अध्याय I: पैट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय

भारत पैट्रोलियम कार्पोरेशन लिमिटेड

1.1 प्रतिभूति के बिना चूककर्ता कंपनी को क्रेडिट सुविधा का विस्तारण

बीपीसीएल जून 2000 से केपीसीपीएल को ईंधन आयल की आपूर्ति कर रहा था। ईंधन आपूर्ति करार में बीपीसीएल के वित्तीय हित की सुरक्षा हेतु पर्याप्त सुरक्षा उपाय नहीं थे। बाद में भी, बीपीसीएल ने केपीसीपीएल की क्रेडिट बिक्री के प्रति उचित प्रतिभूति सुनिश्चित नहीं की थी, यद्यपि कंपनी ने भुगतान में चूक की थी। इसके परिणामस्वरूप, ₹ 23.50 करोड़ की राशि के बिक्री राजस्व की गैर-वसूली हुई।

भारत पेट्रोलियम कार्पोरेशन लिमिटेड (बीपीसीएल) ने केरल राज्य में कासरगॉड जिला में माइलत्ती में केपीसीपीएल के पावर प्लांट को ईंधन ऑयल (एचएसडी और एलएसएचएस) की आपूर्ति के लिये कासरगॉड पावर कार्पोरेशन प्राइवेट लिमिटेड (केपीसीपीएल)[1] के साथ ईंधन आपूर्ति करार हस्ताक्षरित किया (24.06.2000)। अन्य बातों के साथ-साथ एफएसए ने निर्धारित किया कि करार अवधि 15 वर्ष (अनुच्छेद-2) होगी, कि बिल विलम्ब के लिये ब्याज सहित प्रत्येक माह की पहली तारीख को भरा जायेगा (अनुच्छेद 8) और कि करार रद्द कर दिया जायेगा यदि खरीददार तीन माह की अवधि तक लगातार भुगतान करने में विफल होता है (अनुच्छेद 16.02.1)। एफएसए में बीपीसीएल के वित्तीय हित के सुरक्षा के लिये 'साख पत्र'/निर्णीत हर्जाने और क्षतिपूर्ति का प्रावधान नहीं था।

बीपीसीएल ने करार के अनुसार आपूर्ति शुरू की और मार्च 2006 तक समय से भुगतान प्राप्त किया। केपीसीपीएल ने चूक की और अप्रैल 2006 से भुगतान में विलम्ब किया। यद्यपि, बीपीसीएल ने केपीसीपीएल को ईंधन ऑयल की क्रेडिट बिक्री जारी रखी।

इसी बीच, 1 जनवरी 2009 को बीपीसीएल में एक क्रेडिट नीति प्रस्तुत की। अन्य बातों के साथ-साथ नीति में ग्राहक श्रेणीकरण, जोखिम विश्लेषण, ग्राहक पुन: मूल्यांकन और तदनुसार क्रेडिट सीमा नियत करना निर्धारित किया। इस नीति के अनुसार, उच्च जोखिम

---

[1] केपीसीपीएल ने बीपीसीएल से पत्राचार के दौरान अपने पैड में 'निजी शब्द का कभी भी प्रयोग नही किया और एफएसए करार में भी 'निजी' शब्द नहीं छपा था यद्यपि "प्राइवेट" मैनुअल रूप से डाला और हस्ताक्षरित किया गया था।

ग्राहको को बिक्री या तो पूर्व-भुगतान आधार पर या दस्तावेजों जैसे साख-पत्र, बैंक गारंटी, पेरेंट पर्फोरमेंस गारंटी या परिसंपत्ति गिरवी रख कर सुरक्षित की जानी चाहिये। बीपीसीएल ने एक वर्ष बाद केपीसीपीएल का क्रेडिट मूल्यांकन किया। केपीसीपीएल को ''मध्यम जोखिम[1]'' ग्राहक[1] के रूप में वर्गीकृत किया गया और फरवरी 2010 में ₹ 10.50 करोड़ की क्रेडिट सीमा स्वीकृत की गई । केपीसीपीएल के प्रति रूपये 27.40 करोड़ के बकाया के बावजूद उसे मध्यम जोखिम वर्गीकृत किया गया जो कि 2006-07 से 2009-10 के बीच एकत्र हुआ, जो स्वीकृत क्रेडिट सीमा के दोगुने से अधिक था।

लेखापरीक्षा ने केपीसीपीएल में बकाया राशि संचित होने पर टिप्पणी की (मई 2010), केपीसीएल द्वारा उत्पाद की मांग उसके द्वारा किये गये भुगतान से अधिक थी। प्रबंधन ने लेखापरीक्षा को आश्वासन दिया कि मामले की ग्राहकों से प्राप्तियों के आधार पर समीक्षा की जायेगी। लेखापरीक्षा द्वारा बताने के बाद, बीपीसीएल ने केपीसीपीएल के साथ गैर-भुगतान का मुद्दा उठाया (जुलाई 2010) जिसे अगस्त 2010 में दोहराया गया था। बीपीसीएल ने (अगस्त 2010 में) केपीसीपीएल से प्रतिभूति के रूप में राष्ट्रीयकृत बैंक से ₹ 25 करोड़ की बैंक गारंटी के लिये कहा।

केपीसीपीएल ने न तो बकाया राशि का भुगतान किया और न ही बैंक गारंटी जमा की। तथापि, बीपीसीएल ने उसे जुलाई 2011 तक क्रेडिट पर ईंधन की आपूर्ति जारी रखी। जुलाई 2011 में, बीपीसीएल ने निर्णय लिया कि केपीसीपीएल को अतिरिक्त आपूर्ति अतिदेय भुगतान समाप्त करने तक अग्रिम भुगतान के प्रति किया जायेगा। इस समय (जून 2011) तक, केपीसीपीएल से ₹ 22.06 करोड़ का शेष बकाया था।

केपीसीपीएल ने नवम्बर 2012 में फिर से चूक की, बीपीसीएल ने जून 2013 तक अपने ईंधन की आपूर्ति जारी रखी जिसके बाद ईंधन की आपूर्ति रोक दी गई। मार्च 2015 तक, केपीसीपीएल से ₹ 23.50 करोड़[2] की राशि वसूली की जानी शेष थी। इसी बीच (फरवरी 2014 में) बीपीसीएल ने केपीसीपीएल के प्रति निर्णय की कार्यवाही शुरू की जो वर्तमान में प्रक्रियाधीन है (नवम्बर 2015)।

इस प्रकार, शुरू से ही एफएसए में उचित क्लॉज़ के माध्यम से बीपीसीएल, केपीसीपीएल की तुलना में अपने वित्तीय हित को सुरक्षित रखने में विफल रहा। केपीसीपीएल द्वारा चूक के बाद भी, क्रेडिट सीमा से परे क्रेडिट बिक्री, बिना सुरक्षा, बीपीसीएल की क्रेडिट नीति का उल्लंघन करते हुये कम्पनी को जारी रही। इसके परिणामस्वरूप ₹ 23.50 करोड़ का

1. क्रेडिट नीति ने मध्यम जोखिम ग्राहको को असुरक्षित क्रेडिट की अनुमति दी।

2. मूलधन और ब्याज के प्रति क्रमश: ₹ 11 करोड़ जमा ₹ 12.50 करोड़।

बकाया देय संचय हुआ (मार्च 2015 तक) और उसकी वसूली के लिये मध्यस्थता कार्यवाही हुई।

प्रबंधन ने उत्तर दिया (अक्टूबर 2015) कि केपीसीपीएल के साथ करार की शर्तें प्रचलित प्रत्यायोजन के अनुसार मौजूदा बाजार की स्थिति, कारोबार अवसर, उत्पादों की उपलब्धता आदि को ध्यान में रखते हुए बनाई गई थी। केएसईबी से केपीसीपीएल की भुगतान रसीद चक्र को ध्यान में रखते हुये बढाये हुये क्रेडिट पर सहमति हुई थी और बैंक गारंटी/साख-पत्र को आवश्यक नहीं माना गया था। इसके अतिरिक्त, मैसर्स केएसईबी, उपयोगिता कंपनी होने, कारोबार के गंभीर प्रकृति के होने के कारण एकतरफा रोक नहीं लगाई जा सकती थी। दोनों केपीसीपीएल और केएसईबी करार, जो केरल राज्य को विद्युति आपूर्ति के लिये था, में बैंक गारंटी/एलसी के माध्यम से कोई भुगतान प्रतिशत नहीं था। प्रबंधन ने यह भी कहा कि परिसमापन हर्जाना क्लॉज दोनों करारों में शामिल की गई थी। इस प्रकार, इन करारों के बीच कोई अंतर नहीं था। प्रबंधन ने यह भी कहा कि केपीसीपीएल से वसूली वर्तमान में निर्णय के अधीन है।

प्रबंधन का उत्तर निम्नलिखित को ध्यान में रखते हुये स्वीकार्य नहीं है:

(i) कथन कि केपीसीपीएल के साथ बीपीसीएल द्वारा हस्ताक्षरित करार में 'परिसमापन हर्जाना' क्लॉज, गलत है। वास्तव में, लेखापरीक्षा ने देखा कि बीपीसीएल के वित्तीय हित की सुरक्षा हेतु 'साख पत्र' परिसमापन हर्जाना की प्रकृति में शर्त केएसईबी[1] सहित तीन अन्य ग्राहकों[2] के साथ एफएसए में शामिल की गई थी, जो मैसर्स केपीसीपीएल से पूर्व शामिल की गई थी, तथापि, केपीसीपीएल के साथ एफएसए, में कोई संबधित क्लॉज नहीं था।

(ii) बीपीसीएल ने अपनी स्वयं की क्रेडिट नीति (जनवरी 2009 में शुरू) का पालन नहीं किया और केपीसीपीएल के क्रेडिट सीमा से परे बकाया राशि संचित करने के बावजूद क्रेडिट बिक्री जारी रखी। यदि बीपीसीएल ने समय पर अपने वित्तीय हित

---

[1] केएसईबी के साथ एफएसए के अनच्छेद 11 एलडी और क्षतिपूर्ति कहता है कि ''यह परस्पर सहमति है कि यद्यपि ग्राहक और विक्रेता सरकारी निकाय है, चूक के प्रति निर्णीत हर्जाने को कवर करने के लिये कोई भी पार्टी कोई भी बीजी या क्षतिपूर्ति बांड उपलब्ध नही करायेगी। इसके अतिरिक्त यह भी सहमति है कि किसी भी पार्टी का सरकारी निकाय से स्वामित्व परिवर्तित होने की स्थिति में, मांगने वाले एलडी के लिये बीजी या क्षतिपूर्ति बांड उपलब्ध कराया जायेगा।

[2] मैसर्स तानिरबावी पावर कंपनी प्राइवेट लिमिटेड (बैंगलुरू, कर्नाटक), मैसर्स सामालपत्ती पावर कार्पोरेशन (कोयंबटूर, तमिलनाडु,) और मैसर्स केरला स्टेट इलैक्ट्रिसिटि बोर्ड (तिरूवन्नतपुरम)।

सुरक्षित रखे होते, बकाया देय के संचय के साथ-साथ उनकी वसूली के लिये मध्यस्थता कार्यवाही से बचा जा सकता था।

(iii) बीपीसीएल का तर्क कि केपीसीपीएल को आपूर्ति रोकने से केरल राज्य में विद्युत आपूर्ति प्रभावित होगी, पर जून 2013 से केपीसीपीएल की आपूर्ति रोकने के संदर्भ में ध्यान देने की आवश्यकता है।

इस प्रकार, एफएसए में क्षतिपूर्ति क्लॉज शामिल न करने और चूककर्ता कंपनी को क्रेडिट बिक्री के कवर जोखिम की बैंक गारंटी/सुरक्षित अग्रिम भुगतान पर जोर न देने के परिणामस्वरूप केपीसीपीएल से ₹ 23.50 करोड़ की गैर-वसूली हुई (बिक्री राजस्व और उसके ब्याज के प्रति)।

मामला मंत्रालय को भेजा गया था (दिसम्बर 2015) उनका उत्तर प्रतीक्षित था (मार्च 2016)।

गेल (इंडिया) लिमिटेड और इंडियन ऑयल कार्पोरेशन लिमिटेड

1.2 तेल तथा गैस संचरण पाइपलाइनों की सुरक्षा तैयारियां

1.2.1 प्रस्तावना

इंडियन ऑयल कार्पोरेशन लिमिटेड (आईओसीएल) और गेल (इंडिया) लिमिटेड (गेल) के पास कच्चे तेल, नैचुरल गैस (एनजी), रसोई गैस (एलपीजी) और विभिन्न अन्य पैट्रोलियम उत्पादों के परिवहन के लिये 24230 कि.मी. (आईओसीएल-11221 कि.मी. और गेल-13009 कि.मी.) कवर करते हुये देश भर में तेल और गैस पाइपलाइन हैं ***(अनुबंध I और II)***। इन पाइपलाइनों में स्वाभाविक ज्वलनशील उत्पादों की भारी मात्रा होती है; इसलिये यह सुनिश्चित करने के लिये कि वे जनता और पर्यावरण में जोखिम उत्पन्न न करे, पाइपलाइनों की सुरक्षा और उनकी आवधिक स्वास्थ्य आंकलन का काफी महत्व है।

1.2.2 लेखापरीक्षा उद्देश्य, कार्यक्षेत्र और पद्धति

इंडियन ऑयल कार्पोरेशन लिमिटेड और गेल (इंडिया) लिमिटेड के **'तेल और गैस संचरण पाइपलाइनों की सुरक्षा तैंयारियों'** की लेखापरीक्षा उनकी पाइपलाइन संचालन की सुरक्षा तैयारियों की जांच के लिये की गई थी। लेखापरीक्षा में अप्रैल 2012 से मार्च 2015 तक का परिचालन शामिल है।

लेखापरीक्षा के लिये अपनाये गये मानदंड में निम्नलिखित सम्मिलित है:

1. पाइपलाइनों के लिये लागू सुरक्षा मानक;
2. कम्पनी की स्वास्थ्य, सुरक्षा और पर्यावरण (एचएसई) नीति;
3. नियामक प्राधिकरणों द्वारा निर्धारत सुरक्षा आवश्यकताऐं;
4. पाइपलाइनों के रखरखाव और निरीक्षण के लिये अपनाई गई प्रक्रियाऐं/दिशानिर्देश।

1.2.3 सुरक्षा नियामक फ्रेमवर्क

तेल और गैस पाइपलाइनों के सुरक्षा पहलू निम्नलिखित एजेंसियों द्वारा विकसित विभिन्न अधिनियमों/नियमों/मानकों के प्रावधानों तथा दिशानिर्देशो द्वारा नियंत्रित होते हैं:

(i) **तेल उद्योग सुरक्षा निदेशालय (ओआईएसडी):** ओआईएसडी, एक तकनीकी निदेशालय, रूपरेखा, संचालन और रखरखाव के क्षेत्र में प्रक्रियाओं और दिशानिर्देश बनाने/मानकीकरण करने के लिये पैट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एमओपीएनजी) द्वारा बनाया गया था(1986)।

(ii) **पैट्रोलियम और विस्फोटक सुरक्षा संगठन (पीईएसओ):** पीईएसओ, औद्योगिक नीति और संवर्धन विभाग (डीआईपीपी), वाणिज्यिक और औद्योगिक मंत्रालय के अंतर्गत, पैट्रोलियम अधिनियम, 1934 और उसके नियमों के साथ-साथ विस्फोट अधिनियम 1884 के क्रियान्वयन के लिये सांविधिक प्राधिकरण है।

(iii) **पैट्रोलियम और प्राकृतिक गैस नियामक बोर्ड (पीएनजीआरबी):** पीएनजीआरबी का गठन (2006) पैट्रोलियम और प्राकृतिक गैस से संबंधित विशेष गतिविधियो में जुड़े उपभोक्ताओं और संस्थाओं के हितों की रक्षा के लिये किया गया था। इसने एनजी पाइपलाइनों के लिये सुरक्षा मानक (टी4एस) सहित तकनीकी मानक और विनिर्देशों को अधिसूचित (2009) किया है।

सुरक्षा मानकों/दिशानिर्देशों का पालन एचएसई विभाग के माध्यम से कंपनी द्वारा सुनिश्चित किया जाता है, जो विभिन्न स्थानों की आंतरिक सुरक्षा लेखापरीक्षा भी करता है।

1.2.4 लेखापरीक्षा निष्कर्ष

1.2.4.1 सुरक्षा प्रतिमानकों का गैर-अनुपालन

आईओसीएल और गेल में विभिन्न नियामकों द्वारा जारी सुरक्षा नियमों/दिशानिर्देशों का गैर-अनुपालन देखा गया जिसकी नीचे चर्चा की गई है:

(I) बाहरी सुरक्षा लेखापरीक्षा की सिफारिशों का गैर-अनुपालन

ओआईएसडी पाइपलाइन प्रचालकों की बाहरी सुरक्षा लेखापरीक्षा (ईएसए) करता है और सुरक्षित पाइपलाइन प्रचालन सुनिश्चित करने के लिये अपनी सिफारिशें देता हैं। यह त्रैमासिक रिपोर्टो के माध्यम से ईएसए की सिफारिशों के क्रियान्वयन की निगरानी भी करता है। सामान्य रूप से यह अपेक्षा की जाती है कि ईएसए सिफारिशों का रिपोर्ट प्रस्तुत करने के दो वर्ष के अंदर अनुपालन किया जाए।

लेखापरीक्षा ने देखा कि सितम्बर 2015 तक आईओसीएल में अनुपालन के लिये लंबित 149 सिफारिशें थी जिसमें से 11 में दो वर्ष से अधिक से अनुपालन लंबित था। गेल के संबंध में, यह देखा गया कि जून 2015 की समाप्ति तक 109 सिफारिशों में अनुपालन लंबित था। इसके अतिरिक्त, लेखापरीक्षा ने ईएसए सिफारिशों के अनुपालन में नौ से 163 माह तक का विलम्ब देखा।

जबकि आईओसीएल ने उत्तर दिया (नवम्बर 2015) कि सिफारिशों के अनुपालन की त्रैमासिक आधार पर समीक्षा की जाती थी और 83 प्रतिशत सिफारिशों का अनुपालन किया जा चुका था, गेल ने कहा (दिसम्बर 2015) कि क्रियान्वयन की गैर व्यवहार्यता, संविदात्मक मुद्दों, सरकारी अनुमति आदि के कारण इएसए सिफारिशों के अनुपालन में विलम्ब हुआ।

उत्तर को इस तथ्य के प्रति देखा जाना चाहिये कि इएसए सिफारिशों का समय से अनुपालन सुरक्षा तैयारियों को मजबूत करेगा।

(II) इन्टैलिजैन्ट पिगिंग सर्वेक्षण पर विनियमों का गैर-अनुपालन

क. पीएनजीआरबी टी4एस नियम (2009):

इन्टैलिजैन्ट पिगिंग सर्वेक्षण (आईपीएस) पाइपलाइन की हालत की जांच करने के लिये किया जाता है। इन्टैलिजैन्ट पिगों का सक्रिय पाईपलाईनों में धातु नुकसान, जंग या गड्ढा आदि की संभावना के लिये सीधा निरीक्षण करने के लिये प्रयोग किया जाता है।

पीएनजीआरबी ने, टी4एस विनियम (2009) के माध्यम से, छह माह से दो वर्ष की निर्धारित अवधि के अंदर मौजूदा एनजी पाइपलाईनों नेटवर्क में की जाने वाली गतिविधियों और प्रक्रियाओं, उपलब्ध कराये जाने वाले कुछ महत्वपूर्ण बुनियादी ढांचों को पहचाना।

गेल के संबंध में प्रचालन की नमूना जांच से निम्नलिखित का पता चला:

- पिगेबल सेक्शन के लिये इन्टैलिजैन्ट पिगिंग सर्वेक्षण[1] (आईपीएस) शुरू होने की तिथि से दस वर्ष में एक बार किया जाना चाहिये, जबकि सोर गैस परिवहन करने वाली पाइपलाइनों में यह पांच वर्षों के अंदर किया जाना चाहिये। तथापि, 66 पाइपलाइनों में आईपीएस करने में एक वर्ष से 17 वर्ष की सीमा तक का विलम्ब देखा गया;

- 12'' से ऊपर और लंबाई 10 किमी. से अधिक के गैर-पिगेबल सेक्शन (एनपीएस) के लिये आईपीएस टी4एस अधिसूचना (2009) से दो वर्ष के अंदर किया जाना चाहिये था। तथापि, लेखापरीक्षा ने 46 पाइलपाइनों में आईपीएस क्रियान्वयन में एक से चार वर्षों की सीमा तक का विलम्ब देखा;

गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2015) कि आईपीएस करने के लिये कार्य प्रगति पर था।

इससे पता चलता है कि टी4एस विनियमों का छह वर्ष से अधिक समाप्त होने के बाद भी पालन किया जाना बाकी था।

ख. आईपीएस पर ओआईएसडी मानक:

'देश भर में तरल हाईड्रोकार्बन पाईपलाइनों के लिये डिजाइन, निर्माण और निरीक्षण आवश्यकताओं पर ओआईएसडी- मानक -141 निर्धारित करता हैं कि पहला आईपीएस जल्द से जल्द करना चाहिये लेकिन शुरू होने के 10 वर्ष से पहले। आईपीएस की बाद की आवधिकता, किसी हाल में, 10 वर्ष से अधिक नहीं होनी चाहिये। इसके अतिरिक्त, ओआईएसडी- मानक -139 'अपतटीय पाईपलाइनों के निरीक्षण' के लिये पांच वर्षों में एक बार अपतटीय पाईपलाइनों की आईपीएस करना निर्धारित करता है।

---

[1] *उचित रूप से पता लगाने और पाईपलाइन की सतह की कमियों (आंतरिक/बाहरी) का उल्लेख करके पाईपलाइन की दशा सुनिश्चित करने के लिये निगरानी तंत्र।*

तथापि, लेखापरीक्षा ने देखा कि आईओसीएल ने क्रमश: ओआईएसडी-एसटीडी-141 और 139 का उल्लघंन करते हुये आठ पाइपलाइनों और दो अपतटीय पाईपलाइनों के लिये आईपीएस नहीं किया। इसके अतिरिक्त, आईओसीएल ने अपनी रोलिंग योजना के अनुसार 2013-15 के दौरान 17 पाइपलाइन सेक्शनों का आईपीएस करने की योजना बनाई; तथापि, वे या तो किये ही नहीं गये या विलम्ब से किये गये ***(अनुबंध-III)***।

आईओसीएल ने उत्तर दिया (नवम्बर 2015) कि आईपीएस के लिये कार्य जल्द ही दिया जा रहा है और आईपीएस के सभी विक्रेता भारत के बाहर स्थित हैं उनको लाइन-अप करने में काफी समय लगता है।

उत्तर पर इस तथ्य के ध्यान में रखते हुये विचार करने कि आवश्यकता है कि आईपीएस करने में विलम्ब न केवल ओआईएसडी मानकों का उल्लंघन है बल्कि अनुचित योजना को भी दर्शाता है। इसके अतिरक्त, पाईपलाइन स्थान[1] जहां आईपीएस विलम्ब से हुआ था में जंग/धसने आदि के कारण लीकेज की पांच घटनाऐं हुई।

(III) पीईएसओ अनुमोदन प्राप्त न करना-गेल

खतरनाक रसायन नियमावली, 1989 के उत्पादन, भंडारण और आयात में संशोधन (2000) के अनुसार नई के साथ-साथ मौजूदा एनजी/एलपीजी पाईपलाइनों के लिए पीईएसओ अनुमोदन प्राप्त करना अनिवार्य था। तथापि, कंपनी ने नौ पाईपलाइन नेटवर्को के लिये अनुमोदन प्राप्त नहीं किया था।

गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2015) कि सभी पाईपलाइन नेटवर्को के लिये पीईएसओ अनुमोदन प्राप्त करने के लिये आवेदन कर दिया गया है।

विलम्ब अत्याधिक है क्योंकि गेल ने नवम्बर 2014 में ही पीईएसओ अनुमोदन के लिये आवेदन किया है यद्यपि वो वर्ष 2000 में अनिवार्य किया गया था।

(IV) एमबी लाल समिति की सिफारिशों का गैर-क्रियान्वयन-आईओसीएल

एमबी लाल समिति का गठन एमओपीएनजी द्वारा आईओसीएल के जयपुर टर्मिनल पर अग्नि दुर्घटना (अक्टूबर 2009) की पूछताछ के लिये किया गया था। एमओपीएनजी ने समिति की रिपोर्ट को स्वीकार किया (अप्रैल 2010), जिसमें अन्य बातों के साथ-साथ ऐसी दुर्घटनाओं की पुनरावृत्ति से बचने के लिये सुधारात्मक कार्यवाही शामिल थी। समिति

---

[1] *सलाया मथुरा पाइपलाइन में तीन और मथुरा टुण्डला पाइपलाइन और पारादीप हल्दिया बरौनी पाइपलाइन में प्रत्येक एक।*

ने 113 सिफारिशें की हैं, जिसका क्रियान्वयन एनओपीएनजी के साथ निर्धारित करार के अनुसार जुलाई 2010 और नवम्बर 2014 के बीच आईओसीएल द्वारा पूर्ण किया जाना था।

तथापि, लेखापरीक्षा ने देखा कि पांच वर्ष से अधिक समाप्त होने के बावजूद अपनी पाईपलाइनों के स्थान के संबंध में आईओसीएल द्वारा सिफारिशों का क्रियान्वयन किया जाना बाकी था क्योंकि मई 2012 तक अपेक्षित अपने पाईपलाइन के स्थानों पर 26 रिमोट संचालित शट-ऑफ वॉल्व (आरओएसओवी) लगाने का कार्य नवम्बर 2015 तक पूर्ण नहीं किया गया था।

आईओसीएल ने उत्तर दिया (नवम्बर 2015) कि सिफारिशों के क्रियान्वयन में विलम्ब ठेकों की धीमी प्रगति, क्रियाशील संस्थापना में कार्य, पुन: निविदा आदि के कारण थी।

उत्तर को इस तथ्य को ध्यान में रखते हुये देखा जाना चाहिये कि सिफारिशों का समय से क्रियान्वयन सुरक्षा तैयारी को मजबूत कर सकता था।

(V) प्रयोग करने के अधिकार का अतिक्रमण

पाईपलाईन बिछाने के उद्देश्य के लिये, पैट्रोलियम और खनिज पाईपलाइन अधिनियम, 1962 (पीएमपी अधिनियम) के अनुसार भूमि मालिकों से प्रयोग का अधिकार (आरओयू) लेना होता है। पीएमपी अधिनियम, भूमि जो आरओयू के अंतर्गत अधिग्रहित की गई है, पर बिल्डिंग/ढांचे के निर्माण, टैंक की खुदाई/निर्माण, कुऐं, संग्रह और पेड़ लगाने के संबंध में प्रतिबंध लगाता है तकि पाईपलाइनों को संभावित क्षति न हो।

लेखापरीक्षा ने देखा कि अतिक्रमण (अगस्त 2015) के 1116 मामलों में से आरओयू क्षेत्र के अंदर घर, चारदीवारी, बोरवेल और टेलीफोन के टावर के निर्माण के मामलों के अतिरिक्त 647 मामले इलेक्ट्रिक पोल/ट्रांसफार्मर लगाने से संबंधित थे। तथापि, आईओसीएल इन अतिक्रमणों को हटाने में सफल नहीं हुआ इस तथ्य के बावजूद कि इनमें से कुछ मामले 40 वर्षों से अधिक से लंबित थे। एमओपीएनजी ने यह भी सुनिश्चित करने के निर्देश दिये (सितम्बर 2014) कि पाईपलाइन आरओयू अतिक्रमण से मुक्त रहे।

यह उल्लिखित करना उचित होगा कि आरओयू क्षेत्र में लगे इलैक्ट्रिक ट्रांसफार्मर में दोष के कारण इलाहाबाद-मुगलसराय सेक्शन (बीकेपीएल[1]) में आग लग गई (सितम्बर

[1] *बरौनी-कानपुर पाईपलाइन*

2011)। ओआईएसडी की जांच ने इस आरओयू में कई इलैक्ट्रिकल पोल/ट्रांसफार्मरों से पाईपलाइन प्रचालन के खतरे को उजागर किया।

आईओसीएल के पास समय पर कार्यवाही सुनिश्चित करने के लिये मुख्यालय को क्षेत्रीय कार्यालयों द्वारा अतिक्रमण के मामलों की आवधिक रिपोर्टिंग सुनिश्चित करने के लिये कोई प्रणाली नहीं थी।

आईओसीएल ने उत्तर दिया (नवम्बर 2015) कि वो समय-समय पर आरओयू क्षेत्र से अतिक्रमण हटाने के लिये नियमित रूप से कार्यवाही कर रहा है। तथापि, तथ्य यह रह जाता है कि आरओयू क्षेत्र में कई अतिक्रमण अभी भी थे और क्षेत्रीय कार्यालयों द्वारा अतिक्रमण की आवधिक रिपोर्टिंग सुनिश्चित करने के लिये कोई भी प्रणाली शुरू नहीं की गई थी।

गेल के संबंध में, यह देखा गया कि:

- सितम्बर 2015 तक देखी गई कुल 527 अतिक्रमण में से, 201 अत्यधिक असुरक्षित श्रेणी में रखे गये थे अर्थात इलैक्ट्रिक ट्रांसफार्मर/टावर, खुदाई का कार्य, बोरवेल, आवासीय और व्यावसायिक प्रतिष्ठान आदि।
- एचवीजे पाईपलाइन आरओयू में सात अतिक्रमण 1987 से हटाये जाने लंबित थे जो अप्रभावी निष्कासन उपाय दर्शाता हैं।
- अतिक्रमण मुंबई (48), गुजरात (19), एनसीआर (15), एचवीजे पाईपलाइन (7), पोंडिचेरी (5) और केजी बेसिन (2) पाईपलाइन नेटवर्क में भी रिपोर्ट किये गये थे।

गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2015) कि वो अतिक्रमण हटाने के लिये अतिक्रमण करने वालों के साथ-साथ जिला प्रशासन के साथ अनुवर्ती कार्यवाही कर रहा है।

तथ्य रह जाता है कि गेल न तो मौजूदा अतिक्रमण को हटाने में सक्षम हुआ और न ही अपनी पाईपलाइन आरओयू में नये अतिक्रमण को रोकने में सफल हुआ।

(VI) ओआईएसडी मानक-117 (संशोधित – अक्टूबर 2010) का गैर-अनुपालन - आईओसीएल

रिम सील अग्नि सुरक्षा प्रणाली (आरएसएफपीएस) प्रारंभिक स्तर पर पैट्रोलियम भंडारण टैंक रूफ पर स्वयं ही अग्नि का पता लगाती है और बुझा देती है। सुरक्षित तेल और गैस प्रचालन सुनिश्चित करने के लिये, ओआईएसडी ने ''पैट्रोलियम डिपो, टर्मिनल, पाईपलाइन स्थापना और ल्यूब ऑयल स्थापना के लिये अग्नि सुरक्षा सुविधा'' पर

मानक-117 (ओआईएसडी-मानक-117) संशोधित किया (अक्टूबर 2010) जो निर्धारित करता है कि आरएसएफपीएस श्रेणी 'ए' पैट्रोलियम स्टोर करने वाले सभी बाहरी फ्लोटिंग रूप टैंक पर उपलब्ध होना चाहिये। तदनुसार, चार स्थानों अर्थात् वादीनार, विरामगम, चकसु और हल्दिया में 36 टैंकों पर हेलोन आधारित आरएसएफपीएस को खोखले धातु आधारित आरएसएफपीएस के साथ बदला जाना था ताकि संशोधित ओआईएसडी-मानक-117 का पालन हो सके।

लेखापरीक्षा ने देखा कि:

- कच्चे तेल भंडारण टैंक पर अग्नि जल नेटवर्क की वृद्धि/सुधार से संबंधित सुविधाओं के लिये बोर्ड (जून 2011) के अनुमोदन के अनुसार, सुधार कार्य 21 माह के अंदर अर्थात मार्च 2013 तक पूर्ण किया जाना था। तथापि, आईओसीएल इस संबंध में एमओपीएनजी द्वारा चिंता व्यक्त करने (दिसम्बर 2012) के बावजूद इस समय सीमा का पालन नही कर सका;
- जून 2013 में, वादीनार कच्चे तेल टैंक में बड़ी अग्नि दुर्घटना हुई जिसके लिये हेलोन आधारित आरएसएफपीएस के गैर-निष्पादन को कारण बताया गया था;
- 18 माह के अंदर कार्य समाप्त करने के लिये 22 टैंको (वादीनगर और वीरमगम) के लिये अगस्त 2014 में और शेष 14 टैंको (चाकसु और हल्दिया) के लिये अक्टूबर 2014 में कार्य आदेश जारी किये गये थे। इस प्रकार, जो कार्य मार्च 2013 तक पूर्ण किया जाना था, मार्च 2016 तक ही पूर्ण होना निर्धारित है।

आईओसीएल ने उत्तर दिया (नवम्बर 2015) कि वादीनार में अग्नि दुर्घटना बिजली और तूफान के कारण हुई थी और टैंक में हेलोन आधारित आरएसएफपीएस पहले से ही उपलब्ध था जो आग नहीं बुझा सका क्योंकि आग बहुत अधिक थी।

उत्तर लेखापरीक्षा अवलोकन को मजबूत करता है कि मौजूदा हेलोन आधारित आरएसएफपीएस को संशोधित ओआईएसडी- मानक 117 का पालन करते हुये खोखली धातु आधारित आरएसएफपीएस से बदल जाना चाहिये और इसके अतिरिक्त अपनी दुर्घटना जांच रिपोर्ट में ओआईएसडी द्वारा उजागर (जून 2013) किया गया था।

(VII) ओआइएसडी सुरक्षा मानको का उल्लंघन करते हुये नियंत्रण कक्ष का असुरक्षित स्थान-आईओसीएल

आईओसीएल की गुवहाटी-सिलिगुडी उत्पाद पाइपलाइन (जीएसपीएल) के बेटकुचि, बोंगाईगांव हासीमारा और मदारीहाट पर चार पम्पिंग/टैप-ऑफ-प्वाइंट स्टेशन (टीओपी)

हैं। विपणन संस्थापन के अंदर स्थित अपने नियंत्रण कक्ष सहित बैटकुचि टीओपी 25000 कि.ली. की कुल भंडारण क्षमता के साथ नौ उत्पाद भंडारण टैंकों (एमएस, एसकेओ और एचएसडी प्रत्येक के लिये तीन) से घिरा हुआ है।

आईओएसडी- मानक -118 'ऑयल और गैस संस्थापनों की स्थिति' पर निर्धारित करता है कि स्टोरेज टैंक से नियंत्रण कक्ष की दूरी क्रमश: एमएस और एसकेओ के लिये 60 मीटर और 30 मीटर से कम नहीं होनी चाहिये।

लेखापरीक्षा में अभिलेखों की जांच से निम्नलिखित का पता चला:

- कम्पनी द्वारा किये गये (अप्रैल 2011) जोखिम विश्लेषण अध्ययन ने उजागार किया कि बेटकुचि नियंत्रण कक्ष उस क्षेत्र के अंतर्गत आता है जहां तापीय विकिरण की तीव्रता उच्च परिमाण की है;
- नवम्बर 2011 में जीएसपीएल की ईएसए करते समय, ओआईएसडी ने यह भी देखा कि नियंत्रण कक्ष और स्टोरेज टैंक के बीच दूरी बताये गये से कम थी और नियंत्रण कक्ष के स्थानांतरण की सिफारिश के अलावा स्थान का विस्तृत जोखिम विश्लेषण करने की सलाह दी। इसी प्रकार, नवम्बर 2012 में कम्पनी द्वारा किये गये खतरे और संचालन योग्य अध्ययन (एचएजेडओपी) ने भी उजागर किया कि बेटकुचि टीओपी पर स्थित नियंत्रण कक्ष एमएस स्टोरेज टैंक डाइक वॉल से 9 मीटर, एमएस स्टोरेज टैंक बॉडी से 27 मीटर और एसकेओ टैंक से 24 मीटर की दूरी पर था। संभावित खतरे को ध्यान में रखते हुये, नियंत्रण कक्ष को स्थानांतरित करने की सिफारिश की गई थी;
- अपनी इएसए रिपोर्ट में ओआईएसडी ने सर्वोच्च प्राथमिकता पर मामले पर ध्यान देने की बात को दोहराया (मार्च 2013)।

जालंधर टर्मिनल पर नियंत्रण कक्ष का स्थान आईओएसडी द्वारा ओआईएसडी- मानक -118 के उल्लंघन में बताया गया था (जुलाई 2011)।

आईओसीएल ने चार वर्ष समाप्त होने के बाद भी बेटकुचि और जालंधर टर्मिनल नियंत्रण कक्ष स्थानांतरित नहीं किये हैं।

आईओसीएल ने उत्तर दिया (नवम्बर 2015) कि क्योकि बेटकुचि और जालंधर टर्मिनल आईओएसडी के गठन से पूर्व शुरू कर दिये गये थे, ओआईएसडी-एसटीडी-118 जो 1988 में प्रकाशित हुआ था, उसका कोई उल्लघन नही हुआ था।

उत्तर तर्कसंगत नहीं है क्योंकि यद्यपि ओआईएसडी- मानक -118, 1988 में प्रकाशित हुआ था, ये मौजूदा टर्मिनल सहित सभी टर्मिनल के लिये 2002 में अनिवार्य हो गया था।

(VIII) ओआईएसडी सुरक्षा मानकों के गैर-अनुपालन के परिणामस्वरूप लगातार पाईपलाइन में खराबी-आईओसीएल

आईओसीएल की मुंद्रा-पानीपत पाईपलाइन (एमपीपीएल) मुंद्रा पोर्ट से पानीपत रिफाइनरी तक मुख्य रूप से सोर कच्चे तेल का परिवहन करती है। एमपीपीएल का कांडला-पानीपत (केपी) सेक्शन पैट्रोलियम उत्पादों के परिवहन के लिये शुरू किया गया था (1996), पानीपत रिफाइनरी में कच्चे तेल की आवश्यकता पूर्ण करने के लिये कच्चे तेल सेवा में परिवर्तित कर दी गई थी (अगस्त 2006)।

आईपीएस, पाईपलाइन में असंगति के विभिन्न प्रकार पहचानने के लिये मेगनेटिक फ्लक्स लीकेज (एमएएल) या अल्ट्रासॉनिक (यूटी) आधारित पिग द्वारा पाईपलाइन की हालत का आकलन करने के लिये किया जाता है। एमएफएल आधारित आईपीएस का जंग के प्रकार की विसंगतियों का पता लगाने के लिये प्रयोग किया जाता है जबकि यूटी आधारित आईपीएस का दरारों का पता लगाने के लिये प्रयोग किया जाता है।

ओआईएसडी- मानक -188 निर्धारित करता है कि सोर कच्चा तेल या सोर गैस ले जाने वाली पाईपलाइनों के मामले में, आईपीएस जिनकी दरार पहचानने की क्षमता होती है, पांच वर्ष में एक बार किया जाना चाहिये।

रेवारी पंप स्टेशन के निकट सितम्बर 2014 में एमपीपीएल में एक पाईपलाइन खराबी (लाइन फट गई) का मामला हुआ। यह पाईपलाइन खराबी नौ महीनों के अंदर एमपीपीएल में ऐसा तीसरा मामला था क्योंकि ऐसे ही दो मामले वेल्ड सीम में विसंगति के कारण पहले भी हुये थे (जनवरी और मार्च 2014)। जांच की रिपोर्ट में ओआईएसडी द्वारा सिफारिश के अनुसार, टूटे भाग के विस्तृत धातुकर्म/रसायन/मेकेनिकल विश्लेषण राष्ट्रीय धातु शोधन-संबंधी रसायनशाला, जमशेदपुर (एनएमएल) के माध्यम से आईओसीएल द्वारा किया गया था।

अभिलेखो की समीक्षा से पता चला कि:

- आईओसीएल ने यूटी आधारित पिग के साथ एमपीपीएल का आईपीएस नहीं किया यद्यपि एमएफएल आधारित आईपीएस 2012 में किया गया था जिसमें कुछ जंग संबंधित (धातु हानि) विसंगतियां देखी गई थीं लेकिन प्रयोग की गई तकनीक के निहित सीमा के कारण कोई भी दरार नहीं देखी गई थी।

- ओआईएसडी-दिशानिर्देश लेख-178 के अनुसार कच्चे तेल की सेवा के लिये बनी पाइपलाइन को उत्पाद पाईपलाइन में परिवर्तित करने के लिये तकनीकी संवीक्षा की आवश्यकता थी। तथापि, अभिलेखों में कुछ भी नहीं पाया गया जो पुष्टि करे कि ऐसी तकनीकी समीक्षा एमपीपीएल के केपी सेक्शन के मामले में की गई थी।

- पहले के पाईपलाइन खराबी मामले (जनवरी 2014) के बाद, ओआईएसडी ने उजागर किया कि पाइपों की वैल्ड सीम गुणवत्ता वांछित स्तर तक नहीं थी जो खरीद स्तर पर देखी जानी चाहिये थी। इसके अतिरिक्त, उसने पाइपों की खराब गुणवत्ता और क्षमता में विफलता पर भी चिंता जताई।

- एनएमएल ने ऑयरन ऑक्साइड और ऑयरन सल्फाइड की मौजदगी का निष्कर्ष निकाला और यह पहचान की कि विफलता कच्चे तेल के हाइड्रोजन सल्फाइड[1] ($एच_2एस$) के कारण थी और पहले से मौजूद जोड के दोष पर बार-बार लोडिंग के संयोग के कारण थी। इस प्रकार, उसने सलाह दी कि ऐसी खराबी की पुनरावृति से बचने के लिये कच्चे तेल में $एच_2एस$ के कंसंट्रेशन को नियंत्रण में रखना चाहिये इसके अतिरिक्त, विपत्तिपूर्ण दोष से बचने के लिये दोषपूर्ण पाईपलाइन सेक्शन को पहचान कर सेवा से हटाने की भी सिफारिश की।

आईओसीएल ने उत्तर दिया (नवम्बर 2015) कि सामान्य रूप से पहला आईपीएस हमेशा एमएफएल तकनीक से किया जाता है और यूटी आधारित आईपीएस की दरार प्रकट होते ही योजना बनाई जाती है। इसके अतिरिक्त, यह सभी खराबियां असामान्य थी और जंग/अन्य विसंगति का कोई भी स्पष्ट संकेत सामान्य निरीक्षण के दौरान नहीं पाया जा सका था।

उत्तर यथार्थपूर्ण नहीं है क्योंकि आईपीएस, सोर कच्चे तेल के परिवहन से जुडे होने के कारण एमपीपीएल मामले में, ओआईएसडी- मानक -188 के अनुसार यूटी आधारित तकनीक से किया जाना अपेक्षित था।

(IX) पीजेपीएल में सुरक्षा मानकों के गैर-अनुपालन के परिणामस्वरूप अत्यधिक जंग- आईओसीएल

पानीपत-जालंधर एलपीजी पाईपलाइन (पीजेपीएल) पानीपत रिफाइनरी से एलपीजी के परिवहन के लिये शुरू की गई थी (नवम्बर 2008)। आईओसीएल ने नाभा और जालंधर स्टेशनों पर अत्यधिक कूडा-करकट/दूषित पदार्थ और अन्य नुकसानदेह रसायन एकत्र होते हुए देखा

[1] *जंग एजेंट*

(सितम्बर 2013), जिसके विश्लेषण ने उच्च पीएच मूल्य[1] और जल, लौह और सल्फर तत्वों की काफी मात्रा दर्शाई, जो सभी पाईपलाइन के लिये हानिकारक है। उच्च पीएच मूल्य से ऑयरन सल्फाइड (एफईएस) और ऑयरन ओक्साइड (Fe_2O_3) बनते हैं जो दोनों अवांछित जंग उत्पाद हैं। 2014 में पीजेपीएल की क्लीनिग पिगिंग करने के बाद, जंग तत्वों की अत्यधिक मौजूदगी फिर से देखी गई जिसके परिणामस्वरूप निरंतर आंतरिक जंग लगा।

लेखापरीक्षा ने देखा कि:

- दो वर्षों से अधिक की समाप्ति के बावजूद, आईओसीएल ने पीजेपीएल में जंग उत्पादों से बचने के लिये सुधारात्मक कदम अभी तक नहीं उठाये गये हैं जिससे पाईपलाइन और होर्टन क्षेत्रों[2] का अंदर से क्षरण होता है।
- एलपीजी पाईपलाइन की पिगिंग ओआईएसडी- मानक -214 के अनुसार वर्ष में कम से कम एक बार किया जाना अपेक्षित है। तथापि, स्थापना के बाद पीजेपीएल की पहली पिगिंग 2014 में की गई थी जिसके परिणामस्वरूप जंग तत्वों की लगातार मौजूदगी के कारण पीजेपीएल में काफी जंग लगा।
- एलपीजी में जल की मौजूदगी ओआईएसडी- मानक -214 द्वारा पूरी तरह वर्जित थी। तथापि, पाईपलाइन और हार्टन क्षेत्र में लगातार काफी पानी की मौजूदगी देखी गई जो अत्यधिक आंतरिक जंग के कारण पाईपलाइन और स्टोरेज प्रणाली में खराबी ला सकता है।

आईओसीएल ने उत्तर दिया (नवम्बर 2015) कि पानीपत रिफाइनरी पानी की रोकथाम और एलपीजी में अन्य दूषित पदार्थों से अवगत था। इसके अतिरिक्त, पिगिंग में विलम्ब रूक-रूक कर प्रचालन और एलपीजी पाइपलाइनों मे पिगिंग में विशेषज्ञता के विकास के कारण था; तथापि, 2014 से निरंतर पिगिंग की जा रही है।

उत्तर तर्कसंगत नहीं है क्योकि बार-बार अनुरोध के बावजूद पानीपत रिफाइनरी एलपीजी में जल तत्वों को रोकने और निगरानी करने में अभी तक सफल नहीं हुई। इसके अतिरिक्त 2014 से पूर्व, कम्पनी एलपीजी पाईपलाइनों की वार्षिक पिगिंग की अनिवार्य आवश्यकता का पालन करने में विफल रही।

---

[1] 1 का पीएच सबसे अधिक अम्लीय तथा 14 सबसे अधिक क्षारीय होता है (1 से 14 तक स्केल पर पानी में घुलनशीलन पदार्थ (पीएच का अर्थ 'हॉइड्रोजन की क्षमता') की अम्लता और क्षारीयता का माप) और पिग अवशेष में पीएच सामान्य रूप से 6-8 की सीमा तक होता है।

[2] तरल गैस स्तर पर प्रोपेन, ब्यूटेन या एलपीजी जैसी कंप्रेस्ड गैसो की स्टोरेज के लिये प्रयुक्त स्फेरिक्ल प्रेशर वेसल।

(X) आर-एलएनजी/एनजी की निगरानी न होने से डीपीपीएल को खतरा-आईओसीएल

दादरी-पानीपत गैस पाईपलाइन (डीपीपीएल) पानीपत रिफाइनरी में पुन: गैसीभूत तरलीकृत प्राकृतिक गैस (आर-एलएनजी) की मांग पूरी करने हेतु शुरू की गई (2010)। आईओसीएल गैस बिक्री खरीद करार (जीएसपीए) के अनुसार दाहेज में पेट्रोनेट एलएनजी लिमिटेड (पीएलएल) से आर-एलएनजी खरीद रहा था। वितरण स्थान अर्थात दाहेज टर्मिनल से पुन: वितरण स्थान अर्थात दादरी को गैस संचरण के लिये, आईओसीएल ने गेल के साथ गैस संचरण करार (जीटीए) हस्ताक्षरित किया (अप्रैल 2010)।

गैस की गुणवत्ता सुनिश्चित करने के लिये, जीटीए ने निर्धारित किया कि वितरण स्थान पर आपूर्तित गैस का विशेष संयोजन होगा। इसके अतिरिक्त जीटीए का अनुच्छेद 7 निर्धारित करता है कि आईओसीएल गैस की माप, विश्लेषण और जांच सुनिश्चित करेगा और उससे निकले परिणामों को संचरण प्रणाली में वितरण हेतु, आवश्यक गुणवत्ता और प्रचालन परिस्थितियां बनाये रखने के लिये गेल को संचारित करेगा।

लेखापरीक्षा ने देखा कि:

- आईओसीएल ने इसकी शुरूआत से पांच वर्षों की समाप्ति के बावजूद आपूर्तित गैस की गुणवत्ता सुनिश्चित करने के लिये कोई भी तंत्र संस्थापित नहीं किया था;
- आईओसीएल को पानीपत में डीपीएल के फिल्टर कार्टेज में काली धूल; कण आदि की बहुत अधिक मात्रा मिल रही थी जो गंदगी द्वारा चोक होने के कारण उसे बार-बार बदलना आवश्यक कर रहा था। पानीपत में गंदगी नमूना विश्लेषण की जांच रिपोर्ट (अक्तुबर/दिसम्बर 2014) से ऑयरन ओक्साइड ($एफई_2ओ_3$) की काफी मात्रा अर्थात 41.80 प्रतिशत से 52.40 प्रतिशत के बीच की मौजूदगी की पुष्टि हुई जिसके परिणामस्वरूप पानीपत रिफाइनरी में आर-एलएनजी कण/धूल की काफी अधिक मात्रा सहित प्राप्त हुई;

आईओसीएल ने उत्तर दिया (नवम्बर 2015) कि जीटीए के संदर्भ में गैस गुणवत्ता की निगरानी स्रोत पर ही की जानी चाहिये थी और पुन: वितरण स्थान पर पुन: पुष्टि करना आवश्यक नहीं था। इसके अतिरिक्त रिफाइनरी की तरफ से किसी भी खतरनाक घटक की अनपस्थिति सुनिश्चित करने के लिये मानकों की निगरानी की जा रही थी।

उत्तर तर्कसंगत नहीं है क्योंकि पानीपत में खतरनाक घटकों की निगरानी डीपीपीएल की सुरक्षा सुनिश्चित करने का उद्देश्य पूर्ण नही कर रही थी। डीपीपीएल में जंग तत्वों को रोकने के लिये इसकी शुरूआती स्थान में ही दादरी में निगरानी की जानी चाहिये थी।

(XI) पीएनजीआरबी गैस विनिर्देश और मंत्रालय के निर्देशों का पालन न करने के परिणामस्वरूप पाईपलाइनों में खराबी आई और लगातार दुर्घटनाऐं हुई-गेल

(क) प्राकृतिक गैस सामान्य वाहक के लिए पीएनजीआरबी एकसेस कोड 2008 का अननुपालन

सामान्य वाहक प्राकृतिक गैस पाईपलाइन, 2008 के लिये पीएनजीआरबी एक्सेस कोड पाईपलाइन की हालत के अनुरूप गैस गुणवत्ता पर जोर देता है और जंग घटक की अधिकतम संतोषजनक सीमा निर्धारित करता है।

ओआईएसडी गैसीय हाइड्रोकार्बन में जंग घटक का मूल्यांकन का भी निर्देश देता है। इसके अनुसार एच$_2$एस, सीओ$_2$, साल्ट्स आदि की मौजूदगी अधिक जंग उत्पन्न कर सकती है। इसके अतिरिक्त, ओआईएसडी प्रत्येक पांच वर्ष में एक बार सोर गैस परिवहन करने वाली पाईपलाइनों के आईपीएस का भी निर्देश देता है।

गेल ने हाजीरा-विजयपुर-जगदीशपुर पाईपलाइन (एचवीजे) और अन्य पाईपलाइन नेटवर्को[1] की गैस आपूर्ति के लिये 15 वर्षों के लिये ऑयल और प्राकृतिक गैस कार्पोरेशन (ओएनजीसी) के साथ जीएसए हस्ताक्षरित किया (जुलाई 2006)।

लेखापरीक्षा ने देखा कि नॉन-हाइड्रोकार्बन की विशेषताऐं एचवीजे नेटवर्को के लिये जीएसए में उल्लिखित[2] थी; तथापि, ऐसी कोई भी विशेषताऐं अन्य पाईपलाइन नेटवर्क में उल्लिखित नहीं थी। गेल ने यह जानने के बावजूद भी कि गैस में कन्डेंन्सेट[3] की मौजूदगी खतरनाक है, सभी प्रकार की गैस (गीली[4], सूखी[5] और सोर गैस[6]) स्वीकार करने

---

[1] कृष्णा गोदावरी (केजी) बेसिन, अगरतला, कावेरी बेसिन और गुजरात नेटवर्क

[2] एच$_2$एस: 4 पीपीएम, हाइड्रोकार्बन ओसांक: ±5 सेंटीग्रेड, जल ओसांक, 0 सेंटीग्रेड और कोई मुफ्त पानी नहीं।

[3] कच्ची प्राकृति गैस जो पाईपलाइन के लिये हानिकारक है में गैस के घटक के रूप में मौजूद हाइड्रोकार्बन तरल पदार्थ का मिश्रण

[4] घोल में घनीभूत करने योग्य हाइड्रोकार्बन और तरल हाइड्रोकार्बन वाली असंसाधित प्राकृतिक गैस या आंशिक रूप से संसाधित गैस

[5] निर्जलन प्रक्रिया द्वारा कम की गई गैस के साथ पानी की मात्रा

[6] प्राकृतिक गैस जिसमें अपनी प्राकृतिक स्थिति में, सल्फर की उतनी मात्रा होती है, जो उसे अपने संक्षारक प्रभाव के कारण उपयोग करने हेतु अव्यावहारिक बनाती है।

के लिये अनुबंधात्मक सहमति भी दी। इस प्रकार, गेल इससे उत्तपन्न सुरक्षा खतरों की संभावना की अनदेखी करते हुये विशिष्टता रहित गैस को स्वीकार करने के लिये सहमत था। यह खतरनाक था क्योंकि ओएनजीसी द्वारा 65 में से 60 स्रोतों से असंसाधित गीली और सोर गैस की आपूर्ति की गई थी जिसके चलते पाईपलाइन की हालत पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ा।

इसी प्रकार, ऐसे विनिर्देश हिन्दुस्तान ऑयल एक्स्प्लोरेशन कम्पनी लिमिटेड (एचओईसी) आयल आदि के साथ हस्ताक्षरित जीएसए में भी शामिल नहीं थे इसके परिणामस्वरूप आपूर्तिकर्ता सुरक्षा विनियामकों द्वारा निर्धारित विनिर्देशों के अनुरुप गैस आपूर्ति के लिये बाध्य नहीं थे।

इसके अतिरिक्त, पीएनजीआरबी ने निर्धारित किया कि अपस्ट्रीम आपूर्तिकर्ता द्वारा वितरित आपूर्तित विशिष्टता रहित गैस के मामले में, परिवाहक (गेल) या तो ऐसी गैसों को स्वीकार न करें या अतिरिक्त संसाधन सुविधा प्रदान करे और अपस्ट्रीम आपूर्तिकर्ता पर उसकी लागत प्रभारित कर सकता है। इस प्रकार, गेल यह सुनिश्चित करने के लिये जिम्मेदार था कि विशिष्टता रहित गैस पाईपलाइन संपूर्णता और अंतिम-उपयोगकर्ता विनिर्देशों को प्रतिकूल रूप से प्रभावित न करे। तथापि, गेल विशिष्टता रहित गैस को निरंतर स्वीकार करता रहा और बिना संसाधित किये अंतिम उपयोगकर्ताओं को उसे भेजता रहा, इस प्रकार अपने पाईपलाइन नेटवर्क को जंग के जोखिम के साथ-साथ अंतिम उपयोगकर्ता पर अनुचित जोखिम बनाता रहा। लेखापरीक्षा ने देखा कि गेल ने पीएनजीआरबी विनिर्देशों का पालन न करने के कारण पीएनजीआरबी को जुर्माने के रूप में ₹ 45 लाख का भुगतान किया (सितम्बर 2015) और यह कि उसने अभी तक कोई सुधारात्मक कार्यवाही नहीं की है और जुर्माने के रूप में ₹ 1 लाख प्रति दिन का भुगतान करने का उत्तरदायी है।

गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2015) कि ओएनजीसी ने गैस गुणवत्ता गारंटी देने से मना कर दिया और उसे 'जैसा है जहां है' आधार पर गेल द्वारा स्वीकार किया गया था। तथापि, जीएसए में गैस के साथ आपूर्ति किये गये कन्डैन्सैट के लिये गेल को क्षतिपूर्ति के लिये प्रावधान है। इसके अतिरिक्त, गेल ने स्रोत बिन्दु के पास स्लग कैचर लगाये हैं।

उत्तर तर्कसंगत नहीं हैं क्योंकि तथ्य यह रह जाता है कि पीएनजीआरबी ने स्पष्ट रूप से निर्धारित किया कि सुरक्षित संचरण की मुख्य जिम्मेदारी परिवाहक की है। इस प्रकार, गेल अपने वाणिज्यिक हित को सुरक्षित रखने के लिये सुरक्षित संचरण की अपनी जिम्मेदारी को नजरअंदाज नहीं कर सकता। इसके अतिरिक्त, गेल को समय-समय पर

अधिसूचित सुरक्षा दिशानिर्देश/निर्देशों का अनुपालन सुनिश्चित करना चाहिये। इसके अतिरिक्त, स्लग कैचर लगाने के बावजूद, कन्डैन्सैट /जल गैस के साथ निरंतर बहता रहा, इससे पाईपलाइन की सुरक्षा जोखिम में थी।

(ख) *केजी बेसिन पाईपलाइन नेटवर्क में दुर्घटना, पाईपलाइन फटने और जंग की लगातार घटनाएं*

लेखापरीक्षा ने देखा कि यद्यपि 869 किमी. लम्बा केजी बेसिन पाईपलाइन नेटवर्क सूखी गैस के संचरण के लिये बनाया गया है, ओएनजीसी द्वारा आपूर्तित गैस गीली, सोर और पानी सल्फर और कन्डैन्सैट मिली हुई थी, जिससे नेटवर्क को आंतरिक जंग लग रहा था। इसके अतिरिक्त, यह देखा गया कि गैस में कन्डैन्सैट की मात्रा प्रतिदिन 13000-15000 लीटर के खतरनाक स्तर तक पहुंच गई। इसके अलावा गेल पाईपलाइनों के अपर्याप्त और असंतोषजनक रखरखाव के परिणामस्वरूप बड़े पैमाने पर मानव हताहत, पाईपलाइन फटने की घटनाओं और उसके उपयोगी जीवन में कमी सहित लगातार पाईपलाइन दुर्घटनाऐं हुई जैसा कि नीचे दिया गया है:

(i) ***पोन्नामाडा-कडाली एनजी पाईपलाइन:*** इस पाईपलाइन में गैस की ओएनजीसी गैस क्षेत्रों अर्थात पोन्नामाडा, केसनापल्ली (डब्ल्यू) और अदावीपालेम से आपूर्ति की जा रही थी। इस पाईपलाइन में ओएनजीसी द्वारा विशिष्टता रहित गैस की आपूर्ति के कारण एक अग्नि दुर्घना हुई (नवम्बर 2010) जिससे कृषि, पर्यावरण और संपत्ति को भारी क्षति हुई जिसके परिणामस्वरूप अत्यधिक आंतरिक संक्षरण और पाईपलाइन की मोटाई कम हुई। गेल द्वारा ₹ 51 लाख की क्षतिपूर्ति की गई थी।

यह देखा गया कि गेल ने दुर्घटना होने के बाद ही पाईपलाइन में आईपीएस करवाया। आईपीएस करवाने के बाद, गंभीर आंतरिक जंग देखा गया जिसके परिणामस्वरूप 20 प्रतिशत से 80 प्रतिशत की सीमा तक पाईपलाइन की मोटाई कम हुई।

गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2015) कि यह वार्षिक आधार पर क्लिनिंग पिगिंग कर रहा है और गैस में कन्डैन्सैट / पानी को रोकने के लिये स्लग कैचर भी लगाये हैं।

उत्तर तर्क संगत नहीं है क्योंकि जंग से बचने के लिये फोम पिगिंग की बजाय स्क्रेपर पिगिंग आवश्यक थी। इसके अतिरिक्त, स्लग केचर लगाने के बावजूद, गैस में कन्डैन्सैट और पानी बहना जारी रहा।

(ii) ***तातीपाका-कोंडापल्ली पाईपलाइन (टीकेपीएल):*** टीकेपीएल में एक बड़ी आग दुर्घटना हुई (जून 2014) जिसमें आसपास की संपत्ति और खेती की क्षति के अलावा 22 लोग जिंदा जल गये और 18 लोग गंभीर रूप से घायल हुए जिसके लिये गेल ने ₹ 8.88 करोड़ की क्षतिपूर्ति की। एनओपीएनजी ने दुर्घटना की जांच के लिये समिति बनाई जिसने विभिन्न लापरवाह और असुरक्षित संचरण कार्य के कारण घटना के लिये गेल को जिम्मेदार ठहराया। इसके अतिरिक्त लेखापरीक्षा ने देखा कि:

- टीकेपीएल बिजली उत्पादकों और शहर में गैस वितरण संस्थाओं जैसे छोटे उपभोक्ताओं को गैस की आपूर्ति हेतु शुरू किया गया था (अगस्त 2001)। यद्यपि डिजाइन सूखी गैस के संचरण के लिये बनाया गया था, पाईपलाइन ओएनजीसी क्षेत्र से गीली गैस संचरण हेतु प्रयोग की जा रही थी जिसके परिणामस्वरूप पाईपलाइन में आंतरिक रूप से जंग लगा। इसके अतिरिक्त, गेल ने गीली गैस से उत्पन्न जंग को कम करने के लिये अलग से नीति नहीं बनाई थी। अत: कम अवधि (अप्रैल से जून 2014) में, पाईपलाइन में लीकेज के आठ मामले देखे गये, जिसके लिये केवल अस्थायी/सामयिक व्यवस्था की गई। पाईपलाइन की अस्थायी मरम्मत से पाईपलाइन की संपूर्णता पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ा।
- ओआईएसडी-मानक-226 के अनुसार वार्षिक रूप से क्लिनिंग पिगिंग की आवश्यकता होती है और पाईपलाइन में अधिक तरल पदार्थ होने के मामले में अधिक बार। यद्यपि, गेल ने 2001 में टीकेपीएल शुरू किया, 2006 के बाद ही क्लिनिंग पिगिंग शुरू की जिसके परिणामस्वरूप कन्डैन्सैट, पानी और सल्फर काफी अधिक एकत्र हुआ। पाईपलाइन के आईपीएस ने 50 प्रतिशत तक खतरनाक धातु हानि को उजागर किया। तथापि, गेल ने पाईपलाइन के जंग लगे हुये भाग को नहीं बदला। इसके अतिरिक्त, गेल उसे गीली गैस जिसे पिगिंग की उच्च आवृत्ति की आवश्यक होती है के लिये प्रयोग करने के बावजूद सूखी गैस पाईपलाइन के डिजाइन के अनुसार पिगिंग कर रहा था इसके अलावा, कन्डैन्सैट और गंदगी को हटाने और कम करने के लिये स्क्रेपर पिगिंग आवश्यक है, तथापि, गेल 2007 से कन्डैन्सैट मिश्रित गैस की अधिक आपूर्ति देखने के बावजूद फोम पिगिंग पर भरोसा कर रहा था जिसने पिगिंग के मूल उद्देश्य को पूर्ण नहीं किया।
- पिगिंग के बाद प्राप्त गाद (पिंग अवशेष) की गुणवत्ता की रसायन जांच ओआईएसडी और पीएनजीआरबी के अनुसार पाईपलाइन के आकलन के लिये आवश्यक थी। तथापि, गेल ने केवल दो-तीन अवसरों पर ही केजी बेसिन

नेटवर्क में पिंग अवशेष विश्लेषण किया। जिसके परिणामस्वरूप सल्फर की अत्यधिक मात्रा द्वारा पाईपलाइन खराबी पर किसी का ध्यान नहीं गया।

- गेल बिना किसी निरीक्षण के पाईपलाइनों की मरम्मत/रखरखाव के लिये ठेके पर निर्भर हुआ।
- गेल ने अनिवार्य सुरक्षा विनियमों के बावजूद कोई भी लीक डिटेक्शन प्रणाली (एलडीएस) नहीं लगाई।
- विनाशकारी घटना के बाद भी, पाईपलाइनों के साथ कई पुराने अतिक्रमण देखे गये। आरओयू सीमा मार्कर और मार्ग मार्कर भी विभिन्न स्थानों पर नहीं पाये गये।
- कोई भी मानक प्रचालन प्रक्रिया (एसओपी) गीली गैस पाईपलाइनों के परिवहन के लिये विकसित नहीं की गई थी।
- यद्यपि गेल में तापमान, प्रवाह, गैस संरचना जैसे विभिन्न गैस पैरामीटरों की निगरानी के लिये क्षेत्रीय गैस प्रबंधन केंद्र (आरजीएमसी) हैं, टीकेपीएल विफलता की जानकारी और कारण केजी बेसिन के आरजीएमसी में कार्यक्षमताओं/विन्यास मुद्दों के कारण सुनिश्चित नहीं किया जा सका था।

इसके अतिरिक्त लेखापरीक्षा ने देखा कि विशिष्टता रहित गैस के कारण पाईपलाइन खराबी की घटना गुजरात क्षेत्र में भी देखी गई। उदाहरण के लिये, सोर गैस, कन्डैन्सैट /मुक्त पानी के प्रवाह जिसके कारण कई लीकेज हुई के कारण कादी जीएमएस-एसकेसीटीएफ पाईपलाइन में गैस लीकेज हुई (जुलाई 2014)।

गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2015) कि कन्डैन्सैट केवल 2007-08 से मुख्य रूप से देखे जा रहे हैं और टी4एस विनियम अलग से सूखी और गीली गैस के लिये पिगिंग आवृत्ति को परिभाषित नहीं करता। एलडीएस के संबंध में, गेल ने उत्तर दिया कि उसने लीक का पता लगाने के लिये एपीपीएस सॉफ्टवेयर लगाने की पहल की है।

उत्तर तर्कसगंत नहीं है क्योंकि गेल ने गीली गैस के संचरण के लिये पाईपलाइन प्रयोग करने के बावजूद एलडीएस लगाने और वार्षिक पिगिंग के संबंध में ओआईएसडी निर्देशों का उल्लंघन किया है।

(ग) *गैस विनिर्देशों पर मंत्रालय के निर्देशों का पालन न करने के परिणामस्वरूप डाउनस्ट्रीम उपभोक्ताओं के उपकरण को क्षति/सुरक्षा जोखिम*

एमओपीएनजी ने गैस विशिष्टता के पालन हेतु गेल सहित मुख्य तेल कंपनियों को निर्देश दिये (जून 2010) चूँकि उत्पादित और आपूर्तित गैस में तरल हाइड्रोकार्बन और जमा हुआ पानी था जो डाउनस्ट्रीम उपभोक्ताओं के उपकरणों को क्षति पहुँचा सकता था।

लेखापरीक्षा ने देखा कि यद्यपि डाउनस्ट्रीम उपभोक्ताओं ने निम्न गुणवत्ता की गैस के बारे में बताया, गेल ने गैस निर्जलीकरण इकाईयों के लगाने के माध्यम से सुधारात्मक कार्यवाही नहीं की जिसके परिणामस्वरूप डाउनस्ट्रीम उपभोक्ताओं के उपकरणों में परिहार्य दुघर्टना/रूकावट आई जैसा नीचे विवरण दिया गया है:

- कन्डैन्सेट के निरंतर परिवहन के कारण गुजरात क्षेत्र में छोटे उपभोक्ताओं की भट्टियों में आग की दुर्घटना हुई, जिससे उपभोक्ताओं के जीवन और संपत्ति पर खतरा उत्पन्न हुआ।
- गैस में कन्डैन्सेट, जल, तेलीय पदार्थ के कारण मैसर्स भाग्यनगर गैस के सीएनजी वितरण स्टेशन पर सीएनजी सिलेंडर फट गया (जनवरी 2011)।
- कोनासीमा गैस पावर लिमिटेड ने विशिष्टता रहित गैस के कारण गैस टर्बाइन को क्षति की शिकायत की (मार्च 2011/जनवरी 2013)।

एमओपीएनजी के निर्देशों (जून, अगस्त, दिसम्बर 2010) के बावजूद, गेल गैस विनिर्देशों का पालन सुनिश्चित करने में और डाउनस्ट्रीम उपभोक्ताओं के उपकरण और सार्वजनिक जीवन में सुरक्षा जोखिम को रोकने में विफल रहा। लेखापरीक्षा ने देखा कि पाईपलाइन में आंतरिक जंग सभी सुरक्षा जोखिमों का मूल कारण बना रहा था जो जीएसए में गैस विनिर्देशों के गैर-निगमन और जीडीयू के गैर-संस्थापन के कारण था। जिसके परिणामस्वरूप, विभिन्न पाईपलाइनों में जंग लगा और उन्हें 20 वर्षों की निर्धारित प्रचालन क्षमता के प्रति चार से दस वर्ष की कम अवधि में बदलने की आवश्यकता पड़ गई। इसके अतिरिक्त, गेल ने यह भी आकलन किया (अक्टूबर 2014) कि 850 किमी. पाईपलाइन सुरक्षा के मद्देनजर अयोग्य हो गई थी और बदलने की आवश्यकता थी।

इसके अलावा, गेल और गैस आपूर्तिकर्ता के बीच पानी/कन्डॅसॅन्ट के मामले का कोई निष्कर्ष नहीं निकला और परिणामस्वरूप गेल कन्डॅसॅन्ट एकत्र करता रहा और प्रतिपूर्ति के लिये गैस आपूर्तिकर्ता को काफी मात्रा में देता रहा लेकिन सुरक्षा प्रयोजनों को सुनिश्चित नही कर सका। इसके अतिरिक्त इसे इस तथ्य के प्रति देखा जा सकता है कि गैस आपूर्तिकर्ता सीएआईआरएन के साथ हस्ताक्षरित (2000) जीएसए में गैस विनिर्देश शामिल थे और इसलिये, आपूर्तिकर्ता जीएसए के अनुरूप गैस वितरण करने के लिये अनुबंधीय रूप से बाध्य था और गैस नमूने में कन्डैसेन्ट तत्व निर्धारित सीमा के अंदर पाये गये थे लेकिन अन्य आपूर्तिकर्ताओं अर्थात ओएनजीसी, ओआईएल और एचओईसी आदि के साथ ऐसी व्यवस्था नहीं बनाई जा सकी थी।

यद्यपि गेल में आंतरिक सुरक्षा लेखापरीक्षा के लिये प्रणाली है, कन्डैसेन्ट के कारण पाईपलाइन में जंग के बारे में पता नहीं चला। असुरक्षित गैस संचरण के बारे में उच्च प्रबंधन द्वारा एमओपीएनजी के साथ परामर्श में सुधारात्मक कार्यवाही की आवश्यकता है।

(XII) एलपीजी पाईपलाइनों की सुरक्षा और देखरेख प्रबंधन-गेल

विज़ाग-सिकंदराबाद पाईपलाइन (वीएसपीएल) एचपीसीएल, बीपीसीएल से विभिन्न एलपीजी बॉटलिंग प्लांट को एलपीजी के परिवहन के लिये शुरू किया गया था (2004)। सूर्यापेट (विजयवाडा-सूर्यापेट सैक्शन) पर बड़ी दुर्घटना हुई (अप्रैल 2015) जिसमें दो लोगो की मौत हुई। घटना से जुडे अभिलेखों की संवीक्षा से पता चला कि:

- गेल ने ओआईएसडी द्वारा सिफारिश (फरवरी 2005 एवं सितम्बर 2013) करने के बावजूद 10 वर्षों (शुरूआत से जुलाई 2014 तक) पिगिंग नहीं की थी जिसके कारण पाइपलाइन में काफी गंदगी/मलबा जमा हो गया था। इसके परिणामस्वरूप, अप्रैल 2015 में सफाई कार्यों के दौरान दाबानुकूलित पिग तीव्रता से बाहर निकली और इससे मजदूरों को चोट पहुंची।
- स्क्रैपर बैरल के अनुपयुक्त डिजाईन, पिंगिंग के प्रकार(उच्च लौह तत्व मौजूदगी, जैसाकि 2014 में किए गए पिग अवशेष विश्लेषण में दर्शाया गया है, के बावजूद चुम्बकीय पिगिंग करना), पिग प्रापक के अनुचित डिजाईन और न्यूनतम सुरक्षा अंतर दूरी न रखना दुर्घटना के लिए उत्तरदायी अन्य कारक हैं।
- गेल ने न तो पिगिंग के लिए एसओपी का निर्माण किया और न ही रख रखाव कार्यकलापों के लिए एसओपी का पालन किया विशेष रूप से एमओपीएनजी निर्देशों (जुलाई 2014) के बावजूद पिंगिंग के दौरान फायर टेन्डर की उपलब्धता के संबंध में।
- गेल ने विशेषज्ञ ठेका गत श्रमबल की तैनाती सुनिश्चित नहीं की थी और अपने स्वयं के कार्मिकों को तैनात किया था जोकि इस प्रकार के कार्य के लिए निपुण नहीं थे।
- पाइपलाईनों में ऑफ स्पेशिफिकेशन और नमी युक्त एलपीजी आपूर्ति देखी गई थी। तथापि,यह मामला एचपीसीएल के साथ गैस गुणवत्ता पर असहमति के कारण अनिर्णायक बना रहा। इसके अलावा,गेल एलपीजी गुणवत्ता की मॉनीटरिंग भी नहीं कर रहा था क्योंकि आन्तरिक/तीसरी पार्टी गुणवता जांच सुविधाएं उपलब्ध नहीं थी।

इसी प्रकार, लेखापरीक्षा ने यह भी देखा कि अन्य पाइपलाइन जेएलपीएल (लोनी सैक्शन) में वार्षिक पिगिंग की अपेक्षा के प्रति पांच वर्षों में एक बार क्लीनिंग पिगिंग की जा रही थी।

गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2015) कि यद्यपि वीएसपीएल 2004 में शुरू हो गया था, फिर भी पिगिंग 2008 के बाद से ही शुरू की गई थी जब एलपीजी का बहुत अधिक प्रवाह शुरू हो चुका था। तथापि इस सैक्शन की पिगिंग प्रवाह की तकनीकी सीमाओं के कारण 2014 तक नहीं की गई थी।

उत्तर को इस तथ्य के मद्देनजर देखा जाना चाहिए कि सुरक्षा पहलुओं के साथ समझौता किया गया था क्योंकि विजवाडा-सूर्यापेट सैक्शन की पिगिंग में विलंब के परिणामस्वरूप काफी गंदगी/मलबा एकत्र हुआ जिसके कारण दो मानवीय दुर्घटनाएं हुई।

(XIII) पाइपलाइन समेकता का मॉनीटरिंग तंत्र –गेल

पीएनजीआरबी और ओआईएसडी संक्षारक तत्वों/अशुद्धियों ($एच_2एस$, नमी, कार्बनडाई ऑक्साइड आदि) के प्रति पाइपलाइन को सुरक्षित करने के लिए एससीएडीए[1] का उपयोग करते हुए एनजी पइपलाइन प्रणाली की मॉनीटरिंग और नियंत्रण को अनिवार्य बनाता है।

लेखापरीक्षा ने देखा कि यद्यपि एससीएडीए प्रतिष्ठापित कर दिया गया था और एनजीएमसी[2] प्रचालन में था, फिर भी गैस संघटन के विभिन्न पहलुओं विशेष रूप से कई क्षेत्रीय गैस ग्रिडों पर अशुद्धियों को नियमित रूप से मॉनीटर नहीं किया जा रहा था जिसके कारण इन ग्रिडों में गैस में उच्च मात्रा में अशुद्धियों और संक्षारक पदार्थ का संचारण हुआ; इसके परिणामस्वरूप लगभग 850 किमी पाइपलाइन को सुरक्षित प्रचालन के लिए अनुपयुक्त माना गया और गेल पर बडें नेटवर्क को बदलने का दबाव पडा जैसाकि पैरा 4.1.11 में दर्शाया गया है।

इसके अलावा, पीएनजीआरबी और ओआईएसडी प्रावधान करते है कि संक्षारण को नियंत्रित करने के लिए गैस में अनुमत सीमा से अधिक $एच_2एस$, $सीओ_2$ और पानी आदि नहीं होने चाहिए। अत: पाइपलाइन प्रचालक $एच_2एस$ तथा नमी के मूल्यांकन तथा मॉनीटरिंग के लिए तंत्र प्रतिष्ठापित करने हेतु बाध्य है।

---

[1] पर्यवेक्षण नियंत्रण और डाटा अधिग्रहण ऑनसाईट कार्मिक नियंत्रण और पाइपलाइन के पर्यवेक्षण की आवश्यकता के बिना गैस पाइपलाइनों, प्रत्यक्ष नियंत्रक प्रतिमानों अर्थात दबाव, तापमान, प्रवाह मापन, और गैस संघटन डाटा की मॉनीटरिंग की तकनीक है।

[2] राष्ट्रीय गैस प्रबंधन केन्द्र

लेखापरीक्षा ने देखा कि गेल एच$_2$एस तथा नमी की नियमित रूप से मॉनीटरिंग के लिए गैस विश्लेषण नहीं कर रही थी क्योंकि कई स्थानों पर निरंतर मॉनिटरिंग के लिए विश्लोषक-यत्रं उपलब्ध नहीं थे। जो कि वास्तविक समय मॉनिटरिंग की आवश्कता को दर्शाता है। सीमा रेखा से अधिक एच$_2$एस और नमी की मौजूदगी की सूचना क्षेत्रीय नेटवर्कों (गुजरात, कावेरी, केजी और अगरतला) में दी गई थी।

गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2015) कि कुछ अतिरिक्त स्थानों पर ऑनलाइन विश्लेषक चालू किए जाने के अन्तर्गत थे।

तथ्य यह रहा कि ओआईएसडी/पीएनजीआरबी की अपेक्षाओं का अभी तक पालन नहीं किया गया है।

(XIV) गैस संचारण पाइपलाइनों का निरीक्षण –गेल

पीएनजीआरबी ने सभी पाइपलाइन आरओयू में असामान्य कार्यकलापों का पता लगाने के लिए जीपीएस, सीसीटीवी और सैटेलाइट आधारित मॉनीटरिंग जैसे तात्कालिक साधनों के माध्यम से पाइपलाइनों आरओयू का निरीक्षण करने का आदेश दिया है। चूंकि तीसरी पार्टी क्षति पाइपलाइन समेकता भंग होने की घटनाओं में सबसे अधिक सहायक होती है।

(क) सैटेलाइट/रिमोट सैन्सिंग आधारित आरओयू मॉनीटरिंग

रिमोट सैन्सिंग आधारित निरीक्षण विशेष रूप से दूरस्थ एवं दुर्गम क्षेत्रों में पाइपलाइन नेटवर्कस आरओयू पर मॉनिटरिंग और बदलावों का पता लगाने के बारे में है। एरियल, वीहिक्यूलर और फुट पेट्रोल के माध्यम से पारम्परिक निरीक्षण में दक्षता, सटीकता, लागत और सुरक्षा के संबंध में विभिन्न कमियां है।

लेखापरीखा ने देखा कि यद्यपि गेल ने जून 2013 में सैटेलाइट आधारित आरओयू निरीक्षण परियोजना पर विचार किया था, फिर भी यह अब तक (दिसम्बर 2015) इस प्रौद्योगिकी का उपयोग करने में सक्षम नहीं है।

गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2015) कि इस परियोजना को प्रमुख आधार पर आरएण्डडी परियोजना के रूप में लिया गया था, यह समयबाधित नहीं था।

लेखापरीक्षा सुझाव देता है कि परियोजना का शीघ्र समापन एवं कार्यान्वयन के लिए अनुसरण किया जाए क्योंकि यह इसके पाइपलाइन प्रचालनों की सुरक्षा को सुदृढ़ करेगा।

(ख) जीपीएस आधारित निरीक्षण

जीपीएस आधारित लाइन पेट्रोलिंग, पेट्रोलिंग कार्मिकों की गतिविधियो की वास्तविक समय ट्रकिंग और ऑनलाइन एलर्ट के माध्यम से फुट पेट्रोलिंग की प्रभारी मॉनीटरिंग को प्रभावी बनाती है।

लेखापरीक्षा ने देखा कि गेल का बडा नेटवर्क[1] जीपीएस प्रौद्योगिकी से सुसज्जित नहीं था।

गेल ने उत्तर दिया कि गेल के 80 प्रतिशत से अधिक स्थानों पर जीपीएस आधारित फुट पेट्रोलिंग मौजूद है।

तथ्य यह है कि अब भी 20 प्रतिशत नेटवर्क जीपीएस आधारित पेट्रोलिंग से रहित है।

(ग) पाइपलाइन आरओयू निरीक्षण

ओआईएसडी के साथ-साथ पीएनजीआरबी पाइपलाइन चिन्हकों तथा रूट चिन्हकों के प्रतिष्ठापन को आवश्यक बनाता है। पीएनजीआरबी की सूचीबद्ध एजेंसी के माध्यम से गेल द्वारा निष्पादित की गई तीसरी पार्टी निरीक्षण की रिपोर्ट (अगस्त 2011) से पता चला कि आरओयू बाऊंड्री चिन्हक/रूट चिन्हक केजी पाइपलाइन नेटवर्क में विभिन्न स्थानों पर उपलब्ध नहीं थे। इसके अलावा,पाइपलाइन चिन्हक गांधर –डबका पाइपलाइन सैक्शन में अधिकतर स्थानों पर संक्षारित हो गए थे।

ओआईएसडी द्वारा किए गए अन्य ईएसए (सितम्बर 2014) से पता चला कि थुलेंडी/ फुलपुर पाइपलाइन के लिए ग्राऊंड पेट्रोलिंग नहीं की जा रही थी जबकि औरिया-जगदीशपुर के 17 प्रतिशत आरओयू तथा सुचेंदी –कानपुर पाइपलाइनों के 45 प्रतिशत आरओयू के लिए ही यह की जा रही थी।

(XV) गैर पिगेबल पाइपलाइनों का समेकता प्रबंधन-गेल

गैर पिगेबल पाइपलाइनों (एनपीएस) में बडी घटनाओं में महत्वपूर्ण वृद्धि के मद्देनजर, ओआईएसडी एनपीएस की समेकता पर विशेष ध्यान देने की आवश्यकता पर जोर देता है। पीएनजीआरबी भी यह आदेश देता है कि 12'' और अधिक तथा 10 किमी. एवं अधिक की लम्बाई की पाइपलाइनों के लिए धातु हानि का पता लगाने के लिए आईपीएस करने के अलावा 4'' और इससे अधिक मोटाई और 10 किमी. से अधिक लम्बाई की गैस पाइपलाइन में पिगिंग सुविधाऐं उपलब्ध कराई जाएं।

---

[1] त्रिपुरा, गुजरात, कावेरी बेसिन, असम, डभोल बैंगलोर पाइपलाइन, सदर्न पाइपलाइन ग्रिड, जेसलमेंर क्षेत्र आदि

लेखापरीक्षा ने देखा कि:

- पीएनजीआरबी अनुबंधों के अनुसार लगभग 1000 किमी. पाइपलाइन को पिगिंग एवं आईपीएस सुविधाएं उपलब्ध कराना अपेक्षित था। तथापि, गेल ने अब तक (दिसम्बर 2015) केवल 100 किमी.लम्बाई के एनपीएस को पिगेबल में रूपातंरित किया था। इनमें से अधिकतर केजी बेसिन महाराष्ट्र क्षेत्र, गुजरात क्षेत्र और कावेरी क्षेत्र में प्रचालित थे जो कि आंतरिक संक्षारण के लिए प्रवृत्त थे क्योंकि आपूर्ति की जा रही गैस नम और अम्लीय थी।
- इसके अलावा, ओआईएसडी द्वारा बताए जाने के बावजूद गंधार डबका और वडोदरा क्षेत्र में संक्षारण मॉनीटरिंग नहीं की जा रही थी।
- ओआईएसडी विशेष रूप से अम्लीय गैस पाइपलाइनों में पाइपलाइनो के संरक्षण के लिए संक्षारण निरोधकों (सीआई) की डोजिंग का प्रावधान करता है। तथापि, गेल ने बडी दुर्घटना (जून 2014 में टाटीपका की आग की घटना)घटने के बाद ही सीआई डोजिंग को अपनाया जिसे आपूर्तिकर्ताओं द्वारा नियमित रूप से भी नहीं डाला जा रहा था।

गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2015) कि एनपीएस का पिगेबल सैक्शनों में रूपांतरण प्रगतिरत है। गेल ने आगे बताया कि यह बैल होल निरीक्षण जैसे अन्य उपायों पर भी निर्भर करता रहा है।

एनपीएस का पिगेबल सैक्शन में रूपांतरण न करना सुरक्षा जोखिम से परिपूर्ण है जोकि अम्लीय गैस के कारण गैर पिगेबल पाइपलाइनों में पाइपलाइन खराबियों की संख्या सें भी स्पष्ट है।

1.2.4.2 अपर्याप्त सुरक्षा तैयारी के अन्य मामले

आईओसीएल तथा गैल में अपर्याप्त सुरक्षा तैयारी के अन्य मामले भी देखे गए थे जैसा कि नीचे चर्चा की गई है:

(I) अपर्याप्त सुरक्षा उपायों के कारण बडी आग दुर्घटना हुई -आईओसीएल

एसएमपीएल कच्चा तेल पाइपलाइन का उदगम पम्प स्टेशन वड़ीनार और मध्यम स्टेशन 12 स्थानों[1] पर है। वड़ीनार, वीरामगाम और चकसु प्रतिष्ठापनों पर भी कच्चा तेल भंडारण की सुविधाएं है। वड़ीनार कच्चा तेल टर्मिनल में 18 भंडारण टैंक शामिल है।

---

[1] *जामनगर, गौरीदाद, सुरेंद्रनगर, विरामगाम, सिद्धपुर, अबुरोड, कोट, राजोला, सेंद्रा, रामसर, चकसु और रेवाडी।*

18 फरवरी 2014 को एक टैंक की बांध दीवार की बाह्य भूमि से तेल स्राव का पता चला था। मरम्मत/प्रतिस्थापन कार्य के दौरान ग्राईडिंग प्रचालन से आग फलैश के कारण आग दुर्घटना हुई (27 फरवरी 2014) जिसमें तीन ठेका कर्मचारी आग में झुलस गए, इनमें से दो की चोटों के कारण मृत्यु हो गई। आईओसीएल की निरीक्षण रिपोर्ट में घटना के विभिन्न कारणों/ कारकों को दर्शाया गया था। ओआईएसडी ने भी घटना की जांच की और अनुपालन हेतु सिफारिशें जारी की थी।

घटना से संबंधित अभिलेखों की समीक्षा से पता चला कि:

- पाइपलाइन की स्थिति के इतिहास के रख-रखाव, संक्षारण संभावित स्थानों को दर्शाते संरेखणों, क्लेंप/स्लीव्ज की स्थिति, समय पर अनुपालन तथा इसकी मॉनीटरिंग के लिए कोई संरचित प्रणाली नहीं थी;
- मरम्मत कार्यो को करने के लिए एसओपी का निरूपण नहीं किया गया था और अनुरक्षण नियमपुस्तक को भी जुलाई 2002 से अद्यतित नहीं किया गया था;
- कार्य के लिए कार्य सुरक्षा विश्लेषण भी नहीं किया गया था और इसके महत्वपूर्ण कार्य होने के बावजूद यह कार्य रात के दौरान किया जा रहा था;
- टैंक को जोड़ने वाले हैडर की कार्य के कार्यान्वयन से पहले हाइड्रोकार्बन वाष्प से मुक्त करने के लिए वाटर फ्लशिंग नहीं की गई थी;
- मरम्मत कार्य समर्पित अनुरक्षण दल की बजाय प्रचालनदल द्वारा किया जा रहा था;
- कार्य अनुमति जारी/प्राप्त करने वाले अधिकारियों ने अनिवार्य एक दिवसीय प्रशिक्षण नहीं लिया था जैसा कि ओआईएसडी मानक-105 के द्वारा अनुबंधित है;
- कार्य स्थल पर अग्नि शमन तैयारी त्रुटिपूर्ण थी क्योंकि फायर टैंडर इंजन को मरम्मत कार्य के दौरान ऑन नहीं रखा गया था; इसके अलावा दूसरे फायर टैंडर को सेवा में नहीं रखा गया था;
- भूमिगत स्टेशन पाइपिंग का कोटिंग सर्वेक्षण, जैसाकि ओआईएसडी – मानक - 130 में अनुबंधित है, नहीं किया गया था क्योंकि पूरी पाइपलाइन डिवीजन में कोई लिखित प्रक्रिया उपलब्ध नहीं थी।

आईओसीएल ने अपने उत्तर में बताया (नवम्बर 2015) कि सुरक्षा प्रचालनों को सुनिश्चित करने के लिए विभिन्न प्रक्रियाएं विकसित एवं कार्यान्वित की गई है। तथापि, तथ्य यह है कि आईओसीएल ने घटना के बाद ही अपेक्षित प्रक्रियाएं विकसित की है।

(II) पाइपलाइन नियंत्रण एवं आपात तैयारी प्रणाली –गेल

पीएनजीआरबी और ओआईएसडी ने रिमोट शट-ऑफ प्रावधान के साथ सैक्शनलाइजिंग वाल्व (एसवीज) का प्रतिष्ठापन निर्धारित किया। एसवीज को स्राव /घटना के मामले में पाइपलाइन को सैक्सन अलग करने के लिए पाइपलाइनों में उपलब्ध कराया जाता है। रिमोट प्रचालनता विशेष रूप से दूरस्थ दुर्गम क्षेत्रों में आपात तैयारी की प्रणाली का प्रमुख घटक है।

तथापि, अभिलेखों की नमूना जांच से पता चला कि:

- गेल के पैन इंडिया पाइपलाइन नेटवर्क में 549 एसवीज शामिल है जिसमें से केवल 332 एसवीज रिमोट प्रचालित वाल्व (आरओवीज) थे।
- एचएजेडओपी अध्ययनों, एमओपीएनजी, ओआईएसडी और एमबी लाल समिति की सिफारिशों के बावजूद आरओवीज के प्रतिष्ठापन के लिए कोई समय बाधित योजना तैयार नहीं की गई थी। यह देखा गया कि केजी बेसिन में बडी पाइपलाइन घटना (जून 2014) के होने के बाद ही गेल ने हस्त्य रूप से प्रचालित वाल्व के आरओवीज में रूपांन्तरण के लिए देरी से (जून 2015) योजना बनाई थी। तथपि इस पर कार्रवाई अभी लंबित थी (दिसम्बर 2015)।

यद्यपि एससीएडीए प्रचालन में था, फिर भी इन क्षेत्रों में पाइपलाइनों की प्रभावी मॉनीटरिंग और नियंत्रण के इसके उद्देश्य को पूर्ण रूप से प्राप्त नहीं किया जा सका था क्योंकि 217 एसवीज हस्त्य रूप से प्रचालित थे। इसके अलावा, गेल ने विलम्बित रूप से मूल्यांकन किया (फरवरी 2015) कि स्वत: संवरक सेवाओं के साथ रिमोट प्रचालन केवल ₹ 9.27 करोड़ की लागत पर भूमि, विद्युत और भवन जैसी किसी अतिरिक्त सुविधाओं के बिना अखिल भारतीय पाइपलाइन नेटवर्क के लिए किया जा सकता था।

गेल ने उत्तर दिया (दिसम्बर 2015) कि हस्त्य रूप से प्रचालित वाल्व के आरओवीज में रूपांतरण हेतु कार्रवाई अधिकतर स्थानों पर कार्यान्वयन के अग्रिम चरण पर थी।

1.2.4.3 मॉनीटरिंग तंत्र

ऑयल एवं गैस उद्यम में सुरक्षा नियामकों की भूमिका

देश में हाइड्रोकार्बन उधोग के नियामक परिवेश को मुख्यत: ओआईएसडी, पीएनजीआरबी और पीईएसओ द्वारा शासित किया जाता है। तथापि ये नियामक विभिन्न प्रशासनिक मंत्रालयों के अन्तर्गत कार्य कर रहें हैं।

एमओपीएनजी के अंतर्गत ओआईएसडी, एक तकनीकी निदेशालय का गठन भारत में तेल एवं गैस उद्यम में सुरक्षा को बढाने हेतु प्रक्रियाओं और दिशार्निदेशों का निरूपण और मानकीकरण करने के उद्देश्य के साथ किया गया था। दूसरी तरफ पीईएसओ उद्यम नीति एवं संवर्धन विभाग, वाणिज्य एवं उद्योग मंत्रालय के प्रशासनिक नियंत्रण के तहत कार्य करने वाला संवैधानिक प्राधिकरण है। इसके अलावा, पीएनजीआरबी का गठन एमओपीएनजी के अंतर्गत पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस से संबंधित विशेष कार्यकलापों में संलिप्त उपभोक्ताओं और सत्तवों के हितों की सुरक्षा करने के लिए संसद के अधिनयम द्वारा किया गया था।

इस संबंध में लेखापरीक्षा ने पाया कि:

- इन एजेंसियों के मध्य किसी समन्वय के बिना रिपोर्टिंग के बहुल बिन्दुओं के साथ इन नियामकों द्वारा विभिन्न एवं अतिव्यापी सुरक्षा अधिनियम बनाए गए थे।
- यद्यपि पीएनजीआरबी सुरक्षा लेखापरीक्षाओं को करने के लिए प्रमाणित बाह्य एजेंसियों को सूचीबद्ध करता है, फिर भी यह प्रमाणित करने के लिए अभिलेख में कुछ नहीं पाया गया कि पीएनजीआरबी ऐसी रिपोर्टों में निर्दिष्ट अभ्युक्तियों/सिफारिशों के अनुपालन को सुनिश्चित करने के लिए कोई अनुवर्ती कार्रवाई करता है।
- सुरक्षा मानदंडों, यद्यपि ओआईएसडी द्वारा निरूपित किए गए थे, के कार्यान्वयन को मॉनीटर नहीं किया जाता है क्योंकि ओआईएसडी के पास इसे लागू करने के लिए कोई सांविधिक शक्तियां नहीं है। इसके अलावा, यद्यपि पीईएसओ ऑयल तथा गैस उद्यम के छह ओआईएसडी मानकों को प्रशासित करता है, फिर भी यह एमओपीएनजी के प्रशासनिक नियंत्रण के तहत नहीं आता जिसका परिणाम यह है कि उल्लंघन के मामले में कोई कानूनी कार्रवाई नहीं की जा सकती थी।
- किसी सांविधिक शक्ति के अभाव में ओआईएसडी ईएसए सिफारिशों के कार्यान्वयन के लिए कम्पनियों पर दबाव नहीं डाल सका था क्योंकि ये सिफारिशें 24 माह एवं 168 माह के बीत जाने के बाद भी क्रमश: आईओसीएल तथा गेल में अनुपालन हेतु लंबित थी।

इसके अलावा, संसद की पीएण्डएनजी पर स्थायी समिति (2011-12) ने भी सुझाव दिया कि ओआईएसडी को समस्त ऑयल एवं गैस सैक्टर के लिए ओआईएसडी मानकों और

अन्य लागू कानूनों के निरूपण, मॉनीटीर और लागू करने के लिए नोडल एजेंसी बनाया जाना चाहिए। यद्यपि, इस संबंध में कार्रवाई अभी तक नहीं की गई थी (अगस्त 2015)।

निष्कर्ष

ट्रांसमिशन पाइपलाइनों के संबंध में आईओसीएल एवं गेल की सुरक्षा तैयारी निम्नलिखित को देखते हुए अपर्याप्त पाई गई थी:

- ओआईएसडी सुरक्षा मानकों और पीएनजीआरबी विनियमों के अननुपालन के मामले देखे गए थे;
- ईएसए और एमबी लाल समिति की सिफारिशों का अननुपालन देखा गया था;
- आरओयू अतिक्रमणों को निकालने के लिए प्रबंधन की तरफ से प्रभावी कार्रवाई का अभाव था जिससे पाइपलाइन प्रचालनों की सुरक्षा को खतरा होगा।
- एसओपीज के गैर निरूपण/विचलन के साथ अपर्याप्त अनुरक्षण कार्यकलापों के कारण कई घटनाओं का अप्रभावी प्रबंधन होगा।

इसके परिणामस्वरूप, कम्पनियां पाइपलाइन नेटवर्कों की दुर्घटनाओं/घटनाओं से सुरक्षा करने में विफल रही जिसके कारण जीवन,सम्पति और पर्यावरण की हानि हुई जो अपर्याप्त सुरक्षा तैयारी को दर्शाता है। इसके अलावा, एचएसई नीति के वैश्विक महत्व के परिदृश्य में कम्पनियों की वांछित सुरक्षा तैयारी को सुनिश्चित करने के लिए कोई एकमात्र नोडल एजेंसी नहीं थी।

सिफारिशें

निम्नलिखित सिफारिशें की गई है:

- सभी लागू सुरक्षा मानकों /विनियमों का अनुपालन सुनिश्चित किया जाना चाहिए;
- सुरक्षा से संबंधित ईएसए/अन्य सिफारिशों को समयबद्ध रूप में कार्यान्वित किया जाना चाहिए;
- सुरक्षा प्रतिमानों के अनुपालन पर बल देने के लिए सुदृढ नोडल एजेंसी होनी चाहिए;
- अतिक्रमणों को रोकने के लिए और इसे तत्काल हटाने के लिए प्रभावी कार्रवाई की जानी चाहिए।

- कम्पनियों को पाइपलाइन समेकता को सुनिश्चित करने हेतु नियमित अनुरक्षण कार्यकलाप सुनिश्चित करने चाहिए;
- सुरक्षा तैयारी की समय पर और नियमित समीक्षा/मॉनीटरिंग के लिए तंत्र होना चाहिए;

मामला मंत्रालय को भेजा गया था (दिसम्बर 2015)। उनका उत्तर प्रतीक्षित था (मार्च 2016)।

1.3 प्रेट्रोकेमिकल उत्पादन एवं परियोजना प्रबंधन

1.3.1 प्रस्तावना

पेट्रोकेमिकल कच्चे तेल और प्राकृतिक गैस (एनजी) से प्राप्त किया जाने वाला एक हाइड्रोकार्बन पदार्थ है तथा यह विनिर्माण उद्योग का एक प्रमुख अवयव है। भारत में पेट्रोकेमिकल नियंत्रण-मुक्त हैं और ओपन जनरल लाइसेंस[1] के तहत मुक्त रूप से आयात किए जाते हैं। पालीमर्स जैसे- पॉली एथिलीन (पीई)[2] तथा पॉली प्रोपलीन (पीपी) पेट्रोकेमिकल के प्रमुख अवयव हैं।

गेल (इंडिया) लिमिटेड (गेल) ने ₹ 2327 करोड़ के निवेश के साथ 1999 में पाता, जिला औरैया (उत्तर प्रदेश पेट्रोकेमिकल कॉम्प्लेक्स-यूपीपीसी) में एक पेट्रोकेमिकल संयंत्र शुरू किया और इंडियन ऑयल कारपोरेशन लिमिटेड (आईओसीएल) ने ₹ 14400 करोड़ के निवेश के साथ 2010 में पानीपत नाफ्था क्रैकर प्लांट (पीएनसीपी) स्थापित किया। यूपीपीसी एवं पीएनसीपी के मुख्य उत्पाद विभिन्न श्रेणियों के उच्च घनत्व पॉली एथिलीन (एचडीपीई) और सीधे कम घनत्व पॉली एथिलीन (एलएलडीपीई) हैं। पीएनसीपी, पीपी और मोनो एथिलीन ग्लाइकॉल (एमईजी) का भी उत्पादन करता है। गेल यूपीपीसी प्राकृतिक गैस (एनजी) का और आईओसीएल का पीएनसीपी नाफ्था का उपभोग पेट्रोकेमिकल के लिए मूलभूत कच्चे माल के उत्पादन हेतु करती है। दोनों संयंत्रों का वित्तीय निष्पादन ***अनुबंध-IV*** में दिया गया है।

---

[1] ओपन जनरल लाइसेंस (ओजीएल), भारत सरकार द्वारा आयात (नियंत्रण) आदेश, 1955 के अनुसरण में जारी किया जाता है। यह मुक्त रूप से आयातित वस्तुओं के लिए आयात हेतु सर्वाधिक लचीला लाइसेंस है, जिसके लिए किसी विशेष अनुमति की आवश्यता नहीं पड़ती है।

[2] एलडीपीई, एलएलडीपीई एवं एचडीपीई सहित

1.3.2 लेखापरीक्षा उद्देश्य, कार्यक्षेत्र एवं कार्यप्रणाली

लेखापरीक्षा का उद्देश्य यह सुनिश्चित करना था कि क्या:

- उत्पादन आवश्यकता को पूरा करने के लिए पर्याप्त फीडस्टॉक उपलब्ध था;
- संसाधनों सहित अन्य इनपुट एवं फीडस्टॉक की खपत औद्योगिक मानकों/मापदण्डों के अनुरूप थी; और
- उत्पादन लक्ष्य पूरा करने के लिए क्षमता संवर्धन परियोजनाओं और अन्य परियोजनाओं का क्रियान्वयन प्रभावी रूप से किया गया था।

लेखापरीक्षा ने 2009-10 से 2014-15 की अवधि के लिए पेट्रोकेमिकल हेतु अन्य परियोजनाओं के साथ-साथ औद्योगिक प्रथा/मानकों और क्षमता संवर्धन के अनुसार उत्पादन क्षमता, फीडस्टॉक एवं केमिकल्स के खपत पर औद्योगिक मानकों/मापदण्डों, गुणवत्ता मानकों तथा पेट्रोलियम एव प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एमओपीएनजी) द्वारा निर्धारित लक्ष्यों के संदर्भ में संयंत्रों की संचालनात्मक निष्पादन से संबंधित अभिलेखों की जांच की। एमओपीएनजी और गेल/आईओसीएल की राय ली गई है और इसमें शामिल किया गया है।

1.3.3 लेखापरीक्षा निष्कर्ष

गेल और आईओसीएल की पेट्रोकेमिकल परियोजनाओं के कार्यान्वयन एवं यूपीपीसी तथा पीएनसीपी के निष्पादन की समीक्षा से निकले लेखापरीक्षा निष्कर्षों पर आगे दिये गए पैराओं में चर्चा की गई है।

1.3.3.1 पेट्रोकेमिकल उत्पादन

(I) क्षमता उपयोग

(क) डाउनस्ट्रीम क्षमता का कम उपयोग (गेल)

यूपीपीसी के पास अपस्ट्रीम में तीन इकाईयाँ हैं, अर्थात् गैस परिष्करण इकाई (जीएसयू), गैस प्रसंस्करण इकाई (जीपीयू) एवं गैस क्रैकर इकाई (जीसीयू) तथा डाउनस्ट्रीम में पाँच इकाईयाँ हैं अर्थात् पॉलीमर इकाईयाँ (एचडीपीई । एवं ।।, स्विंग), ब्यूटीन-1 और एलपीजी इकाई।

उत्पादन प्रक्रिया के अनुसार, एनजी में अशुद्दता जीएसयू में दूर की जाती है और जीपीयू में भारी अंशों[1] को निकाला जाता है। एथिलीन निकालने के लिए बाद में इन अंशों को जीसीयू में तोड़ा जाता है। तत्पश्चात् पॉलीमर्स के उत्पादन हेतु पॉलीमर इकाईयों में एथिलीन की खपत की जाती है।

लेखापरीक्षा अवधि के दौरान जीसीयू (अपस्ट्रीम) तथा पॉलीमर इकाईयों (डाउनस्ट्रीम) का क्षमता उपयोग, स्थापित क्षमता से अधिक था जैसा कि **अनुबंध-V** में दर्शाया गया है। हालांकि, विश्लेषण से पता चला कि डाउनस्ट्रीम इकाईयों की और अधिक उत्पादन स्तर प्राप्त करने क्षमता थी किन्तु अपस्ट्रीम (जीसीयू) से पर्याप्त एथिलीन के उत्पादन में समस्यायें थी जैसा कि नीचे चर्चा की गई है।

संयंत्र को 3,00,000 एमटीपीए[2] (एथिलीन) की जीसीयू[3] क्षमता और 2,60,000 एमटीपीए पॉलीमर क्षमता के साथ चालू किया गया था (1999)। जीसीयू के चार फर्नेस प्रत्येक 1,00,000 एमटीपीए की क्षमता के थे, जिनमें तीन फर्नेस क्रैकिंग माध्यम और चौथा फर्नेस स्टैंडबॉय के रूप में था। पेट्रोकेमिकल विस्तार परियोजना के तहत पाचँवी फर्नेस लगाई गई (2005) और क्रैकिंग मॉड में चार फर्नेसों के साथ एथिलीन क्षमता 3,00,000 एमटीपीए से बढ़कर 4,00,000 एमटीपीए हो गई। पॉलीमर क्षमता भी 2009-10 तक 2,60,000 एमटीपीए से बढ़कर 4,10,000 एमटीपीए हो गई।

4,10,000 एमटीपीए की स्थापित क्षमता वाली पॉलीमर उत्पादन इकाईयों के पास स्थापित क्षमता[4] से बाहर और अधिक उत्पादन की क्षमता थी। इसको देखते हुए पॉलीमर इकाईयों में प्राप्य क्षमता 5,10,000 एमटीपीए निर्धारित की गई थी। हालांकि इस अतिरिक्त क्षमता का जीसीयू से पर्याप्त एथिलीन की अनुपलब्धता के कारण उपयोग नहीं किया गया। इसलिए प्रबंधन ने यह विचार किया (2008) कि यदि जीसीयू क्षमता का पुनर्निर्धारण न किया जाता तो डाउनस्ट्रीम इकाईयों में उपलब्ध अतिरिक्त क्षमता का कम उपयोग हो पाता। तदनुसार, जीसीयू मे छटी फर्नेस लगाई गई (1,00,000 एमटीपीए) और ₹ 73.89 करोड़ के कुल पूँजीगत व्यय के साथ दिसम्बर 2010 में चालू हुई।

---

[1] ईथेन (सी2), प्रोपेन (सी3) इत्यादि।

[2] मिट्रिक टन प्रतिवर्ष

[3] गैस तोड़ने के लिए अखण्डित भाग के रूप में चार क्रैकर फर्नेस, टावर्स, पोतों, ड्रम, कम्प्रेसर और पाइपलाइन सहित।

[4] स्विंग संयंत्र के पास डिजाइन क्षमता से लगभग 20 प्रतिशत अधिक उत्पादन की क्षमता थी। इसी प्रकार, एचडीपीई 1 एवं 2 संयंत्र में भी डिजाइन क्षमता से लगभग 25 से 30 प्रतिशत अधिक उत्पादन की क्षमता थी।

छठी फर्नेस लगाने से जीसीयू की क्षमता संवर्धन को अधिकतम लचीलापन देने की परिकल्पना की गई थी क्योंकि इससे अनुरक्षण हेतु फर्नेसों की बंद रहने की अवधि की पूर्ति करने की उम्मीद थी। अन्य बुनियादी ढाँचों की फीडस्टाक उपलब्धता के संबंध में यह देखा गया कि जीसीयू की अतिरिक्त क्षमता हेतु फीडस्टॉक प्रदान करने के लिए जीपीयू के पास पर्याप्त क्षमता थी। अतिरिक्त फर्नेस की आवश्यकता की पूर्ति हेतु मौजूदा उपयोगिता प्रणाली भी पर्याप्त थी।

लेखापरीक्षा ने देखा कि छठी फर्नेस चालू करने से पूर्व जीसीयू ने डीकोकिंग[1] हेतु स्टैंडबॉय के रूप में एक फर्नेस सहित पाँच फर्नेसों के मौजूदा सेट के साथ 4,31,580 एमटीपीए एथिलीन का उत्पादन किया था। छठा फर्नेस जोड़ने के बाद फर्नेस क्षमता 5,00,000 एमटीपीए तक बढ़ गई (स्टैंडबॉय के रूप में एक फर्नेस सहित)। अभी तक प्राप्त एथिलीन का वास्तविक अधिकतम उत्पादन केवल 4,60,024 एमटीपीए था (2014-15)। परिणामस्वरूप, यूपीपीसी 5,00,000 एमटीपीए की उपलब्ध एथिलीन क्षमता का कम उपयोग कर रही है (1,00,000 एमटीपीए की अतिरिक्त क्षमता को ध्यान में रखने के पश्चात्)।

प्रबंधन ने बताया (अप्रैल 2015) कि छठे फर्नेस को मौजूदा पांच फर्नेसों के सतत निष्पादन को पूरा करने तथा संचालन में लचीलापन बढ़ाने के लिए लगाया गया था। जबकि यह मानते हुए कि छठा फर्नेस लगाने के बाद एथिलीन की उत्पादन 5,00,000 एमटीपीए होना चाहिए था, यह बताया गया कि केवल फर्नेस बढ़ाने से एथिलीन के उत्पादन में समानुपातिक वृद्धि नहीं हो सकती। जीसीयू के कुछ अन्य समेकित भागों के कुछ पुनर्निर्धारण की भी आवश्यकता है ताकि उत्पादन बढ़ाया जा सके। यह भी कहा गया (जुलाई 2015) कि 5,00,000 एमटीपीए की एथिलीन क्षमता प्राप्त करने हेतु लाइसेंसर द्वारा अतिरिक्त अध्ययन किए जाने की आवश्यकता थी। प्रबंधन ने यह भी बताया (अक्टूबर 2015) कि अतिरिक्त छठे फर्नेस को पूर्णत: नहीं स्थापित किया गया था क्योंकि अन्य भागों के पुनर्निर्धारण को लाभप्रद नहीं माना गया था।

उत्तर को इस तथ्य के प्रति देखा जाना चाहिए कि छठे फर्नेस की स्थापना 5,00,000 एमटीपीए एथिलीन के उत्पादन लक्ष्य के प्रति पहला कदम था। इसके बाद समेकित भागों जैसे-क्रैकड गैस कम्प्रैसर, ईथेन रिकवरी यूनिट, क्वेंच टावर, डी-प्रोपेनाइज़र, डी-ब्यूटेनाइज़र आदि का भी पुनर्निर्धारण किया गया था। चूँकि अन्य समेकित भागों जैसे-पाईपलाइनों की समस्यायें थी, इसलिए कोई और पुनर्निर्धारण नहीं किया जा सका और

---

[1] ***क्रैकिंग उच्च तापमान पर फर्नेशों में किया जाता है। क्रैकिंग के समय कोयला बनता है। अत: फर्नेस को एक नियमित अंतराल पर डीकोक करना पड़ता है।***

एथिलीन उत्पादन में वांछित वृद्धि नहीं की जा सकी। यह भी देखा जा सकता है कि कम्पनी के मूल्यांकन (2008) के अनुसार, जीसीयू में छठा फर्नेस लगाने से पूर्व पॉलीमर इकाईयां अतिरिक्त 1,00,000 एमटीपीए (5,10,000-4,10,000) उत्पादन करने में सक्षम थी बशर्ते जीसीयू से पर्याप्त एथिलीन उपलब्ध हो। छठा फर्नेस लगाने के बाद भी एथिलीन क्षमता में वृद्धि में बाधा ने डाउनस्ट्रीम पॉलीमर इकाई में उपलब्ध अतिरिक्त क्षमता को अवरुद्ध किया। इसके परिणामस्वरूप कम लोड पर डाउनस्ट्रीम इकाइयों को चलाने से लगभग 234593 एमटी[1] तक पॉलीमर उत्पाद में संभावित वृद्धि की हानि हुई। पॉलीमर्स के मौजूदा मूल्य स्तर के आधार पर कम्पनी 2011-12 से 2014-15 की अवधि के दौरान इस अतिरिक्त पॉलीमर उत्पादन से अतिरिक्त राजस्व सृजन किया जा सकता था और ₹ 630.70 करोड़ के मार्जिन की वसूली की जा सकती थी।

एमओपीएनजी/प्रबंधन ने बताया (अक्टूबर/नवम्बर 2015) कि 2010 में गेल ने पॉलीमर उत्पादन क्षमता (पाता- II) को दोगुना करने का निर्णय लिया और इसमें पर्याप्त मार्जिन रखा गया ताकि अपस्ट्रीम और डाउनस्ट्रीम क्षमता में समानता रहे जिससे इस असमानता में सुधार हो सके।

हालांकि तथ्य रह जाता है कि मौजूदा संयंत्र की डाउनस्ट्रीम इकाई सभी वर्षों में कम लोड पर चल रही थी और छठा अतिरिक्त फर्नेस लगाने का पूर्णतया वांछित लाभ नहीं उठाया जा सका।

(ख) आवश्यकता से अधिक उपयोगिताओं की क्षमता का सृजन (आईओसीएल)

पीएनसीपी के अपस्ट्रीम में नाफ्था क्रैकर इकाई (एनसीयू) के साथ सहायक इकाईयां[2] एवं डाउनस्ट्रीम में पीपी, एचडीपीई, स्विंग, एमईजी, ब्यूटाडाईन निष्कर्षण इकाई सहित विद्युत एवं भाप सृजन इकाई शामिल है। पीएनसीपी के संचालन हेतु विद्युत एवं भाप जटिल आवश्यकतायें हैं। पीएनसीपी की अप एवं डाउनस्ट्रीम इकाईयों के उपयोग से जुड़ी इन उपयोगिताओं के उत्पादन हेतु बनाई गई सुविधाओं का अधिकतम उपयोग निर्धारित लागत की आदर्श प्रतिपूर्ती हेतु अनिवार्य है।

मासिक संचालन रिपोर्ट के लेखापरीक्षा विश्लेषण से पता चला कि पीएनसीपी में विद्युत एवं भाप का अधिकतम उपयोग अप्रैल 2010 से मार्च 2015 तक क्रमश: 135 मे.वा. तथा 668 मी.टन/घंटा था जबकि सृजन क्षमता क्रमश: 241 मे.वा. और 1295 मी.टन/घंटा

---

[1] *(5,00,000 x 4 वर्ष = 20,00,000) – (1765407) = 234593 एमटी*

[2] *सी$_4$ हाइड्रोकार्बन इकाईयां, बेंज़ीन निष्कर्षण इकाई और पायरोलिसिस हाइड्रोजनीकरण इकाई*

₹ 1217.26 करोड़ के कुल निवेश पर बनाई गयी थी। पीएनसीपी एवं स्टाईरीन ब्यूटाडाइन रबर इकाई में आगामी क्षमता/परियोजनाओं पर विचार करने के पश्चात् 100 प्रतिशत अप और डाउनस्ट्रीम क्षमता प्राप्त करने हेतु अधिकतम विद्युत एवं भाप की आवश्यकता क्रमश: 172 मे.वाट. और 1000 मी.टन./घंटा थी।

यह भी देखा गया कि विभिन्न इकाईयों की सृजन क्षमता में विस्तृत व्यवहार्यता रिपोर्ट (डीएफआर) से निवेश मंजूरी/स्थापन चरण तक वृद्धि की गई (विद्युत 130 से बढ़ाकर 241 मे.वा. और भाप 600 से बढ़ाकर 1295 मी.ट./घंटा) जबकि पीएनसीपी की एनसीयू इकाई (2170 से बढ़ाकर 2345 टीएमटीपीए) और एमईजी इकाई (250 से बढ़ाकर 300 टीएमटीपीए) को छोड़कर बाकी किसी इकाई में समानरुपी वृद्धि नहीं की गई। इससे विद्युत एवं भाप की सृजन क्षमता में वृद्धि एनसीयू और डाउनस्ट्रीम इकाईयों की आवश्यकता से अधिक हुई।

विद्युत एवं भाप के संबंध में अधिकतम उपयोग की गई क्षमता क्रमश: 54 प्रतिशत (2014-15) और 37 प्रतिशत (2012-13) थी (***अनुबंध-VI***)। यह भी देखा जा सकता है कि 2014-15 के दौरान एनसीयू और डाउनस्ट्रीम इकाईयों ने 100 प्रतिशत क्षमता उपयोग किया था।

प्रबंधन ने बताया (अप्रैल/जुलाई 2015) कि विद्युत एवं क्षमता प्रणाली को औसत खपत के लिए डिजाइन नहीं किया जा सकता है। क्षमता मार्जिन में पर्याप्त लचीलापन डिजाइन किया गया था ताकि व्यवहार्यता अध्ययन में उल्लेख के अनुसार आपतकालीन परिस्थितियों आदि के दौरान आवश्यकता में वृद्धि, आवधिक अनुरक्षण हेतु अतिरिक्त क्षमता की आवश्यकता जैसी परिस्थितियों के आधार पर इकाईयों की अधिकतम आवश्यकता की पूर्ति की जा सके। इसके अलावा 25 प्रतिशत मार्जिन भी आगामी क्षमता संवर्धन हेतु रखा गया है।

प्रबंधन द्वारा दिए गए वक्तव्य को इस तथ्य के प्रति देखा जाना चाहिए कि लेखापरीक्षा टिप्पणी विद्युत (135 मे.वा.) और भाप (668 मी.टन/घंटा) की अधिकतम मांग को ध्यान में रखने के पश्चात् की गई थी। इसके अलावा, व्यवहार के अनुसार, आवधिक अनुरक्षण वार्षिक बंदी के दौरान किया जाता है जहां अनुरक्षण हेतु उत्पादन लाइन को भी उपयोग इकाईयों सहित सभी सुविधाओं के साथ बंद रखा जाता है। इसलिए आवधिक अनुरक्षण पूरा करने हेतु उपयोग प्रणाली के लिए अतिरिक्त क्षमता के पर्याप्त मार्जिन का तर्क स्वीकार्य नहीं है। इसके अतिरिक्त, आगामी क्षमता संवर्धन हेतु 25 प्रतिशत मार्जिन रखने के संबंध में यह देखा जा सकता है कि अप एवं डाउन स्ट्रीम क्षमताओं के विस्तार

की आईओसीएल की अभी कोई तात्कालिक योजना नहीं है। इस प्रकार, उपरोक्त उल्लेख के अनुसार सुविधाओं के कम उपयोग की सीमा तक उपयोग क्षमता में किया गया निवेश चालू होने से अब तक व्यर्थ रहा।

(II) फीडस्टाक प्रबंधन (आईओसीएल)

पीएनसीपी की संकल्पना आईओसीएल की पानीपत, मथुरा और कोयाली रिफाइनरी से उपलब्ध अतिरिक्त नाफ्था से पेट्रोकेमिकल्स का उत्पादन कर अतिरिक्त योगदान हेतु की गई थी (2003)। नाफ्था (3016 एमटीपीए) की प्राक्कलित आवश्यकता पानीपत (1280), मथुरा (300) और कोयाली रिफाइनरी (1436) से पूरा किया जाना संभावित था। आईओसीएल की रिफाइनरियों से उत्पादित नेप्था को रिफाइनरी मुख्यालय (आरएचक्यू) की औद्योगिक लॉजिस्टिक योजना के अनुसार आवंटित किया जाता है। तदनुसार, पीएनसीपी पानीपत, मथुरा और कोयाली रिफाइनरियों के अलावा चार और रिफाइनरियों (आईओसीएल की बरौनी, बोंगाइगांव, हल्दिया और मित्तल एनर्जी लिमिटेड-एचएमईएल) से नाफ्था प्राप्त करती है।

संयंत्र प्राक्कलित उपलब्धता के अनुसार पाईपलाइनों के माध्यम से पानीपत और मथुरा रिफाइनरियों से नाफ्था प्राप्त कर रहा है। हालांकि कोयाली से नाफ्था की उपलब्धता की रेंज 130 से 397 टीएमटी तक थी जो प्राक्कलित उपलब्धता 1436 टीएमटीपीए से कम थी। नाफ्था की प्राक्कलित मात्रा की अनुपलब्धता को अन्य रिफाइनरियों और विभिन्न खपत मिश्रण का प्रयोग करके पूरा किया गया था।

लेखापरीक्षा ने देखा कि:

- 2012-13 से 2014-15 की अवधि के दौरान रेलवे रेकों के माध्यम से बरौनी, हल्दिया, बोंगाईगाँव, कोयाली, मथुरा[1] और एचएमईएल से 1683 टीएमटी नाफ्था खरीदा गया था। जिसमें से ₹ 85.25 करोड़ मूल्य का 17.90 टीएमटी नाफ्था पारगमन में खो गया। यहां तक कि अपने संचालन के पाँचवे वर्ष में भी संयंत्र को अभी भी नाफ्था की पारगमन हानि के लिए अनुमय सीमा के लिए प्रतिमान निर्धारित करने थे। प्रतिमानों के अभाव में पारगमन में नाफ्था की नियंन्त्रणीय सीमा को निर्धारित नहीं किया जा सका।

[1] *पाइपलाइन के माध्यम से भेजी गई मात्रा के अतिरिक्त मथुरा रिफाइनरी से नाफ्था की कुछ मात्रा रेल के माध्यम से भी लाई गई थी।*

- नाफ्था के अतिरिक्त, पीएनसीपी एनसीयू में फीडस्टॉक के रूप में हाइड्रोजैनेटिड सी4 (सी4एच) का उपयोग करता है। सी4 मिश्रण इथाइलीन के उत्पादन से उत्पन्न एक उपोत्पाद है। यह गैसीय हाइड्रोकार्बन[1] का एक मिश्रण है। इस रूप में सी4 मिश्रण एलपीजी में मिलाने अथवा बिक्री के लिए उपयुक्त नहीं है। अतः, सी4 मिश्रण को पहले हाइड्रोजेनेट (सी4 एच) किया जाता है और तब एलपीजी में मिलाया जाता है एवं/अथवा औधोगिक एलपीजी उपभोक्ताओं को बेचा जाता है। एलपीजी में मिलाने के माध्यम से सी4एच की बेहतर विपणन योग्यता के मद्देनजर, एनसीयू में सी4एच पुनः चक्रण वाणिज्यिक रूप से लाभदायक नहीं था जैसा नीचे वर्णन किया गया है।

एनसीयू ने 2012-13 से 2014-15 के दौरान 10.59 लाख एमटी (एलएमटी) सी4 मिश्रण का उत्पादन किया था जिसमें से 9.94 एलएमटी को हाइड्रोजेनेट किया गया था। इस मात्रा में से, 6.09 एलएमटी एलपीजी के उत्पादन के लिए प्रयोग किया गया था। नाफ्था के अभाव में, एनसीयू में 3.55 एलएमटी को फीडस्टॉक के रूप में पुनर्चक्रित किया गया था तथा शेष को आन्तरिक ईंधन के रूप में उपयोग किया गया था। यह देखा गया था कि 2012-13 तथा 2013-14 के दौरान एलपीजी का उत्पादन नियोजित उत्पादन से 70,089 एमटी तथा 63,675 एमटी तक कम था।

एमओपीएनजी/प्रबन्धन ने बताया (अप्रैल/जुलाई/नवम्बर 2015) कि पीएनसीपी सी4एच पुनर्चक्रण के साथ साथ नाफ्था को क्रैक करने के लिए अभिकल्पित है। तथापि, फीड में नाफ्था तथा सी4एच का मिश्रण नाफ्था की उपलब्धता पर आधारित है तथा नाफ्था, एलपीजी तथा पॉलीमर उत्पाद के मूल्यों के आधार पर पुनर्चक्रण की आर्थिकता गिनने के पश्चात निर्धारित किया जाता है। यद्यपि, लेखापरीक्षा ने देखा कि 2012-13 से 2013-14 की अवधि के दौरान पीएनसीपी ने एलपीजी का मूल्य लाभ नहीं उठाया था तथा एलपीजी का उत्पादन करने के बजाएँ सी4एच का पुनर्चक्रण करने का विकल्प चुना था। इसके कारण मार्जिन की हानि ₹ 51.39 करोड़[2] गिनी गई थी।

एमओपीएनजी/प्रबन्धन ने यह भी बताया (जूलाई/नवम्बर 2015) कि प्रारंभिक अवधि के दौरान नाफ्था आवंटन योजना को उस प्रकार से लागू नहीं किया जैसी अभिकल्पना की गई थी। विभिन्न रिफाइनरियों से नाफ्था मंगवाने के परिणामस्वरूप नाफ्था की फीड गुणवत्ता में व्यापक अन्तर था जो पॉलीमर उत्पादन को बढ़ाने के लिए सी4एच के पुनर्चक्रण हेतु मंगाया गया था। यह इस तथ्य को इंगित करता है कि अधिकतम मूल्य

---

[1] ***प्रोपेन (सी3), प्रोपिलीन, बुटेन (सी4), 1-3 ब्यूटाडीन इत्यादि***

[2] ***राशि एलपीजी तथा पालीमर के उत्पादन से लागत लाभ पर विचार करने के पश्चात गिनी गई थी***

संवर्धन प्राप्त करने के लिए आरएचक्यू द्वारा नाफ्था के आवंटन में बेहतर समन्वय की आवश्यकता है।

(III) फीडस्टाक, रसायनों तथा भाप की खपत (आईओसीएल)

संयंत्र की दक्षता को अधिकतम करने तथा इससे सर्वोत्तम परिणाम प्राप्त करने के लिए फीडस्टाक रसायनों/भाप का श्रेष्ठतम उपयोग करना आवश्यक था। तथापि, यह देखा गया था कि फीडस्टाक, रसायनों तथा भाप की अधिक खपत के मामले हुए थे जैसा आने वाले पैराग्राफों में चर्चा की गई है।

क. एनसीयू में अभिकल्पित उत्पादन की प्राप्ति न होना

एनसीयू में पॉलीमर ग्रेड एथिलीन तथा पॉलीमर ग्रेड प्रोपिलीन का उत्पादन करने के लिए नाफ्था तथा अन्य पुनर्चक्रित तरल[3] को क्रैक किया जाता है। एनसीयू की संचालनात्मक संहिता एथिलीन तथा प्रोपिलीन के उत्पादन के लिए सभी फीडस्टाक के क्रैकिंग उत्पादन को विनिर्दिष्ट करती है।

तथापि, विश्लेषण से पता चला कि संयंत्र वर्ष 2012-13 से 2014-15 के दौरान संचालनात्मक सहिंता के विनिर्देशनों के अनुसार एथिलीन तथा प्रोपिलीन उत्पादन प्राप्त नहीं कर रहा था।

प्रबन्धन ने बताया (अक्तूबर 2015) कि उतपादन में नाफ्था की गुणवत्ता के अनुसार अन्तर होता है तथा यह एनसीयू से अन्य तरलों के पुनर्चक्रण पर निर्भर है। इसके अतिरिक्त, पॉलीमर इकाइयों में क्रैक के लिए अलग अलग प्रवृति होती है तथा ये एथिलीन तथा प्रोपिलीन को अलग अलग प्रतिशतता देती है। इन पुनर्चक्रणों से उत्पादन संभावनाएं मिश्रित फीड में पुनर्चक्रित संकायों के अनुपात के साथ भी परिवर्तित होती हैं। इसलिए, सटीक उत्पादन जानने तथा बैंचमार्किंग की निगरानी के लिए पीवाईपीएस नामक सॉफ्टवेयर प्रतिष्ठापित किया गया है।

लेखापरीक्षा ने आगे देखा कि संयंत्र पीवाईपीएस द्वारा की गई बैंचमार्किंग भी प्राप्त नहीं कर रहा था। एनसीयू में नाफ्था तथा दूसरे इनपुटों की क्रैकिंग से एथिलीन (2012-13 एवं 2014-15) तथा प्रोपिलीन (2012-13 तथा 2013-14) का अभिकल्पित उत्पादन प्राप्त न करने के परिणामस्वरूप पॉलीमर की लागत में ₹ 90.52 करोड़ राशि की भारी वृद्धि हुई जैसा ***अनुबन्ध-VII*** में वर्णित है।

---

[3] ***ब्यूटेन (सी 4), पैन्टेन (सी 5) तथा बेन्ज़ीन (सी 6)***

ख. एचडीपीई इकाई में हैक्सेन की अधिक खपत

हैक्सेन का उपयोग एचडीपीई इकाई में पॉलीमर पाउडर को घोल के रूप में रखने के लिए विलाय के रूप में किया जाता है। अभिकल्पित मानक के अनुसार एक एमटी एचडीपीई के उत्पादन के लिए 9.87 किग्रा हैक्सेन की आवश्यकता थी। लेखापरीक्षा ने देखा कि हैक्सेन की वास्तविक खपत 11.20 किग्रा (2012-13) से 14.40 किग्रा (2014-15)[1] के बीच थी।

एमओपीएनजी/प्रबंधन ने बताया (नवम्बर 2015) कि हैक्सेन सुधार अभियान के इष्टमीकरण तथा मोम में हैक्सेन को कम करके इस अवधि में हैक्सेन की निवल खपत कम की गई है। इसके अतिरिक्त हैक्सेन खपत को कम करने के लिए वृद्धित हैक्सेन रिकवरी प्रणाली में संशोधनों की परिकल्पना की गई है।

प्रबन्धन के उत्तर को इस तथ्य के प्रति देखा जा सकता है कि चूंकि 2012-13 से अधिक खपत में बढ़ती हुई प्रवृति दर्ज की जा रही है, इसलिए कम्पनी को उत्पादन की लागत में कमी करने के लिए अभिकल्पित मानक तक खपत को सीमित करने की आवश्यकता है। हैक्सेन की अधिक खपत के कारण वहन की गई अतिरिक्त लागत ₹ 16.43 करोड़ बनती है जैसा ***अनुबन्ध -VIII*** में वर्णित है।

ग. एनसीयू में अभिकल्पित मानकों से अधिक भाप की खपत

एनसीयू मे भाप के चार अलग अलग प्रवाहों नामतः अति उच्च दाब (एसएचपी), उच्च दाब (एचपी), मध्यम दाब (एमपी) तथा निम्न दाब (एलपी) की आवश्यकता होती है। चारों प्रवाह केप्टिव ऊर्जा संयंत्र (सीपीपी) में सर्जित किये जाते हैं। इसके अतिरिक्त, एनसीयू में क्रेकिंग प्रक्रिया के दौरान एसएचपी भाप सर्जित होती है जिसे एनसीयू द्वारा आन्तरिक रूप से उपयोग किया जाता है। अतः एनसीयू में सीपीपी से एसएचपी भाप की आवश्यकता केवल संचालन के प्रारंभ के दौरान होती है।

यह देखा गया था कि डाउन स्ट्रीम इकाईयों द्वारा भाप की खपत श्रेष्ठतम संचालनात्मक गतिविधियों के दौरान निर्धारित सीमा में थी। यद्यपि, एनसीयू में खपत की गई भाप (सीपीपी द्वारा सर्जित) के संबंध में डाटा के विश्लेषण से पता चला कि भाप की खपत अभिकल्पित मानक से अधिक थी जैसा ***अनुबंध-IX*** में दर्शाया गया है। 85 एमटी/घण्टा के अभिकल्पित खपत मानक के प्रति 2012-13 से 2014-15 की अवधि के लिए औसत भाप खपत 191 एमटी/घण्टा थी। 'ऊर्जा खपत बैठक तथा वार्षिक संचालन रिपोर्ट के लिए

---

[1] ***2012-13 से पहले स्थिरीकरण अवधि होने के नाते विशिष्ट खपत पर विचार नहीं किया गया है।***

प्रबन्धन सूचना प्रणाली' की समीक्षा से पता चला कि एनसीयू सीपीपी से एचपी, एमपी तथा एलपी के अतिरिक्त लगातार एसएचपी का उपयोग कर रहा है। इसके परिणामस्वरूप पालीमर के उत्पादन की लागत परिणामी वृद्धि के साथ 106 एमटी/घण्टा की सीमा तक भाप की अधिक खपत हुई है।

प्रबंधन ने बताया (अक्टूबर 2015) कि अभिकल्पित मानक से अधिक उपयोग की गई 106 एमटी/घण्टा भाप में से 92 एमटी/घण्टा निम्न उग्रता संचालनों, संचालनात्मक कारणों, डी कोकिंग आवश्यकता इत्यादि के कारण थी।

उत्तर को इस तथ्य के प्रति देखे जाने की आवश्यकता है कि 14 एमटी/घण्टा की सीमा तक भाप की अधिक खपत के लिए प्रबन्धन द्वारा कोई विशिष्ट कारण नहीं बताया गया था। इस अधिक खपत के कारण 2012-13 से 2014-15 की अवधि के दौरान उत्पादन की लागत में वृद्धि लगभग ₹ 138.85 करोड़ थी। इसके अतिरिक्त, प्रबन्धन द्वारा निम्नतर उग्रता परिस्थितियों, डिकोकिंग आवश्यकता तथा संचालनात्मक कारणों से भाप की अधिक खपत के संबंध में कोई स्वीकार्य अन्तर स्तर निर्दिष्ट नहीं किया गया था जिसके अभाव में इन कारणों से अधिक खपत के वित्तीय प्रभाव की लेखापरीक्षा में गणना नहीं की जा सकी। अतः, पीएनसीपी को उत्पादन लागत कम करने के लिए अभिकल्पित मानक तक भाप की खपत को सीमित करने की आवश्यकता है।

(IV) यूपीपीसी (गेल) में उर्जा संरक्षक उपायों को लागू करना

उत्पादन प्रक्रिया के दौरान, तकनीकी कारणों से गैस की कुछ मात्रा फ्लेयर कर दी जाती है। सुरक्षा तथा संचालनात्मक कारणों से एक फ्लेयर प्रणाली यथा स्थान होती है जो निकलती हुई गैसों को निरंतर जलाती रहती है। कम्पनी ने फ्लेयर की गई गैस की कुछ मात्रा को वापस पाने के लिए तथा इसे परिसर में गैस ईंधन के रूप में उपयोग करने के लिए एक कम्प्रेसर व्यवस्था का प्रावधान करने का निर्णय लिया (2002-03)। तदनुसार, कम्पनी ने ₹ 10.72 करोड़ की कुल लागत पर यूपीपीसी में कम्प्रैसर आधारित फ्लेयर गैस वसूली की प्रणाली (सी-एफजीआरएस) के कार्यान्वयन का अनुमोदन किया (2004)। परियोजना के कार्यान्वयन से 132894 एम.कैलोरी/वर्ष की सीमा तक ईंधन की बचत के साथ प्रति वर्ष[1] ₹ 6.50 करोड़ की तदनुरूपी लागत बचत का अनुमान लगाया गया था। तदनुसार लरगी इण्डिया कम्पनी लिमिटेड (एलआईसीएल) को 21 मई 2006 तक निर्धारित समापन के साथ ₹ 57.30 लाख की अनुमानित लागत पर परियोजना के लिए

[1] *अनुमान 2.5 एमटी/घण्टे की सामान्य प्रवाह दर पर 3375 एससीएम/घण्टे पर गैस को वापस पाने की दर पर आधारित था। गैस का कैलोरिफ मान 4922 केलोरी/एससीएम @ ₹ 2.44/एससीएम माना गया था।*

इंजीनियरिंग, खरीद तथा निर्माण प्रबन्धन (ईपीसीएम) कन्सलटैन्सी के लिए संविदा प्रदान की गई थी (फरवरी 2005)।

एलआईसीएल ने संविदा अवधि में परियोजना की मूलभूत तथा विस्तृत इंजीनियरिंग की, फ्लैयर्ड गैस कम्प्रैसर की खरीद तथा संयुक्त कार्य के लिए निविदा तैयार की। इसी बीच, सी-एफजीआरएस के बजाय इजैक्टर आधारित फ्लैयर गैस रिकवरी प्रणाली (ई-एफजीआरएस) की व्यवहार्यता का अध्ययन करने के लिए एक समिति गठित की गई थी (मई 2006)। समिति ने टर्नकी आधार पर ई-एफजीआरएस को प्रारंभ करने तथा सीएफजीआरएस को छोड देने की सिफारिश की (मई 2006)। लागत प्रभावकारिता, विद्युत अवरोध इत्यादि के प्रभाव से मुक्ति इत्यादि कुछ लाभ थे जिनकी सी-एफजीआरएस की तुलना में ई-एफजीआरएस से आशा की गई थी। तदनुसार, कम्पनी ने ₹ 0.14 करोड़ का व्यय वहन करने के पश्चात एलआईसीएल के साथ पिछली ईपीसीएम संविदा छोड़ दी (मई 2006) तथा ₹ 4.22 करोड़ की अनुमानित लागत पर ई-एफजीआरएस को प्रतिष्ठापित करने का निर्णय लिया (जनवरी 2007)।

ई-एफजीआरएस की खरीद एवं चालू करने के लिए ₹ 3.27 करोड़ पर कोम इन्जिनियरिंग को ठेका प्रदान किया गया (दिसम्बर 2009) तथा पाईपिंग तथा सहायक कार्यों के लिए ₹ 2.27 करोड़ पर कार्य 2011-12 के दौरान प्रदान[1] किया गया था। प्रणाली ₹ 4.70 करोड़ की कुल लागत पर मार्च 2013 में प्रतिष्ठापित की गई थी। प्रारंभ होने के पश्चात प्रणाली से गैस को फैलने से बचाने तथा इसे प्रोसेस हीटिंग के लिए प्रयुक्त लीन गैस के स्थान पर उपयोग करने की अपेक्षा की गई थी।

लेखापरीक्षा ने देखा कि मार्च 2013 में ₹ 4.70 करोड़ की कुल लागत पर लागू की गई ई-एफजीआरएस प्रणाली को अभी तक प्रारंभ नहीं किया गया था जिसके कारण सम्पत्ति बेकार पड़ी थी। इसके अतिरिक्त, सी-एफजीआरएस पर ईपीसीएम कन्सलटैन्सी सेवाओं पर खर्च किये गए ₹ 0.14 करोड़ निष्फल हो गए थे। इसके अतिरिक्त, प्रणाली को लागू करने तथा उपयोग करने में विलम्ब के परिणामस्वरूप फ्लेयर की गई थी। गैस को वापस नहीं पाया गया। 2007-08 से 2013-14 की अवधि के दौरान, संयंत्र से 12.43 एमएमएससीएम गैस फ्लेयर की गई थी। गैस[2] की औसत दर के आधार पर फ्लेयर हुई गैस की लागत ₹ 18.66 करोड़ बनती है। लगभग 20 प्रतिशत फ्लेयर हुई गैस की वसूली योग्यता के वर्तमान अनुमान के आधार पर, उसी अवधि के दौरान वसूली योग्य गैस की कुल लागत ₹ 4.06 करोड़ बनती है।

---

[1] ***विभिन्न ठेकेदारों को***

[2] ***सीमा ₹ 11.98 /एससीएम और ₹ 23.50/एससीएम के मध्य***

एमओपीएनजी/प्रबंन्धन ने बताया (नवम्बर 2015) ई-एफजीआरएस का अक्तूबर 2013 में पूर्व परीक्षण किया गया था। इसके अतिरिक्त, पाता-II के लिए बॉयलर हेतू ई-एफजीआरएस के उपयोग के लिए इसकी जॉच की जा रही है जो दिसम्बर 2015 तक अपेक्षित है। तथ्य यह रहता है कि परिणामी वित्तीय प्रभाव के साथ उपयोग अभी प्रारंभ होना रहता था (नवम्बर 2015) जैसा ऊपर चर्चा की गई है।

(V) तरल नाइट्रोजन तथा आक्सीजन (आईओसीएल) की खरीद

आईओसीएल तथा एयर लिक्विड इन्डस्ट्रीज, बेल्जियम (एएलबी) ने पानीपत में नाफ्था क्रेकर परिसर में एएलबी को पट्टे पर दी गई भूमि पर आक्सीजन एवं नाइट्रोजन संयंत्र लगाने के लिए एक संविदा की (मई 2007)। एएलबी तथा आईओसीएल के बीच आक्सीजन तथा नाईट्रोजन की आपूर्ति के लिए एक लाइसेंस अनुबन्ध भी किया गया था (मई 2007)। अन्य बातों के साथ साथ संविदा की शर्तों तथा निबन्धनों में निर्धारित किया गया था कि एएलबी से आईओसीएल को प्रत्याभूत मात्रा पूरी करने के लिए तथा किसी अधिशेष आक्सीजन तथा नाइट्रोजन को खुले बाजार में बेचने के लिए गैसीय आक्सीजन तथा नाइट्रोजन के उत्पादन तथा आपूर्ति के लिए कम से कम 25 वर्षों तक नियमित संचालन करने मे समर्थ एक संयंत्र का निर्माण, स्वामित्व तथा संचालन करना अपेक्षित था। संयंत्र तथा वितरण प्रणाली का निर्माण सफलतापूर्वक पूरा करने के पश्चात, एएलबी ने कार्य एयर लिक्विड नॉर्थ इण्डिया प्राइवेट लिमिटेड (ठेकेदार) को सौपं दिया।

आईओसीएल पर आक्सीजन एवं नाइट्रोजन संयंत्र की आवश्यकतानुसार उर्जा की आपूर्ति करने का संविदात्मक उत्तरदायित्त्व था। तदनुसार, प्रत्येक बिलिंग अवधि के दौरान आक्सीजन तथा नाइट्रोजन की कुल खरीद के लिए ठेकेदार को आईओसीएल द्वारा देय मूल्य उसी अवधि के दौरान आपूर्ति की गई उर्जा के लिए ठेकेदार से आईओसीएल द्वारा प्राप्य राशि के समायोजन के पश्चात निर्धारित किया गया था।

लेखापरीक्षा ने देखा किः

- बिलिंग प्रवृति के अनुसार, आइओसीएल उर्जा की लागत भी वसूल नहीं कर सका था क्योंकि उर्जा की लागत आक्सीजन तथा नाइट्रोजन की लागत से अधिक थी तथा दिसम्बर 2014 तक ठेकेदार से ₹ 39.90 करोड़ (हरियाणा राज्य विद्युत बोर्ड-एचएसईबी उर्जा दर के अनुसार) की राशि लम्बित थी। आईओसीएल ने अपनी बकाया देय राशियों की वसूली के लिए कोई प्रतिभूति भी नहीं ली थी। बोली दास्तावेज में संशोधन के अनुसार, बोलीदाताओं को उर्जा की लागत ₹ 3.95 प्रति इकाई (एचएसईबी उर्जा टैरिफ के बराबर) मानते हुए अपनी मूल्य बोली तैयार करना आवश्यक था। इसके विपरीत, संविदा

के अनुच्छेद 8.3.1 के अनुसार ठेकेदार को विद्युत की आपूर्ति के लिए आईओसीएल द्वारा प्रभारित विद्युत की दर सीपीपी की विद्युत सृजन की लागत है जो एचएसईबी दरों से अधिक है। यह ठेकेदार द्वारा यह कहते हुए विवादित है कि बोली के समय ₹ 3.95 प्रति यूनिट आधार दर थी और वह केवल एचएसईबी दरों के अनुसार ही आईओसीएल को विद्युत प्रभारों का भुगतान करने का दायी है।

अतः बोली दस्तावेज और ठेकेदार के साथ विरोधाभासी खण्डों के साथ करार करने के परिणामस्वरूप देयों की संदेहास्पद वसूली और इससे संयंत्र की कार्यशीलता में आक्सीजन और नाइट्रोजन की आपूर्ति सुनिश्चित करने में अनिश्चितता हुई।

प्रबंधन ने बताया (जून 2015) कि इस संबंध में मध्यस्थता कार्रवाई प्रगति पर है।

(VI) ग्रेड-अनुसार लागत का अनुरक्षण न करना

क. गेल

जी-लेक्स और जी-लीन गेल द्वारा निर्मित और विपणित पॉलीमर्स का ब्रांड नाम हैं। कई वर्षों से गेल ने अपने पोलीमर उत्पादों के मूल्य निर्धारण की अपनी नीति और एक सुपरिभाषित विपणन तंत्र विकसित किया। घरेलू बाजार में पॉलीमर उत्पादों के मूल्य पॉलीमर्स के अन्तर्राष्ट्रीय मूल्य (आयात अनुरूपता कीमत-आईपीपी) सूचकांक के अनुसार है।

तथापि, लेखापरीक्षा ने पाया कि गेल, पालिमर्स का ग्रेड-अनुसार लागत अनुरक्षण नहीं कर रहा है जो ग्रेड-अनुसार लाभकारिता का निर्धारण करने में सक्षम है।

एमओपीएनजी/प्रबंधन ने बताया (अक्तूबर/नवम्बर 2015) कि गेल प्रारंभ में सभी डाउन स्ट्रीम क्षेत्रों में अखिल भारतीय उपस्थिति के लिए प्रयासरत था। बाजार परिपक्वता प्राप्त करने के बाद, गेल ग्रेड- अनुसार के साथ साथ स्थान- अनुसार लाभकारिता का पता लगाने की कोशिश कर रहा है। यह भी बताया गया कि 2005-06 में मानक लागत तंत्र का अनुरक्षण किया गया। हाल ही में ग्रेड- अनुसार लागत विश्लेषण के लिए अच्छा ताल मेल किया गया और पाता-II के संस्थापन के बाद ग्रेड इष्टमता प्रभावी रूप से लागू करना संभव होगा।

इस संबंध में यह नोट किया जा सकता है कि गेल व्यवसाय में 1999 से है और अभी तक ग्रेड- अनुसार लागत को प्रभावी रूप से लागू करने में सक्षम नहीं था। इसके अभाव

में विभिन्न कीमत स्तरों पर भिन्न ग्रेडों की बिक्री से पर्याप्त प्रबंधकीय सूचना प्रदान करने के लिए मार्जिन का अनुमान नहीं लगाया जा सका।

ख. आईओसीएल

'प्रोपेल' ब्रांड के छत्र के अन्तर्गत, आईओसीएल विभिन्न अनुप्रयोगो को चलाने के लिए पेट्रोकेमिकल[1] की विस्तृत श्रृंखला प्रस्तावित करता है। अपने पेट्रोकेमिकल उत्पादों (2009) के लिए कीमत नीति के अनुसार, घरेलू बाजार में कीमत आईपीपी के आधार पर निर्धारित की जाती है।

तथापि, लेखापरीक्षा ने पाया कि आईओसीएल पोलिमर्स की ग्रेड अनुसार लागत का अनुरक्षण नहीं कर रहा था जो ग्रेड- अनुसार लाभकारिता के निर्धारण को सक्षम बनाएगा।

प्रबंधन ने बताया (जून /अक्तूबर 2015)कि पॉलिमर की ग्रेड अनुसार लागत निकालने के लिए कार्यप्रणाली आंतरिक उद्देश्य के लिए उपलब्ध है। आईओसीएल ने भी लाभ कारिता अधिकतम करने के लिए कई अध्ययन किए हैं और मै. मेक्किंसे को ग्रेड अनुसार पॉलीमर की लागत का निर्धारण करने के लिए एक माडल विकसित करने के लिए नियुक्त किया गया था। उनके द्वारा विकसित माडल जांच और स्थिरीकरण के अधीन है।

1.3.3.2 पेट्रोकेमिकल परियोजना प्रबंधन

(I) यूपीपीसी (गेल) की परियोजनाओं का क्षमता संवर्धन

गेल ने विजयपुर में ईथेन/प्रोपेन सुधार संयंत्र सहित यूपीपीसी की क्षमता संवर्धन परियोजना के कार्यान्वयन का कार्य लिया (अगस्त 2010)। इस परियेाजना के निष्पादन में विलम्ब थे जिसके परिणामस्वरूप पूर्णता के लिए लक्ष्य तिथि आगे बढी और लक्षित एमओयू उत्पादन की प्राप्ति नहीं हुई जैसा नीचे चर्चा की गई है।

परियोजना में ₹ 8140 करोड़[2] के पूंजीगत खर्च से उत्पादन क्षमता का संवर्धन 4.00 एलएमटीपीए से परिकल्पित था जिसे दो स्थानों अर्थात विजयपुर (मध्य प्रदेश) में ईथेन/प्रोपेन (सी2/सी3) रिंकवरी और एनरिचमेन्ट संयंत्र और यूपीपीसी (पाता-।।) में क्षमता के संवर्धन पर लगाया जाना था। परियोजना यंत्रवत रूप में ईपीसीएम परामर्शदाता की नियुक्ति की तिथि से 42 महीने में पूरी होनी निर्धरित थी।

---

[1] लीनियर, अल्काईन, बेंज़ीन, शुद्ध टेरेपथेलिक एसिड, पेराज़ाइलीन, एमईजी, पीपी, एलएलडीपीई और एचडीपीई

[2] विदेशी विनिमय घटेक के ₹ 1364 करोड़ सहित

इंजीनियर्स इंडिया लिमिटेड (ईआईएल) को नामांकन आधार पर परियोजना के लिए ईपीसीएम परामर्शदाता के रूप में नियुक्त किया गया था (11 अगस्त 2010)। 42 महीने की निर्धारित समापन अवधि पर विचार करते हुए पाता-।। और विजयपुर में परियेाजना की पूर्णता तिथि 10 फरवरी 2014 निर्धारित की गई थी। परियोजना स्थापित करने के लिए वित्तीय पोर्टफोलियो पर विचार किया गया जिसमें 60:40 की ऋण:इक्विटी में ₹ 5258 करोड़ का ऋण घटक था।

विजयपुर के संयंत्र में एचवीजे पाइपलाइन से उपलब्ध एनजी के भारी खंडों (ईथेन/प्रोपेन-सी2/सी3) की प्राप्ति परिकल्पित थी। प्राप्त किए गए ईथेन/प्रोपेन (लगभग 1.25 एमएमएससीएमडी) को पाइपलाइन में पुन: डाला जाएगा ताकि एनजी को यूपीपीसी में बाद में उपयोग हेतु ईथेन/प्रोपेन घटक से समृद्ध किया जा सके। विजयपुर में प्लांट (जीएसयू और जीपीयू) को फरवरी 2014 के लक्ष्य के प्रति 30 अगस्त 2014 तक पूर्ण किया गया था और संस्थापन में 12 महीने के विलम्ब के साथ मार्च 2015 में संस्थापित किया गया था।

यूपीपीसी की मौजूदा क्षमता का संवर्धन अपेक्षित तरल हाईड्रोकार्बन प्राप्ति सुविधाओं के साथ जीसीयू (4.50 एलएमटीपीए) और डाउनस्ट्रीम यूनिट (4.00 एलएमटीपीए) ब्यूटीन-1 संयंत्र (20 टीएमटीपीए) स्थापित करने द्वारा परिकल्पित था। परियेाजना फरवरी 2014 की निर्धारित समापन के प्रति मार्च 2015 में आंशिक रूप से स्थापित की गई थी।

लेखापरीक्षा ने पाया कि:

- फरवरी 2011 से सितम्बर 2013 की अवधि के दौरान दिए गए ग्यारह मुख्य कार्य करार (विजयपुर में संयंत्र) जो मई 2012 और जनवरी 2014 के बीच पूर्ण होने निर्धारित थे, निर्धारित समय में पूरे नहीं हुए थे। बाद में इन परियोजनाओं को 10 और 32 महीने के बीच के विलम्ब से पूरा किया गया था। मुख्य कार्य आदेशों, परियेाजना कार्यक्रम, भौतिक प्रगति जहां गिरावट पाई गई थी के विवरण और उनके कारण **अनुबंध-X** में दिए गए है।
- मई 2011 से जून 2012 की अवधि के दौरान दिए गए नौ मुख्य कार्य करार (पाता-।।) जिनकी निर्धारित पूर्णता अगस्त 2012 और दिसम्बर 2013 के बीच थी को निर्धारित समय में पूरा नहीं किया गया था। नौ करारो में से सात कार्य 11 और 20 महीने के विलम्ब से पूर्ण किए गए थे। जल संसाधन संयंत्रों से संबंधित दो बकाया कार्य जून 2015 तक पूर्ण नहीं किए गए थे। मुख्य कार्य

आदेशों, परियोजना कार्यक्रम, प्रत्यक्ष प्रगति जहां गिरावट पाई गई थी **अनुबंध-XI** में दिए गए है।

पैट्रोलियम और प्राकृतिक गैस पर संसदीय स्थायी समिति ने भी पाता विस्तारण परियोजना के निष्पादन में विलम्ब पर चिन्ता जताई थी (दिसम्बर 2014) और निर्णय दिया था कि परियोजना के निष्पादन में रूकावट सिविल और संरचनात्मक ठेकेदारों की ओर से चूको के कारण हुई थी। जिसके परिणमस्वरूप मुख्य ठेकेदारो के कार्य की अनुपलब्धता से परियोजना पूर्णता पर प्रपाती प्रभाव पड़ा। इसके अलावा दोनो स्थलों पर ठेकदारो की वित्तीय तंगहाली से उप एजेंसियों का भुगतान कार्यक्रम प्रभावित हुआ। इससे गेल द्वारा परियोजना कार्यक्रम की मजबूत मानीटरिंग की आवश्यकता है, विशेष रूप से ईपीसीएम जिससे निर्धारित पूर्णता कारगर हो सके।

परियोजना संस्थापन के समग्र विलम्ब के संबध में प्रबंन्धन ने कहा (जून 2015) कि **(i)** वैश्विक मंदी के प्रभाव से विभिन्न् मिश्रित और संरचनात्मक ठेकेदारों के लिए निधि प्रवाह प्रभावित हुआ। **(ii)** 2011 में अप्रत्याशित मानसून के कारण सिविल कार्य प्रारंभ करने में विलम्ब **(iii)** कार्य बल की कमी और उनकी सीमित उत्पादकता **(iv)** स्थानीय विधि और व्यवस्था मामले, **(v)** विशिष्ट स्टील भागों की अनुपलब्ध्ता **(vi)** ईपीसीएम परामर्शदाता द्वारा विकसित 3-डी माडलों में परिवर्तन के कारण सामग्री की मात्रा के अनुमान के कमी और लाइसेंस धारकों द्वारा प्रदत्त मूल इंजीनियरिंग विवरणों के परिणामस्वरूप् अन्तिम चरणों में अधिप्राप्ति के लिए विलम्ब से आदेश **(vi)** बीएचईएल से मशीनों के विवरण में देरी, सामग्री प्राप्ति में अंतिम मिनट की कमी, डिज़ाइन दोष आदि **(viii)** ईपीसीएम द्वारा कूलिंग जल प्रणाली का घटिया डिजाइन, **(ix)** सांविधिक मंजूरी प्राप्त करने में विलम्ब **(x)** उपकरणों की विफलता जैसे पाता में सीमन्स द्वारा आपूरित उपस्टेशन स्विचों में लगातार समस्या इत्यादि।

महत्वपूर्ण कारण जैसे श्रम बल की कमी, सामग्री की अनुपलब्धता, घटिया डिजाइन इत्यादि ठेकेदार के चयन से संबधित थे जो कि ईपीसीएम परामर्शदाता का उत्तरदायित्व था। ईपीसीएम परामर्शदाता इसमे विफल रहा जैसा कि ऊपर चर्चा की गई है। संविदातमक अनुबंधों के अनुसार इस विफलता के विरूद्ध अभी कार्रवाई की जानी है।

क्षमता संवर्धन परियोजना के संस्थापन में विलम्ब के परिणामस्वरूप गेल वर्ष 2014-15 के लिए पाता परियोजना संवर्धन से 1,00,000 एमटी पॉलीमरों के उत्पादन के एमओयू लक्ष्य की प्राप्ति में विफल रहा और इससे वह ₹ 32.10 करोंड़ के परिणामी लाभ मार्जिन

प्राप्त करने में विफल हो गया । पाता -।। की विभिन्न यूनिटो की पूर्णता अक्तूबर 2015 तक लम्बित थी।

(II) पीएनसीपी (आईओसीएल) के साथ ब्यूटीन-। परियोजना का गैर समकालीकरण

क. ब्यूटीन-1 एचडीपीई और एलएलडीपीई के उत्पादन में प्रयोग होने वाला महत्वपूर्ण रसायन है। पीएनसीपी के संकल्पना चरण पर यह परिकाल्पित किया गया था (फरवरी 2004) कि ब्यूटीन -। की आवश्यकता गुजरात रिफाइनरी के ब्यूटीन -1 संयंत्र से पूरी की जाएगी। यद्यपि गुजरात रिफाइनरी में ब्यूटीन-। संयंत्र को 2001 में संस्थापित किया गया था, परन्तु वह ब्यूटीन-1 की गुणवत्ता विशिष्टता को पूरा न करने के कारण कार्यशील नहीं था। तदन्तर आईओसीएल ने वर्ष 2004-05 के लिए अपने लेखों में परिसम्पत्तियों की हानि (ब्यूटीन-1 संयंत्र) दर्शायी थी। तथापि, पीएनसीपी के लिए निवेश अनुमोदन (दिसम्बर 2006) प्रदान करते समय ब्यूटीन-1 के लिए कोई वैकल्पिक स्रोत पर विचार नहीं किया गया था। आईओसीएल ने जनवरी 2006 तक गुजरात में ब्यूटीन-1 संयंत्र के मामले को सुलझाने के लिए प्रयास जारी रखे। तब से संयंत्र को खाली रखा गया और अन्ततः दिसम्बर 2009 में बट्टे खाते में डाल दिया गया।

चूंकि ब्यूटीन-1 उपलब्ध नहीं था, पीएनसीपी के पास एचडीपीई अैर एलएलडीपीई के उत्पादन के लिए इसे आयात करने के अलावा कोई और विकल्प नहीं था।

आयात और भंडारण सुविधा पर व्यय से बचने के लिए, निदेशक बोर्ड (बीओडी) ने ₹ 134 करोड़ की अनुमानित लागत से पानीपत में 20 केटीए ब्यूटीन-1 के उत्पादन के लिए एथिइलीन डाइमेरिजेशन यूनिट के संस्थापन के लिए 'सिद्धान्ततः' अनुमोदन प्रदान किया (22 दिसम्बर 2010)। अन्तिम निवेश अनुमोदन सिद्धान्ततः अनुमोदन की तिथि से 13 महीने के विलम्ब के बाद ₹ 190 करोड़ की अनुमानित लागत पर दिया गया था। (फरवरी 2012) ।तदन्तर संयंत्र ₹ 172.38 करोड़ की कुल लागत से 19 मई 2014 को संस्थापित किया गया था।

लेखापरीक्षा ने पाया कि:

- गुजरात में ब्यूटीन-1 संयंत्र गुजरात रिफाइनरी से फीड का प्रयोग कर रहा था। ब्यूटीन-1 के उत्पादन के लिए फीड की गुणवता आवश्यकता के अनुसार फीडस्टाक में सल्फर (मिलावट) का स्तर 'शून्य' होना चाहिए। तथापि, गुजरात रिफाइनरी से प्राप्त फीड में 20 पीपीएम[1] का सल्फर घटक था क्योंकि गुजरात

[1] प्रति मिलियन भाग

रिफाइनरी में संसाधित क्रूड मिश्रण में आयातित उच्च सल्फर क्रूड का लगाभग 25 प्रतिशत से 30 प्रतिशत भार होता है। ब्यूटीन-1 संयंत्र उसके संस्थापन से अप्रचालित पड़ा रहा क्योंकि गुजरात रिफाइनरी से संसाधन के लिए क्रूड की वांछित गुणवता प्राप्त करने की कोई संभावना नहीं थी। प्रबंधंन को 2006 में पीएनसीपी के निवेश अनुमोदन का निर्णय लेते समय इस तथ्य का पता था। तब भी कम्पनी ने प्रस्तावित पीएनसीपी में ब्यूटीन-1 की आवश्यकता को पूरा करने के लिए गुजरात रिफॅाइनरी से ब्यूटीन-1 प्राप्त करने पर विचार किया।

- आयात की लागत को कम करने के लिए, गुजरात में ब्यूटीन-1 संयंत्र को बट्टे खाते में डालने के एक वर्ष बीत जाने के बाद पानीपत में ब्यूटीन-1 के आन्तरिक उत्पादन के लिए सिद्धान्ततः अनुमोदन दिया गया था (दिसम्बर 2010)। तदन्तर, कार्यान्वयन पूर्व और नियेाजन स्तर में 13 महीने का और विलम्ब हुआ था और परियेाजना को आगे बढाने के लिए अन्तिम निर्णय फरवरी 2012 में लिया गया। मई 2014 में परियेाजना पूर्ण और उत्पादन प्रारंभ हुआ था। ब्यूटीन-1 संयंत्र से उत्पादन प्रारंभ करने तक पीएनसीपी ने संयंत्र को चलाने के लिए ₹ 420.02 करोड़ की कुल लागत से 40,793 एमटी ब्यूटीन-1 का आयात किया।
- आईओसीएल के अनुमानों के अनुसार (अगस्त 2014), घरेलू उत्पादन के साथ आयातित ब्यूटीन-1 के स्थानापन्न द्वारा ₹ 50,510 प्रति एमटी की बचत हुई थी। अतः आयात स्थानापन्न में विलम्ब के कारण आईओसीएल को ₹ 189.24 करोड़[2] की बचत छोडनी पड़ी।

ख. ब्यूटीन-1 के आयात के लिए आईओसीएल ने निविदाकरण प्रक्रिया के माध्यम से यूनाइटेड स्टोरेज और टैंक टर्मिनल लिमिटेड (यूएसटीटीएल) से 24 महीने (15 जनवरी 2012 तक) की अवधि के लिए ₹ 18 करोड़ के कुल करार मूल्य पर 3,360 एमटी की क्षमता के साथ पोर्ट स्थल पर भंडारण और हैंडलिंग सुविधाओं को किराए पर लिया (जनवरी 2010)। संविदा की अवधि को तीन वर्षो के लिए ₹ 26.52 करोड़ के संशोधित संविदा मूल्य के साथ एक वर्ष (15 जनवरी 2013 तक) आगे विस्तारीत किया गया था। अवधि की समाप्ति पर, 23 जनवरी 2013 से 18 महीने की अवधि के लिए ₹ 13.50 करोड़ पर एकल निविदा आधार पर संविदा आईएमसी लिमिटेड (पूर्व में यूएसटीटीएल) को प्रदान की गई थी।

---

[2] आयातित ब्यूटीन-1 प्रति एमटी की लागत (111926)/प्रति एमटी उत्पादन की लागत (61415) = 1.82
2010-11 से 2014-15 की अवधि के लिए ब्यूटीन-1 की 40793 एमटी की आयात की कुल लागत =420.02 करोड़
आयात के लिए उत्पादन की यथानुपात लागत =(₹ 420.02 करोड़/₹ 1.82) = ₹ 230.78 करोड़
आयात पर अतिरिक्त व्यय =(₹420.02 करोड़ -₹230.78 करोड़)=₹189.24 करोड़

आईओसीएल ने छोटे पार्सल साइज के परिवहन में सम्मिलित अधिक मालभाड़ा प्रभारों से बचने के लिए निविदा को कार्यान्वित करते समय 2,500 एमटी से 3,000 एमटी के पार्सल साइज के लिए भंडारण तथा हैंडलिंग सुविधा प्राप्त की। हालांकि, आयात 2,000 एमटी के अधिकतम पार्सल साइज में था । परिणामत: 3,360 एमटी की किराए पर ली गई भंडारण क्षमता को पूर्णविधि के दौरान कभी भी उपयोग नहीं किया गया। ठेका की सम्पूर्ण समयावधि के दौरान भी ब्यूटीन-1 की कुल प्राप्ति 13,000 एमटी प्रति वर्ष से कभी भी आगे नहीं बढ़ी थी।

प्रबंधन ने कहा (जुलाई 2015) कि ब्यूटीन-1 की खपत ग्रेड आधारित है। इसलिए पेट्रोकेमिकल प्रोडक्शन लॉजिस्टिक्स प्लान (पीपीएलपी) में ग्रेडो की मासिक शेडयूलिंग इनलैंड परिवहन के बढ़े हुए समय को ध्यान में रखकर आयात के पार्सल साइज का निर्णय लेती है। इसके अलावा, माल सूची तथा उसकी लागत को कम करने के लिए आयात किए गए वास्तविक पार्सल साइज को आवश्यकतानुसार बेहतर ढंग से उपयोग में लाया जाता है।

प्रबंधन के उत्तरों को इस पृष्ठभूमि में देखा जा सकता है कि भंडारण क्षमता का वास्तविक उपयोग केवल 50 प्रतिशत था। इसके अलावा, सुविधाओं को किराए पर लेने से पूर्व, ग्रेड अनुसार शेडयूलिंग के संबंध में पीपीएलपी के पूर्व डाटा का विश्लेषण वास्तविक साइज तथा भंडारण क्षमता की आवश्यकता के संदर्भ में प्रबंधन को जानकारी दे सकता था। ऐसे एक विश्लेषण के अभाव तथा पानीपत में 3360 एमटी की उपलब्ध भंडारण क्षमता पर विचार न करने के कारण किराए पर ली गई सुविधाओं का कम उपयोग हुआ तथा ₹15.58 करोड़[1] का व्यय निरर्थक रहा।

निष्कर्ष

यूपीपीसी, गेल

- ***यूपीपीसी में अपस्ट्रीम तथा डाउनस्ट्रीम उत्पादन क्षमता के बीच बेमेलता के कारण उत्पादन के अवसरों की परिणामी हानि के साथ कम लोड पर डाउनस्ट्रीम इकाईयों का परिचालन हुआ।***
- ***पॉलीमर की ग्रेड-अनुसार लागत का अनुरक्षण न होने के कारण विभिन्न मूल्य स्तरों पर विभिन्न ग्रेडों की बिक्री से मार्जिन का अनुमान नहीं लगाया जा सका।***

[1] 54 माह (अर्थात जनवरी-10 से जून-14) के लिए सुविधा किराया प्रभार @ ₹ 71.25 लाख ₹ 38.50 करोड़ x 1360 एमटी/3360 एमटी

- ईपीसीएम सलाहकार तथा ठेकेदार की ओर से विफलता के कारण पाता-II के क्षमता विस्तार को क्रियान्वित करने में विलम्ब ने 2014-15 के दौरान एक लाख एमटी पॉलीमरों के उत्पादन के लाभ से गेल को वंचित किया।

पीएनसीपी, आईओसीएल

- वास्तविक आवश्यकता से अधिक विद्युत निर्माण तथा स्टीम उपार्जन क्षमता के कारण इन सेवाओं का कम उपयोग हुआ।
- एलपीजी के साथ ब्लेंडिंग के बजाय एनसीयू में फीडस्टॉक के रूप में सी4एच की रिसाइक्लिंग के परिणामस्वरूप् एलपीजी की बिक्री से प्राप्त मूल्य लाभ का त्याग हुआ।
- फीडस्टॉक, केमिकल्स तथा स्टीम की खपत के संदर्भ में डिज़ाइन मानको की प्राप्ति न होने के कारण अधिक खपत हुई तथा इसके फलस्वरूप उत्पादन लागत में वृद्धि हुई।
- पॉलीमर की ग्रेड-अनुसार लागत का अनुरक्षण न होने के कारण, विभिन्न मूल्य स्तरों पर विभिन्न ग्रेडों की बिक्री से मार्जिन का अनुमान नहीं लगाया जा सका।
- ब्यूटीन-1 परियोजना के पूर्व-क्रियान्वन तथा योजना स्तर में विलम्ब के कारण, उत्पादन विलम्बित हुआ जिससे आयात प्रतिस्थापन के माध्यम से लागत लाभ से आईओसीएल वंचित रहा।

सिफारिशें

- गेल तथा आईओसीएल पॉलीमर की ग्रेड-अनुसार लागत का अनुरक्षण करें ताकि विभिन्न ग्रेडों की बिक्री से मार्जिन का अनुमान लगाया जा सके।
- आईओसीएल फीडस्टॉक तथा अन्य इनपुटों की अधिक खपत से बचने के लिए प्रभावी कार्यवाही करे।
- गेल तथा आईओसीएल को पेट्रोकेमिकल परियोजनाओं की समय पर पूर्णता को सुनिश्चित तथा मूल्यांकित करने के लिए और विलम्बों को कम करने के लिए स्पष्ट रूप से परिभाषित उत्तरदायित्व केन्द्र के साथ एक तंत्र का विकास करना चाहिए।

हिन्दुस्तान पैट्रोलियम कार्पोरेशन लिमिटेड

1.4 एचपीसीएल की मुम्बई रिफाइनरी में डीजल हाइड्रो ट्रीटर परियोजना पर परिहार्य व्यय

एचपीसीएल ने वर्तमान डीएचडीएस संयंत्र की उपेक्षा करते हुए, जो 2005 से समान गुणवत्ता के डीजल का उत्पादन करने में सक्षम था तथा जिसे वैधानिक अपेक्षाओं को पूरा करने के लिए उन्नत किया जा सकता था, ₹ 1969.59 करोड़ की लागत पर डीजल के वैधानिक गुणवत्ता विनिर्देशनों को पूरा करने के लिए 2007 में डीजल हाइड्रो ट्रीटर (डीएचटी) परियोजना प्रारंभ की थी तत्पश्चात, डीएचडीएस परियोजना इसकी क्षमता को बढ़ाने तथा इसके आउटपुट की गुणवत्ता में सुधार करने के लिए उन्नयन हेतू ली गई थी। पुनर्निमित डीएचडीएस एचपीसीएल की मुम्बई रिफाईनरी की यूरो IV अपेक्षाऐं/समग्र यूएलएसडी पूरा करने में सक्षम था। इसके परिणामस्वरूप ₹ 1969.59 करोड़ के परिहार्य व्यय के साथ साथ डीजल के उत्पादन के प्रति अतिरिक्त क्षमता का सर्जन हुआ।

जीओआई की ऑटो ईंधन नीति (2003) ने 1 अप्रैल 2010 से भारत के 11 बड़े शहरों को यूरो-IV (50 पीपीएम से कम सल्फर तत्त्व) गुणवत्ता के डीजल की आपूर्ति अनिवार्य की थी।

एचपीसीएल ने 2000 में मुम्बई रिफाइनरी में डीजल हाइड्रो डी-सल्फयूरिजेशन (डीएचडीएस) संयंत्र प्रारंभ किया था तथा जिसे बाद में 2005 के दौरान पुनर्निमित किया गया था। पुनर्निमाण के दौरान एक अतिरिक्त ट्रिकल बैड रिएक्टर जोड़ा गया था जिसने 20 पीपीएम[1] सल्फर वाले हाइड्रो ट्रीटेड डीजल उत्पाद का उत्पादन करने की क्षमता के साथ डीएचडीएस की क्षमता 1.65 एमएमटीपीए[2] तक बढ़ा दी थी। अतः, मुम्बई रिफाईनरी (एमआर) 2005 से ही अपने डीएचडीएस संयंत्र के माध्यम से यूरो-IV डीजल (50 पीपीएम से कम सल्फर तत्त्व) का उत्पादन करने में सक्षम थी। डीजल की अपेक्षित गुणवत्ता का उत्पादन करने की अपने वर्तमान क्षमता की उपेक्षा करते हुए, एचपीसीएल ने डीजल के वैधानिक गुणवत्ता विनिर्देशन पूरे करने के लिए डीजल हाइड्रो ट्रीटर (डीएचटी) संयंत्र की स्थापना शुरू की (अगस्त 2007)। वास्तव में, प्रबंन्धन ने अगस्त 2007 में बोर्ड को डीएचटी परियोजना का प्रस्ताव प्रस्तुत करते हुए बताया था कि वर्तमान

[1] *भाग प्रति मीलियन*

[2] *मीलियन मीट्रिक टन प्रति वर्ष*

डीएचडीएस की क्षमता का अधिकतम संवर्धन किया गया था तथा इसकी दक्षता को और बढ़ाने की कोई संभावना नहीं थी। यह बल दिया गया था कि डीजल की अनिवार्य यूरो-IV गुणवत्ता सुनिश्चित करने के लिए एक अलग डीएचटी इकाई स्थापित किये जाने की आवश्यकता थी। अगस्त 2007 में डीएचटी परियोजना का प्रस्ताव देते समय यह महत्वपूर्ण सूचना कि डीएचडीएस संयंत्र में डीजल के यूरो IV ग्रेड का उत्पादन करने की क्षमता थी, बोर्ड को नहीं दी गई थी।

डीएचटी परियोजना का अनुमानित निवल वर्तमान मूल्य एक नकारात्मक आन्तरिक प्रतिफल दर के साथ (-) ₹ 2397,70 करोड़ था। एचपीसीएल बोर्ड ने 5 मार्च 2009 को परियोजना के कार्यान्वयन का अनुमोदन किया। डीएचटी परियोजना नवम्बर 2013 में प्रारंभ की गई थी तथा जून 2015 में ₹ 1969,59 करोड़ की लागत पर पूँजीकृत की गई थी।

जब डीएचटी परियोजना प्रक्रियाधीन थी, तब एचपीसीएल ने वर्तमान डीएचडीएस संयंत्र के पुनर्निमाण के लिए आइसो थर्मिंग तकनीक का प्रयोग करते हुए एक अलग परियोजना (अक्तूबर 2009) प्रारंभ की। पुनर्निमित संयंत्र 10 पीपीएम[1] से कम सल्फर तत्व वाले डीजल का उत्पादन करने में सक्षम होता तथा साथ साथ यूरो IV सीटेन संख्या भी बनाए रखता। कार्यकारी निदेशक समिति (सीएफडी) ने पुनर्निमाण परियोजना का अनुमोदन किया (अप्रैल 2011) जो ₹142,60 करोड़ की लागत पर जुलाई 2015 में प्रारंभ की गई थी। पुनर्निर्मित डीएचडीएस संयंत्र की 2.28 एमएमटीपीए की क्षमता और अल्ट्रा लॉ सल्फर डीजल (यूएलएसडी) की योग्यता थी।

इस प्रकार, वर्तमान में एचपीसीएल के एमआर में यूरो IV/यूएलएसडी ग्रेड डीजल के 4.48 एमएमटीपीए (डीएचटी की 2.20 एमएमटीपीए क्षमता+ डीएचडीएस की 2.28 एमएमटीपीए क्षमता) के उत्पादन की क्षमता है। तथापि, एमआर की मौजूदा कच्चा तेल संसाधन क्षमता केवल 6.50 एमएमटीपीए है। एमआर में पिछले छह वर्षों (2009-10 से 2014-15) में कच्चा तेल उत्पादन और डीजल उत्पादन पर विचार करते हुए, एमआर में औसत डीजल उत्पादन संसाधित कच्चा तेल का 30 प्रतिशत था (अनुबंध XII)। इसके अलावा, यूरो IV डीजल एमआर द्वारा डीजल उत्पादन का 15 प्रतिशत (नवम्बर 2013 से अगस्त 2015) था। इस प्रकार, यूएलएसडी/यूरो IV गुणवत्ता के डीजल के उत्पादन की आवश्यकता एमआर में सीमित है और किसी मामले में 2.34 एमएमटीपीए से अधिक नहीं है जैसा कि एमआर में 8 एमएमटीपीए की उच्चतर कच्चा तेल रिफाइनिंग क्षमता

[1] *अल्ट्रा लो सल्फर डीजल है जो यूरो IV (50 पीपीएम से कम सल्फर तत्व) से उत्तम है।*

पर विचार करते हुए मै. इआईएल द्वारा माना गया है। अत: निम्न सल्फर डीजल के 4.48 एमएमटीपीए के उत्पादन की निर्मित क्षमता एमआर आवश्यकता से अधिक है।

डीएचडीएस की मौजूदा क्षमता और आइसोथर्मिंग प्रौद्योगिकी का उपयोग करके उक्त की अगली मरम्मत की संभावना पर विचार किए बिना डीएचटी परियोजना के कार्यान्वयन द्वारा एचपीसीएल ने ₹ 1969.59 करोड़ अतिरिक्त परिहार्य व्यय करने के साथ-साथ यूएलएसडी/यूरो IV गुणवत्ता डीजल के उत्पादन के लिए अतिरिक्त क्षमता का निर्माण किया।

प्रबंधन ने उत्तर दिया (अक्तूबर 2015) कि:-

(i) डीएचटी परियोजना पर भावी आवश्यक उत्पाद विनिदेशों को पूरा करने के लिए यूरो-IV ग्रेड ईंधन के साथ-साथ अल्ट्रा लॉ सल्फर डीजल की तत्काल आवश्यकता को पूरा करने हेतु विचार किया गया था।

(ii) 100 प्रतिशत यूरो-IV डीजल का उत्पादन करने के लिए डीएचडीएस आउटलेट को डीएचडीएस के कई हाइ सल्फर डीजल स्ट्रीम डाउन स्ट्रीम के साथ मिश्रित नहीं किया जा सकता था। अत: डीएचटी से पूर्व भूतकाल में कभी थी, मुम्बई रिफाइनरी ने यूरो-IV डीजल का उत्पादन नहीं किया था और बाजार आवश्यकता को केवल तटीय इनपुटों के माध्यम से पूरा किया जा रहा था। इन तथ्यों पर विचार करते हुए, बोर्ड को यह सूचना दी गई कि एमआर यूरो IV ग्रेड डीजल के उत्पादन में सक्षम नहीं है। अत: बोर्ड को यूरो-IV डीजल उत्पादन के संबंध में गलत सूचना देने की कोई घटना नहीं हुई।

(iii) 2005 में पुनर्निर्मित डीएचडीएस यूनिट केन्द्र में कच्चे डीजल की 1.65 एमएमटीपीए फीड के तदनुरूप यूरो-IV डीजल (50 पीपीएम सल्फर) उत्पादन की योग्यता थी। 2006-07में डीएचडीएस प्रोसेस लाइसेंस मै. यूओपी ने 1.8 एमएमटीपीए तक संयंत्र में पुनर्निर्माण के लिए मौजूदा डीएचडीएस के उपस्कर में शुल्क परिवर्तनों का सुझाव दिया। इसलिए, लगभग 1.2 एमएमटीपीए डीजल का अंतर हो सकता था। उपरोक्त के मद्देनजर, मौजूदा डीएचडीएस यूनिट की इसकी अधिकतम क्षमता तक रिवैम्प पर ध्यान न देते हुए एमआर के डीजल उत्पादन की पूर्ण क्षमता प्राप्त करने के लिए डीजल डिसल्फराइजेशन की अतिरिक्त क्षमता अपेक्षित थी।

यह उत्तर निम्नलिखित के मद्देनजर स्वीकार्य नहीं है:-

(i) एमआर में डीएचटी परियोजना का बोर्ड द्वारा अप्रैल 2010 से यूरो IV के उत्पादन तथा आपूर्ति के लिए भारत सरकार के दिशानिर्देशो को पूरा करने के लिए नकारात्मक आईआरआर तथा एनपीवी के बावजूद अनुमोदन किया गया था। वर्तमान डीएचडीएस में 2005 तक यूरो IV डीजल का उत्पादन करने की क्षमता थी। इस विकल्प की रिफाइनरी ने जांच नहीं की थी जब 2007 में डीएचटी परियोजना हेतु प्रस्ताव बोर्ड के समक्ष रखा गया था। भावी आवश्यक उत्पाद विनिर्देशों के पहलू को बोर्ड के समक्ष प्रस्तुत किए गए प्रस्ताव में नहीं दर्शाया गया था।

(ii) प्रबंधन का तर्क कि एमआर मे 3 एमएमटीपीए से अधिक की डीजल क्षमता थी, एमआर की मौजूदा क्षमता या पिछले छह वर्षों के इसके डीजल उत्पादन प्रौफाइल से साबित नहीं होता है। वास्तव में, उच्चतर रिफाइनरी क्षमता (मौजूदा 6.5 एमएमटीपीए के प्रति 8 एमएमटीपीए) पर विचार करते हुए भी मै. इआईएल ने 2.34 एमएमटीपीए की कुल डीजल क्षमता प्रदान की थी। अतः डीएचटी परियोजना और डीएचडीएस रिवैम्प दोनों के कार्यान्वयन द्वारा, एमआर ने डीजल की आवश्यक सुविधा से दो गुना का निर्माण किया।

(iii) डीएचडीएस परियोजना में न केवल कम पूंजी लागत आई (डीएचटी के लिए ₹ 1969.59 करोड़ के प्रति डीएचडीएस हेतु ₹ 103.40 करोड़), अपितु इससे कम हाइड्रोजन खपत और उच्चतर ऊर्जा संरक्षण भी होगा। अतः प्रचालन में भी डीएचडीएस, डीएचटी से किफायती साबित होगा।

(iv) यदि समस्त तथ्यों को बोर्ड के समक्ष उचित समय पर लाया गया होता तब डीएचडीएस परियोजना के रिवैम्प को अप्रैल 2010 तक यूरो IV उत्पादों की आपूर्ति हेतु समय पर पूरा किया जा सकता था जैसा कि ऑटो इंधन नीति (2003) में परिकल्पित है।

अतः बोर्ड को डीएचडीएस परियोजना पर विचार करने का विकल्प दिए बिना ₹ 1969.59 करोड़ की लागत पर डीएचटी परियोजना का कार्यान्वयन विवेकपूर्ण नहीं था।

मामले को मंत्रालय के पास भेजा गया था (दिसम्बर 2015); उनका उत्तर प्रतीक्षित था (मार्च 2016)।

इंडियन ऑयल कार्पोरेशन लिमिटेड

1.5 निष्पादन संबंधित वेतन का अनियमित भुगतान

इंडियन ऑयल कार्पोरेशन लिमिटेड ने डीपीई दिशानिदेशों का पालन न करने के कारण 'निष्पादन संबंधित वेतन' के प्रति वर्ष 2012-13 और 2013-14 के लिये ₹ 110.40 करोड़ का अनियमित भुगतान किया।

लोक उद्यम विभाग (डीपीई) ने केन्द्रीय लोक क्षेत्र उद्यमों (सीपीएसई) में अधिकारियों और गैर-संगठित पर्यवेक्षकों को वेतन और भत्ते, अतिरिक्त सुविधाऐं और निष्पादन संबंधित वेतन (पीआरपी) नियमित करने हेतु निर्देश जारी किये (नवम्बर 2008)। उपरोक्त निर्देशों ने पीआरपी को लाभ और अधिकारियों के निष्पादन से प्रत्यक्ष रूप से जोड़ा। इन निर्देशों और सितम्बर 2013 और सितम्बर 2014 में इन पर जारी आगे के स्पष्टीकरणों में पीआरपी के भुगतान के लिये निम्नलिखित शर्ते भी रखी गई:

पीआरपी की गणना के लिये कर पूर्व लाभ (पीबीटी) सीपीएसई के निर्दिष्ट उद्देश्य और मूल गतिविधियों से आना अपेक्षित था और असाधारण मदों जैसे स्टॉक का मूल्यनिर्धारण, भारत सरकार द्वारा अनुदान/छूट, भूमि की बिक्री, निष्क्रिय नकद/बैंक शेष पर ब्याज आदि (मद की सूची पूर्ण नहीं है) को, जहां तक पीआरपी का संबंध है, पीबीटी की गणना में शामिल नहीं किया गया था।

इंडियन ऑयल कार्पोरेशन लिमिटेड (कंपनी) ने क्रमश: वर्ष 2012-13 और 2013-14 के लिये पीआरपी के भुगतान हेतु पीबीटी में कर्मचारियों को कर्ज़ और अग्रिम पर ब्याज, बैंक में सावधि जमा पर ब्याज, स्क्रेप की बिक्री, वित्तीय पट्टे से आय, निवेश की बिक्री पर लाभ आदि जैसे गैर-मूल गतिविधियों के कारण ₹ 1398.00 करोड़ और ₹ 1400.12 करोड़ का राजस्व शामिल किया था। तदनुसार, डीपीई दिशानिर्देशों ***(अनुबंध-XIII)*** का उल्लंघन करते हुये इन वर्षों में ₹ 41.94 करोड़ और ₹ 68.46 करोड़ के पीआरपी का अधिक भुगतान किया गया था।

कम्पनी ने उत्तर दिया (अप्रैल/अक्टूबर 2015) कि चूँकि वो निवल उधारकर्ता है, कोई भी निष्क्रिय नकद/बैंक शेष नहीं था और इस प्रकार उस पर ऐसा कोई भी ब्याज नही था जो पीआरपी उद्देश्य हेतु पीबीटी से काटा जाना था। इसके विपरीत, यह एक ऑयल मार्किटिंग कंपनी है जिसे 2013-14 तक पैट्रोलियम उत्पादों की बिक्री पर वसूली काफी

कम हुई है। इन कम वसूलियों की या तो भारत सरकार या अपस्ट्रीम कंपनियों द्वारा भरपाई की गई थी लेकिन भारत सरकार द्वारा ऐसी भरपाई की घोषणा और वास्तविक प्राप्ति के बीच काफी लम्बा अंतर होने के कारण, कार्पोरेशन का उधार का स्तर 2012-13 और 2013-14 के दौरान काफी उच्च था। इसके अतिरिक्त, मुआवजे की प्राप्ति में ऐसे विलम्ब के कारण अतिरिक्त ब्याज भार ने कंपनी के वित्तीय परिणाम को प्रतिकूल रूप से भी प्रभावित किया है। यह दो घटक वास्तव में कार्पोरेशन की मूल कारोबार गतिविधियों से संबंधित थे और इस प्रकार दिनांक 2 सितम्बर 2014 के डीपीई पत्र के अनुसार पीआरपी के उद्देश्य हेतु पीबीटी की गणना करते समय इन्हे फिर से जोड़ा जाना चाहिये था।

लेखापरीक्षा ने देखा कि कंपनी ने पैट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एमओपीएनजी) से सरकार द्वारा वसूलियों के प्रति मुआवजा देने में विलम्ब के कारण कंपनी की उधारी पर ब्याज के भार को हटाने की अनुमति का अनुरोध (दिसम्बर 2013/जुलाई 2014) किया क्योकि इससे कंपनी की मूल गतिविधि से होने वाले लाभ को नुकसान हुआ। एमओपीएनजी ने मामले को डीपीई के समक्ष तीन बार उठाया अर्थात जनवरी 2014, जून 2014 और जुलाई 2014 में। लेकिन डीपीई ने पीबीटी की गणना के लिये ब्याज भार हटाने के लिये कंपनी के अनुरोध को स्पष्ट रूप से अस्वीकृत कर दिया (मई 2014) जैसा कि पीआरपी पर मौजूदा दिशानिर्देश स्पष्ट रूप से उल्लिखित करते हैं कि यह कंपनी के पीबीटी पर आधारित होगा और पीबीटी की उधार ली गई पूँजी पर कंपनी द्वारा दिये गये ब्याज को जोड़ने का कोई प्रावधान नहीं है। इसके अतिरिक्त डीपीई ने दोहराया (सितम्बर 2014) कि वित्तीय वर्ष 2012-13 से लाभ के आधार पर सीपीएसई के अधिकारियों और गैर-संगठित पर्यवेक्षकों को देय पीआरपी दिनांक 18 सितम्बर 2013 के डीपीई ओएम के अनुसार होगा अर्थात निष्क्रिय नकद/बैंक शेष पर ब्याज की पीबीटी से कटौती की जानी थी और पीआरपी, सीपीएसई की केवल मूल कारोबार गतिविधियों से उपचित लाभ के आधार पर वितरित किया जा सकता था।

लेखापरीक्षा ने देखा कि पीआरपी के भुगतान के लिये पीबीटी में गैर-मूल गतिविधियों से आय को शामिल न करने के डीपीई के स्पष्ट निर्देश के बावजूद, कंपनी ने गैर-मूल गतिविधियों से आये ऐसे राजस्व को शामिल किया जैसा पहले ही ऊपर उल्लिखित है।

इस प्रकार, 'निष्पादन संबंधित वेतन' के भुगतान के संबंध में डीपीई दिशानिर्देशों का पालन न करने के कारण, कंपनी ने वर्ष 2012-13 और 2013-14 के लिये ₹ 110.40 करोड़ का अनियमित भुगतान किया।

मामले को मंत्रालय को सूचित किया गया (नवम्बर 2015): उनका उत्तर प्रतीक्षित था (मार्च 2016)।

1.6 अधिकारियों को शिफ्ट भत्ता के रूप में दिये गये अनुचित लाभ

इंडियन ऑयल कार्पोरेशन लिमिटेड ने डीपीई दिशानिर्देशों का उल्लंघन करते हुए ₹ 56.27 करोड़ की राशि के शिफ्ट भत्ते का भुगतान करके अधिकारियों को अनुचित लाभ दिया।

भारत सरकार ने दिनांक 26 नवम्बर 2008 के डीपीई ओ.एम[1] के माध्यम से 1 जनवरी 2007 से केन्द्रीय लोक क्षेत्र उधमों (सीपीएसई) में बोर्ड स्तर और बोर्ड स्तर से निम्न अधिकारियों के साथ-साथ गैर संगठित पर्यवेक्षकों के वेतन और भत्तों के संशोधन हेतु नीति बनाई। उक्त ओ.एम में अन्य बातों के साथ-साथ यह प्रावधान था कि सीपीएसई का निदेशक मंडल अधिकारियों की अलग-अलग श्रेणियों को अनुमेय भत्ता और अनुलाभ का निर्णय करेगा बशर्ते मूल वेतन के 50 प्रतिशत की अधिकतम सीमा हो। सीपीएसई 'कैफेटेरिया अप्रोच' का पालन कर सकते थे जिसके अन्तर्गत अधिकारियो को अनुलाभ और भत्तों के समूह से चयन करने की अनुमति थी। केवल चार भत्ते अर्थात उत्तर पूर्वी भत्ता, भूमिगत खदान भत्ता, मंत्रालय द्वारा प्रमाणित जटिल और दूरदराज क्षेत्र में सेवा के लिये विशेष भत्ता और चिकित्सक के लिये नॉन-प्रैक्टिसिंग भत्ता मूल वेतन के 50 प्रतिशत की उच्चतम सीमा के दायरे से बाहर रखे गये थे। यह भी निर्देश दिये गये थे कि अस्पताल, कॉलेज, स्कूल, क्लब आदि जैसे सीपीएसई द्वारा उत्पन्न बुनियादी सुविधाओं को अनुलाभ और भत्तों की गणना के उद्देश्य हेतु बुनियादी ढांचे के रखरखाव और संचालन पर किये गये व्यय के आधार पर मुद्रीकृत होना चाहिये।

बोर्ड स्तर और बोर्ड स्तर से निम्न अधिकारियों के लिये वेतन मान का संशोधन क्रियान्वित करते समय, इंडियन ऑयल कार्पोरेशन लिमिटेड (कंपनी) ने निर्णय लिया कि अधिकारियों की उपलब्ध हकदारी उनकी मूल वेतन से 44 *प्रतिशत* होगी क्योंकि मूल वेतन का छह *प्रतिशत* बुनियादी सुविधाओं की मुद्रीकृत मूल्य के रूप में माना जायेगा।

लेखापरीक्षा ने देखा कि कंपनी अपने अधिकारियों को शिफ्ट भत्ता दे रही है और उसे मूल वेतन की 50 प्रतिशत की अधिकतम सीमा के दायरे से बाहर रख रही है। 2010-11 से 2014-15 के दौरान, ₹ 56.27 करोड़ का शिफ्ट भत्ता कंपनी के अधिकारियों को दिया गया था। कंपनी ने कहा (अक्टूबर 2015) कि रोटेटिंग शिफ्ट ड्यूटी न तो सामान्य ड्यूटी

[1] *लोक उपक्रम विभाग कार्यालय ज्ञापन संख्या 2(70) 108-डीपीई (डब्ल्यूसी)-जीएल-XVI/08 दिनांक 26-11-2008*

है और न ही उसकी भरपाई सामान्य भुगतान थी, बल्कि यह पूर्ण रूप से आकस्मिक/ आवश्यकता आधारित परिचालन आवश्यकता थी। कठिन और खतरनाक ड्यूटी करने के प्रति क्षतिपूर्ति, कर्मचारियों जिन्हें सुबह, शाम और रात की शिफ्ट में बिना किसी अंतराल के आठ घंटे निरंतर ड्यूटी वाली रोटेटिंग शिफ्ट में कार्य करने के लिये स्थानांतरित किया गया था के उन नौकरी समूहों के लिये विशेष रूप से शिफ्ट आधार पर स्वीकृत थी। इस प्रकार, रोटेटिंग ड्यूटी भत्ता न तो अधिकारी को अनुलाभ/भत्ता की प्रकृति का था और न ही ये समान रूप से सबको देय था अर्थात यह डीपीई दिशानिर्देशों के अंतर्गत सामान्य रूप से निर्धारित तरीके से अनुलाभ या भत्ता नहीं था। रोटेटिंग शिफ्ट ड्यूटी के प्रति व्यय खतरनाक/कठिन कार्य करने के लिये कंपनी द्वारा किया गया था, जो कि डीपीई दिशानिर्देशों के अंतर्गत अनुमत भूमिगत खनन भत्ता या नॉन-प्रैक्टिसिंग भत्ता की प्रकृति का अधिक था। इसके अतिरिक्त, यदि इन अधिकारियों को कैफेटेरिया अप्रोच जिसमें शिफ्ट भत्ता शामिल है, के अंतर्गत अनुलाभ और भत्ते की श्रेणी से चयन करने का विकल्प दिया जाता तब कोई भी अधिकारी शिफ्ट भत्ते का चयन नहीं करता क्योंकि यह रोटेटिंग शिफ्ट ड्यूटी के माध्यम से कठिनाई उत्पन्न करता है। जिसके परिणामस्वरूप, परिचालन बहुत प्रभावित होगा।

उत्तर तर्कसंगत नहीं है क्योंकि शिफ्ट भत्ता दिन-रात लगातार उत्पादन सुनिश्चित करने के लिये हैं और किसी भी कर्मचारी द्वारा खतरनाक प्रकृति की ड्यूटी के लिये क्षतिपूर्ति करने के लिये नहीं। प्रबंधन द्वारा व्यक्त की गई आशंका के संबंध में कि यदि अधिकारी शिफ्ट भत्ते का चयन नहीं करते तो परिचालन प्रभावित होगा, यह समझा जाना चाहिये कि कैफेटेरिया अप्रोच में जहां कि अधिकारियों को भत्ते के चयन की स्वंतंत्रता दी जाती है, ड्यूटी के प्रवर्तन को अन्य की वरीयता में विशेष भत्ते के चयन से नहीं जोड़ा जा सकता। इसके अतिरिक्त, इस संबंध में डीपीई ने स्पष्ट रूप से कहा (जून 2012 और जून 2013) कि चार भत्तों को छोडकर जैसा कि 26 नवम्बर 2008 के डीपीई ओएम में उल्लिखित है, कोई भी अतिरिक्त भत्ता/लाभ/अनुलाभ कैफेटेरिया अप्रोच के अतंर्गत मूल वेतन की 50 प्रतिशत उच्चतम सीमा से बाहर अनुमत नहीं है।

इस प्रकार, शिफ्ट भत्ते के प्रति कंपनी द्वारा किया गया ₹ 56.27 करोड़ का भुगतान डीपीई दिशानिर्देश का उल्लंघन करते हुये किया गया था और इसलिये अनियमित था। मामला मंत्रालय को भेजा गया था (नवम्बर 2015); उनका उत्तर प्रतीक्षित था (मार्च 2016)।

ऑयल एण्ड नैचुरल गैस कॉर्पोरेशन लिमिटेड

1.7 केजी डीडब्ल्यूएन 98/2 ब्लॉक में खोजों के मूल्यांकन और गैर मुद्रीकरण में विलंब

1.7.1 प्रस्तावना

केजी डीडब्ल्यूएन 98/2 कृष्णा गोदावरी बेसिन में एक डीप वाटर ब्लॉक है जिसे अप्रैल 2000 में पहले नेल्प राऊंड के दौरान 100 प्रतिशत भागीदारी लाभ (पीआई) के साथ मै. केर्न एनर्जी इंडिया प्राईवेट लिमिटेड (सीईआईएल) को सौंपा गया था। ब्लॉक का कुल क्षेत्र उत्तर में 300 मीटर से दक्षिण में 3000 मीटर तक की जल गहराई के साथ 9756.6 वर्ग किलोमीटर (एसक्यू केएमएस) है। ब्लॉक में 100 प्रतिशत पीआई के साथ सीईआईएल इसका प्रचालक था।

केजी-डीडब्ल्यूएन-98/2 में जेवी भागीदारों द्वारा धारित भागीदारी लाभ का स्वरूप

अवधि	केर्न एनर्जी इंडिया लि.	ओएन जीसी	पेट्रोब्रास इंटरनेशनल	एचओई आई
अप्रैल 2000	100 %			
मार्च 2005	10 %	90 %		
अगस्त/ सितम्बर 2007	10 %	65 %	15	10
दिसम्बर 2009	10 %	80 %	0	10 %
जून 2010	10 %	90 %	0	0
सितम्बर 2012	0	100 %		

ओएनजीसी ने मार्च 2005 में ₹ 371.12 करोड़ की लागत पर सीईआईएल से ब्लॉक में 90 प्रतिशत पीआई प्राप्त किया था। ब्लॉक में प्रसिद्ध और अनुभवी कम्पनियों को जोड़ने के लिए ओएनजीसी ने अगस्त 2007 में हाइड्रो ऑयल एण्ड एनर्जी लिमिटेड (एचओईएल) को इसकी 10 प्रतिशत पीआई हिस्सा और सितम्बर 2007 में मैसर्स पेट्रोब्रास इंटरनेशनल ब्रासपेट्रो (पीआईबीबीवी) को दूसरा 15 प्रतिशत पीआई हिस्सा दिया। तत्पश्चात, दोनों भागीदारों पीआईबी बीवी और मै. स्टेटोयल (स्टेटोयल के साथ मै. एचओईएल के विलयन पर) ने क्रमश: दिसम्बर 2009 अैर जून 2010 में ब्लॉक से हट गए और बिना लागत के अपनी पीआई हिस्सेदारी ओएनजीसी को वापस सौंप दी। इस प्रकार जून 2010 तक, ओएनजीसी के पास सीईआईएल द्वारा धारित शेष 10 प्रतिशत के साथ ब्लॉक में 90 प्रतिशत पीआई था। सितम्बर 2012 में सीईआईएल भी हट गया और ओएनजीसी ने ₹ 212.44 करोड़ की लागत पर इसके हिस्से का अधिग्रहण कर लिया। वर्तमान में ओएनजीसी 100 प्रतिशत पीआई के साथ ब्लॉक में एक मात्र प्रचालक है।

ब्लॉक के सौंपे जाने के बाद ठेकेदार[1] ने अप्रैल 2000 से अप्रैल 2008 के दौरान अन्वेषण पूरा किया और 6 एक्सप्लोरेटरी कुओं के न्यूनतम कार्य कार्यक्रम (एमडब्ल्यूपी) के प्रति 14 एक्सप्लोरेटरी कुओं और एक अप्रैजल कुए की ड्रिलिंग की थी और नौ खोजे की थी। सितम्बर 2007 में विद्यमान 7,294.6 वर्ग किमी. के शेष ठेका क्षेत्र को खोज क्षेत्र के रूप में घोषित कर दिया गया था जिसमें उत्तरी भाग में की गई कई खोजों और दक्षिणी भाग में की गई एकाकी खोज (यूडी-1) के आधार पर क्रमश: उत्तरी खोज क्षेत्र (एनडीए)-3,800 वर्ग किमी. और दक्षिणी खोज क्षेत्र (एसडीए) -3,494.6 वर्ग किमी. शामिल है, प्रबंधन समिति (एमसी) द्वारा इसे स्वीकार किया गया था।

ठेकेदार ने खोजों की समीक्षा के लिए 69 माह का विस्तारण (अप्रैल 2008 से जनवरी 2014) प्राप्त किया था। अप्रैजल अवधि के दौरान ठेकेदार ने 12 अप्रैजल कुओं (एनडीए में आठ और एसडीए में चार कुएं) को ड्रिल किया था जिसके परिणामस्वरूप दो खोजें हुई। ठेकेदार ने ब्लॉक में उस तिथि तक अधिसूचित कुल 11 खोजों मे से 3 समूहों (समूह I: डी 1 और ई 1, समूह II: आर -1; पी1; एम-1; यू-1; ए-1; ए2 तथा एम3 और समूह III: यूडी-1) में 10 खोजों को विकसित करने का प्रस्ताव रखते हुए वाणिज्यिता की घोषणा (डीओसी) प्रस्तुत की (दिसम्बर 2013)। समूह I और II, विकास उत्तरी खेज क्षेत्र में की गई खोजों से और समूह III दक्षिणी खोज क्षेत्र की एकाकी खोज से था। ठेकेदार ने अप्रैजल अवधि के दौरान एनडीए में दो एक्सप्लोरेटरी कुओं को भी ड्रिल (मई 2013 से जून 2014) किया था जिसके परिणामस्वरूप कोई नई खोंजे नहीं हुई।

कम्पनी ने मार्च 2015 तक ब्लॉक में एक्सपलोरेषण और अप्रैजल पर ₹ 8,402.56 करोड़ व्यय किए थे। ब्लॉक के तीन समूहों में विकास की वर्तमान स्थिति नीचे दी गई है।

- <u>समूह I:</u> खोजों के सतह प्रवाह डाटा/डीएसटी डाटा की अनुपलब्यता में पुन: प्राप्ति योग्य रिजर्वो का आकलन तथा उत्पादन प्रोफाईल तैयार नही किया जा सका जिससे की समूह I के डीओसी की समीक्षा नहीं की गई।

- <u>समूह II:</u> प्रबंधन समिति (सितम्बर 2014) ने समूह II के लिए डीओसी की समीक्षा की। इस समूह के लिए क्षेत्र विकास योजना सिद्धान्त अगस्त 2015 में अनुमोदन हेतु डीजीएच को प्रस्तुत किया गया। यह लगभग यूएस $ 6583.58 मिलियन के केपेक्स (सुविधा लागत के फास्ट ट्रेक कार्यक्रम के विकल्प सहित) के साथ 2019-31 की अवधि के दौरान 23.53 एमएमटी ऑयल और 2018-34 की अवधि के दौरान 50.71 बीसीएम की प्राप्ति का प्रस्ताव रखता है।

[1] ***ठेकेदार- पीएससी के अनुसार, पीएससी के भागीदारों को सामूहिक रूप से ठेकेदार कहा जाता है।***

- <u>समूह III:</u> इस समूह में एकाकी खेज हेतु प्रवाह डाटा/डीएसटी डाटा की कमी के कारण समूह।।। के लिए डीओसी की समीक्षा नहीं की गई थी।

1.7.2 समूह I सहित गोदावरी पीएमएल क्षेत्र के समेकित विकास की व्यवहार्यता

1.7.2.1 यह ब्लॉक (केजी डीडब्ल्यूएन-98/2) ओएनजीसी द्वारा प्रचालित गोदावरी पीएमएल क्षेत्र (आईजी नामांकन ब्लॉक)के सान्निकट है जहां जी-4 के रूप से परिभाषित तीन गैस खोजें सितम्बर 2003 से अक्तूबर 2006 के दौरान की गई थी। लागत के इष्टतम उपयोग हेतु केजी –डीडब्ल्यूएन-98/2 ब्लॉक में समूह । और जी 4 खोजों की एकीकृत विकास की योजना बनाई गई थी। तदनुसार, कम्पनी ने इन दो क्षेत्रों के भूकंपीय डाटा की विस्तृत जीएण्डजी व्याख्या की थी (जुलाई 2013 तक)। इस अध्ययन के परिणामों ने ''जी 4'' पूल का मै. रिलायंस इन्डस्ट्रीज लिमिटेड (मै. आरआईएल) द्वारा प्रचालित निकटवर्ती एनईएलपी ब्लॉक केजी-डीडब्ल्यूएन-98/3(डी 6) में विस्तारण दर्शाया था। ओएनजीसी ने डी 6 ब्लॉक में जी 4 पूल की निरंतरता की पुष्टि करने के लिए डीजीएच और मंत्रालय से डी 6 ब्लॉक से संबंधित डाटा की मांग की थी (जुलाई 2013)। तत्पश्चात (नवम्बर 2013) ओएनजीसी और मै. आरआईएल ने इन तीन निकटवर्ती ब्लॉकों से संबंधित डाटा साझा किए थे। ओएनजीसी ने साझां डाटा के अध्ययन के आधार पर निष्कर्ष निकाला (दिसम्बर 2013) कि जी4 रिजर्वायर मै. आरआईएल असहमत था। प्रचालित डी 6 ब्लाक तक विस्तारित है और डी 6 में आर आई एल द्वारा ड्रिल किये गये 4 कुऐं वास्तव में इस कॉमन रिजर्वायर से गैस निकाल रहा था। मै. आरआईएल असहमत था।

1.7.2.2 असहमति का समाधान नहीं निकाला जा सका और कम्पनी ने यह आरोप लगाते हुए (क) भारत संघ; (ख) डीजीएच और (ग) मै. आरआईएल के विरूद्ध दिल्ली उच्च न्यायालय में रिट याचिका दायर की थी (मई 2014) कि मै. आरआईएल ने 2009 से सितम्बर 2013 की अवधि के दौरान इन निकटवर्ती ब्लॉकों के बीच सांझा सामान्य रिजर्वायर से लगभग 18 बीसीएम गैस निकाली थी और आगे भी यह जारी रखा। ओएनजीसी ने सामान्य रिजर्वायर से उत्पादित गैस में हिस्सा मांगा था।

जुलाई 2014 में तीसरी पार्टी विशेषज्ञ मै. डीगोल्यर एण्ड मैकनोटन (डीएण्डएम) को निम्नलिखित उद्देश्यों के साथ डीजीएच के पर्यवेक्षण के तहत ओएनजीसी और आरआईएल के अनुरोध पर नियुक्त किया गया था:

- ओएनजीसी और आरआईएल द्वारा प्रचालित सभी ब्लॉक सीमाओं में चैनलों की निरंतरता और रिजर्वायर की संयोजकता का मूल्यांकन करने के लिए व्यापक रिजर्वायर मॉडलिंग और विश्लेषण करना।

- यदि रिजर्वायर की निरंतरता और संयोजकता स्थापित हो जाती है, तब

  - ओएनजीसी और आरआईएल द्वारा प्रचालित संबधित ब्लॉकों की गैस मात्रा (उपस्थित मात्रा, अनुमानित मुख्य रिकवरी (ईयूआर) और रिजर्वायर) का अनुमान लगाना।

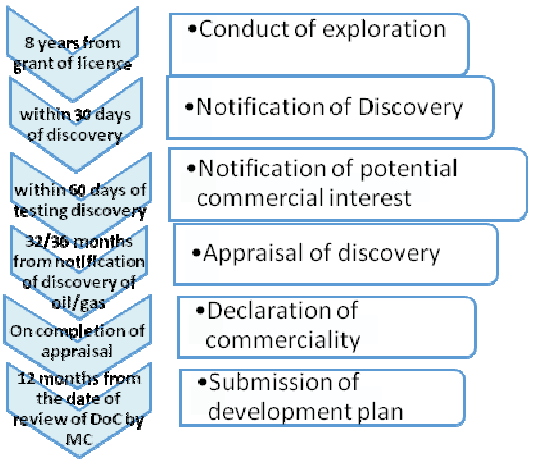
  - किसी वाणिज्यिक करार/गैस संतुलन, यदि कोई लागू है, के उद्देश्य हेतु ओएनजीसी और आरआईएल को संयोजित/असंयोजित गैस मात्रा (उपस्थित मात्रा, ईयूआर, और रिजर्व) का आबंटन।

अध्ययन के क्षेत्र में गोदावरी पीएमएल क्षेत्र का भाग केजी डीडब्लयूएन 98/2 की डी 1 खोज (दोनों ओएनजीसी द्वारा परिचालित) और केजी डीडब्ल्यूएन 98/3 की डी1 एवं डी 3 खोज (आरआईएल द्वारा परिचालित) शामिल है।

मैसर्स डीएण्डएम ने नवम्बर 2015 की अपनी अंतिम रिपोर्ट में ओएनजीसी और आरआईएल द्वारा प्रचालित सभी ब्लॉकों में रिजर्वायरों की संयोजकता और निरंतरता की पुष्टि की थी। रिपोर्ट ने दर्शाया कि 31 मार्च 2015 तक आरम्भ में मौजूद गैस में से गोदावरी पीएमएल में 49.32 प्रतिशत और केजी डीडब्ल्यूएन-98/2 में 34.71 प्रतिशत (समूह I) को स्थानांतरित कर दिया गया था जिसमें से 85.15 प्रतिशत (गोदावरी पीएमएल से संबंधित) और 73.25 प्रतिशत (केजी डीडब्ल्यूएन 98/2 से संबधित) को केजी डीडब्ल्यूएन -98/3 ब्लॉक के डी1, डी3 क्षेत्रों के माध्यम से उत्पादित किया गया था। इस रिपोर्ट में गैस स्थानांतरण के उच्चतर हिस्से और 2019 की समाप्ति तक आरआईएल द्वारा प्रचालित केजी डीडब्ल्यूएन 98/3 ब्लॉक के माध्यम से इसके उत्पादन का प्रक्षेपण किया। कम्पनी गोदावरी पीएमएल क्षेत्र और केजी डीडब्ल्यूएन 98/2 ब्लॉक के समूह 1 का एकीकृत विकास करना चाहती थी (दिसम्बर 2013)। एकीकृत विकास हेतु संशोधित डीओसी तथा एफडीपी कम्पनी द्वारा अभी प्रस्तुत की जानी हैं (नवम्बर 2015) और ऐसे विकास की वाणिज्यिक व्यवहार्यता पर दोनों क्षेत्रों से बडे स्तर पर गैस के स्थानांतरण का दर्शाने वाली विशेषज्ञ रिपोर्ट का प्रभाव अस्पष्ट बना रहा। इसके अलावा यह देखा गया कि कम्पनी ने दिसम्बर 2013 में व्यवहार्यता पर विचार विमर्श करते समय यू एस $7 प्रति एमएमबीटीयू[1] की गैस कीमत (5.89 वर्षों की लाभ अवधि के साथ) पर विचार किया था। नए घरेलू गैस कीमत निर्धारण दिशानिर्देशों (मार्च 2015 और सितम्बर 2015) के अंतर्गत गैस कीमत अप्रैल 2015 से सितम्बर 2015 के बीच यूएस $4.66 प्रति एमएमबीटीयू और अक्तूबर 2015 से मार्च 2016 के बीच यूएस $3.82 प्रति

[1] *मिलियन ब्रिटिश थर्मल यूनिट*

एमएमबीटीयू पर निर्धारित की गई थी जो कि समूह 1 (केजी डीडब्ल्यूएन 98/2) और गोदावरी पीएमएल क्षेत्र के एकीकृत विकास की वित्तीय व्यवहार्यता को प्रतिकूल रूप से प्रभावित करेगी।



दिल्ली उच्च न्यायालय (सितम्बर 2015) ने इन निर्देशों के साथ याचिका का निपटान कर दिया कि भारत सरकार डीएण्डएम की रिपोर्ट की प्रस्तुति के छह माह की अवधि के अंदर रिपोर्ट के आधार पर की जाने वाली कार्रवाई पर निर्णय लेगी। डीएण्डएम रिपोर्ट के आधार पर सरकार ने तीन माह की अवधि में रिपोर्ट पर विचार करने और विधिक, वित्तीय और संविदात्मक प्रावधानों जिनमें वह भी शामिल है जो ओआरडी[1] अधिनियम और पीएससीज में निर्दिष्ट है, पर विचार करते हुए सरकार की भावी कार्रवाई की सिफारिश करने के लिए एक सदस्यीय समिति (न्यायाधीश ए.पी. शाह) नियुक्त किया है (दिसम्बर 2015)।

1.7.3 पीएससी के अनुसार अन्वेषण तथा अप्रैजल

पीएससी पेट्रोलियम प्रचालनों से संबधित विभिन्न कार्यकलापों (अन्वेष, समीक्षा, विकास, उत्पादन) को निर्धारित करता है। क्षेत्र हेतु विकास योजना की प्रस्तुति हेतु पहुंचने के लिए अन्वेषण चरण में शामिल आनुक्रमिक कार्यकलापों (समीक्षा सहित) को साथ में दर्शाया गया है। हाइड्रोकार्बन की (अन्वेषण) खोज तक पहुचती है। ऐसी खोज की तब वाणिज्यिक संभावना का निर्धारण और अधिसूचना की जाती है । खोज की समीक्षा करने हेतु समीक्षा योजना बनाई जाती है जिसे प्रबंधन समिति के अनुमोदन हेतु प्रस्तुत किया जाता है इसके पश्चात खोज की समीक्षा अनुमोदित समीक्षा योजना के अनुसार की जाती है। जिसके पूरा होने पर ब्लॉक के लिए दस्तावेज वाणिज्यिकता की घोषणा(डीओसी) एमसी को प्रस्तुत किया जाता है। डीओसी की समीक्षा पर विकास योजना बनाई जाती है। तत्पश्चात विकास योजना के अनुसार ब्लॉक का विकास किया जाता है। इन प्रत्येक कार्यकलापों क लिए पीएससी विशेष समय सीमाएं निर्धारित करती है।

[1] *ओआरडी: ऑयल क्षेत्र (नियामन एवं विकास) अधिनियम, 1948*

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एमओपीएनजी) ने उपरोक्त पीएससी प्रावधानों से ठेकेदारों को कतिपय रियायत देते हुए समय समय पर नई नीतियों को अधिसूचित किया है। केजी डीडब्ल्यूएन 98/2 ब्लॉक के संबंध में लेखापरीक्षा यह आश्वासन प्राप्त करने के लिए पीएससी प्रावधानों और अनुवर्ती एमओपीएनजी आधिसूचनाओं के संदर्भ में की गई थी कि क्षेत्र में हाईड्रोकार्बन प्रचालन दक्षतापूर्ण एवं प्रभाविकता से किए गए थे। लेखारीक्षा निष्कर्षों पर अगले पैराग्राफों में चर्चा की गई है।

1.7.4 लेखापरीक्षा निष्कर्ष

1.7.4.1 भागीदारों के मध्य समन्वय की कमी के कारण अन्वेषण तथा समीक्षा में विलम्ब

पीएससी की शर्तों के अनुसार क्षेत्र का एक्सप्लोरेषण चरण अप्रैल 2000 से अप्रैल 2008 तक था। अन्वेषण चरण के दौरान,100 प्रतिशत भागीदारी लाभ धारण करने वाले ब्लॉक के प्रचालक मै. सीईआईएल ने अपनी परिसम्पतियों को बेचने का निर्णय किया। मै. सीईआईएल ने दो वर्षों (2003-05) के लिए क्षेत्र में अन्वेषण प्रयासों और अन्य पेट्रोलियम परिचालनों को आस्थगित रखा। तत्पश्चात, मार्च 2005 में 90 प्रतिशत भागीदारी लाभ को ओएनजीसी को हस्तांतरित कर दिया गया था। अप्रैल 2005 में ओएनजीसी ब्लॉक का प्रचालक बन गया था। प्रक्रिया में अन्वेषण चरण के दो वर्ष लग गए। डीजीएच/एमओपीएनजी ने अन्वेषण परिचालन को बंद रखने के लिए पहले प्रचालक मै. सीईआईएल को दंडित नहीं किया था क्योंकि पीएससी कार्य के स्वैच्छिक आस्थगन के मामले में प्रचालक/ठेकेदार को किसी दंड देने का प्रावधान नहीं करता।

तत्पश्चात, ओएनजीसी (अप्रैल 2005 से प्रचालक) ने ब्लॉक के शेष क्षेत्र को दो भागों अर्थात दक्षिणी खोज क्षेत्र (एसडीए)और उत्तरी खोज क्षेत्र (एनडीए) में खोज क्षेत्र के रूप में घोषित कर दिया (फरवरी 2008)। ओएनजीसी को पीएससी के अनुच्छेद 21 के अनुसार समीक्षा के लिए एनडीए और एसडीए (एनडीए के लिए जुलाई 2010 तक और एसडीए के लिए दिसम्बर 2009 तक) में पिछली खोज की तिथि से 36 माह का विस्तारण दिया गया था (अप्रैल 2008)। तथापि, नए भागीदारों, 10 प्रतिशत पीआई धारण करने वाले मै. स्टेटऑयल (अगस्त 2007 से जून 2010 के दौरान) और 15 प्रतिशत पीआई धारण करने वाले मै. पेट्रोब्रास (सितम्बर 2007 से दिसम्बर 2009) ने दोनों खोज क्षेत्रों (एनडीए और एसडीए) के लिए समीक्षा कार्यक्रम का समर्थन नहीं किया। इसके अलावा, मै. सीईआईएल, जिनके पास ब्लॉक में 10 प्रतिशत पीआई था, ने एसडीए हेतु समीक्षा कार्यक्रम का समर्थन नहीं किया। भागीदारों के बीच सामंजस्य के अभाव से समीक्षा कार्यक्रम के कार्यान्वयन में विलम्ब हुआ था।

इसके पश्चात, ओएनजीसी एसडीए में समीक्षा कार्यक्रम के पूरे जोखिम और एनडीए में समीक्षा कार्यक्रम के मैसर्स स्टेटोयल और मै. पेट्रोब्रास के पीआई हिस्से (अतिरिक्त 25 प्रतिशत जोखिम) को वहन करने के लिए सहमत हो गया (अप्रैल 2008)। एमसी (दिसम्बर 2009) ने ओएनजीसी के अतिरिक्त जोखिमों के साथ समीक्षा कार्यक्रम का अनुमोदन कर दिया। तथापि, समीक्षा कार्यक्रम को विस्तारण अवधि (एनडीए के लिए जुलाई 2010 और एसडीए के लिए दिसम्बर 2009) बीत जाने से पूर्व समाप्त नहीं किया जा सका था और ओएनजीसी ने समीक्षा कार्यक्रम पूरा किए बिना एमसी द्वारा समीक्षा हेतु डीजीएच को वाणिज्यिकता की घोषणा (डीओसी) प्रस्तुत कर दी थी (एसडीए के लिए दिसम्बर 2009 और एनडीए के लिए जुलाई 2010) ।तथापि, एमसी ने डीओसी की समीक्षा नहीं की। ओएनजीसी ने सितम्बर 2010 में रिग हॉलीडे पोलिसी (आरएचपी) के अंतर्गत समीक्षा अवधि में विस्तारण मांगा।

तत्पश्चात, एमओपीएनजी (जून 2012) ने रिग संसाधनों की कमी (जनवरी 2008 से दिसम्बर 2010) और 193 दिनों[1] के क्षम्य विलंब पर विचार करते हुए खोजों की समीक्षा हेतु जनवरी 2014 तक पुन:विस्तारण की अनुमति दी थी। समीक्षा कार्यक्रम को इस विस्तारित अवधि में भी पूरा नहीं किया जा सका। संशोधित डीओसी को तीन समूहों (समूह ।: दो खोजें, डी1 और ई-1, समूह ।।: सात खोजें, आर-1; पी-1; एम-1; यू-1; ए-1; ए-2 तथा एम 3 और समूह ।।।: एकाकी खोज, यूडी-1) में 10 खोजों को विकसित करने के लिए तब तक की गई समीक्षा के आधार पर प्रस्तुत किया गया था (दिसम्बर 2013)। समूह । और ।। एनडीए में थे जबकि समूह ।।। एसडीए में था।

तत्कालीन प्रचालक मै. सीईआईएल द्वारा दो वर्षों के लिए अन्वेषण कार्य के आस्थगन और अन्य बातों के साथ साथ ठेकेदारों के मध्य सामंजस्य के अनुवर्ती अभाव से ब्लॉक में अन्वेषण और समीक्षा प्रक्रिया में विलम्ब हुआ।

1.7.4.2 *समस्त ठेका क्षेत्र की खोज के रूप में घोषणा और पीएससी अधिदेशी चरण वार परित्याग का अननुपालन*

पीएससी[2] ने अन्य बातों के साथ साथ प्रावधान किया कि ठेकेदार पहले अन्वेषण चरण (शुरूआत से चार वर्ष) की समाप्ति पर मूल ठेका क्षेत्र के 75 प्रतिशत के आधिक्य में ठेका क्षेत्र को छोड़ देना चाहिए। इसी प्रकार, दूसरे अन्वेषण चरण (शुरूआत से सात वर्ष) की समाप्ति पर 50 प्रतिशत मूल ठेका क्षेत्र को वापस किया जाना था। तीसरे अन्वेषण

---

[1] *लाइसेंस देने में विलंब हेतु 166 दिन और 27 दिन अप्रत्याशित घटना*

[2] *अनुच्छेद 4.1, 4.2 और 4.3*

चरण (आठ वर्षों की अन्वेषण अवधि की समाप्ति) तक ठेकेदार द्वारा केवल विकास/खोज क्षेत्र अपने पास रखा जाएगा। तथापि, यदि विकास/खोज क्षेत्र पीएससी में निर्धारित सीमा से अधिक हो जाता है तब ठेकेदार पूरे विकास/खोज क्षेत्र को धारण कर सकता है। पीएससी 'खोज क्षेत्र' को उस ठेका क्षेत्र के भाग के रूप में परिभाषित करता है जिसके बारे में ठेकेदार की ऐसे भाग ने ड्रिल किए गए कुए या कुओं से प्राप्त खोज एवं परिणामों के आधार पर राय है कि पेट्रोलियम विद्यमान है और वाणिज्यिक परिमाणों में उत्पादन की संभावना है।

मै. सीईआईएल (तत्काल ठेकेदार) ने पहले अन्वेषण चरण की समाप्ति पर (अप्रैल 2004) 9,756.6 वर्ग किमी. के मूल ठेका क्षेत्र के 25.23 प्रतिशत को प्रस्तुत करते हुए 2,462 वर्ग किमी. को छोड़ दिया। तथापि, ओएनजीसी (वर्तमान ठेकेदार) ने दूसरे अन्वेषण चरण की समाप्ति पर समाधित किया (सितम्बर 2007) कि 7,294.6 वर्ग किमी.का समस्त ठेका क्षेत्र खेज क्षेत्र था और 2,416 वर्ग किमी. छोड जाने वाले शेष क्षेत्र अर्थात (मूल ठेका क्षेत्र का 50 प्रतिशत-25.23 प्रतिशत को प्रस्तुत करते हुए) को छोडा नहीं था।

अन्वेषण का तीसरा चरण अप्रैल 2008 में समाप्त हुआ। ओएनजीसी ने तीसरे चरण की समाप्ति पर भी किसी अतिरिक्त क्षेत्र को नहीं छोडा था क्योंकि समस्त क्षेत्र को पहले ही खोज क्षेत्र के रूप में नामित किया जा चुका था। ओएनजीसी ने समीक्षा कार्यकलापों के लिए ब्लॉक को दो भिन्न क्षेत्रों में बांटा (अप्रैल 2008) 3,800 वर्ग किमी. के खोज क्षेत्र के साथ उत्तरी खोज क्षेत्र (एनडीए) और 3,494 वर्ग किमी. के खोज क्षेत्र के साथ दक्षिणी खोज क्षेत्र (एनडीए)।

इस संदर्भ में लेखापरीक्षा ने निम्नलिखित पाया:

(क) 3,494 वर्ग किमी. के समास्त एसडीए में एक कुंआ ड्रिल किया गया था जो 566 वर्ग किमी के अधिसूचित (फरवरी 2007) एरियल क्षेत्र के साथ खोज साबित हुआ (दिसम्बर 2006)। एसडीए में खोज की सीमित एरियल क्षेत्र के बारे में ज्ञात होने के बावजूद अन्वेषण के दूसरे चरण की समाप्ति (सितम्बर 2007) पर ओएनजीसी ने खोज क्षेत्र के रूप में समस्त 3,494 वर्ग किमी.के अवरोधन का प्रस्ताव रखा और एमसी ने अनुमोदन किया (फरवरी 2008) जो कि अनियमित था।

(ख) इस खोज की समीक्षा पर, खोज सिकुड कर एरियल क्षेत्र को आगे ठेकेदार द्वारा दिसम्बर 2013 में प्रस्तुत संशोधित डीओसी में 141 वर्ग किमी. के रूप में

अधिसूचित किया गया था। इसके बाद भी डीजीएच ने एसडीए[1] में शेष क्षेत्र को छोड़ने के लिए नहीं कहा, यद्यपि पीएससी प्रावधानों के अनुसार केवल खोज एवं विकास क्षेत्र को प्रचालक द्वारा रखा जाना था।

ठेकेदार ने एसडीए में अतिरिक्त क्षेत्र रख कर 3डी क्यू मरीन डाटा (2007-09) के एपीआई में ₹ 161.39 करोड़[2] और अतिरिक्त क्षेत्र हेतु ₹ 4.59 करोड़ के पीईएल फीस (2007-14) के भुगतान का अतिरिक्त व्यय किया था।

ओएनजीसी ने अपने उत्तर (फरवरी 2015) में बताया कि (क) ''खोज का आकार'' और ''खोज क्षेत्र'' पीएससी में अलग से परिभाषित दो भिन्न विषय है, अत: खोज के आकार के आधार पर अंकीय रूप से यह निष्कर्ष नहीं निकाला जा सकता कि खोज क्षेत्र बराबर आकार का होगा; और (ख) समीक्षा ड्रिलिंग के परिणामों के पश्चात दूरदर्श पर की गई खोज के घटाए गए एरियल क्षेत्र पर लेखापरीक्षा टिप्पणियां ज्ञात है और अत: ठेकेदार द्वारा खोज क्षेत्र का अवरोधन अनियमित था।

डीजीएच ने अपने उत्तर (दिसम्बर 2015) में बताया कि प्रचालक ब्लॉक में फैले कई स्वतंत्र चैनलों और भौगोलिक स्थितियों का खाका बनाने में सक्षम था जिसने 7294.6 वर्ग किमी.के समस्त क्षेत्र को 'खोज क्षेत्र' के रूप में स्थापित करने में प्रचालक को समर्थ बनाया।

ओएनजीसी/डीजीएच का उत्तर निम्नलिखित के मद्देनजर स्वीकार नहीं है:

(क) ''खोज के आकार'' को पीएससी में अलग से परिभाषित नहीं किया गया है जैसा कि उत्तर में बताया गया था। पीएससी खोज/विकास क्षेत्रों के आधिक्य में क्षेत्रों को वापस लौटाने के लिए प्रचालक को आदेश देती है, जो मौजूदा मामले में नहीं किया गया है।

(ख) दूसरे अन्वेषण चरण की समाप्ति तक 2डी डाटा के मूल्यांकन के आधार पर एसडीए में चिन्हित कई संभावनाओं में से केवल एक में ड्रिलिंग की गई थी

---

[1] एसडीए क्षेत्र 3,494 वर्ग किमी -2,416 वर्ग किमी. को चरण II की समाप्ति पर छोड़ा जाना था =1,078 वर्ग किमी.-दिसम्बर 2013 में 141 वर्ग किमी. खोज क्षेत्र = दिसम्बर 2013 में 937 वर्ग किमी. वापस किया जाना था।

[2] 3डीक्यू मरीन डाटा के 3,218 वर्ग किमी को मै. वेस्टर्न जीको को दिए गए ठेका के माध्यम से ₹ 214.96 करोड़ की लागत नवम्बर 2007 से अप्रैल 2008 की अवधि के दौरान प्राप्त एवं संसाधित किया गया था। 2,416 वर्ग किमी. की आनुपातिक लागत को ₹ 161.39 करोड़ निकाला गया था।

जिसमें यह विचार करते हुए 566 वर्ग किमी.की सीमित एरियल सीमा प्रमाणित हुई। यह विचार करते हुए कि अन्य चिन्हित संभावनाएं इस भाग में ड्रिल किए गए कुऐ अथा कुओं से प्राप्त परिणामों पर आधारित नहीं थी, 3494 वर्ग किमी. के समस्त क्षेत्र के प्रति मात्र 566 वर्ग किमी. ही एसडीए में रखा जाना चाहिए था।

(ग) निकटवर्ती एनईएलपी ब्लॉक में अधिक क्षेत्र के अवरोधन के समान मामले को 2011-12 की एआर 19 में दर्शाया गया था। इसके पश्चात, एमओपीएण्डएनजी ने खोज क्षेत्र से परे अधिक क्षेत्र को वापस करने के लिए ठेकेदार को निर्देश[1] (अक्तूबर 2013) दिया जिसका ठेकेदार द्वारा पालन किया गया है। इस संदर्भ में इस बारे में जागरूक होने के बाद भी (दिसम्बर 2013) कि खोज कि एरियल सीमा केवल 141 वर्ग किमी. है, ओएनजीसी को एसडीए में अतिरिक्त क्षेत्र को रखने के लिए डीजीएच की अनुमति अनियमित है ।

अत: ।। अन्वेषण चरण की समाप्ति पर मूल ठेका क्षेत्र (2,416 वर्ग किमी)और खोज/विकास क्षेत्र (3,353 वर्ग किमी) में 50 प्रतिशत के आधिक्य में ठेका क्षेत्र को छोड़ने में ठेकेदार की विफलता के परिणामस्वरूप ठेकेदार को 3डी क्यू मरीन डाटा के एपीआई में और रखे गए अतिरिक्त क्षेत्र के लिए पीईएल फीस के भुगतान में ₹ 165.98 करोड़[2] का परिहार्य व्यय करना पड़ा।

ओएनजीसी ने एसडीए के समस्त 3,494 वर्ग किमी. को 'खोज क्षेत्र' के रूप में रखा यद्यपि इस क्षेत्र में एकमात्र खोज की एरियल सीमा दिसम्बर 2013 में प्रस्तुत की गई डीओसी में ओएनजीसी की अधिसूचना के अनुसार 141 वर्ग कि मी. थी। अनियमित होने के अलावा, उच्चतर क्षेत्र के अवधारण के परिणामस्वरूप डाटा के अधिग्रहण और व्याख्या तथा अन्वेषण लाइसेंस हेतु भुगतान पर अतिरिक्त परिहार्य व्यय हुआ।

---

[1] ***रिपोर्ट सं. 24 अध्याय 2 का पैरा सं. 2.5.1.3- हाईड्रोकार्बन उत्पादन सह भाजन ठेकाओं पर लेखापरीक्षा प्रतिवेदन***

[2] ***₹161.39 करोड़ जमा ₹4.59 करोड़***

1.7.4.3 समीक्षा अवधि का विस्तार

क. उत्तरी खोज क्षेत्र (एनडीए)

अन्वेषण अवधि की समाप्ति तक ठेकेदार ने एनडीए में आठ खोजें की थी। समीक्षा चरण के दौरान एनडीए ने दो और खोजे की गई थी जिससे एनडीए में खोजों की कुल संख्या दस हो गई थी। इन दस खोजों में से केवल पॉच (आर-1, पी-1, एम-1, यू-1 एवं ए-1) के लिए ही समीक्षा कुओं की ड्रिलिंग की गई थी। यद्यपि, ए-2 खोज के लिए समीक्षा कुए की ड्रिलिंग हेतु स्थान का अनुमोदन कर दिया गया था, फिर भी समीक्षा हेतु अनुमत विस्तारित अवधि (दिसम्बर 2013) में कुएं को ड्रिल नहीं किया जा सका था। अंततः ठेकेदार ने दस खोजों में से नौ (आर-1, पी-1, एम-1, डी-1, यू-1, ए-1, ई-1, ए-2, और एम-3) को कवर करते हुए डीओसी प्रस्तुत कर दी थी (दिसम्बर 2013)।

एनडीए में खोजों की अधिसूचना		
क्रम सं.	एनडीए 3800 वर्ग किमी.	अधिसूचना की तिथि
1)	आर-1गैस	18.7.2001
2)	पी-1 ऑयल	12.10.2001
3)	एम-1 ऑयल	16.11.2001
4)	यू-1 गैस	25.1.2006
5)	ए-1 गैस	25.1.2006
6)	डब्ल्यू-1 गैस	12.4.2006
7)	ई-1 गैस	2.5.2006
8)	डी-1 गैस	17.5.2006
9)	ए-2	28.3.2013
10)	एम-3	22.1.2014

इस संबंध में लेखापरीक्षा ने निम्नलिखित पाया:

i) पीएससी प्रावधान (10.5 एवं 21.5.4) के अनुसार ठेकेदार को खोज की अधिसूचना के 32 (ऑयल खोज)/36 (गैस खोज) माह के अंदर प्रत्येक खोज की समीक्षा करनी थी। ठेकेदार ने एनडीए में खोजों को साझा करने के लिए अनुमति हेतु डीजीएच को अनुरोध किया क्योंकि एकल आधार पर उनकी समीक्षा करना किफायती नहीं था। एमसी ने एनडीए में तत्कालीन मौजूदा खोजों को साझा करने के लिए ठेकेदार को अनुमति दे दी (अप्रैल 2008), जबकि ऐसे संयोजन का प्रावधान पीएससी में नहीं था। एमसी ने भी एनडीए में की गई (जुलाई 2007) पिछली खोज से समीक्षा अवधि के लेखे की भी अनुमति दी थी। इस प्रकार खोजों के संयोजन के कारण समीक्षा को पूरा करने के लिए 4 से 7 वर्षों की अनुमति (पीएससी में प्रावधान किए गए अधिकतम तीन वर्षों के प्रति) के कारण एनडीए में पृथक-पृथक खोजे हुई जिसके ब्यौरे **अनुबंध-XIV** में दिए गए है।

ii) ठेकेदार खोजों की पूलिंग के माध्यम से समीक्षा हेतु उपलब्ध कराए गए अतिरिक्त समय में भी जुलाई 2010 तक समीक्षा कार्यक्रम को पूरा नहीं कर सका था और समीक्षा अवधि को जनवरी 2014 तक विस्तारित करना पड़ा। पीएससी के अनुसार, डीओसी खोजों की समीक्षा के आधार पर तैयार की जानी थी। लेखापरीक्षा ने पाया कि विस्तारणों के बाद भी, एनडीए के लिए डीओसी तीन खोजों (डी-1,ई-1,एम-3) और ए-2 खोज हेतु ड्रिल न किए गए समीक्षा कुएं के लिए अनुमोदित समीक्षा कार्यक्रम के बिना प्रस्तुत की गई थी।

ओएनजीसी ने अपने उत्तर में निम्नलिखित के बारे में बताया (फरवरी 2015):

(i) गहरे पानी रिगों की अनुपलब्धता के कारण **2** ½ वर्ष बेकार हुए और एमओपीएनजी द्वारा अन्वेषण चरण की पुन:संरचना में विलंब के कारण **1** ½ वर्ष बेकार हुए (जनवरी 2011 से जून 2012)। नई नीति फ्रेमवर्क (नवम्बर 2014) भी समीक्षा हेतु अतिरिक्त समय की अनुमति देता है।

(ii) यह कहना गलत होगा कि खोजों की समीक्षा नहीं की गई थी क्योंकि जीएण्डजी अध्ययन समीक्षा कार्यक्रम के अंतर्गत किया गया था। समीक्षा कार्यक्रम हमेशा समीक्षा ड्रिलिंग में समाप्त नहीं होता। इसके अलावा, खोजें डी 1 और ई 1 थोड़ी लघु/अत्यल्प होने के कारण समीक्षा ड्रिलिंग को न्यायसंगत नहीं ठहराती।

(iii) ठेकेदार ने ब्लॉक को यथाशीघ्र उत्पादन पर लाने के हित में ए-2 और एम-3 खोजों की समीक्षा के लिए कोई अतिरिक्त समय नहीं मांगा क्योंकि कुओं से पर्याप्त डाटा पहले ही एकत्र किया जा चुका था जिसके आधार पर एमसी समीक्षा हेतु डीओसी प्रस्तुत की गई थी और एफडीपी निरूपण के तहत है।

निम्नलिखित के मद्देनजर उत्तर स्वीकार्य नहीं है:

(i) यह उत्तर समीक्षा कार्यक्रम की प्रस्तुति में बिलंब के कारणों को स्पष्ट नहीं करता। यह विलंब (**अनुबंध-XIV** के आधार पर 3 से 8 वर्ष की रेंज में) तीन माह की क्षम्य अवधि जिसका नए नीति फ्रेमवर्क (नवम्बर 2014) में प्रावधान है, से काफी अधिक है।

(ii) ठेकेदार के पास व्यापक समीक्षा कार्यक्रम नहीं था और इस उत्तर में संदर्भित जीएण्डजी अध्ययन समीक्षा कार्यक्रम की प्रस्तुति हेतु प्रस्तावना रूप था;

(iii) एनडीए खोजों की समीक्षा की अर्पूणता को आगे इस तथ्य द्वारा दर्शाया गया है कि ई 1 खोज अधिसूचना एमसी द्वारा स्वीकृत नहीं की गई थी, डी 1 और ई 1 खोजों के पुन:प्राप्ति योग्य रिजवों का न तो अनुमान लगाया गया था और न ही इन खोजों के लिए उत्पादन प्रोफाईल सृजित किया गया था। एक उपयुक्त समीक्षा कार्यक्रम इन पहलुओं की डीओसी की प्रस्तुति से पूर्व पर्याप्त रूप से परीक्षण करेगा। यद्यपि ठेकेदार ने एनडीए में खोजों की पूलिंग के माध्यम से समीक्षा हेतु अतिरिक्त समय प्राप्त कर लिया था, फिर भी यह संतोषजनक रूप से समीक्षा पूरी करने में विफल रहा जिनके कारण अपर्याप्त डीओसी हुआ जिनसे इन खोजों के मौद्रिकरण में अधिक विलंब होगा।

ख. दक्षिणी खोज क्षेत्र (एसडीए)

एसडीए में, केवल एक कुआं ड्रिल (दिसम्बर 2006) किया गया था जिसे खोज (यूडी 1) के रूप में नामित किया गया था। ठेकेदार ने अप्रैल 2008 में एसडीए (एसडीए में धारित 3,494 वर्ग किमी. का समस्त क्षेत्र) के लिए समीक्षा कार्यक्रम प्रस्तुत किया था। एमसी ने यह विचार करते हुए कि खोज की समीक्षा के लिए समय अपर्याप्त था, दिसम्बर 2009 तक समीक्षा को पूरा करने हेतु विस्तारण दिया था (पीएससी प्रावधानों के अनुसार खोज की तिथि से 36 माह की समीक्षा अवधि पर विचार करते हुए)। एसडीए हेतु समीक्षा कार्यक्रम में 3डी डाटा के एपीआई (अधिग्रहण, संसाधन और व्याख्या) तथा भौगोलिक एवं भू-भौतिकीय (जीएण्डजी) अध्ययन शामिल हैं।

इसी बीच, भारत सरकार ने डीप वाटर ब्लॉकों के लिए रिग होलीडे पोलिसी (आरएचपी) अधिसूचित (जुलाई 2010) की थी जिसने अन्य बातों के साथ साथ डीप पानी ब्लॉक में नेल्प पाँच तक डीप वाटर ब्लाक के लिए हस्तांतरित पीएससी को तीन वर्षों (1 जनवरी 2008 से 31 दिसम्बर 2010) के लिए रिग स्थगन की घोषणा की थी। आरएचपी में अन्य बातों के साथ साथ:

(क) 1 जनवरी 2009 तक विद्यमान ड्रिलिंग प्रतिबद्धता के साथ ब्लॉको को 31 दिसम्बर 2010 तक या उनके समापन जो भी पहले हो तक विस्तारित किया जा सकता था।

(ख) इसके पश्चात, ठेकेदार के पास शेष अन्वेषण अवधि, यदि कोई है, प्राप्त करने हेतु विकल्प होगा।

ठेकेदार ने आरएचपी के लिए आवेदन किया (सितम्बर 2010) और दिसम्बर 2012 तक एसडीए में समीक्षा चरण के विस्तारण का अनुरोध किया । इसने 5.5 माह का क्षम्य विलम्ब भी मांगा (जून 2011) जो अप्रैल 2000 से सितम्बर 2000 तक पीईएल देने में विलंब के कारण अन्वेषण चरण के आरंभ में हुआ था। मंत्रालय ने अनुरोध स्वीकार कर लिया और पूरे ब्लॉक के लिए दिसम्बर 2013 तक का विस्तारण दे दिया (जून 2012)।

इस संबंध में लेखापरीक्षा ने पाया कि:

(क) एसडीए, आरएचपी के तहत विस्तारण दिए जाने के अयोग्य था क्योंकि 1 जनवरी 2009 को इसकी कोई ड्रिलिंग प्रतिबद्धता नहीं थी। वास्तव में, ठेकेदार की दिसम्बर 2009 में समीक्षा अवधि की समाप्ति तक कोई अनुमोदित ड्रिलिंग प्रतिबद्धता नहीं थी। अत: एसडीए के लिए आरएचपी के तहत 43 माह (जनवरी 2010 से जुलाई 2013) का विस्तारण दिया जाना अनियमित था।

(ख) ठेकेदार ने समीक्षा अवधि की समाप्ति (एसडीए हेतु दिसम्बर 2009) के बाद जुलाई 2010 से जनवरी 2011 के दौरान दो अप्रैजल कुओं (यूडी 2 एवं यूडी 3) को ड्रिल किया था। अनुचित विस्तारण देने (जनवरी 2010 से जुलाई 2013) से ₹834.24 करोड़ की लागत पर इन दो समीक्षा कुओं की अनधिकृत ड्रिलिंग का वैधीकरण हुआ। तत्पश्चात, ₹594.14 करोड़ की लागत पर एसडीए में दो और समीक्षा कुओं की ड्रिलिंग हुई थी (नवम्बर 2012 से फरवरी 2013) ।

(ग) ठेकेदार द्वारा चार समीक्षा कुओं की ड्रिलिंग के माध्यम से की गई समीक्षा की प्रभाविकता भी संदेहास्पद थी। ठेकेदार द्वारा दिसम्बर 2013 में प्रस्तुत की गई एसडीए (समूह ।।।) हेतु डीओसी की एमसी द्वारा समीक्षा नहीं की जा सकी थी क्योंकि पून: प्राप्ति योग्य रिजर्वों का आकलन नहीं किया गया था और उत्पादन लाभ इन खोजों हेतु सर्फेस फ्लो डाटा/डीएसटी डाटा के अभाव में सृजित नही किया जा सका था। इसके अलावा, ठेकेदार ने दावा किया कि 2800 मीटर और अधिक के ऐसे अल्ट्रा गहरा पानी में विश्व में कहीं भी कोई अनुरूप प्रौद्योगिकी कार्यान्वयन सादृश्यताएं नहीं थी, इस क्षेत्र का और अधिक विकास संदेहास्पद रहा।

ओएनजीसी ने अपने उत्तर (फरवरी 2015) में बताया कि मंत्रालय ने आरएचपी के तहत रिग ऋण स्थगन अवधि प्रदान की थी जिसने ठेकेदार को रिग ऋण स्थगन अवधि की समाप्ति के पश्चात शेष अन्वेषण अवधि प्राप्त करने हेतु विकल्प भी दिया। ठेकेदार ने गहरा पानी रिगों की अनुपलब्धता के कारण $2^{1}/_{2}$ वर्षों से अधिक और जून 2012 में

मंत्रालय द्वारा आदेश देने में विलंब के कारण 1 ½ वर्ष गवां दिए। डीजीएच ने अपने उत्तर (दिसम्बर 2015) में बताया कि प्रचालक ने पूरे ब्लॉक केजी-डीडब्ल्यूएन-98/2 (एनडीए या एसडीए के लिए नहीं) के संबंध में आरएचपी हेतु आवेदन किया था और एमओपीएनजी ने जून 2012 में यह प्रदान कर दिया था।

यह उत्तर निम्नलिखित के मद्देनजर स्वीकार्य नहीं है:

(क) चूंकि 1 जनवरी 2009 तक एसडीए में या तो अन्वेषण या समीक्षा कार्यकलापों के लिए कोई ड्रिलिंग प्रतिबद्धता नहीं थी, अत: आरएचपी एसडीए पर लागू नहीं थी। यह भी देखा गया कि ठेकेदार ने विस्तारण देने हेतु प्रतीक्षा नहीं की बल्कि औपचारिक विस्तारण मिलने से पूर्व एसडीए (जहां और अधिक विकास के लिए इसके पास प्रौद्योगिकी नहीं थी।) में समीक्षा ड्रिलिंग कर दी थी।

(ख) ओएनजीसी ने सितम्बर 2010 में जुलाई 2013 और दिसम्बर 2012 तक क्रमश: दो भिन्न ब्लॉक क्षेत्रों , एनडीए और एसडीए के अन्वेषण चरण की पुन: संरचना की मांग की थी, समस्त एक ब्लॉक के रूप में नहीं, जैसाकि उत्तर में बताया गया था। एनडीए और एसडीए दो भिन्न खोज क्षेत्रों में पहले से विभाजित होने (अप्रैल 2008) के साथ ब्लॉक में दो भिन्न समीक्षा अवधि होने पर, पूरे ब्लॉक क्षेत्र को एक मानना अनुचित था।

1.7.4.4 एनडीए में मूल्यांकन के दौरान अंवेषण कुओं को ड्रिल करना

ठेकेदार ने अन्वेषण के दौरान एनडीए में गहरे क्रीटेशन की संभावना की पहचान की थी। यह समीक्षा चरण के दौरान अतिरिक्त ड्रिलिंग के माध्यम से इन संभावनाओं की जांच करना चाहता था। एमसी ने क्रीटेशन संभावना के अन्वेषण के लिए एनडीए में दो अन्वेषण कुओं केटी-2 (सितम्बर 2012 में) तथा जे-एए (अगस्त 2013 में) की ड्रिलिंग का अनुमोदन किया। कुएं जनवरी 2014 (पुनर्गठन समीक्षा चरण के अन्त में) खोदे गए थे तथा समीक्षा अवधि के पश्चात मई/जून 2014 तक पूरे हुए थे। जहां केटी 2 कुएं ने अन्वेषण उद्देश्य को प्राप्त किया था और गैस पाई गई थी, वहीं जे –एए कुआं तकनीकी बाधाओं के कारण खोजा नहीं जा सका। दोनों कुएं ₹ 1,905.41 करोड़[1] का व्यय वहन करने के पश्चात स्थाई रूप से छोड़ दिये गए थे।

लेखापरीक्षा ने देखा कि पीएससी समीक्षा अवधि के दौरान अन्वेषण हेतु प्रावधान नहीं किया। समीक्षा चरण के दौरान अन्वेषण गतिविधियों को जारी रखने पर पिछले

[1] *₹1,244.18 करोड़ जमा ₹ 661.23 करोड़*

लेखापरीक्षा[1] में टिप्पणी की गई है। एनडीए के मामले में, समीक्षा गतिविधियां समय पर पूरी नहीं की गई थी तथा ठेकेदार को इन गतिविधियों को पूरा करने के लिए विस्तारण अनुमत किया गया था। जहां एनडीए की समीक्षा अधूरी (पैरा 3.3.ए) रही थी, वही काफी निवेश तथा बिना किसी मूर्त लाभ के अतिरिक्त अन्वेषण गतिविधियां की गई थी।

एनडीए में समीक्षा अवधि के दौरान किये गए अतिरिक्त अन्वेषण का प्रभाव व्यय को बढाना था तथा ब्लॉक पर किसी मूर्त लाभ के बिना ₹1905.41 करोड़ की लागत वसूली हुई। यह ऐसे अतिरिक्त अन्वेषण प्रयासों का घेराव करने का मामला प्रतीत होता है, जैसा कि एमओपीएनजी द्वारा अन्वेषण अवधि की समाप्ति के पश्चात एमएल क्षेत्र में अन्वेषण हेतु अनिवार्य किया है; (अधिसूचना दिनांक फरवरी 2013 द्वारा) । यह सुनिश्चित करेगा कि मूल ब्लॉक की लागत वसूली प्रोफिट पेट्रोलियम तथा सरकारी हित के प्रति अनुचित रूप से न बढे।

प्रबंधन ने अपने उत्तर (अगस्त 2015) में बताया कि स्थान मूल्य संवर्धन तथा रिजर्व संचयन के लिए दूर दर्शिता के महत्व के आधार पर अनुमोदित किया गया था।

डीजीएच ने अपने उत्तर में (दिसम्बर 2015) बताया कि:

(i) भारत सरकार ने दिसम्बर 2013 तक अन्वेषण अवधि का पुनर्गठन (जून 2012) किया। इसके अतिरिक्त भारत सरकार की नीति (नवम्बर 2014) सुदृढ़ एफडीपी प्रस्तुत करने में संचालक को सक्षम करने के लिए ठेकेदारों को विस्तारित समीक्षा गतिविधियां करने की अनुमति देती है; तथा

(ii) एमएल नीति में, एमएल क्षेत्र में राजस्व सृजित किया जा रहे है ताकि 'प्रोफिट पेट्रोलियम' के भारत सरकार के हिस्से को सुरक्षित किए जाने के लिए, सुरक्षा उपाय किये गए हैं। यद्यपि, भारत सरकार की नीति (नवम्बर 2014) विस्तारित समीक्षा गतिविधियों को अनुमत करती है, जहॉ रिजरवायर के विस्तारण का मूल्यांकन करने के लिए समीक्षा कुएं ड्रिल किये जाने है तथा यह अन्वेषण के प्रारंभिक चरण में है, इसलिए ब्लॉक में कोई राजस्व सृजित नहीं किया जा रहा। मूल विचार है कि प्रचालक एक सुदृढ एफडीपी प्रस्तुत कर सके।

प्रबंधन/डीजीएच का उत्तर निम्नलिखित के मद्देनजर स्वीकार्य नहीं है:

[1] *भारत के नियंत्रक-महालेखापरीक्षक के प्रतिवेदन 2011-12 की सं.19 और 2014 की सं.24*

(i) प्रबंधन का उत्तर लेखापरीक्षा आपत्ति से संबंधित नहीं है जिसने किसी मूर्त लाभ के बिना ऐसे अन्वेषण पर किये गये पर्याप्त निवेश को दर्शाया है।

(ii) जून 2012 की अधिसूचना के अनुसार, अन्वेषण अवधि क पुनर्संरचना केवल समीक्षा कार्यक्रम करने के लिए स्वीकार किया गया था। यह पीएससी के अनुच्छेद 3.8 के प्रावधानों के अनुसार है जो ऐसे पुनर्संरंचना को अनुमत करता है जब समीक्षा कार्यक्रम करने के लिए पर्याप्त समय न हो।

(iii) डीजीएच का तर्क के अन्वेषण चरण के दौरान सुरक्षा की आवश्यकता नहीं है क्योंकि उस समय कोई राजस्व सृजित नहीं हो रहा है, स्वीकार्य नहीं है क्योंकि ऐसे व्यय लागत वसूली में वृद्धि करेगें तथा एक बार ब्लॉक द्वारा उत्पादन शुरू करने के बाद ब्लॉक से प्रोफिट पेट्रोलियम को बुरी तरह से प्रभावित करेगें।

1.7.4.5 पीएससी द्वारा अनिवार्य की गई जांच प्रक्रियाओं का अननुपालन

पीएससी प्रावधानों के अनुसार (अनुच्छेद 10 तथा 21) जब ठेकागत क्षेत्र में कोई खोज की जाती है तो ठेकेदार को:

(i) एमसी तथा सरकार को खोज के संबंध में तत्काल सूचित करना चाहिए तथा खोज के 30 दिनों के अन्दर लिखित में विवरण प्रस्तुत करने चाहिए।

(ii) ड्रिल स्टैम टेस्ट (डीएसटी) /उत्पाद जांच से कम से कम 48 घंटे पहले उस सरकार को जिसे जांच के दौरान एक प्रतिनिधि उपस्थित रखने का अधिकार, अधिसूचित करना चाहिए।

तत्पश्चात, भारत सरकार ने अपनी अधिसूचना (नवम्बर 2014) के द्वारा उन खोजों का स्वीकरण अनुमत किया जिसके लिए अग्रिम अधिसूचना नहीं दी गई थी, बशर्ते ठेकेदार उचित अग्रिम सूचना देने के पश्चात नयी जांच करने को प्रतिबद्ध हो। भारत सरकार ने 29 अप्रैल 2015 को सीसीईए द्वारा अनुमोदन के पश्चात उन चूककर्ता ठेकेदारों को तीन विशिष्ट विकल्प भी उपलब्ध कराए (अधिसूचना दिनांक 13 मई 2015 के द्वारा) जिन्होंने पीएससी की जांच शर्त पूरी नहीं की थी।

<u>विकल्प -1:</u> खोजों से संबंधित ठेकागत क्षेत्र को छोड़ देना ;

<u>विकल्प –2:</u> इस शर्त के साथ कि यूएस 15 मीलियन की अधिकतम सीमा के साथ जांच हेतु वहन की गई केवल 50 प्रतिशत लागत वसूली के लिए अनुमत की

जाएगी, नई जांच करना तथा अप्रैल 2015 में सीसीईए के अनुमोदन से एक वर्ष के अन्दर संशोधित डीओसी प्रस्तुत करना; तथा

विकल्प -3: डीएसटी किये बिना खोज के विकास हेतु आगे बढना परन्तु ऐसे विकास की लागत वसूली की सीमा होगी।

ठेकेदार को अधिसूचना के सीसीईए अनुमोदन की तिथि से दो महीने के अन्दर (अर्थात जून 2015 के अन्त तक) विकल्प का चयन करना था। अधिसूचना ने यह भी निर्धारित किया कि ऐसी खोजों के संबंध में ठेकेदरों द्वारा पहले वहन की गई एमडीटी लागत वसूली हेतु अनुमत नहीं की जाएगी।

ठेकेदार ने पीएससी की निर्धारित पद्धति का अनुसरण नहीं किया और एमडीटी पर आधारित तीन खोजों-डी1, ई1 और यूडी-1 को अधिसूचित किया। वे डी1 और ई1 पर एमडीटी के संचालन से पूर्व अग्रिम अधिसूचना देने में भी असफल रहा। इस प्रकार, प्रारंभिक तौर पर डी1 और ई1 खोजें स्वीकृत नहीं की गई थीं। बाद में डी1 प्रत्याशा की एमडीटी द्वारा दूसरे कुए के टी-1 के माध्यम से जॉच की गई थी जिसके आधार पर डी1 खोज को डीजीएच द्वारा स्वीकार किया गया था।

ठेकेदार ने इस खोजों के लिए दिसम्बर 2013 में डीओसी प्रस्तुत किया था (समूह-1 और यूडी-1 में डी-1 एवं ई-1, समूह III में अकेली खोज) सतह प्रवाह डाटा/डीएसटी की अनुपस्थिति में डीजीएच इन दो सूमहों के लिए डीओसी की समीक्षा करने के लिए सहमत नहीं हुआ।

तदनन्तर (मार्च-मई 2015) ठेकेदार ने एक नया कुँआ डी-1 सब की ड्रिलिंग के माध्यम से डी-1 खोज के लिए डीएसटी किया और ₹ 365.97 करोड़ (यूएस $ 58.07 मिलियन) का व्यय किया। ई-1 एवं यूडी-1 खोजो के संबंध में, ठेकेदार ने डीएसटी (मई 2015 की अधिसूचना के विकल्प 2 के अनुसार) के करने के विकल्प का उपयोग किया (24 जून 2015)। परीक्षण अभी भी किया जाना है (जून 2015)।

इस संबंध में, लेखापरीक्षा ने निम्न पर ध्यान दिया:

(i) डीजीएच ने यूडी-1 और डी-1 को 'खोजों' के रूप में स्वीकार किया, हालाँकि पीएससी की परीक्षण आवश्यकता को पूर्ण नहीं किया गया था। तदनन्तर डीजीएच ने सतह प्रवाह डाटा/डीएसटी की आवश्यक्ता को बताते हुए इन खोजों के लिए डीओसी की समीक्षा नहीं की थी।

(ii) परीक्षण आवश्यक्ता की नीति के अनुसार, विकल्प 2 का उपयोग करते हुए ठेकेदार ₹ 17.28 करोड़ की लागत वसूली के दावे के लिए अयोग्य हो जायेगा जिसने इसे तीन खोजों (डी-1 – ₹ 10.93 करोड़ और ई-1 – ₹ 3.10 करोड़ और यूडी-1 ₹ 3.25 करोड़) के लिए एमडीटी को करने में किया था जो इस व्यय को परिहार्य और अपव्ययी बनाता है।

(iii) ठेकेदार द्वारा डी-1 के संबंध में किए गए नए डीएसटी के परिणामस्वरूप डी-1 खोज के लिए नया डीएसटी परीक्षण करने की और ₹ 271.44 करोड़ (यूएस $ 43.07 मिलियन) का अतिरिक्त व्यय हुआ। ई1 और यूडी-1 खोजों के लिए नये डीएसटी के मामलें में, 'परीक्षण आवश्यक्ता की नीति' के अनुसार यूएस$ 15 मिलियन की उच्चतम लागत के साथ कम्पनी केवल 50 प्रतिशत की वसूली के लिए योग्य होगी।

इस प्रकार, निर्धारित डीएसटी को न करने में ठेकेदारों के पीएससी प्रावधानों के गैर-अनुपालन के परिणामस्वरूप ई-1 और यूडी-1 खोजों के लिए डीएसटी पर आगे अवसूली योग्य लागतों के भविष्य की सम्भावना सहित इन खोजों के मौद्रीकरण और एमडीटी पर ₹17.28 करोड़ की अवसूली योग्य लागतों और डी-1 खोज के लिए नये डीएसटी पर ₹271.44 करोड़ का विलम्ब हुआ था।

प्रबंधन ने अपने उत्तर (अगस्त 2015) में कहा कि डीजीएच के असंगत कदम के परिणामस्वरूप, अतिरिक्त लागत और परिहार्य विलम्ब हुआ था किंतु यह अपने भाग पर ब्लॉक में अन्य तेल/गैस क्षेत्रों के लिए प्रस्तावित विकास परियोजना का सामजस्य स्थापित करते हुए अधिक समय की हानि के बिना फील्ड को उत्पादन में लाने का प्रयत्न करेगा।

प्रबंधन का तर्क स्वीकार्य नहीं है चूँकि डीजीएच ने अपने उत्तर (दिसम्बर 2015) में कहा कि वे अपने निर्णय पर बने रहे थे कि प्रवाह दरों की वैधता के लिए डीएसटी की आवश्यक्ता है और चूँकि ठेकेदार इसके संचालन में असफल रहे, इसलिए डीओसी की समीक्षा नहीं की गई थी।

1.7.4.6 अनुपालन मामले

(I) वर्क प्रोग्राम और बजट (डब्ल्यूपी एंड बी) के प्रस्तुतीकरण और अनुमोदन में विलम्ब

पीएससी में निहित हैं, कि ठेकेदार को अन्वेषण प्रचालनों और विकास एवं उत्पादन प्रचालनों के अनुमोदन की समीक्षा के लिए पिछले वर्ष के 31 दिसम्बर तक डब्ल्यूपी एंड बी प्रस्तुत करना चाहिए। यदि परिस्थितियाँ न्याय संगत सिद्ध करती हों, या तो एमसी

की समीक्षा/अनुमोदन के लिए पीएससी में संशोधित डब्ल्यूपी एंड बी के प्रस्तुत करने के लिए भी प्रावधान है। 'नई नीति ढॉचे' (नवम्बर 2014) ने इस संबंध में तीन महीने तक के विलम्ब की माफी को अनुमत किया है।

लेखापरीक्षा ने देखा कि पूरे दशक (2005-06 से 2014-15) में किसी भी वर्ष में पीएससी अनुबद्ध दिनांक (31 दिसम्बर) से पूर्व एमसी ने डब्ल्यूपी एंड बी की समीक्षा नहीं की। यहॉ तक की तीन महीनों की क्षमा अवधि को ध्यान में रखते हुए भी, डब्ल्यूपी एंड बी की छह वर्षों में (2005-06, 06-07, 08-09, 09-10, 12-13 और 14-15) देर से समीक्षा की गई थी और अन्य तीन वर्षों (2010-11, 2011-12, 2013-14) के लिए अभी समीक्षा नहीं की गई।

वर्ष 2010-11 और 2011-12 में, बजट अनुमोदन नहीं मॉगा गया था चूँकि अगस्त 2010 में बढ़ी हुई मूल्यांकन अवधि समाप्त हो गई थी और डीजीएच (अक्तूबर 2010) द्वारा ठेकेदारों के मूल्यांकन अवधि को बढाने के अनुरोध को अस्वीकृत कर दिया गया था। तथापि, ठेकेदार ने अतिरिक्त समय के औपचारिक अनुमोदन की प्रतीक्षा किए बिना वर्ष 2010-11 और 2011-12 के दौरान ₹ 1,127.80 करोड़ का व्यय किया। वर्ष 2013-14 के लिए बजट प्रस्ताव भी देर से प्रस्तुत किया गया और इसका अनुमोदन अभी भी प्रतीक्षित था (जून 2015) यद्यपि उस वर्ष में ₹ 2,503.90 करोड़ का व्यय छह कुओं के मूल्यांकन/अन्वेषणात्मक ड्रिलिंग पर खर्च किया गया।

ठेकेदार ने लागत वसूली के तहत वर्ष 2010-11, 2011-12 और 2013-14 के लिए ₹ 3,631.7 करोड़ के समस्त व्यय का दावा किया है यद्यपि ऐसा व्यय प्राधिकृत नहीं था।

एमसी को शीघ्रता से इस व्यय की समीक्षा और तदनुसार लागत वसूली को नियमित करने की आवश्यकता है। प्रबंधन (अगस्त 2015) और डीजीएच (दिसम्बर 2015) ने अपने उत्तर में 2012-13 तक विलम्ब के लिए जेवी साझेदारों के प्रचालन समिति से अनुमोदन प्राप्त करने में विलम्ब को कारण बताया। ठेकेदार ने इस संबंध में पीएससी प्रावधानों की अनुपालना के लिए ईमानदारी से प्रयास करने का भी आश्वासन दिया। उनके उत्तर स्वीकार्य नहीं हैं चूँकि तीन वर्षों 2010-11, 2011-12 और 2013-14 के लिए डब्ल्यूपी एंड बी का अनुमोदन अब भी प्रतीक्षित है (अगस्त 2015)।

(II) वार्षिक लेखापरीक्षित लेखाओं के अनुमोदन/अपनाने में विलम्ब

पीएससी में निहित है कि ठेकेदार को लेखापरीक्षित लेखाओं की एक प्रति भारत सरकार को उसकी प्राप्त करने के 30 दिनों के अन्दर प्रस्तुत करनी चाहिए और ऐसे

लेखापरीक्षित लेखाओं को एमसी[1] द्वारा अपनाया जाना चाहिए। लेखापरीक्षा ने देखा कि यद्यपि ठेकेदार ने 2005-06 से 2014-15 तक 10 वर्षों के वार्षिक लेखापरीक्षित लेखाओं को इसकी प्राप्ति के 30 दिनों के अन्दर प्रस्तुत किया था फिर भी एमसी में उनका अपनाया जाना 9 वर्षों तक के लिए लंबित रहा।

लेखाओं के अपनाने में अनियमित विलम्ब पीएससी की विचारधारा के विरूद्ध है। इसलिए लेखापरीक्षा संव्यवहारों की पुष्टि और उचित सुधारात्मक उपायों को करने के लिए लेखापरीक्षित लेखाओं के समय से अनुमोदन और अपनाने की सिफारिश करती है।

प्रबंधन ने अपने उत्तर में (अगस्त 2015) विलम्बों को स्वीकार किया किंतु इसका कारण लेखापरीक्षकों की नियुक्ति के लिए संयुक्त उद्यम साझेदारों से प्रचालन समिति अनुमोदन से प्राप्ति में विलम्ब को बताया। इसने यह भी कहा कि यह तब से है जब से प्राप्त हुई है और जुलाई 2013 में डीजीएच को प्रस्तुत की गई है। इसके बाद लेखापरीक्षित लेखाओं को एक बार फिर से जून 2015 में ठेकेदार द्वारा डीजीएच को अपनाने के लिए प्रस्तुत किया गया था जो कि प्रगति में हैं।

प्रबंधन ने स्वीकार किया कि जुलाई 2013 में जेवी साझेदारों का अनुमोदन प्राप्त करने के बाद भी लेखाओं को प्रस्तुत करने में 2 वर्षों का विलम्ब हुआ। इसके अलावा, लेखापरीक्षकों की नियुक्ति और उनके अपनाने के लिए अनुमोदन प्राप्त करने में 9 से 10 वर्षों का विलम्ब दर्शाता है कि न तो प्रबंधन समिति बैठक के संयोजक के रूप में प्रचालक (ओएनजीसी) और न ही अध्यक्ष/उपाध्यक्ष के रूप में दो सरकारी नामितियों ने इस संबंध में पीएससी का अनुपालन सुनिश्चित किया। ऐसे अननुपालन ने पीएससी अनुबद्ध अधिप्राप्ति प्रक्रिया के उल्लंघन को बढ़ावा दिया है जैसा कि अगामी पैराग्राफ में दिया गया है।

डीजीएच ने अपने उत्तर में (दिसम्बर 2015) यह भी कहा कि वर्ष 2005-06 के लिए लेखापरीक्षित लेखे वित्तीय वर्ष 2005-06 के दौरान ड्रिल किए गए कुँए डी-1 एंड ए1 से संबंधित लागत वसूली मामले के कारण लम्बित थे।

उत्तर स्वीकार्य नहीं है चूँकि कुएँ ए1 एंड डी1 के संबंध में की गई आवश्यक कार्रवाई क्रमाशः जनवरी 2006 और जुलाई 2007 में ठेकेदार द्वारा की गई थी और डीजीएच ने मंत्रालय को फरवरी 2008 में स्वयं इन कुओं पर किए गए व्यय की लागत वसूली अनुमत करने की सिफारिश की थी।

---

[1] *अनुच्छे 6.6. (डी)*

(III) पीएससी अनुबद्ध अधिप्राप्ति प्रक्रिया का उल्लंघन

माल एवं सेवाओं की प्राप्ति के लिए पीएससी प्रकिया निर्धारित[1] करता है। इन प्रावधानों के अनुसार, ठेकेदार निविदा की यथोचित प्रक्रिया जैसे कि पूर्व योग्यता मानदण्ड रखना, पूर्व योग्यता के लिए दलों के लिए निमंत्रणों को प्रकाशित करना, पूर्व-योग्यता मानदण्ड और निमंत्रण बोलीयों के अनुसार अर्हता प्राप्त दलों का चयन एवं यथोचित बोली विश्लेषण के बाद संविदा देना और प्रचालन समिति के अनुमोदन के अनुसरण के बाद यूएस $ 0.5 मिलियन के समान या अधिक मूल्य की माल और सेवाओं की खरीद कर सकता है। तथापि, पीएससी ने यह भी प्रावधान है कि ठेकेदार जब न्याय संगत परिस्थितियॉं हो तब एमसी के अनुमोदन से उपरोक्त विहित प्रक्रिया में संशोधन कर सकता है।

ठेकेदार के समस्त विभिन्न ब्लॉक पर कार्य वचनबद्धता की अत्यावश्यकता को बताते हुए आबंटन/नामांकन आधार पर क्रमशः ₹ 2,953.27 करोड़, ₹ 3,914.39 करोड़ और ₹ 899.49 करोड़ के संविदा मूल्य के तीन रिग- डिस्कवरर सेवन सीज डीडीकेजी-1[2] और जीएसएफ एक्सप्लोरर ले चुका था। यद्यपि यह पीएससी निर्धारित अधिप्राप्ति प्रक्रिया से विचलन में था, फिर भी ठेकेदार ने बिना एमसी अनुमोदन प्राप्त किए ब्लॉक में उनकी सेवाओं का उपयोग किया।

प्रबंधन ने अपने उत्तर (अगस्त 2015) में कहा कि प्रत्येक ओएनजीसी प्रचालित एनईएलपी ब्लॉक के लिए पृथक खरीद प्रक्रिया की व्यवहार्यता, पीएससी के अनुच्छेद 23.2 के अनुसार वर्तमान कठोर एमएम निर्धारित पद्धतियों/दिशानिर्देशों की उपस्थिति में आर्थिक/लागत लाभ का कार्यक्षेत्र मुहैया नहीं कराएगी और ओएनजीसी की खरीद नीति की निरन्तर समीक्षा की जाती है और सीवीसी दिशानिर्देशों के अनुसार अपग्रेड की जाती है। प्रबंधन ने आगे यह भी कहा कि ओएनजीसी के पास के जी-डी डब्ल्यूएन-98/2 ब्लॉक में कोई भी जेवी नहीं है और वर्तमान में (अगस्त 2014) इसके पास 100% पी आई हैं।

---

[1] परिशिष्ट- एफ

[2] रिलायन्स इन्डस्ट्रीज लिमिटेड से अल्ट्रा गहरे पानी रिग को अनियमित भाड़े पर लेने की 2012-13 की संघ प्रतिवेदन (वाणिज्यिक) 8 के पैरा 11.10 में टिप्पणी की गई थी। ओएनजीसी मानक निविदाकरण प्रक्रिया से विचलित हुआ हौर अमान्य योग्य आधार पर चार वर्षों की अवधि के लिए प्रतिस्पर्धात्मक बोलियों के आमंत्रण के बिना आरआईएल से डीडीकेजी1 को भाड़े पर लिया और मानक प्रतिमानों से विचलन के कारण ₹ 9.36 करोड़ और रिग के बार-बार खराब होने के कारण ₹ 29.32 करोड़ का अतिरिक्त व्यय हुआ।

प्रबंधन का उत्तर स्वीकार्य नहीं है चूँकि इसने न तो खरीद पद्धति का अनुसरण किया जिस पर इसने सरकार के साथ सहमति दी थी जैसे कि यह पीएससी से न ही कोई लागत लाभ का दावा कर सका जब इसने प्रतिस्पर्धात्मक बोलियों को आमंत्रित किए बिना नामाकंन आधार पर संविदा दी थी। इसके अलावा, पीएससी के अनुसार[1] किया कि यह केवल आपातकालीन स्थिति में ही बोली प्रक्रिया से विचलित हो सकता है और वो भी एमसी के अनुमोदन के साथ। ठेकेदार ने काम की अत्यावश्यक्ता को बताते हुए नामांकन आधार पर तीन रिगों को लिया था किंतु एमसी का अनुमोदन प्राप्त किए बिना उनकी सेवाओं का उपयोग किया जो कि पीएएसी निर्धारित अधिप्राप्ति प्रकिया से एक स्पष्ट विचलन था।

डीजीएच ने अपने उत्तर (दिसम्बर 2015) में यह भी स्वीकार किया कि एमसी अनुमोदन के लिए डीजीएच को कोई प्रस्ताव प्राप्त नहीं हुआ है।

निष्कर्ष

केजी-डीडब्ल्यूएन-98/2 ब्लॉक 2000 में एनईएलपी के पहले राउंड के तहत भारत सरकार द्वारा दिया गया था। कम्पनी ने 2005 में नब्बे प्रतिशत हिस्सेदारी को प्राप्त किया और 2012 में शेष हिस्सेदारी प्राप्त की। कम्पनी ने विभिन्न पीएससी प्रावधानों, सरकार की नीतियों और अनुमत छूटों के तहत ₹ 8402.56 करोड़ (मार्च 2015) की लागत पर इसकी खोजों के अन्वेषण एवं मूल्यांकन के लिए बहुत से विस्तारणों का लाभ उठाया था। अब तक (अगस्त 2015) कम्पनी ने ब्लॉक (एनडीए में 10 और एसडीए में 1) में कुल 11 खोजों को अधिसूचित किया है। कम्पनी ने 3 समूहों (एनडीए में समूह I एवं II और एसडीए में समूह III) में 10 खोजों के विकास के लिए डीओसी प्रस्तुत (दिसम्बर 2013) किया। तथापि प्रबंधन समिति ने केवल समूह II के लिए डीओसी की समीक्षा की (सितम्बर 2014) और समूह I एवं III की समीक्षा नहीं की चूँकि वसूली योग्य रिजर्व को अनुमानित नहीं किया जा सका था और इन खोजों के लिए सतह प्रवाह डाटा/डीएसटी डाटा की अनुपस्थिति में उत्पादन प्रोफाइल नहीं बनाया जा सका। समूह II में खोजो के मौद्रीकरण के लिए व्यवहार्थ विकास योजना अब भी डीजीएच/मोपीएनजी द्वारा अनुमोदित की जानी है। समूह III (एसडीए) का मौद्रीकरण की योजना कम्पनी द्वारा नहीं की गई चूँकि ऐसे डीप वाटर के क्षेत्रों में अनवेषण के विकास के लिए कोई उपयुक्त प्रौद्योगिकी उपलब्ध नहीं थी। समूह I के अन्वेषण के लिए एकीकृत विकास और पीएमएल गोदावरी के नामांकन ब्लॉक को भी इस क्षेत्र से रिजर्व के महत्वपूर्ण प्रवासन के संबंध में विशेषज्ञ

[1] *अनुच्छेद 23.2*

पुष्टि और इसके केजी-डब्ल्यूएन-98/3 ब्लॉक के माध्यम से आरआईएल द्वारा उनके दोहन को ध्यान में रखते हुए एक भारी असफलता मिली थी। इसके अलावा, दिसम्बर 2013 में व्यवहार्यता पर विचार करते हुए कम्पनी ने यूएस $ 7 प्रति एमएमबीटीयू (5.89 वर्षों की पेबैक अवधि के साथ) की गैस कीमत पर विचार किया। नये घरेलू गैस कीमत निर्धारण दिशानिर्देशों (मार्च 2015 और सितम्बर 2015) के तहत, अप्रैल 2015 से सितम्बर 2015 के बीच गैस मूल्य यूएस $ 4.66 प्रति एमएमबीटीयू और अक्तुबर 2015 से मार्च 2016 के बीच यूएस $ 3.82 प्रति एएएम बीटीयू की दर पर निर्धारित किया गया जो कि आगे समूह 1 के एकीकृत विकास और गोदावरी पीएसएल क्षेत्र की व्यवहार्यता को पुनः प्रतिकूल रूप से प्रभावित करेगा।

मामला मंत्रालय को भेजा गया था (सितम्बर 2015)। उनका उत्तर प्रतीक्षित था (मार्च 2016)।

1.8 कोल बेड मिथेन ब्लॉक की प्राप्ति के उद्देश्य की अनुपलब्धि

ऑयल एंड नेचुरल गैस कॉर्पोरेशन लिमिटेड (ओएनजीसी) द्वारा आधिप्राप्त कोल बेड मिथेन (सीबीएम) ब्लॉक में अन्वेषण गतिविधियों को शुरू करने के लिए भूमि अधिग्रहण महत्वपूर्ण था बोली के लिए चिन्हित सीबीएम ब्लॉक संख्या में अन्वेषण गतिविधियों के लिए भूमि अधिग्रहण और संवैधानिक मंजूरियों को सरल बनाने के लिए पैट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय, कोयला मंत्रालय और राज्य सरकारों के बीच पूर्व बोली स्तर पर एक तंत्र की कमी प्रतीत हुई। इसके अलावा, ओएनजीसी द्वारा इसे ब्लॉक दिए जाने के बाद भूमि अधिग्रहण के लिए कार्रवाई में विलम्ब और वचनबद्ध न्यूनतम वर्क प्रोग्राम को पूर्ण करने में विलम्ब ने पुनः ब्लॉक के अन्वेषण चरण को प्रभावित किया था। परिणामस्वरूप, ओएनजीसी को बार-बार विस्तारण करना पड़ा था, जिसके कारण न केवल कम्पनी को ₹ 6.81 करोड़ के परिसमापन हर्जाना का भुगतान भारत सरकार को करना पड़ा था बल्कि प्रत्येक चार ब्लॉकों के पॉच वर्षो के विकास चरण में भी प्रबल कमी आई थी। ओएनजीसी की ओर से विलम्ब कार्रवाई के कारण समय पर संबंधित एजेंसियों से खनन पट्टे और पर्यावरणीय मंजूरियॉ प्राप्त करने में असफलता के कारण एक परिस्थिति हुई जहॉ भावि भविष्य में किसी भी ब्लॉक को उत्पादन में डालने के लिए विकास प्रचालन का प्रारम्भ असम्भाव्य प्रतीत हुआ था। अगस्त 2015 तक इसने सीबीएम ब्लॉक के अधिग्रहण के उद्देश्य को अनुपलब्धि योग्य और फरवरी 2003 से मार्च 2015 तक सीबीएम ब्लॉक के अन्वेषण में हुए ₹1,217.86 करोड़ के कुल व्यय को निष्फल बना दिया था।

1.8.1 प्रस्तावना

कोल बेड मिथेन (सीबीएम) कोयला और लिग्नाइट परतों में अवशोषित एक प्राकृतिक गैस (मिथेन) है और पर्यावरण-अनुकूल गैर परंपरागत ऊर्जा के स्रोत हैं। कोयला सीबीएम के लिए स्रोत और जलाशय रोक दोनों है। सीबीएम बिक्री से पूर्व नहीं या कम से कम प्रसंस्करण की आवश्यकता वाली पाइपलाइन-गुणवत्ता की गैस है। सीबीएम गैस प्राकृतिक गैस के अन्य स्रोतों के समान है और बाजार में परंपरागत प्राकृतिक गैस के समान उपयोग के लिए बेची जा सकती है। 'स्वीट गैस' होने के नाते इसे तेल, कोयले यहाँ तक की परंपरागत प्राकृतिक गैस से अधिक पर्यावरणीय अनुकूल माना जाता हैं चूँकि सामान्यतः इसमें हाइड्रोजन सल्फाइड नहीं होती है।

1.8.1.1 भारत में सीबीएम अन्वेषण

भारत, विश्व का तीसरा सबसे बड़ा प्रमाणित कोयला रिजर्व और चौथा सबसे बड़ा कोयला उत्पादक होते हुए सीबीएम की वाणिज्यिक वसूली की महत्वपूर्ण संभावनाएं रखता है। जुलाई 1997 में भारत सरकार (जीओआई) द्वारा निरूपित सीबीएम नीति के तहत सीबीएम ब्लॉक कोयला मंत्रालय और केन्द्रीय खनन योजना एवं अभिकल्प संस्थान, राँची के साथ करीबी वार्तालाप में हाइड्रोकार्बन के महानिदेशालय (डीजीएच) द्वारा बनाए जाते हैं। देश में सीबीएम के अन्वेषण और उत्पादन के लिए, सीबीएम ब्लॉकस के आवंटन के लिए एकल तौर पर अथवा अन्य कम्पनियों के साथ मिलकर बोली के लिए अन्तर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्धात्मक बोली (आईसीपी) के माध्यम से तकनीकी रूप से और वित्तीय रूप से सक्षम विदेशी एवं भारतीय कम्पनियों को आमंत्रित किया गया है।

विनिंग बोली का चयन भारत सरकार को उत्पादन से जुड़े भुगतान सहित तकनीकी क्षमता, वित्तीय क्षमता, वर्क प्रोग्राम और राजकोषीय पैकेज पर आधारित है। इन प्रत्येक चार मानदण्डों का नियत महत्त्व है और उच्चतम स्कोर बोली लगाने वाले को एक सीबीएम ब्लॉक दिया गया है। 2001 और 2009 के बीच चार बार बोली आयोजित की गई थी। पृथक मानदंड के लिए भारिताएं निम्न प्रकार से थीः

तालिका 1

सीबीएम राउंड I से IV में बोली मानदण्ड

बोली मानदण्ड	100 बिंदुओं के स्केल पर भारिता			
	सीबीएम I	सीबीएम II	सीबीएम III	सीबीएम IV
तकनीकी सक्षमता	20	20	20	30
वित्तीय क्षमता	10	10	--	--
वर्क प्रोग्राम	50	50	45	35
राजकोषीय पैकेज	20	20	35	35

स्रोतः सीबीएम ब्लॉक के प्रस्तावों के आमंत्रण वाले नोटिस-I से IV राउंड

सफल बोली लगाने वाले भारत सरकार के साथ एक संविदा करते हैं जिसमें अन्य बातों के साथ-साथ इस बात का प्रावधान है कि भारत में सीबीएम संसाधन को आधुनिक औद्योगिक पद्धतियों के अनुसार शीघ्रता से वाणिज्यिक मात्राओं में निर्धारित और उपयोग में लाया जाना चाहिए। संविदा में आवश्यक रूप से निम्न गतिविधियों को परिकल्पित किया गया है:

- **अन्वेषण प्रचालन:** यह वाणिज्यिक रूप से उपयोग में लाए जाने वाले सीबीएम संचय की खोज में संविदा क्षेत्र में संचालित किए जाते हैं और सीबीएम संभाव्य के निर्धारण के लिए भूकंपीय सर्वेक्षण और पायलेट कुओं की ड्रिलिंग शामिल है। अन्वेषण प्रचालन दो[1] चरणों, चरण-I और चरण-II में किए जाते हैं। दो अन्वेषण चरणों की कुल अवधि 6 से 7 वर्षों की हैं।

- **विकास प्रचालन:** अन्वेषण प्रचालनों के समापन के पश्चात विकास प्रचालन प्रारंभ होते हैं। इस चरण में गतिविधियाँ अनुमोदित विकास योजना के अनुसार होती हैं और इनमें विकास कुओं (डवलपमेंट वेलस) की ड्रिलिंग,

[1] चरण-I (प्रभावी दिनाकं से दो से तीन वर्ष) और चरण-II (चरण-I के बाद 4 वर्ष)। प्रभावी दिनांक का अर्थ है पेट्रोलियम अन्वेषण लाइसेंस (पीईएल) के प्रदान करने की तिथि और सामान्य तौर पर इसे ब्लॉक में गतिविधियों के प्रारंभ की तिथि के रूप में लिया जाता है।

संग्रहण लाइनें बिछाना, टेंकेज, मुख्य गैस भण्डार या गैस प्रसंस्करण सुविधाओं में सीबीएम के उत्पादन, प्रसंस्करण और परिवहन के लिए आवश्यक अन्य उत्पादन एवं अंतः क्षेपक सुविधाएं निहित हैं। अन्वेषण प्रचालनों के तुरंत बाद विकास चरण की अवधि 5 वर्षों की है।

- **उत्पादन प्रचालन:** उत्पादन प्रचालनों में सीबीएम दोहन का अंतिम चरण गठित होता है। उत्पादन चरण की अवधि 22 से 25 वर्षों की है।

1.8.1.2 सीबीएम ब्लॉक का दिया जाना

डीजीएच ने देश में विभिन्न कोयला-क्षेत्रों में बहुत से संभावित सीबीएम ब्लॉक बनाए थे। सीबीएम बोली का पहला राउंड मई 2001 में हुआ था। सभी में सीबीएम बोली के चार राउंड भारत सरकार द्वारा 2001 से 2009 तक आयोजित किए गए थे जिसमें 36 सीबीएम ब्लॉकस प्रस्तावित किए गए थे।

सभी चार राउन्ड के दौरान सार्वजनिक एवं निजी क्षेत्र कम्पनियों दोनों को 30 ब्लाक दिए गए थे जैसा कि तालिका 2 में दर्शाया गया हैः

तालिका 2

विभिन्न कम्पनियों को चार राउंड में दिए गए ब्लॉकस

ओएनजीसी	रिलांयस इंडस्ट्रीज लिमिटेड (आरआईएल)	एस्सर ऑयल लिमिटेड (एस्सर)	जिओपेट्रोल इंटरनेशनल इंक	ऐरो	डार्ट	कोल गैस	ग्रेट इस्टर्न एनर्जी कार्पोरेशन लिमिटेड (जीईईसीएल)	बीपी एक्सप्लोरेशन अल्फा लिमिटेड
7	5	5	4	3	2	2	1	1

ओएनजीसी 2001 और 2003 में आयोजित 1 और 2 बोली राउंडों में 7 ब्लाक्स लेने के लिए सफल हुआ था। इसके अतिरिक्त, भारत सरकार ने 2001 एवं 2003 में नामांकन के आधार पर क्रमशः ओएनजीसी को दो ब्लाक्स एवं जीईईसीएल को एक ब्लाक दिया था।

1.8.1.3 सरकार द्वारा दिए गए सीबीएम ब्लॉक्स की स्थिति

(I) दिए गए 33 ब्लॉक में से, खराब संभाव्यता के कारण 16 तब से छोड़ दिए गए थे या छोड़े जाने के तहत (अगस्त 2015) थे। शेष 17 ब्लॉक निष्पादन के विभिन्न चरणों के तहत थे, जिसका ब्यौरा नीचे तालिका 3 में दिया गया हैं।

तालिका 3

निष्पादन के विभिन्न चरणों में ब्लॉक्स का ब्यौरा

विवरण	**ओएन जीसी**	**निजी दल**						**कुल**	
		आर आई एल	**एस्सर**	**जीईईसी एल**	**कोल गैस**	**जि ओ**	**डार्ट**		
अन्वेषण चरण में ब्लॉक्स	0	0	4	1	2	1	1	9	17
विकास चरण में ब्लाक्स	#4	2	1	1	0	0	0	8	
मार्च 2015 तक **सीबीएम (एमएमएससीएम)** का उत्पादन	^13.89	0	156.80	525.34	0	0	0	682.14	
उपरोक्त उत्पादन पर राज्य सरकार को प्रेदत्त रायल्टी (**₹ करोड़ में**)	^1.21	0	17.63	46.36	0	0	0	63.99	
उपरोक्त उत्पादन पर आधारित भारत सरकार को उत्पादन लिंक्ड भुगतान (**₹ करोड़ में**)	^0.30	0	0	11.59	0	0	0	11.59	

 # झारखण्ड मेः तीन ब्लॉक जैसे कि बोकारो, नोर्थ करनपुरा और झारिया। पश्चिम बंगाल में एक ब्लॉक जैसे कि रानीगंज नोर्थ।

^झारिया ब्लॉक से प्रासंगिक उत्पादन जो कुल जोड़ में शामिल नहीं हैं।

(II) उपरोक्त तालिका से यह देखा जा सकता है कि जहाँ पर मार्च 2015 तक निजी दलों (एस्सर और जीईईसीएल) ने उनके द्वारा प्रचालिक दो ब्लॉक्स से सीबीएम का 682.14 मिलियन मेट्रिक मानक घन मीटर (एमएमएससीएम) का उत्पादन प्राप्त किया,

राज्य सरकार को ₹ 63.99 करोड़ की रायल्टी का भुगतान किया और भारत सरकार को ₹ 11.59 करोड़ के उत्पादन लिंक्ड भुगतान का योगदान दिया, ओएनजीसी ने अभी तक (अगस्त 2015) इसके द्वारा प्रचालित चार ब्लॉक्स में विकास प्रचालन आरंभ नहीं किए थे और इस प्रकार प्रासंगिक उत्पादन से संबंधित को छोड़कर किसी भी राज्य सरकार या भारत सरकार को कोई भी राजस्व का योगदान नहीं किया गया।

(III) 31.3.2015 तक ओएनजीसी द्वारा उपार्जित और अभ्यर्पित सीबीएम ब्लॉक के ब्यौरे तालिका 4 में दिए गए है। ₹ 147.68 करोड़ का व्यय करने के पश्चात ओएनजीसी ने पॉच ब्लॉक छोड़ दिए थे।

तालिका 4

ओएनजीसी द्वारा छोड़े गए ब्लॉक

राउण्ड	**ब्लॉक की संख्या**	**अधिग्रहित ब्लॉक का नाम**	**प्रभावी दिनांक**	**अभ्यर्पण की तिथि यदि अभ्यर्पण किया गया है**	**अभ्यर्पित ब्लॉक पर व्यय (₹ करोड़ में)**	**ब्लॉक की शेष संख्या**
I	2	बोकारो	21.02.2003	एनए	एनए	2
		नोर्थ करनपुरा	21.02.2003	एनए		
II	5	बरमार-संचोर	10.09.2004	09.03.2008	32.02	0
		सतपुरा	23.02.2005	20.07.2007	3.41	
		वारधा	13.04.2005	12.04.2007	2.80	
		दक्षिण करनपुरा	12.05.2006	05.07.2011	91.18	
		नोर्थ करनपुरा पश्चिम	12.05.2006	23.06.2011	18.27	
नामाकंन	1	झारिया	28.08.2003	एनए	एनए	1
	1	रानीगंज	09.06.2004	एनए	एनए	1
कुल	**9**				**147.68**	**4**

एन ए- मान्य नहीं

मार्च 2015 तक ओएनजीसी ने इसके द्वारा प्रचालित चार ब्लॉक पर ₹ 1,070.18 करोड़ व्यय किए और पाँच ब्लाक्स पर उनके उपार्जन से अभ्यपर्ति तक ₹147.68 करोड़ व्यय

किए। सीबीएम ब्लॉक में ओएनजीसी के असंतोषजनक निष्पादन के विशेष कारणों की चर्चा नीचे की गई हैं।

1.8.2 लेखापरीक्षा निष्कर्ष

सभी नौ ब्लॉक्स में आरंभ से (2003-15) ओएनजीसी द्वारा कि गई सीबीएम गतिविधियों की जांच चार सक्रिय ब्लाक्स में फोकस सहित लेखापरीक्षा में की गई थी जैसा कि उपर्युक्त तालिका 4 में दिखाया गया है। लेखापरीक्षा निष्कर्षों को आगामी पैराग्राफ में सारांशीकृत किया गया है।

1.8.2.1 अन्वेषण गतिविधियों के समापन में विलम्ब

ओएनजीसी संविदा में आवंटित समय के अन्दर सीबीएम ब्लॉक्स में अन्वेषण गतिविधियॉं पूर्ण नहीं कर सका। छह से सात वर्षों की संविदात्मक समय सीमा के प्रति ओएनजीसी ने अन्वेषण गतिविधियों के समापन में सात से आठ वर्षों अधिक लिए। अन्वेषण चरण में विलम्ब का असर विकास चरण में गया और अन्ततोगत्वा सीबीएम के उत्पादन के लिए अनुमत समय को कम समय दिया जाएगा। अन्वेषण को पूर्ण करने में विलम्ब, भूमि अधिग्रहण में विलम्ब, ड्रिलिंग के लिए तैयार स्थलों की अनुपलब्धता, लॉजिस्टिक्स की अनुपलब्धता आदि के कारण हुआ था, जैसा कि आगे के पैराग्राफ में चर्चा की गई हैः

(I) भूमि अधिग्रहण में विलम्ब

सीबीएम ब्लॉक के आवार्ड होने के बाद, ठेकेदार (जैसे कि ओएनजीसी) संविदा क्षेत्र से संबंधित राज्य सरकार को पैट्रोलियम अन्वेषण लाइसेंस (पीईएल) के लिए आवेदन करता है। पीईएल की प्राप्ति पर ओएनजीसी कुओं की ड्रिलिंग के लिए संभाव्य स्थानों की पहचान की सुविधा के लिए प्रत्येक ब्लॉक के संविदा क्षेत्र में कोर होल की ड्रिलिंग करते हुए डाटा एकत्रित करता है। एक बार ड्रिलिंग अन्वेषण/पायलट कुओं[1], के लिए स्थान सुनिश्चित हो जाने पर भूमी अधिग्रहण के लिए संबंधित जिला प्राधिकारियों को आवेदन करने की जिम्मेदारी ओएनजीसी की है जिसके पश्चात संम्बंधित जिला प्राधिकारी भूमी अधिग्रहण कर ओएनजीसी को उपलब्ध करवाते है।ओएनजीसी द्वारा सम्बंधित जिला प्राधाकारीयों को भूमी के लिए आवेदन करने की जिम्मेदीरीयों में मुक्त स्थानों की

---

[1] *पायलट कुऑ संविदा क्षेत्र में संभाव्य सीबीएम संचयन के निर्धारण के लिए ड्रिल किया गया ।*

स्टेकिंग[1] और संयुक्त जॉच, स्वामित्व दस्तावेजों का एकत्रीकरण और ड्रिलिंग साइट का सीमांकन और आहरण शामिल था। इसके बाद, भूमि अधिग्रहण का आवेदन जिला प्राधिकरणों को प्रस्तुत किया गया। इस प्रकार, भूमि अधिग्रहण की जिम्मेदारी आंशिक रूप से ओएनजीसी और आंशिक रूप से संबंधित राज्य सरकार के जिला प्राधिकारियों की होती हैं।

लेखापरीक्षा ने देखा कि भूमि अधिग्रहण प्रक्रिया को पूर्ण करने में ओएनजीसी और संबंधित राज्य सरकार के जिला प्राधिकारियों दोनों ने अत्यधिक समय लिया ***(अनुबंध -XV)***

संबंधित राज्य सरकारों की ओर से विलम्ब पूर्ण बोली स्तर पर सक्रीय समन्वयन के लिए एक तंत्र की कमी की वजह से और ब्लॉक के आवंटन के पश्चात् और एमओपीएनजी, कोयला मंत्रालय (एमओसी) और संबंधित राज्य सरकारों के बीच समन्वयन की कमी से उत्पन्न हुआ जो कि (i) प्रस्तावित बोली लगाने वालों को सीबीएम ब्लॉक का वास्तविक भौगोलिक फैलाव का पता लगाने (ii) सफल बोली लगाने वालों को भूमि उपलब्ध कराने में यदि कोई, कठिनाई हो का पता लगाने और (iii) उन मामलों को कम करने के लिए जिनका सामान भूमि के गैर अधिग्रहण के कारण प्रचालनों को प्रारंभ करने में सफल बोलीदाताओं द्वारा किया जाता हैं और अन्य संविधानिक मंजूरियों पर्यावरणीय मंजूरी (ईसी), खनन पट्टा (एमएल) आदि शामिल है, ताकि परिहार्य विलम्ब के कारण ऐसे मामलों का समय पर समाधान किया जा सकें जिसमें अग्रिम कार्यवाई करने की आवश्यकता है। ब्लॉक के आवंटन के बाद, भूमि के अधिग्रहण के लिए और ईसी और एमएल के लिए ओएनजीसी द्वारा सामयिक कार्रवाई करने में विलम्ब ने स्थिति को पुनः बिगाड दिया।

जबकि राज्य सरकारों की ओर से विलम्ब, ओएनजीसी के नियंत्रण से बाहर था, फिर भी भूमि अधिग्रहण के लिए आवेदन का प्रस्तुतीकरण पूर्णरूप से इसके नियंत्रण में था और विलम्ब को परिहार्य किया जा सकता था।

ओएनजीसी **(तालिका 4 देखें)** के पास चार ब्लॉक में फैले 23 स्थानों[2] ***(अनुबंध-XV)*** में से जिसके ब्यौरे लेखापरीक्षा को प्रस्तुत किए गए थे, यह देखा गया कि 12 मामलों (52 प्रतिशत) में स्थानों का पता लगाने के बाद भूमि अधिग्रहण के लिए जिला प्राधिकारियों

---

[1] स्टेकिंग का अर्थ है कुआँ ड्रिलिंग के लिए निर्मुक्त स्थान की भौगोलिक स्थिति की भूमि जॉच जहॉ पर निर्मुक्त स्थान सीबीएम ब्लॉक की पीईएल/एमएल सीमा के अन्दर एक सतह बिंदु दर्शाता है जहां एक सीबीएम कुआँ ड्रिल किए जाने हेतु प्रस्तावित है और सक्षम प्राधिकारी द्वारा सहमति प्राप्त हो चुकी थी।

[2] स्थान ब्लॉक्स में विशिष्ट बिन्दु हैं जहाँ कुएँ ड्रिल किए गए हैं।

को आवेदन के प्रस्तुतीकरण में ओएनजीसी ने 145-600 दिन लिए। ओएनजीसी की ओर से विलम्ब के कारण भूमि अधिग्रहण में समग्र विलम्ब हुआ अन्वेषण चरण के लिए समय सीमा की हानि हुई और चार ब्लॉकों के विकास के लिए समय सीमा की हानि दर्शायी गई है, जैसा कि नीचे दिया गया हैं

- **बोकारो ब्लॉक:** चार वर्ष की अवधि (21 फरवरी 2005 से 20 फरवरी 2009) के दौरान अन्वेषण चरण-II में ड्रिल किए जाने वाले बारह पायलट कुओं के लिए भूमि अधिग्रहण के लिए आवेदन सितम्बर-दिसम्बर 2006 में विलम्ब से किया गया था अर्थात अन्वेषण के चरण-II की प्रारम्भ करने से एक वर्ष से भी अधिक के बाद. वास्तविक भूमि अधिग्रहण कार्य मई 2007 से अगस्त 2010 के दौरान हुआ। परिणामस्वरूप कुओं की वास्तविक ड्रिलिंग निर्धारित समापन फरवरी 2009 तक के प्रति भारत सरकार से समय में वृद्धि प्राप्त करने के बाद जून/जुलाई 2009 में हो सकी थी।

- **नोर्थ करनपुरा:** अन्वेषण चरण-II (21 अगस्त 2005 से 20 अगस्त 2009) के दौरान ड्रिल किए जाने वाले पॉच कुओं के लिए भूमि अधिग्रहण जब चरण-II का अन्वेषण आरंभ होना था से दो वर्ष से भी अधिक के बाद (लगभग 28 महीने) जनवरी 2008 जुलाई 2008 में हुआ था। वास्तविक भूमि अधिग्रहण जुलाई 2009 में हुआ। परिणामस्वरूप, अगस्त 2009 तक उनके निर्धारित समापन के प्रति कुएं केवल मार्च 2010 से जनवरी 2011 के दौरान ही ड्रिल किए जा सके।

- **रानीगंज:** अन्वेषण चरण-II (09 जून 2007 से 08 जून 2011) के दौरान दो पायलट कुओं के लिए भूमि अधिग्रहण, चरण-II के शुरू होने के दो वर्ष से भी अधिक के बाद, क्रमशः अगस्त 2009 और जून 2010 में देर से प्रारंभ हुआ था। भूमि का वास्तविक रूप से अधिग्रहण केवल नवम्बर 2010 और मई 2011 में किया गया। कुओं की ड्रिलिंग जून 2011 तक निर्धारित समापन के प्रति अप्रैल 2011 से अप्रैल 2012 तक हुई थी।

- **झारिया:** अन्वेषण चरण-I (28 अगस्त 2003 से 27 अगस्त 2006) में दो अन्वेषी कुओं के लिए भूमि अधिग्रहण चरण-I के आरंभ करने के लगभग दो वर्षों के बाद जून 2005 और अगस्त 2005 में प्रारंभ हुआ था। भूमि का वास्तविक रूप से अधिग्रहण क्रमशः मार्च 2006 और जून 2006 में किया गया। कुएं वास्तविक रूप से चरण-I के निर्धारित समापन के बाद जुलाई 2006 से मई 2007 के बीच ड्रिल किए गए थे।

ओएनजीसी ने कहा (जनवरी 2015) किः

- भूमि अधिग्रहण सदैव विलम्ब का एक मुख्य कारण था चूँकि अधिकतर क्षेत्र 'गेरमजरूआ'[1] या खराब उपलब्धता/राजस्व अभिलेखों के रखरखाव वाली चिन्हित आदिवासी भूमि में आते हैं।

- चूँकि भूमि अधिग्रहण में स्थानीय प्राधिकरण और जनसाधारण शामिल है इसलिए भूमि अधिग्रहण की प्रक्रिया और ऐसे अधिग्रहण की गति ओएनजीसी के नियंत्रण में नही थी।

- सीबीएम क्षेत्रफल में ओवरलैपिंग मामलों (सीबीएम ब्लॉक में विभिन्न कम्पनियों द्वारा कोयला खनन प्रचालन कोयला मंत्रालय द्वारा कोयला खनन लाइसेंस दिए जाने पर किए जा रहे थे) ने भूमि अधिग्रहण परिदृश्य को और भी बिगाड़ दिया था।

निम्न को देखते हुए उत्तर स्वीकार्य नहीं है:

- लेखापरीक्षा आपत्ति ओएनजीसी की ओर से भूमि अधिग्रहण में विलम्ब पर केन्द्रित है जिसे इसके विभिन्न अनुभागों को अर्थात भूमि अधिग्रहण अनुभाग (एलएक्यू), सिविल अनुभाग, खुदाई अनुभाग आदि के बीच प्रभावी योजना और समन्वय से परिहार्य किया जा सकता था। लेखापरीक्षा ने देखा कि सीबीएम ब्लॉक्स के विकास और उत्पादन को शीघ्र करने के लिए ओएनजीसी द्वारा गठित (जून 2010) एक कार्यबल ने अन्य बातों के साथ-साथ देखा (जून 2010) कि भूमि अधिग्रहण श्रमबल समर्पित वित्तीय अनुशासन अधिकारी के अलावा संख्याओं, कौशल और गठन और पूर्णकालिक कानूनी अधिकारी के अनुशंसित संघ और बाहर के कानूनी विशेषज्ञ मोटे तौर पर अपर्याप्त थे। इन मामलों पर कार्यकारी समिति की बैठक (जुलाई 2010) में विचार-विमर्श किया गया यद्यपि लेखापरीक्षा में समीक्षा किए गए अभिलेखों में इस संबंध में की गई सकारात्मक कार्यवाही के लिए साक्ष्य उपलब्ध नहीं थे। वास्तव में, एलएक्यू अनुभाग में तैनात श्रमबल को 2008-09 में ग्यारह से 2014-15 में पॉच तक घटा दिया गया था।

- लेखापरीक्षा ने ओवरलैपिंग के मामले को माना। तथापि, ओएनजीसी द्वारा लेखापरीक्षा को उपलब्ध कराई गई सूचना के आधार पर, यह देखा गया कि यह मामला उतना महत्वपूर्ण नहीं था जितना की कम्पनी द्वारा बताया गया था।

[1] *गेरमजरूआः अकृषित बंजर भूमि*

बोकारो, नोर्थ करनपुरा और रानीगंज ब्लॉक्स में, ओवरलैप ने केवल प्रत्येक एक स्थान को प्रभावित किया। झारिया ब्लॉक में समस्या और भी गंभीर थी जहां पर ओवरलैप द्वारा छह स्थानों को प्रभावित किया जैसा कि निम्न तालिका 5 में दर्शाया गया है।

तालिका 5

सीबीएम ब्लॉक्स में ओवरलैपिंग की स्थिति

ब्लॉक का नाम	कुल क्षेत्र (वर्ग कि.मी)	वर्तमान क्षेत्र	ओवरलैप किया गया क्षेत्र (वर्ग कि.मी)	ओवरलैप क्षेत्रों में आने वाले स्थानों के नाम
बोकारो	95.00	75.00	3.50	बीकेएएल
नोर्थ करनपुरा	340.00	271.50	30.00	एनकेएबी
झारिया	84.55	65.10	08.00	जेएच1, 1ए, 2, 3, 14, 15
रानीगंज	350.00	311.79	28.95	आरएनएए

तथापि, भारत सरकार ने झारिया ब्लॉक में ओवरलैपिंग मामलों के कारण विलम्ब के लिए ओएनजीसी को 14 महीनों (28 फरवरी 2007 से 27 अप्रैल 2008) तक की छूट अनुमत की थी।

(II) ठेकेदार[1] को ड्रिलिंग के लिए स्थलों को सौंपने में असफलता के कारण ₹312 करोड़ का एक दावा हुआ

ओएनजीसी ने 18 दिसम्बर 2008 तक 36 कुओं की ड्रिलिंग के लिए (झारिया ब्लॉक के केन्द्रीय परबतपुर क्षेत्र में 14 विकास कुँए और 22 पायलट कुएँः बोकारो, नोर्थ करनपुरा और झारिया ब्लॉक में 3 क्षैतिज और 19 लम्बवत) एक एकीकृत टर्नकी संविदा की (मई 2006)। (आईटीसी) संविदा के अनुसार, ओएनजीसी को ड्रिलिंग गतिविधि प्रारंभ करने से कम से कम तीन महीने पहले ठेकेदार को ड्रिल स्थल (स्थानों) के लिए भूमि और एक सड़क उपलब्ध करानी थी। इस अवधि के बाद यदि ओएनजीसी ड्रिल साइटों और पहुँच सड़क प्रदान करने में असफल रहता है, ओएनजीसी को यूएसडी 50000 की दर पर गैर-

---

[1] *'ठेकेदार'- ओएनजीसी द्वारा नियुक्त किया एक ठेकेदार जहां 'ठेकेदार' एक दल/दलों (ओएनजीसी के वर्तमान मामले में) को सन्दर्भित करता है जिसके साथ भारत सरकार ने सीबीएम संविदा पर हस्ताक्षरित किया।*

प्रचालन दिवस दर से (एनओडीआर) और ₹50000 क्षैतिज कुओं के लिए यूएसडी 35,000 और ₹ 35,000 लम्बवत कुओं के लिए ठेकेदार को देना होगा। ठेकेदार ने 3 क्षैतिज और 16 लम्बवत कुओं को ड्रील किया।

लेखापरीक्षा ने देखा कि यद्यपि ठेकेदार को कार्य मई 2006 में दिया गया था फिर भी उस समय पर ओएनजीसी के पास ठेकेदार को सौंपने के लिए कोई तैयार स्थान नहीं था। ठेकेदार को पहला स्थान फरवरी 2007 में सौंपा गया था अर्थात संविदा देने के नौ महीने बाद 2007-12 तक ओएनजीसी ठेकेदार को केवल 19 स्थान (संविदागत 36 में से) सौंप सकी थी जो कि ड्रिल किए गए थे। ठेकेदार ने संविदा स्थल की अनुपलब्धता के कारण ₹ 312 करोड़ के आपात्ती प्रभारों (एनओडीआर) का दावा किया था। एक बाह्य विशेषज्ञ समिति (ओईसी) का गठन (मार्च 2014) संविदा (दिसम्बर 2011) के पूर्व समापन के लिए किया गया था।

ओएनजीसी ने कहा (जनवरी 2015) कि सीबीएम परियोजना बोकारो के प्रारंभिक अवस्था में भूमि के कठिनाई-मुक्त अधिग्रहण के साथ, यह परिकल्पित किया गया है कि चिन्हित नियुक्त स्थान नियमित आधार पर आईटीसी ठेकेदार को सौपे जाने के लिए समय पर अधिग्रहीत किए जाऐंगे। तथापि अप्रत्याशित परिवर्तनों ने परिकल्पित योजनाओं को पूर्ण रूप से जोखिम में डाल दिया। ओएनजीसी ने कहा (दिसम्बर 2015) कि बहुत से संम्प्रेषणों और अनुदायों के बावजूद, ठेकेदार इसके कार्यचालन को प्रारंभ करने के लिए ओईसी के लिए पूर्व-शर्तों का अनुपालन करने में विफल रहा और बाद में ओईसी के समापन के लिए प्रस्ताव शुरू किया गया (नवम्बर 2015) और अंतिम निर्णय प्रतीक्षित (दिसम्बर 2015) था।

उत्तर स्वीकार नहीं है चूँकि किसी तैयार स्थान के बिना, ठेकेदार को सौंपने के लिए ओएनजीसी ने एक आईटीसी संविदा की थी। जिसके बाद, प्रस्तावित स्थानों के लिए भूमि के सामयिक अधिग्रहण को सुनिश्चित करने में कम्पनी असफल रही जिसके कारण ठेकेदार ने एनओडीआर खंड का आवाहन किया। यह ध्यान में रखते हुए कि ओएनजीसी द्वारा स्थलों को सौंपने में विलम्ब के मामले में संविदा में एनओडीआर खण्ड का प्रावधान था इसलिए ओएनजीसी की ओर से, भूमि अधिग्रहण प्रक्रिया को तीव्र करने के लिए पर्याप्त गंभीरता की आवश्यक्ता थी जैसा कि उपरोक्त पैरा 2.1.1 में टिप्पणी की गई है।

(III) भूमि के अधिग्रहण के बाद भी रिग की निष्क्रियता के कारण ₹ 21.04 करोड़ का परिहार्य व्यय और विलम्ब

सीबीएम परियोजना बोकारो के तहत चार ब्लॉकों में (बोकारो, नोर्थ करनपुरा, झारिया और रानीगंज तालिका 4 देखें) ड्रिलिंग स्थानों के लिए भूमि का अधिग्रहण अप्रैल 2004 से

मई 2011 के बीच किया गया। ओएनजीसी ने 5 जनवरी 2005 से 19 फरवरी 2014 तक जो कि है 2770 दिन है, चार ब्लॉक्स में चयनित स्थानों पर कुएँ ड्रिल करने के लिए एक विभागीय रिग (एम-750-1) को तैनात किया और उस पर ₹ 134.59 करोड़ का व्यय हुआ। इस अवधि के दौरान, रिग 552 दिनों के लिए निष्क्रिय रहा जिसमें से 428 दिन सिविल कार्यों के गैर-समापन के कारण तैयार ड्रिलिंग स्थानों की अनुपलब्धता बताया गया था और 124 दिन लॉजिस्टिक्स की अनुपलब्धता के कारण था। निष्क्रिय समय में लगभग कुल अवधि का 24 प्रतिशत बनता है जिसके लिए रिग तैनात किया गया था और कम्पनी की लागत ₹ 21.04 करोड़ ***(अनुबंध–XVI)*** आई थी।

ओएनजीसी ने कहा (जनवरी 2015) कि रूकावटें जैसे कि ठेकेदारों की सीमित उपलब्धता उनमें व्यावसायिक सक्षमता और सिविल सामग्री के लिए अच्छे आपूर्तीकर्ताओं की कमी और ठेकेदारों और इसके आपूर्तिकारों के बीच असहयोग/बैर सक्षम, अखंड कार्यान्वयन और प्रचालनों के निष्पादन के प्रति अनुभव था। कम्पनी ने आवश्वासन दिया कि पुराने अनुभव से भविष्य में प्रत्येक प्रयास सिविल कार्यों के सामयिक समापन और परिवहन/लॉजिस्टिक्स की व्यवस्था को सुनिश्चित करने के लिए किया जाएगा।

जबकि लेखापरीक्षा ओएनजीसी द्वारा दिए गए आश्वासन को ध्यान में रखता है, फिर भी तथ्य यह कहता है कि उपरोक्त उल्लिखित अवधि के दौरान विभागीय रिग की रोजाना प्रोहिवीटीव लागत ₹ 2.7 लाख से ₹ 6.6 लाख की रेंज में होते हुए तथा ओएनजीसी लम्बे समय से एक समान परिवेश में कार्य कर रहा है इसे अपने विभिन्न कार्यात्मक अनुभागों जैसे कि ड्रिलिंग अनुभाग, सिविल अनुभाग, लॉजिस्टिक्स आदि के बीच प्रयास और बेहतर समन्वय और प्रबंधन करना चाहिए था ताकि समय और लागत की वृद्धि के बिना ड्रिलिंग प्रचालनों को योजनानुसार किया जा सकता था। आगे, व्यावसायिक तौर पर सिविल कार्यों/सामग्री आदि के लिए सक्षम ठेकेदारों/आपूर्तिकारों का चयन करने में कम्पनी की असफलता अपने आप बोली/निविदाकरण प्रक्रिया में सुधार और ओएनजीसी में बेहतर संविदा प्रबंधन की आवश्यकता को जोकि सीबीएम ब्लॉकों के अन्वेषण से संबंधित है, बताती है।

(IV) अन्वेषण में विलम्ब के कारण परिसमापन हर्जाने का भुगतान

चार ब्लॉक अर्थात बोकारों, नोर्थ करनपुरा, झारिया और रानीगंज का अन्वेषण चरण फरवरी 2009 और जून 2011 के बीच समाप्त होना था। तथापि, ओएनजीसी विलम्बित भूमि-अधिग्रहण (पैराग्राफ 2.1.1 देखें), विलम्बित सिविल कार्यों और लॉजिस्टिक्स समस्याओं आदि (पैराग्राफ सं. 2.1.3 देखें) के कारण तैयार स्थानों की अनुपलब्धता के कारण निर्धारित अवधि के अन्दर अन्वेषण पूरा नहीं कर सका। परिणामस्वरूप,

ओएनजीसी ने इन ब्लॉकों में वचनबद्ध न्यूनतम वर्क प्रोग्राम (एमडब्ल्यूपी) के पूरा करने के लिए बार-बार अतिरिक्त समय की मॉग की थी और ₹ 6.81 करोड़ का विलम्ब के लिए भारत सरकार को परिसमापन हर्जानों के रूप में भुगतान किया। परिणामस्वरूप इन चार ब्लॉक का अन्वेषण 368 से 549 दिनों ***(अनुबंध–XVII)*** की रेंज में विलम्ब सहित जनवरी 2011 से दिसम्बर 2012 के बीच ही पूरा किया जा सका जिसने उत्पादन के लिए ब्लॉक्स में विकास गतिविधियों के लिए उपलब्ध समय को कम कर दिया था।

ओएनजीसी ने कहा (जनवरी 2015) कि सीबीएम ब्लॉक्स ऐसे क्षेत्रों में थे जहॉ तेल और गैस उद्योग के लिए मूलभूत सुविधॉए नहीं थी। परिणामस्वरूप, उपलब्ध और उनके संसाधन को जुटाना एक बड़ी चुनौती थी। भूमि अधिग्रहण एक अन्य बड़ी बाधा थी। इसलिए ओएनजीसी अतिरिक्त समय की मॉग करने के लिए बाध्य था जो कि बाद में उनकी पात्रता की जॉच करने के बाद भारत सरकार द्वारा दी गई थी।

उत्तर को निम्न के प्रति देखने की आवश्यकता हैः

(i) भारत सरकार ने ओएनजीसी को उसके द्वारा निर्णीत हर्जानों के भुगतान के अध्यधीन अतिरिक्त समय प्रदान किया था। इसने दर्शाया कि विलम्ब को भारत सरकार द्वारा क्षमा योग्य नहीं माना गया।

(ii) इसके अतिरिक्त संसाधनों के सामयिक और प्रभावी प्रबंधन और प्रतिबद्ध गतिविधियों के निष्पादन को सुनिश्चित करने के लिए ओएनजीसी सीबीएम संविदा द्वारा बाधित थी। तथापि, यह भूमि के सामयिक अधिग्रहण को सुनिश्चित नहीं कर सकी जो कि भारत सरकार और राज्य सरकार एजेंसियों के साथ बेहतर समन्वयन द्वारा प्रबंधित किया जा सकता था। भूमि की उपलब्धता के बाद भी जैसा कि ऊपर चर्चा की गई है ओएनजीसी की ओर से सिविल कार्यों के सामयिक समापन, लॉजिस्टिक्स और पर्याप्त श्रमबल की उपलब्धता में विलम्ब था और यह कारक सीबीएम ब्लॉक्स में अन्वेषण गतिविधियों को करते समय नियंत्रण योग्य थे।

1.8.2.2 घटकों के कारण कोई गतिविधि नहीं के साथ संकीर्ण विकास चरण

(I) अन्वेषण चरणों में खपत किया गया अधिक समय

सीबीएम संविदा के अनुच्छेद 10 में प्रावधान किया गया है कि विकास चरण, पॉच लगातार वर्षों के लिए अन्वेषण चरण-II की समाप्ति के बाद प्रारंभ होगा जिसके दौरान ठेकेदार विकास योजना के अनुसार विकास प्रचालन करेगा। अन्वेषण चरणों के लिए

अतिरिक्त समय के लिए भारत सरकार की नीति (दिसम्बर 2007) में प्रावधान है कि जहाँ सुसंगत चरण का एमडब्ल्यूपी उस चरण की अनुबद्ध अवधि के भीतर पूर्ण नहीं हुआ है और एमडब्ल्यूपी (छूट योग्य विलम्ब की छोड़कर) को पूर्ण करने के लिए अतिरिक्त समय की माँग की गई है, विस्तारण की अवधि अगले चरण से कम की जाऐगी।

सीबीएम संविदा मे प्रावधान है कि यदि ठेकेदार विकास चरण के भीतर विकास प्रचालनों को पूर्ण करने में असमर्थ रहता है तो भारत सरकार ठेकेदार के अनुरोध पर विकास प्रचालनों को पूर्ण करने के लिए जोकि एक वर्ष से अधिक नहीं हो, के लिए विकास चरण के विस्तार पर विचार कर सकती है और इस प्रकार बढ़ाई गई अवधि उत्पादन चरण से कम की जायेगी।

लेखापरीक्षा ने देखा कि अन्वेषण चरण में लिए गए अतिरिक्त समय के कारण चारों ब्लॉक के विकास चरण के पॉच वर्ष को संकीर्ण किया गया जैसा कि ***(अनुबंध-XVII)*** में दिखाया गया है।

बोकारों ब्लॉक के मामले में विकास चरण 27 जुलाई 2014 को समाप्त हुआ था। 27 जुलाई 2015 को एक वर्ष के विस्तारण मांगने की विंडो भी समाप्त हो गई थी। इस प्रकार कोई विकास गतिविधि किए बिना ही विकास चरण बीत गया। समानरूप से, नोर्थ करनपुरा ब्लॉक के मामले में कोई विकास गतिविधियाँ नहीं की गई। यद्यपि विकास चरण 26 मार्च 2015 को समाप्त हो चुका था, फिर भी लेखापरीक्षा ने देखा कि जुलाई 2015 तक ओएनजीसी ने एक वर्ष के अतिरिक्त समय की माँग नहीं की थी। अन्य दो ब्लॉको के मामले में, अर्थात रानीगंज और झारिया, यद्यपि विकास चरण जून 2016 और अक्तूबर 2016 में समाप्त होगा, फिर भी ओएनजीसी ने अगस्त 2015 तक उनके विकास चरणों (क्रमशः दिसम्बर 2012 और अक्तूबर 2012) को प्रारंभ करने के लिए इन ब्लॉकों में कोई भी विकास गतिविधियां नहीं की।

ओएनजीसी ने विलम्बित विकास चरण के मामले पर विशेष रूप से प्रतिक्रिया नहीं की।

(II) खनन पट्टा लेने में विलम्ब

सीबीएम संविदा के अनुच्छेद 11.1 में प्रावधान है कि अन्वेषण चरण-II के समापन के बाद और संविदा के अनुच्छेद 5.6 (डी) के अनुसार एक विकास योजना के प्रस्तुतीकरण पर ठेकेदार संविदा क्षेत्र में ठेकेदार द्वारा धारित उत्पादनीय तथा उत्पादक योग्य क्षैत्र के संबंध में, पट्टे के लिए राज्य सरकार को एक आवेदन प्रस्तुत करेगा।

लेखापरीक्षा ने देखा कि अन्वेषण-II के समापन के लगभग 7 से 29 महीने बाद, उपर्युक्त उल्लिखित चार सीबीएम ब्लॉक के संबंध में ओएनजीसी ने खनन पट्टे (एमएल) के प्रदान करने के लिए आवेदन प्रस्तुत किया जैसा कि ***अनुबंध-XVIII*** में दर्शाया गया हैं. अगस्त 2015 तक दो ब्लॉक्स (बोकारो और रानीगंज) के लिए एमएल प्राप्त नहीं हुआ था जबकि शेष दो ब्लॉकों नोर्थ करनपुरा और झारिया के लिए वही जुलाई 2015 में प्राप्त हुआ था।

ओएनजीसी ने कहा (जनवरी 2015) कि क्षेत्रीय विकास योजना (एफडीपी) के अनुमोदन की प्रभावी तिथि के संबंध में डीजीएच से संप्रेषण की प्राप्ति के बाद एमएल के लिए आवेदन संबंधित राज्य सरकारों को जुलाई 2013 में प्रस्तुत किया गया था। तथापि, प्रक्रिया को झारखण्ड राज्य में चुनावों के मद्देनजर (बोकारो, नोर्थ करनपुरा और झारिया ब्लॉक) रोक दिया गया था। इसका अब परियोजना द्वारा अनुसरण किया जा रहा हैं।

ओएनजीसी का उत्तर स्वीकार्य नहीं है चूँकि सीबीएम संविदा के अनुच्छेद 11.1 के अनुसार विकास योजनाओं के प्रस्तुतीकरण और अन्वेषण चरण-II के समापन के तुरंत बाद एमएल आवेदनों को प्रस्तुत करना चाहिए था। चार ब्लॉकों के अन्वेषण चरण जनवरी 2011 और दिसम्बर 2012 के बीच पूर्ण हो गये थे। तथापि, एमएल के लिए आवेदन जुलाई 2013 में किए गए। इस प्रकार कम्पनी को विकास के लिए पहले से कम समय को संक्षिप्त करते हुए सात महीने से दो वर्षों से अधिक की हानि हुई।

(III) पर्यावरणीय प्रभाव निर्धारण के प्रारंभ करने में विलम्ब

सीबीएम संविदा के अनुच्छेद 14.5(बी) में अन्य बातों के साथ-साथ ठेकेदार को सीबीएम प्रचालनों के परिणामस्वरूप संविदा क्षेत्र और निकटवर्ती क्षेत्रों में पर्यावरण मानवों और स्थानीय समुदायों, वनस्पति और जीव पर समान्य प्रभावों को स्थापित करने के लिए पर्यावरणीय प्रभाव निर्धारण (ईआईए) अध्ययन किया जाना और पर्यावरणीय क्षति को कम करने एवं स्थल पुनरूद्धार कार्याकलापों को करने के लिए तरीको और उपायों को प्रस्तुत करना अपेक्षित है। अनुच्छेद 14.5.2 में प्रावधान किया गया है कि ईआईए अध्ययन विकास प्रचालनों की शुरूआत से पहले पूर्ण किया जाना चाहिए और ठेकेदार द्वारा विकास योजना के भाग के रूप में प्रस्तुत किए जायेंगे और विकास प्रचालनों की शुरूआत से पूर्ण सरकार का विशिष्ट अनुमोदन प्राप्त किया जाना चाहिए। यह भी प्रावधान किया गया है कि ऐसा अनुमोदन अकारणवश रोका नहीं जायेगा।

लेखापरीक्षा ने देखा कि ओएनजीसी ने चार ब्लॉक्स के विकास योजनाओं के लिए ईआईए अध्ययन प्रस्तुत नहीं किए। वास्तव में पर्यावरण एवं वन मंत्रालय (एमओईएफ) द्वारा

कम्पनी को इसके लिए टर्मस ऑफ रिफरेंस (टीओआर) उपलब्ध कराने के बाद भी ओएनजीसी ने ईआईए अध्ययन कराने के लिए एजेंसियों के लगाने में विलम्ब किया। टीओआर नवम्बर 2011 और मार्च 2014 के बीच प्राप्त हूआ था जबकि ओएनजीसी द्वारा अध्ययन करने के लिए एजेंसियों का लगाया जाना केवल नवम्बर 2013 और दिसम्बर 2014 के बीच किया जा सका। इस प्रकार वहॉ पर, चार महीनों से दो वर्षों ***(अनुबंध–XIX)*** तक का अंतराल रहा जिसके कारण विकास चरण के लिए पर्यावरणीय मंजूरी (ईसी) में विलम्ब हूआ। अगस्त 2015 तक ओएनजीसी ने केवल एक ब्लॉक (नोर्थ करनपुरा) के लिए ईसी प्राप्त किया था, जबकि शेष तीन ब्लॉक के लिए यह प्रतीक्षित था।

ओएनजीसी ने कहा (जनवरी 2015) कि एफडीपी के अनुमोदन के बिना ईआईए अध्ययनों को करना व्यवहार्य नहीं था। यदि ईआईए रिपोर्ट को एफडीपी के साथ प्रस्तुत करना था फिर भी ईआइए प्रक्रिया की कम से कम डेढ़ वर्ष पहले प्रारंभ करने की आवश्यक्ता होती, अर्थात समय जब ब्लौक का संभाव्य अब भी निर्धारण के अंतर्गत था और एफडीपी क्षेत्र भी परिभाषित किया जाना था। ऐसा करना विवेकपूर्ण नहीं होगा, विशेष रूप से इस तथ्य को देखते हुए कि प्रत्येक ईआईए अध्ययन पर लगभग ₹ 30 से 40 लाख पर्याव्त वित्तीय निहितार्थ है।

उत्तर को निम्न के प्रति देखा जा सकता हैः

- संविदा में दो ईआईए अध्ययन किए जाने की आवश्यकता हैः पहला अन्वेषण चरण के दौरान प्रचालन आरंभ करने से पूर्व और दूसरा विकास चरण प्रारंभ करने से पूर्व। इसलिए सीबीएम संविदा के अनुच्छेद 14.5.2 के अनुसार, विकास प्रचालनों को प्रारंभ करने से पूर्व विकास योजना के भाग के रूप में ओएनजीसी को ईआईए अध्ययन पूर्ण करना और प्रस्तुत करना अपेक्षित था।

- ओएनजीसी के ब्लॉक-प्रबंधक कार्यालय से ईआईए अध्ययनों के प्रस्ताव की प्राप्ति के बाद, ईआईए अध्ययनों के लिए एजेंसियों की पहचान और लगाए जाने में अनावश्यक रूप से अधिक समय लिया जिसका परिणाम है कि तीन ब्लॉक्स अर्थात बोकारो, झारिया, और रानीगंज के लिए ईसी अब भी प्रतीक्षित अपेक्षित था (अगस्त 2015) जिसने विकास प्रचालनों के प्रारंभ में विलम्ब किया।

निष्कर्ष

2001 और 2003 में आयोजित बोली के पहले दो राउंड में ओएनजीसी ने सात सीबीएम ब्लॉकस प्राप्त किए। 2003 में, भारत सरकार ने भी इसे नामांकन आधार पर दो ब्लॉकों का आवंटन किया। अप्रैल 2007 से जुलाई 2011 के बीच, ओएनजीसी ने ₹ 147.68 करोड़ का व्यय करने के बाद, खराब संभाव्यता के आधार पर बोली के दूसरे राउंड में इसके द्वारा प्राप्त किए गए सभी पॉच सीबीएम ब्लॉकों को छोड दिया। बोली द्वारा प्राप्त किए गए शेष दो ब्लॉक और दो नामांकन ब्लॉक के साथ ओएनजीसी अगस्त 2015 तक चार सीबीएम ब्लॉक्स का प्रचालन कर रहा था। सफल बोलीदाताओं को ब्लॉक देने में अन्वेषण गतिविधियों को समय पर प्रारंभ करने के लिए सांवैधानिक मंजूरिया और भूमि अधिग्रहण को सरल बनाने के लिए एमओपीएनजी, एमओसी और राज्य सरकार एजेंसियों के बीच तंत्र की कमी और ब्लॉक के आवंटन के बाद ओएनजीसी की ओर से अपेक्षित कार्रवाई करने में विलम्ब के कारण भूमि अधिग्रहण में विलम्ब हुआ। शेष ब्लॉकों में प्रतिबद्ध एमडब्ल्यूपी को पूर्ण करने में ओएनजीसी की असफलता के साथ इस घटक के जुड़े होने के कारण, इन ब्लॉकों का अन्वेषण चरण बुरी तरह से प्रभावित हुआ और कुछ मामलों में निर्णीत हर्जाने का भुगतान करने के बाद भी एमडब्ल्यूपी पूर्ण करने के लिए ओएनजीसी को भारत सरकार से बार-बार अतिरिक्त समय की मॉग करनी पड़ी। बार-बार विस्तार से पॉच वर्षों के विकास चरण को कड़े रूप से कम कर दिया गया। अगस्त 2015 के अंत तक, विकास चरण की शेष अवधि पहले से ही दो ब्लॉक के मामले में समाप्त हो चुकी थी। शेष दो ब्लॉक के लिए, समय केवल 9 महीने (रानीगंज ब्लॉक) और 14 माह (झारिया ब्लॉक) था। स्थिति को बिगाड़ते हुए, ओएनजीसी संबंधित एजेंसियों से खनन पट्टे (एमएल) और पर्यावरणीय मंजूरी (ईसी) का आवेदन प्राप्त करने में असफल रहा जिसके परिणामस्वरूप एमएल और ईसी जो कि विकास प्रचालनों को प्रांरभ करने के लिए पूर्व-अपेक्षित है, प्राप्त नही हो सके। केवल एक ब्लॉक (नोर्थ करनपुरा) जहॉ एमएल एवं ईसी प्राप्त हुए थे वहॉ निर्धारित विकास चरण मार्च 2015 में समाप्त हो गया। तथापि ओएनजीसी ने उस ब्लॉक में भी विकास प्रचालनों को करने के लिए एक वर्ष का अनुमत विस्तार प्राप्त करने के लिए भारत सरकार को कोई आवेदन नहीं किया था। कम्पनी ने इसके पास चार ब्लॉकों में ₹ 1,070.18 करोड़ का व्यय किया। ऐसे परिदृश्य में चार ब्लाकों में से किसी में भी कोई भी विकास गतिविधियॉ अभी तक (अगस्त 2015) प्रारंभ नहीं हुई थी, ऐसा असमान्य प्रतीत होता है कि निकटतम भविष्य में ओएनजीसी इन ब्लॉको को उत्पादन में डालने योग्य होगा। इस प्रकार, सीबीएम ब्लॉक के प्राप्त करने का उद्देश्य और उसके अन्वेषण में किया गया ₹ 1,217.86 करोड़ का कुल व्यय अनुपलब्धि रहा।

मामले को फरवरी 2015 में पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय को सूचित किया गया था और मंत्रालय का मत जानने के लिए एक अनुस्मारक 11 दिसम्बर 2015 को जारी किया गया था, उत्तर प्रतीक्षित था (दिसम्बर 2015)।

1.9 ओएनजीसी द्वारा प्रयुक्त वित्तपोषण तंत्र को ओएनजीसी पेट्रो एडिशन्स लिमिटेड (ओपीएएल) की गैर सार्वजनिक क्षेत्र उपक्रम (सीपीएसयू) प्रास्थिति को बनाए रखने के लिए बनाया गया था।

ओएनजीसी ने अप्रैल 2007 से मई 2013 के दौरान ओपीएएल को इक्विटी के प्रति अग्रिम दिए थे। ओपीएएल ने इक्विटी शेयरों को अग्रिमों में रूपान्तरण को विलम्बित किया। ओपीएएल ने ओएनजीसी को राईट इश्यू (मार्च 2015) भी प्रस्तावित किए। तथापि, बाद में इसने सीपीएसयू के रूप में कम्पनी की प्रास्थिति से बचने के उद्देश्य से शेयर जारी नहीं किए। ओएनजीसी ने दोबारा परिवर्तनीय वारंट के प्रति किश्त के लिए राशि का भुगतान किया (जून 2015) जिसे अभी जारी किया जाना है। अतः ओएनजीसी ने किसी आनुपातिक लाभ के बिना ओपीएएल को ब्याज मुक्त निधियां उपलब्ध करवाईं। इसके परिणामस्वरूप ओएनजीसी को ₹ 408.15 करोड़ के ब्याज की हानि हुई। ओएनजीसी द्वारा प्रयुक्त वित्त पोषण तंत्र का उद्देश्य केवल ओपीएएल को एक गैर सा.क्षे.उ सत्त्व के रूप में रखना था।

ऑयल एण्ड नेचुरल गैस कारपोरेशन लिमिटेड (ओएनजीसी) ने ओएनजीसी के एसपीबी में 26 *प्रतिशत* तक सीमीत निवेश के साथ विशेष उद्देश्य वाहन (एसपीवी) मार्ग के माध्यम से पेट्रो केमिकल्स काम्पलैक्स के कार्यान्वयन का अनुमोदन दिया (अगस्त 2006)। तदनुसार ओएनजीसी पेट्रो एडिशन्स लिमिटेड (ओपीएएल), एक संयक्त उद्यम कम्पनी (जेवीसी) को ओएनजीसी के 26 *प्रतिशत* स्टेक और गुजरात स्टेट पेट्रोलियम कारपोरेशन (जीएसपीसी) के पॉच *प्रतिशत* स्टेक के साथ समाविष्ट किया गया (नवम्बर 2006)। ओपीएएल को एक निजी कम्पनी होना था, जिसकी बकाया इक्विटी नीतिगत भागीदारों और वित्तीय संस्थानों के सहयोग से प्रत्याशित थी। बाद में, (मई 2009) गेल (इंडिया) लिमिटेड (गेल) ने ओपीएएल में निवेश (19 *प्रतिशत* इक्विटी जोखिम) करना स्वीकार किया । इस प्रकार, ओपीएएल में सार्वजनिक सत्त्वों का भाग 50 *प्रतिशत* होगा और शेष 50 *प्रतिशत* में निजी भागीदरों द्वारा सहयोग दिया जाना था। इस प्रकार, ओपीएएल, अपनी निजी/पीएसयू प्रकृति को बनाए रखेगा।

ओएनजीसी बोर्ड ने ओएनजीसी का इक्विटी योगदान ₹ 970 करोड़ (ओएनजीसी के 26 *प्रतिशत* इक्विटी सहयोग के साथ 2.33:1 के डेट इक्विटी अनुपात पर ₹ 12,440 करोड़ की

परियोजना लागत पर विचार करते हुए अनुमोदित किया था (फरवरी 2008)। तथापि, ओएनजीसी ने वित्तपोषण तंत्र, जो ओपीएएल की गैर सीपीएसयू प्रकृति को बनाए रखने के लिए बनाया गया था, के माध्यम से ओपीएएल को काफी अधिक मात्रा में निधि उपलब्ध करवाई थी, जैसा नीचे चर्चा की गई हैः

(क) अप्रैल 2007 से मार्च 2011 के दौरान, ओएनजीसी ने ओपीएएल को इक्विटी के प्रति अग्रिम के रूप में ₹ 970.29 करोड़ का अंशदान दिया। ओपीएएल द्वारा पूरी राशि 'आवंटन हेतु लम्बित आवेदन राशि' या 'इक्विटी के प्रति अग्रिम' के रूप में वर्गीकृत रही। असूचीबद्ध सार्वजनिक कम्पनियों (अधिमान्य आवंटन) नियमावली, 2003 में संशोधन के कारण (दिसम्बर 2011 में) जिसमें आवेदन राशि की प्राप्ति के 60 दिन के अन्दर शेयरों का आवंटन अनिर्वाय था, ओपीएएल अग्रिमों के प्रति इक्विटी शयरों को जारी करने के लिए बाध्य किया गया (सितम्बर 2012)। ओपीएएल ने ओएनजीसी को ₹ 637.43 करोड़ गेल को ₹ 634.44 करोड़ और जीएसपीसी को ₹ 29 करोड़ के इक्विटी शेयर जारी किए। इक्विटी शेयरों के जारी होने से, ओपीएएल कम्पनी अधिनियम, 1956 के तहत मानी गई सरकारी कम्पनी बन गई। आवंटन में विलम्ब ने ओपीएएल, निजी कम्पनी के रूप में अपनी प्रास्थिति बनाए रखते हुए अप्रैल 2007- सितम्बर 2012 के दौरान किसी लागत के बिना सार्वजनिक क्षेत्र की सस्थाओं (ओएनजीसी, गेल, जीएसपीसी) की इन निधियों के उपयोग करने की अनुमति मिली।

(ख) जबकि सितम्बर 2012 में ओएनजीसी को ₹ 637.43 करोड़ तक के इक्विटी शेयर जारी किए गए थे, फिर भी ओपीएएल ने बकाया ₹ 332.86 करोड़ (₹ 970.29 करोड़– ₹ 637.43 करोड़) इक्विटी के प्रति अग्रिम के रूप में अपने पास बकाया रखे। इसके अलावा, ओएनजीसी ने 15 मई 2013 को ओपीएएल को ₹ 27.64 करोड़ का सहयोग इक्विटी के प्रति अग्रिम हेतु किया था। ओपीएएल द्वारा ₹ 360.50 करोड़ के कुल इक्विटी शेयर केवल 16 मई 2013 अर्थात ₹ 332.86 करोड़ की राशि प्राप्ति की तिथि से 775 से 1168 दिन (दो से तीन वर्ष) के बाद आंवटित किए गए। गेल को भी उनके द्वारा उपलब्ध करवाई गई निधियों के प्रति मई 2013 मे अतिरिक्त इक्विटी शेयर जारी किए गए। मई 2013 में शेयरों के आवंटन के साथ ओपएएल का पूंजीगत ढांचा ओएनजीसीः 49.36 *प्रतिशत* गेलः 49.21 *प्रतिशत* और जीएसपीसीः 1.43 *प्रतिशत* था। ओपीएएल कम्पनी अधिनियम, 2013 के अन्तर्गत मानी गई सरकारी कम्पनी बनी रही। ओपीएएल द्वारा इक्विटी शेयरों के आवंटन में विलम्ब के कारण बिना किसी लागत के सरकारी कम्पनियों की निधियों का उपयोग लम्बी अवधि के लिए जारी रहा।

(ग) तपश्चात, ओएनजीसी ने विभिन्न वित्तपोषण तंत्रों के उपयोग से ओपीएएल को वित्त देना जारी रखा ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि ओपीएएल एक सार्वजनिक क्षेत्र इकाई न बन जाए, जैसा कि नीचे चर्चा की गई है:-

(i) इक्विटी शेयरों की आखिरी श्रंखला जारी करने के मात्र दो दिन बाद, ओपीएएल ने अपने इक्विटी शेयरधारकों को एक राइट्स इश्यू का प्रस्ताव दिया (18 मई 2013)। ओएनजीसी ने 21 मई 2013 को ₹ 670.92 करोड़ के राइट्स इश्यू अधिग्रहण किए। अन्य शेयरधारकों (नामतः गेल और जीएसपीसी) न राइट्स इश्यू मंजूर नहीं किए। ओपीएएल ने ओएनजीसी को शेयर जारी नहीं किए। यदि शेयर जारी किए जाते, तो ओपीएएल पीएसयूज के लिए नीतिज्ञ सरकारी दिशानिर्देशों द्वारा बाध्य होकर ओएनजीसी की सहायक और एक <u>सार्वजनिक क्षेत्र उपक्रम</u> बन जाती।

(ii) कम्पनी अधिनियम 2013 के कार्यान्वयन के साथ ओपीएएल द्वारा राइट्स शेयरों के प्रति प्राप्त निधि जो 'जमा' के रूप में मानी गई थी को कम्पनी अधिनियम 2013 के प्रारंभ से पूर्व स्वीकार किया गया था और ओपीएएल को संवैधानिक रूप से उक्त प्रावधानों की शर्तों के तहत अपेक्षित फाइलिंग या 31 मार्च 2015 तक ओएनजीसी को जमा वापिस करना था। ओपीएएल ने निर्णय लिया (मार्च 2015 में हुई वित्तीय प्रबंधन समिति (एफएमसी) की बैठक में) कि यह वाछंनीय है कि ओपीएएल के गैर सार्वजनिक ढांचे और प्रकृति को बनाए रखा जाए। कम्पनी अधिनियम 2013 के सांविधिक प्रावधानों के अनुरूप ओपीएएल ने 30 मार्च 2015 को ओएनजीसी को राइट्स इश्यू के प्रति प्राप्त निधि (₹ 670.92 करोड़) वापिस कर दी। इस प्रकार राशि ओपीएएल के पास एक वर्ष ओर दस महीने के लिए अवरूद्ध पड़ी रही जिससे ओपीएल को ब्याज मुक्त निधियों के माध्यम से लाभ मिला।

(iii) राइट्स इश्यु जारी न करने के प्रति ओपीएएल से वापिस ₹ 670.92 करोड़ (31 मार्च 2015) प्राप्त करने के एक दिन बाद, ओएनजीसी ने नए राइट्रस हिस्से के लिए आवेदन राशि के रूप में ₹ 750.55 करोड़ का भुगतान किया। ओपीएएल के बोर्ड ने नोट किया (मई 2015) कि ओएनजीसी ही एक शेयरधारक था जिसने राइट्स इश्यू में भाग लिया और उक्त आवेदन राशि के प्रति शेयरों का आवंटन कम्पनी की प्रकृति को बदल देगा (ओपीएएल)। अतः ओएनजीसी को राशि वापिस करने का निर्णय लिया गया। तथापि, ओपीएएल ने धन वापिस करने से पहले कम्पनी अधिनियम, 2013 के तहत अनुमत

75 दिनों की अधिकतम अवधि के लिए निधि को अपने पास रखा (एक्सेपटेंश ऑफ डिपाजिट रूलस, 2014[1])।

₹ 750.55 करोड़ की राशि वापसी की प्राप्ति के एक पखवाडे के बाद, ओपीएएल से शेयर वारंट के अंशदान हेतु एक मांग सूचना प्राप्त की गई थी। यद्यपि ओपीएएल द्वारा परिवर्तनीय ऋण साधन और गौण ऋण जारी करने के विकल्प पर भी विचार किया गया, यह कम्पनी अधिनियम 2013 द्वारा प्रस्तुत प्रतिबंधों के कारण आगे नहीं बढ़ सके, शेयर वांरट अधिनियम में न तो परिभाषित किया गया है और न ही उन्हे इश्यू करने की प्रक्रिया उस पर परिभाषित है। ओएनजीसी ने इक्विटी शेयरों को जारी करने के प्रति वारंटों के लिए ₹ 961 करोड़ (₹ 5 प्रति वारंट की पहली किश्त) और ₹ 480.50 करोड़ (नवम्बर 2015 के दौरान ₹ 2.50 प्रति वारंट की दूसरी किश्त) की राशि का अशंदान दिया (30 जून 2015)। वारंट जारी करने की तिथि से 12 माह की अवधि के अन्दर इक्विटी शेयरों में परिवर्तनीय थी। वारंट कार्य अवधि को 12 महीने से 18 महीने तक विस्तारित (अक्तूबर 2015) किया गया। ओएनजीसी द्वारा वारंटों के प्रति प्रदत्त राशि भी ओपीएएल को 18 महीने की अवधि के लिए ब्याज मुक्त निधि के रूप में दी गई।

यदि अठारह महीने की समाप्ति पर इक्विटी शेयर इन वारंटों के प्रति जारी किए जाते हैं, ओपीएएल ओएनजीसी की सहायक और एक सार्वजनिक क्षेत्र उपक्रम होती। तथापि, ओएनजीसी के पास वारंट को शेयर में परिवर्तन करने का विकल्प है। ओएनजीसी द्वारा वारंट परिर्वतन का उपयोग न करने के मामले में पहले से प्रदत्त वारंट योगदान कीमत जब्त हो जाएगी।

इस प्रकार ओएनजीसी द्वारा प्रयुक्त वित्तपोषण तंत्र का मात्र उद्देश्य गैर पीएसयू सत्व के रूप में ओपीएएल की प्रकृति को बनाए रखना था। ऐसा निधियन उसकी अपनी हानि के लिए था क्योंकि ये बिना किसी आनुपातिक लाभ के ओपीएएल को ब्याज मुक्त निधि की भारी मात्रा उपलब्ध करवाया है। अनुचित वित्तपोषण तंत्र के कारण ओएनजीसी को ₹ 408.15 करोड़[2] की ब्याज की हानि हुई जैसा ***अनुबंध–XX*** में दर्शाया गया है।

---

[1] ***एक्सेपटेंस ऑफ डिपाजिट रूल्स, 2014 में निर्धारित है कि आवेदन राशि की प्राप्ति के 60 दिनों के अन्दर शेयर जारी किए जाएंगे और उस मामले में, यदि कम्पनी शेयर जारी करने में विफल रहे तो, वापसी के लिए 15 दिन की छूट अवधि के साथ जारी किए जाएंगें।***

[2] ***सुसंगत अवधि के दौरान ओएनजीसी के अल्पावधि जमा पर अर्जित ब्याज के आधार पर गणना की गई***

प्रबन्धन का उत्तर था (नवम्बर 15) कि:

(क) यह ओएनजीसी के निदेशक मंडल का प्रबुद्ध निर्णय था जिसमें कार्यकारी, गैर कार्यकारी/स्वंतत्र और सरकार द्वारा नामित निदेशक शामिल थे ताकि ओपीएएल की गैर पीएसयू-एसपीवी के रूप में संरचना को बनाए रखा जा सके ताकि परियोजनाएं उद्योग से पेशेवरों के अधिष्ठापन के माध्यम से कार्यान्वित की जा सके और कम्पनी को तीव्रतर पारदर्शी और उद्देश्यपरक निर्णय शीथिलता के साथ लेने का एक प्लेटफार्म मिल सके।

(ख) आगे यह बताना उपयुक्त है कि ओएनजीसी, ओपीएएल परियोजना का नेतृत्व एक प्रोत्साहक के रूप में कर रहा है क्योंकि यह एक डाउनस्ट्रीम इंटीग्रेशन परियोजना और मूल्य संवर्धन परियोजना है जो अपने भविष्य की योजना से संरेखित है। इसलिए 'इक्विटी के प्रति अग्रिम' के रूप में पूंजी लगाना, ओपीएएल में रोकड प्रवाह आवश्यकता के साथ मेल खा रहा था ओएनजीसी परियोजनाओं के निष्पादन के लिए सामयिक रोकड़ प्रवाह सुनिश्चित कर रही है और इसके साथ ही प्रमुख प्रोत्साहक के रूप में अपनी प्रतिबद्धता के संबंध में संभावी ऋणदाताओं को सुविधा प्रदान कर रही है। अतः ओपीएएल के परिकल्पित ढांचे के संरक्षण के लिए और उसी समय प्रोत्साहकों द्वारा दीर्घावधि ऋण के आहरण के लिए अपफ्रंट इक्विटी लगाने की शर्त को पूरा करने के लिए, परियोजना के कार्यान्वयन के लिए 'इक्विटी के प्रति अग्रिम' के विकल्प का सहारा लिया गया।

(ग) इसकी सराहना की जा सकती है कि उस मामले में यदि प्रोत्साहकों को इक्विटी (अर्थात इक्विटी के प्रति अग्रिम) के लिए उसकी प्रतिबद्धता के प्रति ब्याज मांगना, ऐसी निधि को लगाने को परियोजना में प्रोत्साहकों की प्रतिबद्धता के रूप में नहीं माना जाएगा और इस प्रकार कोई ऋणदाता वित्तपोषण आधार पर परियोजना पर कोई निधि विस्तारित नहीं करेगा जिससे पूरी परियोजना को जोखिम में डाल दिया जाएगा। अन्य शब्दों में, दीर्धावधि ऋण के साथ समान रूप से रैंकिगं वाले प्रोत्साहकों द्वारा विस्तारित ब्याज सहित अग्रिम ऋणदाताओं को स्वीकार्य नहीं होगा या प्रोत्साहकों द्वारा लगाई गई अपफ्रंट निधि की आवश्यकता को पूरा करेगी।

(घ) ओएनजीसी द्वारा इक्विटी की ओर निधियों के डालने को ओपीएएल में डाली गई निधियों पर ब्याज अर्जित करने के गवांए गए अवसर की बजाय इसके बोर्ड

निर्णय के अनुसार परियोजना के कार्यान्वयन के लिए ओएनजीसी की प्रतिबद्धता के रूप में देखा जा सकता है।

प्रबंधन के उत्तर की निम्नलिखित के संदर्भ में समीक्षा किए जाने की आवश्यकता है:

(क) इस पर जोर देने की आवश्यकता है कि ओपीएएल की निधि सरकारी कम्पनी की निधि थी भले ही इसका स्वरूप एक गैर –पीएसयू एसपीबी के रूप में रहा हो। इस प्रकार, ओपीएएल को पीएसयूज पर लागू उत्तरदायित्वों के बिना सार्वजनिक निधियों की अभिगम्यता दी गई थी।

(ख) जबकि, ओएनजीसी ने ओपीएएल की गैर-पीएसयू प्रास्थिति के संरक्षण के लिए प्रयास किए (अपनी स्वयं की लागत पर) यह सराहना करने की जरुरत है कि निजी नीतिगत निवेशकों को ओपीएएल के समावेशन के नौ वर्षों के पश्चात भी (नवम्बर 2006 से दिसम्बर 2015) अभी तक पहचाना नहीं गया है। नियोजित वित्तपोषित तंत्र के माध्यम से, ओएनजीसी ने ओपीएएल को ब्याज मुक्त निधियों को ओएनजीसी के किसी आनुपातिक लाभ के बिना उपलब्ध कराया है तथा इस प्रकार अपने स्वयं के हित के विरूद्ध कार्य किया।

(ग) उद्यम से व्यवसायिको के समावेश अथवा तीव्र पारदर्शी तथा उद्देश्यात्मक निर्णय निर्माण का लचीलापन पीएसयूज को प्रतिबंधित नहीं करता है। ओएनजीसी के उत्तर की उसके स्वयं के एक पीएसयू होने के संदर्भ में समीक्षा की जाने की आवश्यकता है। इसके अलावा, यह भी पाया गया है कि ओपीएएल द्वारा परियोजना की पूर्णता में असामान्य विलम्ब हुआ। जनवरी 2014 में मूल निर्धारित पूर्णता की तुलना में परियोजना को अभी (दिसमबर 2015 तक) पूर्ण किया जाना है इसके फलस्वरूप 24 माह से अधिक का समय लगा तथा 117 *प्रतिशत* अधिक लागत लगी (फरवरी 2008 में ₹ 12,440 करोड़ की अनुमानित परियोजना लागत ने जुलाई 2014 में ₹ 27,011 करोड़ तक वृद्धि हुई) । वास्तव में, समय तथा लागत के अधिक लगने के कारण परियोजना अर्थव्यवस्था अधिक समय तक व्यवहार्य नहीं है। यह उस कम्पनी के वर्तमान संरचना की व्यावसायिकता तथा दक्षता पर संदेह उत्पन्न करती है जिसे परिरक्षित किए जाने के लिए मांगा गया है।

(घ) लेखापरीक्षा ने यह सुझाव नहीं दिया कि निधियों जोकि ओपीएएल के पास उपलब्ध है पर ब्याज लगाया जाए परन्तु यह बताया गया कि ओएनजीसी का निधियन तंत्र अविवेकपूर्ण है। ओएनजीसी ने ओपीएएल को ओएनजीसी के किसी आनुपातिक लाभ अथवा ओपीएएल पर उत्तरदायित्व के बिना ब्याज मुक्त निधि

उपलब्ध कराई। ओपीएएल में निवेशित कुल ₹ 3860.92 करोड़ की राशि में से ओएनजीसी ने ₹ 997.95 करोड़ के आरंभिक निवेश के प्रति केवल 997955639 संख्या के शेयरों का आवंटन प्राप्त किया। ओएनजीसी ने उस इक्विटी के रूप में न तो कोई प्रतिदाय और न ही कोई अन्य लाभ प्राप्त किया जिसे ₹ 1421.47 जोकि ओपीएएल द्वारा शेयरों के आवंटन के बिना वापिस किए गए थे, को निधियों पर आगामी तिथि में बेचा जा सके। शेयर वारंटो की खरीद के प्रति ओएनजीसी द्वारा ₹ 961.00 करोड़ तथा ₹ 480.50 करोड़ के शेष निवेश के प्रति शेयरों का आवंटन आवंटन, की तिथि से 18 माह की अवधि के पश्चात वारंट रूपान्तरण करने के अध्यधीन है। यह भी नोट किया जा सकता है कि अन्य पीएसयू निवेशकों (गेल, जीएसपीसी) ने ओएनजीसी द्वारा नियोजित वितपोषण तंत्र का अनुसरण नहीं किया है।

ओपीएएल द्वारा अग्रिमो का इक्विटी में गैर-रूपान्तरण/विलम्बित रूपांतरण, ओएनजीसी द्वारा शेयरों के अधिकारों को लिए अशंदान तथा गतिरोध उत्पन्न करने वाले संवैधानिक प्रावधानों के लिए अनुगामी प्रतिदाय तथा ओएनजीसी द्वारा इक्विटी शेयरों के प्रति वारंटो के मामले ने ओपीएएल को किसी लाभांश अथवा ब्याज का भुगतान किए बिना सरकारी कम्पनियों की निधियों का उपयोग करने तथा एक गैर पीएसयू एसपीबी की प्रतिष्ठा को निरन्तर बनाए रखने में सक्षम बनाया है।

मामला मंत्रालय को भेजा गया था (फरवरी 2015)। उनका उत्तर प्रतीक्षित था (मार्च 2016)।

1.10 गैस परिवहन प्रभारों के भाग की प्राप्ति में अत्यधिक देरी के कारण ब्याज की हानि

विक्रेता पन्ना मुक्ता ताप्ती संयुक्त उद्यम (पीएमटीजेवी) और क्रेता गेल (इंडिया) लिमिटेड, (गेल) के बीच वितरण बिंदु पर विवाद के कारण तेल एवं प्राकृतिक गैस निगम (ओएनजीसी) (परिवाहक) को गैर परिवहन प्रभारों के प्रति विधि संगत दावा प्राप्त नहीं हुआ। ओएनजीसी ने निजी साझेदारों रिलायंस इंडस्ट्रीज लिमिटेड (आरआईएल)और बीजी एक्सप्लोरेशन एंड प्रोडक्शन इंडिया लिमिटेड (बीजीईपीआईएल) की रोकी गई निधियों को इसके प्राप्यों को निर्मुक्त किए बिना निर्मुक्त करने की अनुमति दी जिसके कारण इसकी प्राप्य राशियों (यूएस $ 21.54 मिलियन) का अपर्याप्त आस्थगन हुआ और 1998-2005 तक उन पर (यूएस $ 24.93 मिलियन) के ब्याज की

परिणामी हानि हुई थी। निजी साझेदारों से सशर्ता कम्फर्ट पत्र की स्वीकृति के कारण पूर्णतः उगाहीता भी संदेहात्मक है।

आरआईएल (30 प्रतिशत), बीजीईपीआईएल (30 प्रतिशत) और ओएनजीसी (40 प्रतिशत) के बीच वितरित पीएमटीजेवी में रूचिकर्ता भाग लेने वालों के साथ पन्ना मुक्ता (पीएम) क्षेत्र पन्ना मुक्ता ताप्ती संयुक्त उद्यम (पीएमटीजेवी) द्वारा प्रचालित होता है। पीएम क्षेत्र अपतट में उत्पादित गैस ओएनजीसी के हजीरा टर्मिनल में ओएनजीसी की ट्रंक्र पाइपलाइन द्वारा पहूँचाई जाती है, जहॉ यह संसाधित की जाती है। परिवहन और प्रसंस्करण सेवाएँ प्रदान करने के लिए, ओएनजीसी मुआवजे के लिए पात्र है।

सरकार ने गेल को पीएम गैस का क्रेता नामांकित किया था। चूँकि पीएम क्षेत्र (फरवरी 1998) से उत्पादन के प्रारंभ से ही, गैस के मामले में 'वितरण बिंदु' पर पीएमटीजेवी और गेल (सरकार द्वारा नामांकित क्रेता) एकमत नहीं थे। पीएमटीजेवी में अपतट को 'वितरण बिंदु' बनाए रखा हालाकि एमओपीएनजी/गेल ने इसे ऑनशोर पर हजीरा समझा था। उत्पादन साझेदारी संविदा के अनुसार 'वितरण बिंदु' तक सभी लागतों के लिए विक्रेता (पीएमटीजेवी) उत्तरदायी है जिसके बाद यह क्रेता (गेल) की जिम्मेदारी होगी। चूँकि अपतट और हजीरा के बीच गैस का परिवहन ओएनजीसी करता है, इसलिए वितरण बिंदु के स्थान पर निर्भर करते हुए यह विक्रेता (पीएम-जेवी) या क्रेता (गेल) से मुआवजा प्राप्त करेगा। 'वितरण बिंदु' पर विवाद के साथ ओएनजीसी ने या तो विक्रता या क्रेता (फरवरी 1998 से मार्च 2005) से परिवहन प्रभार प्राप्त नहीं किया था। वितरण बिदु के संबंध में विवाद का लम्बित समाधान, एमओपीएनजी ने गेल को पीएम गैस की बिक्री प्राप्ति के 10 प्रतिशत को पृथक निलंब लेखा में रोक कर रखने के निदेश दिए थे (जनवरी 1998)।

यह स्थिति अप्रैल 2005 तक बनी रही जब पीएमटीजेवी ने प्रत्यक्ष विपणन अधिकारों को अनुमत किया क्योंकि गेल पीएम गैस के संशोधित कीमत के लिए सहमत नहीं हुआ था। मंत्रालय से प्रत्यक्ष विपणन अधिकार प्राप्त करने पर, पीएमटीजेवी ने निजी दलों को गैस बेचना (अप्रैल 2005 से) प्रांरभ कर दिया था और वितरण बंदु को हजीरा पर अन्तरित कर दिया था। इस बीच गुजरात सरकार ने इस शर्त के अन्तर्गत कि वितरण बिंदु ऑनशोर है इसलिए पीएमटीजेवी द्वारा गैस की बिक्री के लिए बिक्री कर (जनवरी 2004) की मांग की थी। मॉग पीएमटीजेवी द्वारा विवादित थी और मामला गुजरात के उच्च न्यायालय में गया था। अप्रैल 2005 में वितरण बिंदु को ऑनशोर में बदलने के बाद पीएमटीजेवी ने प्रत्याशित रूप से बिक्री कर का भुगतान किया था यद्यपि पिछली अवधि (फरवरी 1998 से मार्च 2005) के लिए विवाद जारी रहा।

ओएनजीसी ने प्रस्ताव दिया (जुलाई 2005 में पीएमटीजेवी भागीदारों के बीच एक बैठक में) कि गेल द्वारा रोके गए राजस्वों के निर्मुक्त करने के लिए जेवी साझेदारों को सरकार से सम्पर्क करना चाहिए था जिसमें से 50 प्रतिशत, बिक्री कर पर उच्च न्यायालय के फैसले के बाद निर्मुक्त करने के लिए निलंब खाते में रखा जायेगा और शेष उनके भागीदारी हित के अनुसार साझेदारों के बीच साझा किया जायेगा। तदनुसार, यह व्यवस्था पीएमटीजेवी और ओएनजीसी (दिसम्बर 2005) के बीच हुए निपटान करार में शामिल थी। पीएमटीजेवी ने निपटान करार में सहमत दरों के अनुसार अप्रैल 2005 से ओएनजीसी को परिवहन प्रभारों का भुगतान करना प्रारंभ कर दिया था।

रोके गए राजस्वों के निर्मुक्त करने के लिए प्रस्ताव करते हुए, एमओपीएनजी ने पीएमटीजेवी से एक संयुक्त हर्जाने की मॉग (सितम्बर 2007) यह दर्शाते हुए की कि पीएमटीजेवी उत्पादन साझेदारी संविदा (पीएससी) के प्रावधानों के अनुसार सभी गैस का वितरण हजीरा पर पन्ना-मुक्ता से करेगा और हजीरा तक वितरण की सभी लागतों उदाहरणतः बिक्री कर, प्रसंस्करण प्रभारों, पर्यावरण पहलुओं आदि का संविदा की प्रभावी तिथि से वहन करेगा। तदनुसार, पीएमटीजेवी ने यह कहते हुए कि गैस बिक्री के प्रारंभ के समय से ठेकेदार परिवहन प्रभारों, प्रसंस्करण प्रभारों और पर्यावरणीय पहलुओं से संबंधित सभी लागतों और देयताओं को वहन करने की जिम्मेदारी लेता है और सरकार के प्रति इस कारण के लिए कोई दावा नहीं करेगा, को पृथक रूप से एमओपीएनजी (दिसम्बर 2007) और गेल (अप्रैल 2008) को क्षतिपूर्ति की। इस प्रकार क्षतिपूर्ति बॉड स्पष्ट करता है कि पहले की अवधि के लिए जेवी परिवहन प्रभारों का भुगतान ओएनजीसी को करेगा।

गेल ने नवम्बर 2008 में रोकी गई राशि (₹388.84 करोड़) निर्मुक्त की। निर्मुक्त राशि का पचास प्रतिशत साझेदारों को उनके साझेदारी लाभ के बीच वितरित किया गया था और शेष (ओएनजीसी को देय गैस परिवहन प्रभारों के बराबर) पृथक निलंब लेखा में साझेदारों द्वारा रखे गए थे। मई 2015 में गुजरात उच्च न्यायालय ने इसका न्याय दिया था कि गैस के लिए वितरण बिंदु अपतट था और इसलिए फरवरी 1998 से मार्च 2005 की अवधि के लिए बिक्री कर के भुगतान के लिए पीएमटी जेवी दायी नहीं है। निर्णय को राज्य सरकार द्वारा उच्चतम न्यायालय (एससी) में चुनौती दी गई है और वर्तमान में मामला एससी के एमक्ष लम्बित है।

इस संदर्भ में, लेखापरीक्षा ने निम्नलिखित अवलोकन कियाः

- ओएनजीसी ने अपने वैध गैस परिवहन प्राप्यों की उगाही को स्वेच्छा से आस्थगन की अनुमति दी और सेवा संभरक के रूप में अपने प्राप्यों का भुगतान सुनिश्चित करने की अपेक्षा पीएमटीजेवी भागीदारों के बीच रोकी गई राशि (उस पर प्राप्त ब्याज के साथ) के 50 प्रतिशत का वितरण अनुमत किया। यह भी देखा गया कि निजी जेवी भागीदरों ब्याज सहित के निलम्ब लेखा में वर्तमान राशि (यूएस $ 25.80 मिलियन) यूएस $ 46.47 मिलियन[1] (मूल राशि यूएस $ 21.54 मिलियन और ब्याज यूएस $ 24.93 मिलियन) की ओएनजीसी के परिवहन बकाया की राशि को कवर करने में अपर्याप्त हैं।

- एमओपीएनजी ने पीएमटीजेवी से अपने परिवहन प्रभार दावों को प्राप्त करने के लिए पीएससी के अंतर्गत उपलब्ध कराये गये विवाद निपटान तंत्र की सहायता लेने के लिए ओएनजीसी को परामर्श दिया (दिसम्बर 2004)। तथापि, ओएनजीसी एमओपीएनजी के परामर्श के बावजूद अपने ही वित्तीय ब्याज को बचाने के लिए पीएससी के अंतर्गत उपलब्ध विवाद निपटान तंत्र का सहारा लेने में असफल रही।

- सरकार और गेल और उपक्रम को आरम्भ से ही परिवहन प्रभारों की पीएमटीजेवी क्षतिपूर्ति के साथ यह स्पष्ट था कि ओएनजीसी न्यायालय मामले के परिणाम पर ध्यान दिये बिना जेवी से परिवहन प्रभारों को प्राप्त करेगा। तथापि, ओएनजीसी ने पीएमटीजेवी भागीदारों (बीजीईपीआईएल एवं आरआईएल) से परिहवन सेवाओं की क्षतिपूर्ति का भुगतान सुनिश्चित करने के लिए एक आश्वासन पत्र (अगस्त 2007) मांगा था, यदि उच्च न्यायालय का निर्णय जेवी के पक्ष में हो। आश्वासन पत्र में, निजी भागीदारों ने अन्य बातों के साथ-साथ यह कहा कि यदि न्यायालय निर्णय देता है कि सुपुर्दगी बिन्दु अपतट पर है, बीजीईपीआईएल तथा आरआईएल, ओएनजीसी को चुकाई जाने वाली परिवहन कीमत की राशि के बारे में ओएनजीसी के साथ व्यवस्था करेंगें। निपटान करार के अनुसार, ओएनजीसी पहले से ही वास्तविक कीमत आधार पर परिवहन सेवाओं के लिए जेवी को प्रभारित करने पर सहमत था। दरों पर आगे समझौता करते हुए, ओएनजीसी ने स्वयं को अलाभकारी माना।

---

[1] फरवरी 1998 से मार्च 2005 (बिक्रीकर मामले में उच्च न्यायालय निर्णय में अपनाई गई दर) की अवधि हेतु अपनाई गई ब्याज दर 9 प्रतिशत है।

- गुजरात उच्च न्यायालय ने, अपने निर्णय (मई 2015) में निर्णय दिया है कि पन्ना मुक्ता गैस के लिए सुपुर्दगी बिन्दु 1998-2005 अवधि के लिए अपतट था। सशर्त आश्वासन पत्र की दृष्टि में, ओएनजीसी द्वारा क्रूड के परिवहन के लिए प्राप्त की जाने वाली प्रतिपूर्ति का परिणाम अनिश्चित रहा।

प्रबंधन ने उत्तर में कहा (दिसम्बर 2015) कि गेल द्वारा निलंब लेखे में धारित धन सहित शामिल सभी बकाया विषयों का एक बहुप्रयोजन समझौता अध्यक्ष एवं प्रबंध निदेशक (सीएमडी), ओएनजीसी द्वारा नियंत्रित आरआईएल तथा बीजीईपीआईएल के प्रतिनिधियों के साथ बैठक में लिया गया (जुलाई 2005)। यह बाद में ''निपटान करार'' (दिसम्बर 2005) के माध्यम के औपचारिक किया गया। पीएमटीजेवी भागीदारी के निलंब लेखे में इकट्ठी राशि ब्याज वहन करने वाली है तथा उपचित ब्याज के विषय पर उच्चतम न्यायालय का फैसला प्राप्त करने के पश्चात चर्चा की जाएगी।

प्रबंधन के उत्तर को निम्नलिखित के मद्देनजर देखे जाने की आवश्यकता है:

(i) ओएनजीसी एमओपीएनजी की सलाह के बावजूद, पीएससी के अन्तर्गत प्रदत्त विवाद निवारण तंत्र की सहायता द्वारा, अपने स्वयं के वित्तीय हित की सुरक्षा करने में विफल रहा।

(ii) ओएनजीसी ने, स्वयं ही, जारी की गई राशि के 50 प्रतिशत को एक निलंब लेखे में इकट्ठा करने का प्रस्ताव दिया, (प्राप्त होने योग्य गैस परिवहन शुल्क के समान) जिसने इसे बिक्री कर विषय के साथ जोड़ दिया। इस प्रकार, ओएनजीसी ने स्वेच्छा से परिवहन पर इसकी वैध देय राशि की वसूली में आस्थगन से निजी भागीदारों को लाभ की अनुमति दी।

(iii) मार्च 2015 को निलंब लेखे में स्थित ब्याज सहित यूएस $ 25.80 मिलियन का निजी भागीदार (आरआईएल तथा बीजीईपीआईएल) का हिस्सा ओएनजीसी का यूएस $ 46.47 मिलियन (मूलधन यूएस $ 21.54 मिलियन तथा यूएस $ 24.93 मिलियन का ब्याज) की देय राशि को चुकाने के लिए पर्याप्त नहीं है।

(iv) 'निपटान करार' ओएनजीसी को इसकी बकाया राशि पर देय ब्याज के भुगतान पर भी मूक है।

इस प्रकार, ओएनजीसी ने निजी भागीदारों (आरआईएल तथा बीजीईपीआईएल) को अनुचित लाभ दिया जिसके परिणामस्वरूप 1998-2005 में उपचित यूएस $ 21.54 मिलियन के इसके परिवहन राजस्व के अतिरिक्त आस्थगन में परिणत हुआ। देरी के

कारण, कम्पनी ने यूएस $ 24.93 मिलियन (₹ 157.05 करोड़) (पीएमटीजेवी निजी भागीदार का हिस्सा) के ब्याज हानि को वहन किया। इन देय राशियों की पूर्ण वसूली इस तथ्य को ध्यान में रखकर संदेहास्पद है कि निलंब लेखे में ओएनजीसी के दावों तथा ओएनजीसी द्वारा स्वीकृत सशर्त आश्वासन पत्र, जो ओएनजीसी को चुकाई जाने वाली राशि में आगे समझौता प्रदान करता है, को पूर्ण करने के लिए पर्याप्त निधि नहीं है।

मामला मंत्रालय को भेजा गया था (दिसम्बर 2015)। उनका उत्तर प्रतीक्षित था (मार्च 2016)।

1.11 कुशल कुंआ पूर्णता उपकरण प्राप्त करने के अनुचित निर्णय के कारण उपकरण निष्क्रिय पडे रहे

कम्पनी ने मुम्बई अपतट में अठारह कुंओं में कुशल कुंआ पूर्णता (आईडब्लयूसी) तकनीकी के कार्यान्वयन की योजना बनाई। निविदा को अन्तिम रूप देने में देरी हुई थी। जिस समय तक ठेका दिया गया अधिकतर अपेक्षित कुँएं पहले ही पूर्ण हो चुके थे। अन्य कुँए, जहॉं आईडब्ल्यूसी तकनीकी नियोजित की जानी थी, उपयुक्त नहीं थे। इसे दो आईडब्ल्यूसी सैटो के अनुचित प्रयोग तथा लगभग चार वर्षों के लिए 12 आईब्ल्यूसी सैट पड़े रहे। वास्तविक आवश्यकता के उचित निर्धारण के बिना अधिप्राप्ति ठेका देना एक अविवेकपूर्ण वाणिज्यिक निर्णय था। निष्क्रिय उपकरणों का मूल्य ₹ 46.24 करोड़ था।

ओएनजीसी (कम्पनी) ने कुशल/स्मार्ट कुँआ पूर्णता[1] (आईडब्ल्यूसी) तकनीकी के क्रियान्वयन की योजना (दिसम्बर 2008) बनाई जो कुँए की उत्पादकता सुनिश्चित करते समय कुँए की पूर्णता के लिए रिग के परिनियोजन को असंभव बनाती है। आईडब्ल्यूसी को 2009-10 में आरएस-15 तथा आरएस-16 प्लेटफार्म में तेरह कुओं तथा 2010-11 में बी-193 समूह में पांच कुंओ में नियोजित करना था। इसके लिए मॉंगपत्र अक्तूबर 2009 में दिया गया।

कम्पनी ने आईडब्ल्यूसी के अभिकल्प अधोगामी उपकरणों की आपूर्ति तथा 18 आयोजित कुँओ में आईडब्ल्यूसी कार्यान्वित करने के लिए उपकरण तथा विशेषज्ञों के प्रावधान के

[1] *क्षैतिज खुले छिद्र में कुशल कुंआ पूर्णता बढ़ते जल उत्पाद, मध्यवर्ती शेल की उपस्थिति, शोधन कमी का समाना करने तथा व्यैक्तिक भागों के चयनित प्रोत्साहन को सुगम करने के लिए एक तकनीक है। इस प्रकार के पूर्ण क्षैतिज खुले छिद्र , खुले छिद्र वैर्क्स का प्रयोग करते हुए भागों में विभक्त होता है, चयनित उत्पादन/प्रोत्साहन/समाप्ति के लिए सतह नियंत्रित आईसीवी प्रयोग किए जाते है तथा उत्पादकता तथा नियंत्रण के लिए मापन उपकरण प्रयोग किए जाते है।*

लिए एक वैश्विक निविदा (19.02.2010) आरम्भ की। यद्यपि आईडब्ल्यूसी के लिए मॉगपत्र अक्तूबर 2009 में प्रस्तुत किया था, ठेका, संघटन की तिथि से 30 महीनों की अवधि के लिए मई 2011 में मै. श्लमबर्जर एशिया सर्विसेज लिमिटेड (ठेकेदार) को प्रदान किया गया। इस प्रकार, कम्पनी ने मॉगपत्र की तिथि से ठेके को अन्तिम करने के लिए कम्पनी के माल प्रबंधन नियमावली में अनुबद्ध 140 दिनों के प्रति डेढ वर्ष के अधिक का समय लिया।

ठेकेदार ने जनवरी 2012 (09.01.2012 पर) में कम्पनी के न्हावा सप्लाई बेस (एनएसबी) पर आईडब्ल्यूसी उपकरणों के 18 सैट संघटित किए।

कम्पनी ने 2009-10 के दौरान प्लेटफार्म आरएस-15 तथा आरएस-16 के कुंओं में 13 आईडब्ल्यूसी उपकरणों को प्रयोग करने की योजना बनाई थी। आईडब्ल्यूसी ठेके को अन्तिम रूप देने में देरी के कारण, आरएस-15 तथा आरएस-16 प्लेटफॉर्म में सभी कुंए आईडब्ल्यूसी उपकरण के निर्धारित संघटन से पहले खोदे तथा पूर्ण कर लिए गए थे। इस प्रकार, 18 आईसीडब्ल्यू उपकरण में से 13 अपेक्षित कुओं की पूर्णता के लिए प्रयोग नहीं किए जा सके।

बकाया पांच आईडब्ल्यूसी उपकरण बी-193 समूह में कुंओं के लिए उल्लिखित किए गए थे। इन कुंओ की खुदाई केवल 2013-14 में ही शुरू की गई जब कम्पनी के पास आईडब्ल्यूसी उपकरण उपलब्ध थे। तथापि, कम्पनी ने बी-193 समूह में इन कुंओ में एच$_2$एस तथा सीओ$_2$ के लिए पीपीएम के उल्लेख के कारण आईडब्ल्यूसी उपकरण प्रयोग नहीं किए थे। इस प्रकार, ये पांच आईडब्ल्यूसी उपकरण भी अपेक्षित कुओं के लिए प्रयोग नहीं किए गए थे।

अगले 30 महीनों में (ठेका अवधि), कम्पनी अपतट कुंओं में आईडब्ल्यूसी उपकरण के केवल चार सैट प्रयोग कर सकी तथा अन्य दो सैट मेहसाना तटवर्ती परिसंपत्ति को स्थानान्तरित कर दी गई थी। मेहसाना परिसंपत्ति पर आईडब्ल्यूसी उपकरण का प्रयोग, जैसा कम्पनी द्वारा अपेक्षित था, नहीं हुआ था। इसके अतिरिक्त, उपकरण का केवल 50 प्रतिशत मेहसाना परिसम्पत्ति द्वारा प्रयोग हुआ है तथा बकाया 50 प्रतिशत अप्रयुक्त रहा। लेखापरीक्षा ने निकट भविष्य में आईडब्ल्यूसी इकाइयों के इन बकाया मदों (₹ 4.73 करोड़ की कीमत) के प्रयोग के लिए कोई योजना नहीं प्राप्त की। आईसीडब्ल्यू के बकाया बारह सैट एनएसबी में अप्रयुक्त पड़े है (दिसम्बर 2015)।

ठेके की शर्तों के अनुसार, एनएसबी पर उपकरणों के संघटन की सफलतापूर्वक पूर्णता की तिथि से 15 कार्य दिवसों के अन्दर उपकरणों की कीमत का साठ प्रतिशत देय था।

सेवाओं की कीमत के साथ-साथ उपकरण कीमत का बकाया चालीस प्रतिशत प्रत्येक कार्य के यथेष्ट तथा सफल पूर्णता के पश्चात देय था। कम्पनी ने यूएस $ 6.36 मिलियन (₹ 32.53 करोड़) यानी सफल संघटन के बाद उपकरण कीमत का साठ प्रतिशत तथा बकाया यूएस $ 3.53 मिलियन (₹ 21.73 करोड़), यानी ठेका संबंधी अवधि की पूर्णता पर चालीस प्रतिशत चुकाया।

संघटन के पश्चात लगभग चार वर्षो के लिए (जनवरी 2012 से दिसम्बर 2015), आईडब्ल्यूसी उपकरण के बारह सैट कम्पनी के पास बेकार पड़े रहे। यह ध्यान में रखते हुए कि ठेका अवधि 30 महीने थी जिसमें सभी आईडब्ल्यूसी सैटो को लगाना उल्लिखित था तथा जिसके लिए वारंटी प्रदान की गई थी, सैटों की बहुसंख्या का निष्क्रिय पड़े रहना ओएनजीसी की ओर से अपर्याप्त योजना को इंगित करता है। इसके अतिरिक्त, इतनी लंबी अवधि के लिए बेकार रहने के बाद उपकरणों की स्थिति भी संदेह में है।

प्रबंधन ने उत्तर (नवम्बर 2015) दिया कि:

- चूंकि ओएनजीसी में प्रथम समय आईडब्ल्यूसी उपकरण तथा सेवाएं उपार्जित की जा रही थी तथा प्रवृति जटिल होने के कारण, बीईसी के अन्तिम रूप देने में अधिक समय लगा। बोली-पूर्व सम्मेलन में प्रश्नों की बड़ी संख्या, अतिरिक्त धाराओं का समावेश, तकनीकी बोली प्रस्ताव (टीबीओ) का विस्तार तथा स्पष्टीकरणों के दो क्रमों ने अधिक समय लिया।

- कुशल कुंआ पूर्णता के साथ खोदे गए सभी कुंए सेवा प्रदाता तथा उपकरण आपूर्तिकर्त्ता के साथ परामर्श के पश्चात नियोजित किए गए थे। हालांकि, असेट द्वारा कुंए की योजना अनुपयुक्त नहीं थी, कुओं का निष्पादन मिश्रित था।

- बी-193 समूह के कुंए, एक गैस क्षेत्र के अतिरिक्त, उच्च एच$_2$एस तथा सीओ$_2$ होने के कारण प्रवृति में अत्यधिक अम्लीय थे। आईईओटी तथा अन्तर्राष्ट्रीय विशेषज्ञ की सिफारिशों के आधार पर बी एंड एस असेट द्वारा संक्षारण प्रतिरोधी (सीआरए) धातु विज्ञान के बड़े पोत, अम्ल प्रतिरोधी पोत हैंगर, सीएस धातु विज्ञान, अम्ल प्रतिरोधी सीएस धातु विज्ञान के नली उत्पादन तथा सीआरए धातुविज्ञान के कुंआ पूर्णता पैक करने वाली कम्पनी के साथ कुंओ को पूर्ण करने का निर्णय लिया गया।

- मुम्बई हाई (एमएच) असेट ने कुशल पूर्णता के लिए चार कुओं, 2015-16 में तीन कुंए तथा 2016-17 में एक कुंए को पहचाना। बसैन एंड सेटेलाईटअसैट ने चार

कुंओ को कुशल पूर्णता के लिए पहचाना, 2016-17 तथा 2017-18 प्रत्येक में दो। बकाया चार आईसीडब्ल्यू सैट एमएच असैट के चरण III के कुओं में प्रयोग होंगें। किराया सेवाओं के लिए ठेका समान दरों तथा शर्तों एवं नियमों के साथ जनवरी 2016 में दिए जाने की संभावना है।

प्रबंधन का उत्तर निम्नलिखित के दृष्टिगत तर्कसंगत नहीं है:

- जिस समय तक आईडब्ल्यूसी के लिए ठेका प्रदान किया गया (मई 2011), इन प्लेटफॉर्मो में कुल 19 कुंओं में से 16 कुंए पहले ही पूर्ण हो चुके थे तथा दो और कुए खुदाई के अधीन थे। इस प्रकार, ठेका प्रदान करने के समय पर भी, कम्पनी को जानकारी थी कि उपार्जित किए जा रहे आईडब्ल्यूसी सैट आरएस-15 तथा आरएस-16 प्लेटफार्मों में अपेक्षित 13 कुंओं की पूर्णता के लिए प्रयुक्त नहीं किए जा सकते थे।
- बी-193 परिवर्धन परियोजना कुंओ के लिए आवरण धातुविज्ञान के चयन पर अध्ययन अभियांत्रिकी एवं समुद्र तकनीकी संस्थान (आईईओटी) के माध्यम से 2009 तक जल्दी से जल्दी कार्यान्वित किया गया था। आईईओटी रिपोर्ट (मई 2009) ने देखा कि बी-193 कुंओ की सभी संरचनाएं (बसैन, मुक्ता तथा पन्ना संरचना) उच्च एच$_2$एस तथा सीओ$_2$ अवयव के साथ बहुत अम्लीय थे। आईईओटी ने प्राथमिकता के साथ बी-193 कुंओ के लिए सीआरए धातु शोधन प्राप्त करने का सुझाव दिया था। इस प्रकार, कम्पनी अक्तूबर 2009 में आईडब्ल्यूसी सैटो के लिए मॉगपत्र की व्यवस्था से और भी पहले सीआरए धातु शोधन के साथ बी-193 की पूर्णता की आवश्यकता के लिए पूर्ण रूप से अभिज्ञ थे। आईब्ल्यूसी के लिए बी-193 समूह में पांच कुंए चयनित करते समय, कम्पनी को आईईओटी रिपोर्ट पर ध्यान देना चाहिए था।
- कम्पनी ने उत्तर में आश्वासन दिया है कि आईडब्ल्यूसी सैट 2015-16 तथा 2016-17 में छह कुंओ में प्रयुक्त किए जाएंगे। 2015-16 तथा 2016-17 के लिए रिग विकास योजनाओं की समीक्षा से पता चला कि छह कुंओ में से केवल चार ही 2015-17 के दौरान खुदाई के लिए वास्तविकता में नियोजित किए गए है।

इस प्रकार, कम्पनी का उनकी वास्तविक आवश्यकता का निर्धारण किए बिना आईडब्ल्यूसी उपकरण की अधिप्राप्ति का निर्णय एक अविवेकपूर्ण व्यवसायिक निर्णय था तथा इसके परिणामस्वरूप ₹ 46.24 करोड़ की कीमत वाले उपकरण की निष्क्रिय पडे रहे।

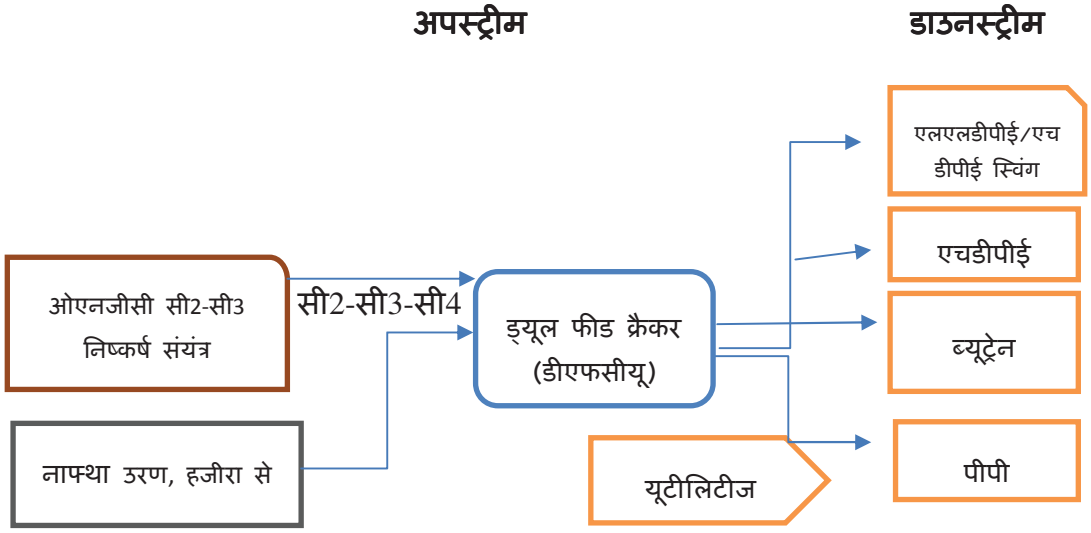
यह मामला मंत्रालय को भेजा गया था (दिसम्बर 2015)। उनका उत्तर प्रतीक्षित था (मार्च 2016)।

ओएनजीसी पैट्रो एडीशन्स लिमिटेड

1.12 क्रेकर संयंत्र सहित डाउनस्ट्रीम इकाइयों एवं अन्य उपयोगिताओं के निर्माण के गैर समकालिक होने के कारण क्रेकर संयंत्र के संरक्षण और संयंत्र जांच पर परिहार्य व्यय

क्रेकर संयंत्र सहित डाउनस्ट्रीम इकाईयों के संरूपण को स्थिर करने और सभी पैकेजों के पूरा करने एवं देने के समकालिक करने में ओपीएएल की विफलता के परिणामस्वरूप संरक्षण प्रभारों के प्रति ₹ 13.19 करोड़ का परिहार्य भुगतान और क्रेकर संयंत्र की सयंत्र जांच के प्रति ₹ 73.36 करोड़ का भुगतान हुआ।

ऑयल एंड नैचुरल गैस कोर्पोरेशन लिमिटेड (ओएनजीसी) बोर्ड ने विशेष आर्थिक क्षेत्र, दहेज में एक अलग विशिष्ट उद्देश्य वाहन (एसपीवी) ओएनजीसी पैट्रो एडीशन्स लिमिटेड (ओपीएएल) के रूप में एक एकीकृत गैस तथा तरल आधारित पैट्रोकैमिकल काम्पलैक्स की स्थापना को स्वीकृत किया (अगस्त 2006) । यह अभिकल्पित किया गया था कि नाफ्था (ओएनजीसी के हजिरा तथा उरण प्लांट से) तथा सी2-सी3,सी4 (दहेज में ओएनजीसी की इकाई से) का फीडस्टॉक एथिलीन तथा प्रोपलीन उत्पन्न करने के लिए प्रतिप्रवाह ड्यूल फीट क्रैकर प्लांट यूनिट (डीएफसीयू) तथा सहयोगी उपयोगिताओं में संसाधित की जाएगी जो तब अनुप्रवाह पोलीमर इकाईयों में एलएलडीपीई, एचडीपीई, पोलीप्रोपलीन, एसबीआर[1], इत्यादि जैसे पोलीमर उत्पन्न करने के लिए प्रयोग किया जाएगा।



पैट्रो कॉम्पलैक्स का प्रक्रिया प्रवाह चित्र

[1] *एलएलडीपीई-कम घनत्व रेखामय पोलीएथिलीन, एचडीपीई-उच्च घनत्व पोलीएथिलीन तथा एसबीबार-स्टाईरिन ब्यूराडीन रबर*

मै. इंजीनियर्स इंडिया लिमिटेड (ईआईएल) द्वारा अप्रैल 2005 में तैयार की परियोजना विस्तृत संभाव्यता रिपोर्ट (डीएफआर) में अपस्ट्रीम तथा डाउनस्ट्रीम इकाईयों की तुल्यकालन पूर्णता के लिए कहा। अपस्ट्रीम इकाईयों (डीएफसीयू तथा सहायक इकाईयों) के लिए ठेका दिसम्बर 2008 में सितम्बर 2012 तक निर्धारित पूर्णता तथा दिसम्बर 2012 तक शुरूआत के साथ एक संघ[1] को प्रदान किया गया था। डीएफआर में वर्णित अनुसूची के अनुसार सभी डाउनस्ट्रीम इकाईयों तथा सेवाओं के लिए ठेका अपस्ट्रीम ठेके (फरवरी 2009) के प्रदान करने के दो महीनों के अन्दर प्रदान किया जाना चाहिए। तथापि, यह देखा गया कि डाउनस्ट्रीम इकाईयों के लिए ठेको में देरी की गई तथा नवम्बर 2010 से मई 2012 के मध्य भिन्न ठेकेदारों (15 ठेके[2]) को अलग-अलग प्रदान किए जा सकते थे।

दिए गए ठेके के अनुसार, डाउनस्ट्रीम इकाईयां तथा सेवाएं अक्तूबर 2013 तक पूर्ण की जानी थी। तथापि, ये अब भी पूर्ण होने है (नवम्बर 2015)। अपस्ट्रीम सुविधाएं, जैसा अभिकल्पित था, सितम्बर 2012 तक यंत्रवत ढंग से पूर्ण की गई थी तथा डाउनस्ट्रीम सुविधाएं तथा सेवाओं की अनुपस्थिति में अभी भी शुरू नहीं किए गए है।

इसी दौरान, डीएफसीयू पर वारंटी समाप्त हो गई तथा ओपीएएल को फरवरी 2014 से परिरक्षण के अन्तर्गत इकाई का अनुरक्षण करना था। फरवरी 2014 से मार्च 2015 तक, ओपीएएल ने ₹ 13.19[3] करोड़ की कीमत पर डीएफसीयू के परिरक्षण तथा अनुरक्षण के लिए ईआईएल को नियोजित किया। तपश्चात, मार्च 2015 में, ओपीएएल ने मै. सैमसंग तथा मै. लिकडे के समूह को प्रवर्तन-पूर्व के लिए संयंत्र जांच के लिए एक ठेका प्रदान किया। नवम्बर 2015 तक, ओपीएएल ने इस समूह को ₹ 73.36 करोड़ का भुगतान किया।

इस संदर्भ में लेखापरीक्षा ने निम्नलिखित टिप्पणी की:

- डाउनस्ट्रीम ठेके को प्रदान करने में देरी ओपीएएल द्वारा परियोजना विनिर्देशों बारंबार परिवर्तनों के कारण थी। परियोजना विनिर्देश फरवरी 2008 में परिवर्तित किए गए थे, जिन्होंने प्रबंधन नियंत्रण के साथ 26 प्रतिशत सहभागिता पर ओएनजीसी द्वारा ₹ 992 करोड़ के एक निवेश सहित परियोजना मूल्य को ₹ 12,440 करोड़ (2007 में आकलित ₹ 19486 करोड़ से) तक नीचे गिरा दिया।

[1] ***मै. लिनडे ए.जी., जर्मनी एवं मै. सैमसंग इंजीनियरिंग क. लिमिटेड, कोरिया***

[2] ***अभियांत्रिकी अधिप्राप्ति निर्माण (ईपीसी) ठेके।***

[3] ***मै. ईआईएल को ₹ 10.97 करोड़ तथा ₹ 2.22 करोड़ अन्य खर्चो के प्रति।***

परियोजना मूल्य को घटाना आवश्यक था ताकि परियोजना में ओएनजीसी का योगदान निवेश के लिए (नवरत्न कम्पनी के रूप में ₹ 1000 करोड़) इसकी वित्तीय स्वायत्तता के अधीन रहे। बाद में, मार्च 2009 में, ओपीएएल ने परियोजना विनिर्देशों को फिर से स्विंग इकाईयों के वास्तविक विन्यासों में वापस आने के लिए संशोधित किया था तथा एक समर्पित एचडीपीई को परियोजना कार्यक्षेत्र में सम्मिलित किया। इसने परियोजना मूल्य को ₹ 19846 करोड़ तक बढा दिया। इससे संशोधित मूल्य पर आगे एसबीआई कैप्स (ओपीएएल के लिए ऋण सलाहकार प्रबन्धक) के साथ विचार किया गया। एसबीआई कैप्स ने संशोधित परियोजना मूल्य को ₹ 19535 करोड़ निकाला, जिसे जून 2010 में ओपीएएल बोर्ड द्वारा ओएनजीसी द्वारा महारत्न स्थिति (मई 2010) प्राप्त करने के बाद ही स्वीकृत किया गया, जिससे ओएनजीसी की वित्तीय स्वायत्ता में वृद्धि हुई।

- मार्च 2009 में परियोजना विनिर्देशों की संस्वीकृति के बाद, ओपीएएल ने सितम्बर 2009 में डाउनस्ट्रीम इकाईयों के लिए लाईसेंस प्रदाता का चयन किया। यह देखा गया कि ओपीएएल ने लाईसेंस के लिए औद्योगिक सहयोग सचिवालय (एसआईए) से मंजूरी प्राप्त करने के लिए योजना नहीं बनाई थी, जिसने पांच महीने लिए। लाईसेंस प्रदाता ने डिजाईन डाटा उपलब्ध कराने के लिए अन्य छह महीने लिए (सितम्बर 2010)। इस प्रकार, संसाधित पैकेज की प्राप्ति में लगभग दो वर्षो की देरी हुई थी (नवम्बर 2008 की निर्धारित तिथि के प्रति यह सितम्बर 2010 में प्राप्त हुई थी) जिसने डाउनस्ट्रीम सुविधाओं के प्रारंभ होने में देरी में योगदान दिया।

- कैप्टिव विद्युत संयंत्र, उत्पाद भंडार, प्रयोगशाला, आवास क्वार्टर, तथा जल पैकेज को कार्यक्षेत्र परियोजना विनिर्देशों के वास्तविक कार्यक्षेत्र में बाद में जोड़ा गया था।

- ओपीएएल ने 15 ईपीसी ठेके विभिन्न ठेकेदारों को प्रदान किए। उनकी निर्धारित पूर्णता के अनुसार, सभी डाउनस्ट्रीम सुविधाओं (इकाईयां तथा सेवाएं) को फरवरी 2014 तक पूर्ण किया जाना था। इन ठेकों के क्रियान्वयन में देरी हुई थी। विशेष रूप से, सेवा ठेकों में (पानी ठंडा करने की प्रणाली; अपगामी उपचार संयंत्र तथा बकाया सेवाएं तथा ऑफ साइट्स) बुरी तरह विलंब हुआ था। इन सेवाओं का कार्य अभी भी पूर्ण होना है (नवम्बर 2015)।

- सभी डाउनस्ट्रीम इकाईयों तथा सेवाओं की पूर्णता के बाद भी, परिचालन के लिए फीडस्टॉक प्रबंध की अनुपस्थिति में परियोजना शुरू नहीं की जा सकी है। अपस्ट्रीम सुविधा, डीएफसीयू, को दोहरे ईंधन, नाफ्था तथा सी2, सी3, सी4 पर कार्य करने के लिए अभिकल्पित किया गया है। यह अभिकल्पित किया गया था कि दहेज से एक पाईपलाईन के माध्यम से ओएनजीसी के हजीरा प्लांट से नाफ्था को आपूर्ति की जाएगी। तथापि, आरओयू समस्याओं के कारण, पाईपलाईन नहीं बिछाई जा सकी। नाफ्था को जीसीपीटीसीएल से दहेज तक लाने का एक दूसरा प्रबंध शुरू किया गया है। यद्धपि जीसीपीटीसीएल तथा दहेज के बीच पाईपलाईन बिछा दी गई है, दोनों सिरों पर टर्मिनल सुविधाएं अभी भी पूर्ण होनी है।

प्रबंधन ने उत्तर में कहा (नवम्बर 2015) कि:

(i) कोर इकाई के रूप में डीएफसीयू तथा सहायक इकाईयों के साथ, इतने बड़े पैट्रोकैमिकल काम्पलैक्स में विभिन्न अन्य डाउनस्ट्रीम इकाईयों के साथ डिजाईन अवस्था में भी गहन परस्पर निर्भरताएं हैं। जीसीपीटीसीएल तथा सेवाएं डिजाइन/भार डीएफसीयू तथा एयू के डिजाईन उत्पाद के अन्तिम रूप देने के साथ ही कल्पित की जा सकती है। ईंधन गुणवत्ता संबंधी आपूर्ति मुद्दे के साथ (समृद्ध ईंधन का मिश्रित आर- एलएनजी ईंधन में परिवर्तन), आउटपुट स्ट्रीम के लिए विनिर्देशों को अंतिम रूप देने में समय लिया।

(ii) एलएलडीपीई/एचडीपीई स्विंग इकाई की डाउनस्ट्रीम इकाई के लिए ईपीसी कार्य प्रदान करने में देरी लाईसेंसप्रदात्ता से प्रक्रिया डिजाईन पैकेज (पीडीपी) प्राप्त करने में प्रतीक्षा के कारण हुई।

(iii) परिवर्तन के कारण परियोजना का मूल्य ₹ 7095 करोड़ (₹ 19535 करोड़- ₹ 12440 करोड़) तक बढ़ गया तथा ऐसा कैप्टिव विद्युत संयंत्र के साथ भाप उत्पादन सुविधा के संकलन के कारण भी हुआ जिसने अभिकल्पित अतिरिक्त खर्च के लिए ओपीएएल मंडल की संस्वीकृति को आवश्यक बना दिया। इसके साथ ही, क्षेत्र/विन्यास में परिवर्तन सेवा आवश्यकता में वृद्धि की ओर ले गया, जिस पर सेवा पैकेजों के लगाने से पहले, पुन: कार्य करना था।

प्रबंधन का उत्तर निम्नलिखित के दृष्टिगत तर्कसंगत नहीं है:

(i) वास्तव में अभिकल्पित ओएनजीसी के समृद्ध ईधन की बजाए सी2 सी3 प्लांट के लिए मिश्रित आर-एलएनजी उपलब्ध कराने के कारण ईंधन गुणवत्ता में परिवर्तन का कोई औचित्य नहीं है क्योंकि ओपीएएल ने डीएफसीयू में 973 केटीपीए के डिजाईन ईंधन के पूरा करने तथा अनुरक्षण के लिए बाजार (जून 2010) से बकाया सी2 + अंशों का उपार्जन करने का निर्णय लिया था। इस प्रकार, डीएफसीयू का उत्पादन परिवर्तित नहीं होगा तथा परिणमस्वरूप में अनुप्रवाही इकाईयों के डिजाईन को भी परिवर्तन की आवश्यकता नहीं होगी।

(ii) ईपीसी कार्य प्रदान करने में देरी ओएनजीसी की वित्तीय स्वायत्तता के अन्दर परियोजना मूल्य के अनुरक्षण के लिए परियोजना विनिर्देशों में किए गए परिवर्तनों के कारण थी तथा परियोजना विनिर्देशों में परिवर्तन के कारण लाईसेंसप्रदाता के चयन में देरी तथा एसआईए चालान के लिए योजना न बनाने के कारण भी हुई थी।

(iii) उत्तर में ओपीएएल द्वारा इंगित परियोजना मूल्य में वृद्धि ओएनजीसी का योगदान इसकी वित्तीय स्वायत्तता सीमाओं के अन्दर रखने के लिए परियोजना क्षेत्र में सविराम परिवर्तनों के कारण था। यह ध्यान देने कि आवश्यकता है कि परियोजना लागत (2007) ₹ 19486 करोड़ थी जो ओपीएएल द्वारा फरवरी 2008 में जानबूझ कर ₹ 12440 करोड़ तक घटा दी गई थी तथा फिर से ₹ 19535 करोड़ तक (जून 2010) बढा दी गई थी। क्षेत्र में निरंतर परिवर्तन खराब योजना को दर्शाता है। यह ध्यान दिया गया कि केन्द्रीय प्रयोगशाला-ओप्टिकल नियंत्रण प्रणाली पैकेज अक्तूबर 2012 तक की देरी से प्रदान किया गया था जबकि अपस्ट्रीम डीएफसीयू सितम्बर 2012 में पहले ही पूर्ण हो चुकी है।

इस प्रकार, पैट्रोकैमिकल परियोजना में अपस्ट्रीम तथा डाउनस्ट्रीम सुविधाओं का गैर-तुल्यकालन के कारण नवम्बर 2015 तक अपस्ट्रीम इकाई (डीएफसीयू) की पुन:शुरूआत के लिए परिरक्षण तथा संयंत्र जांच के प्रति ₹ 86.55 करोड़ का अतिरिक्त खर्च हुआ। चूंकि डाउनस्ट्रीम इकाईयां, सेवाएं तथा सीमावर्ती सुविधाएं फीडस्टॉक प्राप्त करने के लिए अभी भी पूर्ण होनी हैं (नवम्बर 2015), पहले ही निर्मित सुविधाओं का निष्क्रिय रहना इसके परिरक्षण पर उत्तरदायी अतिरिक्त खर्च के साथ जारी रहने की संभावना है।

मामला मंत्रालय को भेजा गया था (दिसम्बर 2015); उनका उत्तर प्रतीक्षित था (मार्च 2016)।