक वह पदार्थ है जिसे ईंधन अथवा ईंधन के किसी अन्य रूप को परिवर्तित अथवा ऊर्जा उत्पाद के रूप में सीधे उपयोग किया जा सकता है।

फ्लोटिंग स्टोरेज तथा पुन: गैसीकरण यूनिट (एफएसआरयू)	फलोटिग स्टोरेज एवं पुन: गैसीकरण यूनिट प्राप्ति, भण्डारण, दबावीकरण तथा द्रवीकृत गैस का पुन: गैसीकरण, जैसे मौलिक कार्यों और तटीय गैस पाइपलाइन ग्रिड के अंदर गैस की मीटरिंग और उसे भेजने की ऑनबोर्ड प्रणाली है। एफएसआरयू कार्यान्वयन के लिए सरल कुछेक तटीय योजना प्रक्रिया मामलों हेतु सस्ती और पुन: स्थापन लाभों के लिए अधिक लचीली है।
गैस क्षेत्र	ठेका क्षेत्र के अन्दर, एक एनजी भण्डार/सामूहिक भौगोलिक ढांचे के अन्दर एनजी भण्डारों का समूह
हाइड्रोकार्बन गैसें	हाइड्रोकार्बन कच्चे तेल/एनजी से प्राप्त की जाती हैं जैसे इथेन, प्रोपेन और एनजी द्रव एनजी से प्राप्त किए जाते है।
हाइड्रोकार्बन	हाइड्रोकार्बन तथा कार्बन अणुओं के कार्बननिक रसायन यौगिक। इनके विशाल संख्या में मिश्रण होते है और वे सभी पेट्रोलियम उत्पादों के आधार बनते हैं। वे गैस, द्रव, ठोस के रूप में विद्यमान हो सकते है।
पृथक गैस क्षेत्र	छोटे अन्वेषण जहॉ उत्पादन बहुत कम होता है एवं पृथक गैस क्षेत्र जहॉ अधिकतम उत्पादन 0.1 एमएमएससीएमडी से कम होता है।
द्रवीकृत पेट्रोलियम गैस	साधनों, पकाने के उपकरणों और वाहनों को गर्म करने में इंधन के रूप में प्रयुक्त हाइड्रोकार्बन गैसों का ज्वलन शील मिश्रण द्रवीकृत पेट्रोलियम गैस (प्रोपेन अथवा बूटेन का मिश्रण) है।
द्रव ईंधन	द्रव ईंधन जैविक ईंधनों से प्राप्त ज्वलनशील अथवा ऊर्जा उत्पादक अणु हैं।
एलएनजी	द्रव रूप को सामान्य दबाव पर 160.5° पर घनीभूत करके एलएनजी के रूप में प्राप्त किया जाता है और विद्युतरोधी दीवारों से बने विशेषीकृत टैंकर द्वारा जटिलरूप में ढोई जाती है एवं टर्मिनलों पर प्राप्त की जाती है।
एलएनजी वेल्यू चेन	एलएनजी चेन चार कार्यों यथा एनजी अनवेषण तथा उत्पादन (ईएण्डपी), द्रवीकरण, जहाजरानी, प्राप्त करना तथा वितरण से बनती है। ई एण्ड पी में प्राकृतिक भण्डारों से तेल, एनजी का निष्कर्षण शामिल होता है। द्रवीकरण इसकी मात्रा को कम कर

	द्रवीकरण संयत्रों पर शीतन प्रक्रियाओं के माध्यम से द्रव रूप में एनजी को परिवर्तित करता है। इस प्रकार मांग के केन्द्रों को सरल परिवहन के लिए अनुमति देता है। एलएनजी नौवहन के दौरान द्रवस्थिति में एलएनजी रखने के लिए इन्सूलेटेड कार्गो निर्मित विशषरूप से डिजाइन जहाजों में भारित की जाती है। एलएनजी प्राप्त करने वाला टर्मिनल एलएनजी भण्डारण टैंकों और पुन: गैसीकारण सुविधाओं, जो एलएनजी को तप्त करने के द्वारा वापस इसकी गैस स्थिति में लाते हैं जिसे वाष्पीकरण के रूप में भी जाना जाता है, से बनता है। इसके बाद इसे अन्त प्रयोक्ताओं को वितरण हेतु पाइपलाइन प्रणाली में भेजा जाता है।
एलएनजी टर्मीनल	एलएनजी प्राप्त करने वाला टर्मिनल एलएनजी भण्डारण टैंको और पुन: गैसीकरण सुविधाओं, जो एलएनजी को तप्त करने की प्रक्रिया द्वारा वापस उसकी गैस स्थिति में लाते हैं जिसे वाष्पीकरण के रूप में भी जाना जाता है, से बनता है। इसके बाद इसे अन्त प्रयोक्ताओं को वितरण हेतु पाइपलाइन प्रणली में भेजा जाता है।
कम उठान	कम उठान, उठान अनुबंध के प्रतिकूल है जिसमें एक क्रेता भावी उत्पादन की एक निश्चित ठेकागत मात्रा खरीदने के लिए विक्रेता के साथ एक अनुबंधन करता है।
एलएसएचएस	ला सल्फर हैवी स्टाक (एलएसएचएस) कम सल्फर मात्रा और उच्च कैलोरी मात्रा वाले लाभ के साथ कच्चे तेल से संसाधित अवशिष्ट ईंधन है।
बाजार संबंधित मूल्य	बाजार मूल्य आर्थिक मूल्य है जिसके लिए एक वस्तु अथवा सेवा बाजार में प्रस्तुत की जाती है और सरकार द्वारा प्रभावित/आर्थिक सहायता नहीं दी जाती है।
नेफ्था	नेफथा हाइड्रोकार्बन के अनेक ज्वलनशील द्रव मिश्रणों से बनता है अर्थात एक निश्चित श्रेणी में उबालने पर पेट्रोलियम, कोलतार अथवा पीट से एनजी केन्टेन्सेट अथवा आस्वन उत्पाद का संघटक है और कुछ हाइड्रोकार्बन से बनता है। यह पेट्रोलियम में द्रव हाइड्रोकार्बनों के उच्चतम तथा अत्यन्त वोला टाइल फ्रेक्शन्स के बीच शामिल होने वाला व्यापक शब्द है।

एनईएलपी ब्लाक	किसी कम्पनी या तो विदेशी, निजी अथवा सार्वजनिक क्षेत्र कम्पनी को अन्तर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्धी बोली आमंत्रण आधार पर नई खोज तथा लाइसेंस नीति के विभिन्न चक्र के अन्तर्गत भारत सरकार द्वारा तेल/एनजी खोज ब्लाकों का सौंपा जाना।
नामित क्षेत्र	नई खोज तथा लाइसेंस नीति के लागू होने से पूर्व नामांकन आधार पर राष्ट्रीय तेल कम्पनियों को भारत सरकार द्वारा प्रस्तुत तेल/गैस खोज क्षेत्र। इस प्रकार नामित क्षेत्रों से उत्पादित गैस का मूल्य एजीएम मूल्य पर (शासन के आधार पर) विनियमित तथा निर्धारित किया जाता है।
गैर एपीएम गैस	एनजी की बाजार दर अथवा गैर आर्थिक सहायता प्राप्त दर पर मूल्य निर्धारण ।
उत्पादन की प्रतिमानकीय लागत	प्रतिमानकीय मूल्य कार्यचालन लागत पर वहन किए जाने वाले दक्षता प्राचलों, जैसे क्षमता, क्षमता उपयोग तथा उत्पादन स्तर, कच्ची सामग्री खपत,ऊर्जा खपत आदि के स्वीकार्य स्तर पर लागत के अनुमान पर आधारित होती है।
पेट्रोरसायन	पेट्रोरसायन कच्चे तेल तथा एनजी से प्राप्त हाइड्रोकार्बन हैं।
उत्पादन भागीदारी करार	सरकार और अन्तर्राष्ट्रीय/राष्ट्रीय खेज तथा उत्पादन (ईएण्डपी) कम्पनी के बीच करार। ईएण्डपी कम्पनी खोज, खुदाई तथा उत्पादन की लागत वहन करती है। ईएण्डपी कम्पनी की तेल/गैस की विक्री से खर्चों की प्रतिपूर्ति की जाती है। प्रतिपूर्ति के बाद तेल/गैस उत्पाद सहमतफारमूलाद्वारा बांटाजाता है।
रास गैस	रास गैस कम्पनी कतर की द्रवीकृत एनजी (एलएनजी) उत्पादन कम्पनी है।
पुन: गैसीकरण सुविधा	पुन: गैसीकरण टर्मीनल/सुविधाएं वहॉ हैं जहॉ द्रवीकृत उत्पाद उत्पादन के क्षेत्र से समुद्र के रास्ते लदान के बाद गैस रूप स्थिति में वापसलाया जाता है और संचरण तथा वितरण ग्रिड को भेजा जाता है।
स्पाट एलएनजी	स्पाट कार्गों एक वर्ष से कम अवधि में खरीदा जाता है।
नई मूल्य निर्धारणयोजना का	नई मूल्य निर्धारण याजना (एनपीएस) चरण-।।। भारत सरकार द्वारा यूरिया के लिए अक्तूबर 2006 से मार्च 2010 तक की

चरण ।।।	अवधि के लिए नई यूरिया नीति के अन्तर्गत लागू किया गया था। एनपीएस चरण ।।। एनजी उपयोग को प्रोसाहित करने का प्रयत्न करता है जो यूरिया के उत्पादन के लिए अत्यन्त दक्ष और तुलनात्मक रूप से सस्ता फीडस्टाक है।
सांविधिक रूप से अधिसूचित विक्री मूल्य	सांविधिक रूप से अधिसूचित विक्री मूल्य सामान्यतया उत्पादन की लागत से कम होता है। उत्पादन की लागत तथा विक्री मूल्य के बीच अन्तर का विनिर्माताओं को आर्थिक सहायता /रियायत के रूप में भुगतान किया जाता है।
आर्थिक सहायता	आर्थिक सहायता वांछित कार्यकलाप की सहायता करने अन्त उपभोक्ता मूल्य विनियमित करने और नीतिगत तथा नीतिगत उत्पादों की उत्पादको की आय बनाए रखने के लिए सरकार द्वारा दिया गया आर्थिक लाभ अथवा वित्तीय सहायता है। आर्थिक सहायता का मूल उद्देश्य किसी मद के बाजार मूल्य को इसकी उत्पादन लागत से नीचे/कम रखना है।
ले जाओ अथवा भुगतान करो	'ले जाओं अथवा भुगतान करो' ठेका कम्पनियों और उनके पूर्तिकारों के बीच समझौता वार्ता करने का एक नियम है। इस प्रकार के करार से कम्पनी या तो पूर्तिकार से उत्पाद प्राप्त करती है अथवा पूर्तिकार को उत्पादों का भुगतान करती है।
संचरण ढांचा	एनजी संचरण ढांचा विभिन्न गैस बाजारों/विभिन्न विद्युत, उर्वरक, सीजीडी तथा अन्य उद्योगों को विभिन्न गैस स्रोतों से जोड़ता है और जिसमें पाइपलाइन, कम्प्रैसर स्टेशन आदि शामिल होते है।
अपस्ट्रीम क्षेत्र	अपस्ट्रीम पेट्रोलियम क्षेत्र सभी पेट्रोलियम खोज तथा निष्कर्षण कार्यकलाप, जैसे खोज, विकास तथा कच्चे तेल और एनजी का संसाधन शामिल होते है।
चक्रण प्रबंध	संचरण लाइनों के ऊपर विद्युत शक्ति का परिवहन चक्रण है। चक्रण प्रबन्ध के अन्तर्गत लाइसेंसी की वितरण प्रणाली तथा सम्बद्ध सुविधाओं के माध्यम से विद्युत संचरित की जाती है।