रजिस्ट्री सं० डी० एल०-33004/99 REGD. NO. D. L.-33004/99

भारत का राजपत्र
The Gazette of India

असाधारण
EXTRAORDINARY
भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 137] नई दिल्ली, बृहस्पतिवार, मई 16, 2013/वैशाख 26, 1935
No. 137] NEW DELHI, THURSDAY, MAY 16, 2013/VAISAKHA 26, 1935

indiacode

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

अधिसूचना

नई दिल्ली, 16 मई 2013

फा.सं. इंफ्रा/आईएमपी/सीजीडी/1/2013.—पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक अधिनियम, 2006 (2006 का 19) की धारा 61 द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड एतद्द्वारा सीजीडी नेटवर्क की असफलता की संभाव्यता को न्यूनतम करने के लिए नगर गैस वितरण नेटवर्क में जोखिम का मूल्यांकन करने, सुरक्षा में सुधार करने तथा प्रचालनों में और अधिक प्रभावकारिता लाने के लिए निम्नलिखित विनियम बनाता है, नामतः :—

1. संक्षिप्त शीर्षक और प्रारंभण

(1) इन विनियमों को पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2013 कहा जाएगा।

(2) ये सरकारी राजपत्र में उनके प्रकाशन की तारीख से प्रवृत्त होंगे।

2. परिभाषाएं

(1) इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित न हो;

(क) "अधिनियम" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड अधिनियम, 2006 से है;

(ख) "नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क" (इसके बाद से सीजीडी नेटवर्क के रूप में उल्लेख किया जाएगा) का अर्थ अधिनियम में परिभाषित अनुसार पाइपलाइन नेटवर्क से है;

(ग) "नगर गेट स्टेशन (सीजीएस)" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानक सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2008 में परिभाषित अनुसार स्टेशन से है;

(घ) "जोखिम" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचार संहिता विनियम, 2010 के अंतर्गत परिभाषित अनुसार जोखिम से है;

(ड.) "जोखिम विश्लेषण" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचार संहिता) विनियम, 2010 के अंतर्गत परिभाषित अनुसार जोखिम विश्लेषण से है;

(च) "जोखिम आकलन" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचार संहिता) विनियम, 2010 के अंतर्गत परिभाषित अनुसार जोखिम आकलन से है;

(छ) "जोखिम प्रबंधन" का अर्थ पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना (ईआरडीएमपी) की आचार संहिता) विनियम, 2010 के अंतर्गत परिभाषित अनुसार जोखिम प्रबंधन से है;

(2) प्रयुक्त शब्द और अभिव्यक्तियां, जिन्हें इन विनियमों में परिभाषित नहीं किया गया है, अपितु अधिनियम या उसके अंतर्गत बनाए गए नियमों या विनियमों में परिभाषित किया गया हो, का अधिनियम अथवा नियमों अथवा विनियमों, जैसी भी स्थिति हो, में क्रमश: उल्लिखित अर्थ होगा।

3. प्रयोजनीयता

ये विनियम नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क बिछाने, निर्माण, प्रचालन या विस्तार करने वाली सभी कंपनियों पर लागू होंगे।

4. कार्यक्षेत्र

इन विनियमों में उप-पारेषण पाइपलाइनें, नगर गैस स्टेशन, नगर गेट स्टेशन (प्राथमिक, द्वितीयक और तृतीयक नेटवर्क सहित) जिसमें वाणिज्यिक या औद्योगिक ग्राहक के लिए उपभोक्ता मीटर तथा घरेलू उपभोक्ता के लिए कनेक्टिंग होज से गैस उपकरण सहित अंतिम पृथक वाल्व तक शामिल हो,

के इनलेट पृथक वाल्व की डाउनस्ट्रीम मेन और पाइपिंग सुविधाओं के वितरण सहित सभी मौजूदा और नवीन नगर गैस वितरण नेटवर्क शामिल होगा।

बशर्ते कि अपनाई गई सामग्री और विशिष्टियां समय-समय पर संशोधित पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2008 के अनुसार होंगी।

5. उद्देश्य

इन विनियमों में नगर गैस वितरण हेतु बुनियादी और आवश्यकताओं की प्रभावी और दक्ष एकीकृत प्रबंधन योजना का विकास और कार्यान्वयन करने के लिए निम्नानुसार रूपरेखा प्रस्तुत की गई है।

i) नगर गैस वितरण नेटवर्क से जुड़े जोखिम का मूल्यांकन करना तथा कार्यकलापों का निवारण, पता लगाने और उपशमन करने के लिए संसाधनों का प्रभावी ढंग से आबंटन करना;

ii) नगर गैस वितरण नेटवर्क की सुरक्षा में सुधार करना ताकि कार्मिक, संपत्ति, जनता और पर्यावरण की सुरक्षा की जा सके;

iii) सीजीडी नेटवर्क के असफल होने की संभाव्यता को न्यूनतम करने के लिए प्रचालन को और अधिक कारगर और प्रभावी बनाना।

6. एकीकृत प्रबंधन प्रणाली

नगर गैस वितरण नेटवर्क के लिए एकीकृत प्रणाली का विकास और कार्यान्वयन इन विनियमों की अनुसूची 1 से अनुसूची 10 तक में वर्णित के अनुसार होगा।

सीजीडी नेटवर्क का प्रचालन और रखरखाव करने वाली कंपनी में योग्य जनशक्ति परिशिष्ट-III में दर्शाए गए अनुसार होगी।

7. दोष और परिणाम

(1) इन नियमों के प्रावधानों का अनुपालन इन विनियमों में दर्शाई गई अनुसूची-7 और अनुसूची-8 सहित परिशिष्ट-II के संयोजन के रूप में किया जाएगा।

(2) इन विनियमों में विनिर्दिष्ट अनुसार एकीकृत प्रबंधन प्रणाली को कार्यान्वित करने में यदि कोई विपथन या कमी होती है तो कंपनियां निम्नलिखित परिणामों का सामना करने के लिए जिम्मेदार होंगी, नामतः :—

(i) कंपनी को निर्धारित समय-सीमा में प्रत्येक कार्यकलाप को पूरा करना होगा और यदि किसी एक या अधिक कार्यकलाप की प्राप्ति में कोई कमी पाई जाती है तो कंपनी बोर्ड की स्वीकृति के लिए समय-सीमा के अंदर कोई उपशमन योजना भी प्रस्तुत करेगी तथा बोर्ड अनुमेय समय-सीमा में सभी कमियों को पूरा करेगी तथा यदि कंपनी बोर्ड द्वारा निर्धारित समय-सीमा में निर्धारित कार्यकलापों को पूरा करने में असफल रहती है तो अधिनियम के संगत दण्डात्मक प्रावधान लागू होंगे;

IndiaCode

(ii) यदि कंपनी एकीकृत प्रबंधन प्रणाली को कार्यान्वित करने में असफल रहती है तो बोर्ड ऐसी चूक करने वाली कंपनी को एक नोटिस जारी कर सकता है और उसे एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के प्रावधानों को कार्यान्वित करने के लिए उपयुक्त समय प्रदान कर सकता है तथा यदि कंपनी निर्धारित समय में अनुपालन करने में असफल रहती है तो अधिनियम और विनियमों के संगत प्रावधान लागू होंगे।

8. **अन्य कानूनों के अंतर्गत आवश्यकता**

यह आवश्यक होगा कि विद्यमान सभी सांविधिक नियमों, विनियमों और अधिनियमों का अनुपालन किया जाए तथा सीजीडी नेटवर्क के लिए संगत सक्षम प्राधिकारियों से अपेक्षित अनुमोदन प्राप्त किया जाए।

9. विविध

(1) इन विनियमों में निहित प्रावधानों का कार्यान्वयन करने में यदि किसी कंपनी द्वारा किसी समस्या का सामना किया जा रहा है तो कंपनी आवश्यक व्यवस्था के लिए बोर्ड से संपर्क कर सकती है।

(2) बोर्ड समय-समय पर नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली से संबंधित दिशा-निर्देश जारी कर सकता है।

अनुसूची

(देखें विनियम 6)

अनुसूची I

उद्देश्य

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस) का उद्देश्य पर्यावरण की सार्वजनिक सुरक्षा करना, सीजीडी नेटवर्क की अधिकतम उपलब्धता सुनिश्चित करने के साथ-साथ गैस नेटवर्क के प्रचालनों से संबद्ध व्यवसाय जोखिमों को न्यूनतम करना है। एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की उपलब्धता से एकीकृत कार्यों में लगे व्यावसायिकों और तकनीशियनों को अल्प, मध्यम और दीर्घावधि क्षेत्र में कार्य योजनाओं और लक्ष्यों को स्पष्ट रूप से स्थापित करने में मदद मिलेगी जिससे निश्चित रूप से इन्हें प्राप्त करने में उनकी दक्षता और संतुष्टि बढ़ेगी।

आईएमएस कार्यान्वयन के लिए एक चयनित प्रणाली का चयन करने के लिए सीजीडी ऑपरेटर को सक्षम बनाएगी ताकि देश में सभी सीजीडी कंपनियों के लिए एक-समान एकीकृत प्रबंधन प्रणाली हो।

प्रभावी एकीकृत प्रबंधन प्रणाली निम्न प्रकार होगी—

(क) ऐसे सभी क्षेत्रों में सीजीडी नेटवर्क एकीकरण की गुणवत्ता सुनिश्चित करना जिसमें प्रतिकूल परिणामों की संभावना हो;

(ख) सीजीडी नेटवर्क एकीकरण के अधिक कठोर और व्यवस्थित प्रबंधन को प्रोत्साहित करना तथा जोखिम को कम करना;

(ग) सीजीडी नेटवर्क के प्रचालन में जनता के सामान्य विश्वास को बढ़ाना।

(घ) सीजीडी नेटवर्क की आयु को इष्टतम बनाना, जिसमें एकीकृत प्रबंधन योजना (आईएमपी) का अंतर्निहित अनुषंग कार्यान्वयन, जांच और कंपनी द्वारा समीक्षा करने सहित आंकड़े एकत्र करना शामिल हो।

अनुसूची 2

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस) लागू करना

2.1 सीजीडी नेटवर्क में महत्वपूर्ण परिसंपत्तियां शामिल होती हैं जोकि घनी आबादी वाले क्षेत्र से दबाववयुक्त ज्वलनशील गैस का परिवहन करती हैं। इसलिए, इनमें खराबी उत्पन्न होने पर जनता, समुदायों और पर्यावरण को जोखिम हो सकता है। दूसरी ओर, सीजीडी नेटवर्क तृतीय पक्ष से होने वाले बाहरी नुकसान से प्रभावित हो सकता है और कई मामलों में ऐसा बाहरी नुकसान नेटवर्क का विफल होना मुख्य कारण होता है। इसके अलावा, घरों में खाना पकाने और वाहनों की आवाजाही पूरी तरह सीजीडी नेटवर्क पर निर्भर करती है। इसके विफल होने पर सामान्य जन-जीवन बुरी तरह प्रभावित हो सकता है। इसलिए, यह जरूरी है कि एक ऐसी प्रणाली लागू की जाए जिसमें नेटवर्क की अधिकता उपलब्धता सुनिश्चित हो तथा विफलता और क्षति न्यूनतम हो।

2.2 सीजीडी नेटवर्क की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में सीजीडी नेटवर्क की स्थिति का आकलन करने के लिए एक व्यापक और ढांचागत फ्रेमवर्क, संभावित खतरों, जोखिमों का आकलन करने तथा सीजीडी नेटवर्क का सुरक्षित और दुर्घटना रहित प्रचालन सुनिश्चित करने के लिए उपशमन कार्रवाई करने का प्रावधान किया गया है।

2.3 ऐसी विस्तृत एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में अनिवार्य रूप से निम्नलिखित घटक शामिल होते हैं —

(क) **एकीकृत प्रबंधन योजना (आईएमपी):** इसमें आंकड़ों का एकत्रीकरण और उनकी वैधता, जोखिमों के क्षेत्र का आकलन, जोखिम का स्तर, जोखिम के संदर्भ में एकीकृत का आकलन, जोखिम उपशमन, आंकड़ों को अद्यतन करना तथा जोखिम का पुन: आकलन करना शामिल है;

(ख) **एकीकृत प्रबंधन योजना का निष्पादन मूल्यांकन:** यह अपनाई गई एकीकृत प्रबंधन योजना की प्रभावकारिता की निगरानी करने तथा उसमें आगे सुधार करने की एक प्रणाली है;

(ग) **संचार योजना:** इसमें आंतरिक और बाहरी परिवेश में सूचना को विनियमित करने और आंकड़ों का आदान-प्रदान करने के लिए एक ढांचागत योजना शामिल होती है;

(घ) **परिवर्तन का प्रबंधन:** यह एकीकृत प्रबंधन योजना को अद्यतन बनाने के लिए एकीकृत प्रबंधन योजना में प्रणाली परिवर्तन (तकनीकी, भौतिक, प्रक्रियात्मक और संगठनात्मक परिवर्तन) को शामिल करने की एक प्रक्रिया है।

(ड.) **गुणवत्ता नियंत्रण:** यह एकीकृत प्रबंधन योजना में परिभाषित प्रक्रिया के निष्पादन में गुणवत्ता की आवश्यकता को स्थापित करने की प्रक्रिया है।

इन तत्वों का आगे अनुसूची 6 में विस्तृत ब्यौरा दर्शाया गया है।

अनुसूची 3

सीजीडी प्रणाली का विवरण

3.1 भौतिक विवरण:

सीजीडी नेटवर्क के विवरण में अभिकल्प विशिष्टियां, लम्बाई, प्रमुख स्थापना ब्यौरे के संबंध में प्राथमिक नेटवर्क, द्वितीय और तृतीय नेटवर्क का विशिष्ट विवरण शामिल हैं जैसे:

3.1.1 उप पारेषण पाइपलाइन (एसटीपीएल)

3.1.2 नगर गैस स्टेशन (सीजीएस)

3.1.3 गंध प्रणाली

3.1.4 स्टील पाइपलाइन नेटवर्क

3.1.5 द्वितीयक पीई नेटवर्क

3.1.6 तृतीयक नेटवर्क, पीई, जीआई और/या तांबा

3.1.7 जिला विनियंत्रण स्टेशन (डीआरएस)

3.1.8 पृथक वाल्व (स्टील, पीई)

3.1.9 मुख्य सीएनजी स्टेशन – मुख्य, ऑनलाइन, सहायक बूस्टर स्टेशन (डीबीएस)

3.1.10 पृथक दबाव विनियामक स्टेशन (आईपीआरएस), सामान्य दबाव विनियामक स्टेशन (सीपीआरएस), मीटरिंग स्टेशन (एमआरएस)

3.1.11 नियंत्रण कक्ष और/या मॉस्टर नियंत्रण स्टेशन (यदि कोई हो)

3.1.12 उपकरण और विद्युतीय प्रणाली प्राप्ति (यदि कोई हो)

3.1.14 सुरक्षा उपकरण

3.1.15 ग्राहक आधार (पीएनजी, सीएनजी, औद्योगिक और वाणिज्यिक)

3.2 अन्य विवरण

3.2.1 अन्य भौगोलिक क्षेत्र/पाइपलाइन/सुविधाओं (यदि उपलब्ध हो) के साथ अंतरापृष्ठ;

3.2.2 घटना की रिपोर्टिंग;

3.2.3 अभिकल्प, निर्माण, प्रचालन, रखरखाव आदि से संबंधित प्रलेखन पर सूचना आदि;

3.2.4 सांविधिक आवश्यकताएं।

अनुसूची 4

उपयुक्त एकीकृत प्रणाली का चयन

4.1 सीजीडी नेटवर्क की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली निष्पादन आधारित आईएमएस या निदेशात्मक आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली अपना सकती है। जबकि, सीजीडी उद्योग को सीजीडी प्रचालनों का काफी अच्छा अनुभव प्राप्त किया है तथा सीजीडी उद्योग काफी परिपक्व है, अत: निष्पादन आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली को वैश्विक स्तर पर सराहा जाता है। तथापि, जहां सीजीडी

IndiaCode

नेटवर्क विकासशील चरण में हो, वहां निदेशात्मक आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की संस्तुति की जा सकती है। जबकि निष्पादन आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली कंपनी के अनुभव को मान्यता देती है जो सीजीडी नेटवर्क का प्रचालन कर रही है लेकिन निदेशात्मक प्रकार की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली अधिक कठोर होती है क्योंकि इसमें सीजीडी नेटवर्क में असफलता के सबसे खराब मामलों और परिदृश्य उपशमन के सबसे खराब मामला परिदृश्य पर विचार किया जाता है।

4.2 यद्यपि इन विनियमों में बाद की अनुसूची व्याख्या और निष्पादन दोनों पर लागू होती है, वर्तमान विनियम मुख्यत: पर्याप्त ऐतिहासिक एकीकृत प्रबंधन प्रणाली आंकड़ों के अभाव में निदेशात्मक पहलुओं पर ध्यान केन्द्रित किया जाता है।

4.3 एकीकृत प्रणाली की आदेशात्मक प्रकृति में जोखिम का पता लगाने, उनके परिणामों और उपशमन की प्रमाणित पद्धति हेतु स्थापित प्रक्रिया का कार्यान्वयन करने का अधिदेश दिया गया है। इसमें तकनीकी पहलुओं से संबंधित एकीकृत प्रबंधन योजना तथा परिवर्तन के प्रबंधन का आंतरिक विकास करने का भी अधिदेश दिया गया है। आज की तारीख में भारत में सीजीडी उद्योग के विकास के आधार पर आदेशात्मक प्रकृति की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली तैयार करने पर विचार किया गया है ताकि भारत में सभी सीजीडी नेटवर्क का कार्यान्वयन किया जा सके। इसके अलावा, सीजीडी उद्योग के परिपक्व होने और पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय गैस वितरण नेटवर्क के तकनीकी मानकों सहित विशिष्टियां) विनियमन, 2008 के अनुसार पर्याप्त अभिलेख का आंकड़ा एकत्र करने पर बोर्ड द्वारा सीजीडी नेटवर्क के लिए निष्पादन आधारित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की सिफारिश करने हेतु एक समीक्षा प्रणाली पर विचार किया जा सकता है।

अनुसूची 5

एकीकृत आकलन साधन

एकीकृत आकलन के कुछ साधन नीचे दिए गए हैं। प्रचालक को सीजीडी नेटवर्क के लिए आईएमएस प्राप्त करने हेतु जितने अधिक साधनों का इस्तेमाल करने की आवश्यकता हो, करना चाहिए। यह नोट किया जाए कि विशिष्ट उपाय के लिए बेसलाइन आंकड़े तत्काल गणक के रूप में प्रचालक के पास उपलब्ध होने चाहिए।

(क) प्रत्यक्ष आकलन और मूल्यांकन

सीजीडी नेटवर्क खण्डों के बाहरी हिस्से पर जंग लगने के खतरे का पता लगाने के लिए बाहरी क्षरण प्रत्यक्ष आकलन (ईसीडीए) का इस्तेमाल किया जा सकता है। बाहरी क्षरण प्रत्यक्ष आकलन प्रक्रिया के निम्नलिखित चार घटक हैं:

(क) पूर्व-आकलन

(ख) निरीक्षण

(ग) जांच और मूल्यांकन

(घ) मूल्यांकन उपरान्त

बाहरी जंग लगने के प्रत्यक्ष आकलन को लागू करते समय और जब पाइप खुले में लगी हो तो कंपनी को बाहरी जंग लगने के अलावा खतरों (जैसे यांत्रिक और कोटिंग क्षति) की भी जांच करने की सलाह दी जाती है।

(ख) बेसलाइन मूल्यों की तुलना में मोटाई का आकलन तथा आवधिक समीक्षा

सभी सीजीडी नेटवर्क स्किड और दबाव वेसल की आवधिक मोटाई आकलन तथा बेसलाइन मूल्यों की तुलना वर्ष में एक बार की जानी चाहिए।

(ग) कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली सर्वेक्षण

कैथोडिक सुरक्षा पर्याप्तता सर्वेक्षण कराया जाना चाहिए ताकि संपूर्ण स्टील नेटवर्क पाइपलाइनों को शामिल किया जा सके ताकि अपर्याप्त कैथोडिक सुरक्षा स्तर तथा स्टील पाइपलाइन में अन्य अनियमितताओं और विसंगतियों का पता लगाया जा सके। ऑपरेटर द्वारा उपयुक्त प्रक्रियाओं को स्थापित किया जाए ताकि पाइपलाइन विस्तार और नवीन परियोजनाओं के पर्याप्त कैथोडिक सुरक्षा स्तर का लेखा-जोखा रखा जा सके।

(घ) दबाव परीक्षण

कुछ खतरों से निपटते समय स्थापना-पूर्व स्तर पर ही अखंडता का आकलन करने के लिए दबाव परीक्षण करना उचित होता है। दबाव परीक्षण विद्यमान पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड विनियमों की आवश्यकता के अनुरूप होना चाहिए।

एकीकृत आकलन के लिए ऐसी अन्य पद्धतियों को भी ऊपर उल्लिखित पद्धतियों के अलावा सीजीडी कंपनी द्वारा, जैसा वह उचित समझे, अपनाया जा सकता है।

अनुसूची 6

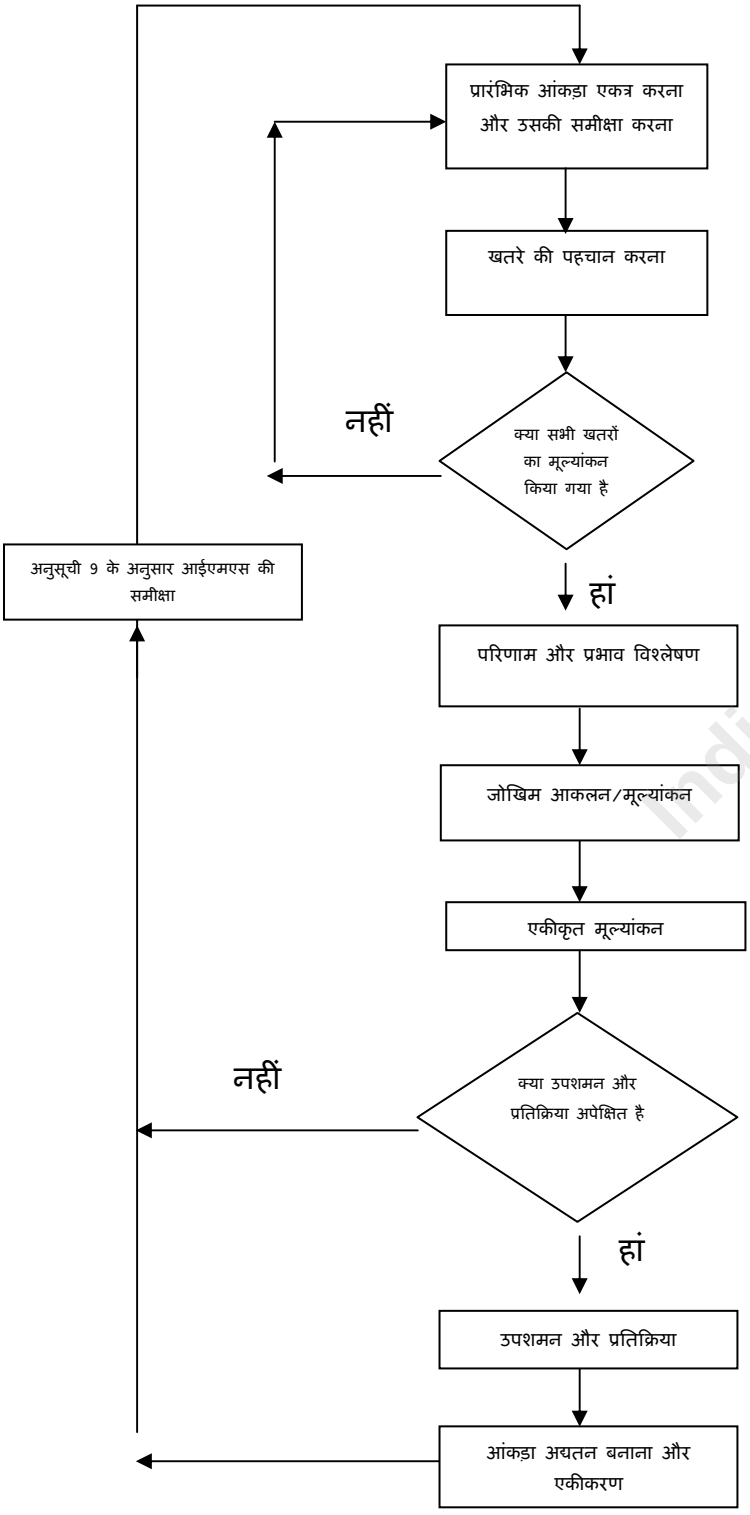
सीजीडी नेटवर्क के लिए लागू एकीकृत प्रबंध प्रणाली की रूपरेखा बनाना

मौजूदा और नई प्राकृतिक गैस संचरण और वितरण सीजीडी नेटवर्क के सभी प्रचालक एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम बनाएंगे जिसमें आवश्यक योजनाएं, कार्यान्वयन अनुसूची तथा उसके प्रभाव का आकलन करना शामिल होगा ताकि सीजीडी नेटवर्क का सुरक्षित और विश्वसनीय प्रचालन सुनिश्चित किया जा सके। यह स्वीकार किया गया है कि व्यापक सीजीडी नेटवर्क एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम विस्तृत आंकड़ा संग्रह, समीकरण और विश्लेषण पर आधारित होता है। इसके अलावा, एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम विनिर्दिष्ट पद्धतियों, प्रक्रियाओं तथा आकलन और विश्लेषण के लिए समय-सीमा या एकीकृत आकलन योजना की प्रभावकारिता के संबंध में कार्यक्रम के निष्पादन के आधार पर इनके परिणामों और उपशमन प्रयासों के अनुसार बनाए जा सकते हैं। बेसलाइन और निष्पादन आंकड़ों के अभाव में एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम को कार्यान्वित करने वाले प्रचालकों के लिए यह अनिवार्य होगा कि आदेशात्मक एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम को प्रारंभ में अपनाया जाए।

6.1 सीजीडी नेटवर्क एकीकृत प्रबंधन योजना

सीजीडी नेटवर्क के भाग के रूप में स्थापित सभी सीजीडी नेटवर्क तथा संबद्ध सुविधाओं को सीजीडी नेटवर्क एकीकृत प्रबंधन योजना में शामिल किया जाएगा। एकीकृत प्रबंधन योजना की मूल प्रक्रिया का चक्र (चित्र-1) में प्रदर्शित किया गया है तथा आगे का ब्योरा यहां नीचे दिया गया है:

IndiaCode



IndiaCode

चित्र-1: सीजीडी नेटवर्क एकीकृत प्रबंधन योजना – प्रवाह आकृति

6.1.1 प्रारंभिक आंकड़े एकत्रीकरण, समीक्षा और एकीकरण

जोखिम आकलन से संबंधित आंकड़ों का स्वरूप आकलन किए जा रहे खतरे के आधार पर भिन्न-भिन्न होगा। सीजीडी नेटवर्क और संबंधित जानकारी के आंकड़े एकत्र करने का एक अनिवार्य घटक है।

विशिष्ट आवश्यकता के अनुसार आकंड़े उपर्युक्त भाग में उल्लिखित या अनुकूलित किसी भी रूप में हो सकते हैं। आंकड़े ऐसे रूप में होंगे जो प्रभावी जोखिम आकलन में सहायक होंगे। यह नोट किया जाए कि एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम का कार्यान्वयन स्वयं अतिरिक्त आंकड़ों को एकत्र करेगा और उन्हें प्राथमिकता देगा। योजना का वर्षों तक कार्यान्वयन होने से आंकड़ों की मात्रा और स्वरूप में विस्तार होगा।

एकत्रित आंकड़े, जहां तक संभव हो, पहचाने गए खतरों की प्रयोज्यता से संबंधित होने चाहिए।

चयनित आंकड़ों के आधार की अनुपलब्धता एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम से खतरे को निकालने का कोई औचित्य नहीं है। आंकड़ों के महत्व के आधार पर ठोस इंजीनियरिंग निर्णय, यदि संभव हो तो उपलब्ध सूचना के आधार पर उद्योग के आंकड़ों से संबद्ध करके तथा जोखिम आकलन के लिए उत्कृष्ट पद्धतियों का इस्तेमाल करते हुए लिया जाए।

आंकड़े एकत्र करने के दौरान चार बातों को ध्यान में रखा जाना चाहिए:

1) आंकड़ों को व्यवस्थित करना

भिन्न आंकड़ा स्रोतों का एकीकरण किसी सामान्य स्थल पर करना। यह निपटे जाने वाले जोखिम का पता लगाने में मदद करता है।

2) आंकड़ों का इतिहास

किसी आंकड़े के अस्थायी पहलुओं का प्रबंधन करने की योग्यता होना।

3) आंकड़ों का सामान्यीकरण

भिन्न आंकड़ा स्रोतों का एकीकरण करना जिससे विभिन्न पहलुओं का विश्लेषण हो सके।

4) आंकड़ों की सटीकता और विश्वसनीयता

निर्णय लेने की क्षमता के लिए अपेक्षित महत्वपूर्ण निर्णायक आंकड़े।

6.1.2 खतरे का पता लगाना: गैस पाइपलाइन संबंधी घटना आंकड़ों का अंतरर्राष्ट्रीय पाइपलाइन अनुसंधान समिति (पीआरसीआई) द्वारा विश्लेषित और वर्गीकरण किया गया है जो पाइपलाइन एकीकृत के खतरे के लिए 22 मूल कारणों का प्रतिनिधित्व करती है। प्रचालक द्वारा सूचित एक कारण 'अज्ञात' है। शेष 21 खतरों को समय की निर्भरता के आधार पर तीन समूहों में बांटा गया है तथा इसे आगे उनकी प्रकृति और विकास विशेषज्ञता के अनुसार संबंधित असफल प्रयासों को नौ श्रेणियों में बांटा गया है जो निम्न प्रकार हैं:

(I) **<u>समय आधारित खतरे</u>:**

1) बाहरी क्षरण

2) आंतरिक क्षरण

3) दबाव से क्षरणग्रस्त स्थानों का टूटना

(II) **<u>स्थायी खतरे</u>:**

4) निर्माण संबंधी दोष

i. पाइप की सीवन में दोष

ii. दोषपूर्ण पाइप

5) वेल्डिंग/फ्रैब्रिकेशन से संबंधित

i. दोषपूर्ण पाइप परिधि वेल्ड

ii. दोषपूर्ण फैब्रीकेशन वेल्ड

iii. मोड में सिकुड़न या बकल

iv. उधड़े धागे/टूटी पाइप/युग्मन असफलता

6) उपकरण

i. गैस्केट ओ-रिंग में खराबी

ii. नियंत्रण/राहत उपकरण खराबी

iii. सील पंप पैकिंग में खराबी

iv. विविध

(III) **<u>समय आधारित खतरे:</u>**

7) तृतीय पक्ष/यांत्रिक क्षति:

i. प्रथम, द्वितीय, तृतीय पक्ष द्वारा पहुंचाई गई क्षति (तात्कालिक/तत्काल खराबी होना)

ii. पहले से क्षतिग्रस्त पाइप (विलंबित असफलता प्रणाली)

iii. तोड़फोड़ करना

iv. चूहों द्वारा काटना

v. इलेक्ट्रिक आर्क बनाना

8) गलत प्रचालन प्रक्रिया

9) मौसम संबंधित और बाहरी शक्ति:

i. मौसम से संबंधित

ii. बिजली गिरना

iii. भारी वर्षा या बाढ़ आना

iv. पृथ्वी की हलचल।

उपर्युक्त के अलावा, भूमि की पद्धति के आधार पर कुछ अन्य जोखिम भी लागू होंगे:

i. खाड़ी क्षेत्र प्रभाव

ii. कीचड़दार भूमि प्रभाव

iii. नदी के अंदर की हलचल

IndiaCode

सीजीडी कंपनी अपने नेटवर्क में खतरों का पता लगाने के लिए अपनी निजी पद्धति या आंकड़ों के स्रोत को चुन सकती है। कुछ आंकड़ों का स्रोत निम्नलिखित हो सकता है -

- पिछली तकनीकी लेखा-परीक्षा/निरीक्षण रिपोर्टें
- कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली सर्वेक्षण और निगरानी रिपोर्टें
- घटना की जांच और मूल कारणों का पता लगाने के लिए विश्लेषणों का रिकार्ड
- दुर्घटना या अवसर आधारित खुदाई और निरीक्षण
- सीजीडी नेटवर्क क्षति और दोष रिपोर्टें
- मरम्मत और रखरखाव कार्यकलाप
- नियमित और पिछले प्रचालन संबंधी आंकड़े
- अभिकल्प (मार्ग सर्वेक्षण रिकार्ड), निर्माण, प्रचालन एवं रखरखाव/निगरानी/गश्त के दौरान पता लगाए गए जोखिमों का रजिस्टर।
- निर्माण और रखरखाव अभिलेख (अनुरक्षण बैकलॉग सहित), इतिहास, निर्माण की पद्धति, जांच और निरीक्षण आंकड़े आदि।
- विभिन्न शीर्षों के अंतर्गत कंपनी की आंतरिक विशिष्टियां
- पाइपिंग और इंस्ट्रूमेंटेशन डॉयग्राम, पाइप-बुक, डिजाइन और विनिर्माण दस्तावेज, निर्मित दस्तावेज और ड्राइंगों आदि जैसे रिकार्डों तथा भौगोलिक सूचना प्रणाली के प्रयोग द्वारा सीजीडी नेटवर्क डॉटा।
- प्रणाली संशोधन रिकार्ड तथा इतिहास।
- मूल उपकरण, विनिर्माताओं और आपूर्तिकर्ताओं तथा अन्य प्रमाणित तृतीय पक्षों के साथ परामर्श।

यह नोट किया जाए कि उपर्युक्त सूची केवल निर्देशात्मक है और सीजीडी कंपनी अपने अनुभव और ठोस निर्णय के आधार पर आंकड़ों के किसी रूप का प्रयोग करने के लिए स्वतंत्र हैं।

इसके अलावा, नेटवर्क से जुड़े जोखिम का सीजीडी कंपनी की सुविधानुसार विश्लेषण किया जाए जो नेटवर्क के खतरों और एकरूपता के प्रकार के विगत अनुभव पर आधारित हो।

6.1.3 परिणाम और प्रभाव विश्लेषण: एक बार खतरनाक घटनाओ की पहचान होने पर जोखिम विश्लेषण में अगला कदम उनके परिणामों का विश्लेषण होता है अर्थात् सभी पहचान किए गए जोखिमों से जनता, संपत्ति और पर्यावरण को होने वाले नुकसान की विशालता का अनुमान लगाना। इन परिणामों में रिसाव, अग्निकांड, विस्फोट, गैस का बादल बनना, आदि शामिल होता है। गणितीय मॉडल उदाहरण के लिए परिणाम मॉडल का इस्तेमाल करके परिणाम आकलन को पूरा किया जा सकता है।

उच्च परिणाम क्षेत्र (एचसीए) की पहचान - उच्च परिणाम क्षेत्रों के मानदंड को पूरा करने के लिए सीजीडी नेटवर्क के स्थलों की पहचान की जाती है। सामान्यतया, ये अत्यधिक आबादी वाले क्षेत्र होते हैं। उक्त सुविधाओं को खाली करना कठिन होता है (जैसे अस्पताल या स्कूल), तथा ऐसे स्थल

जहां भीड़ जुटती है (जैसे पूजा स्थल, कार्यालय भवन, या क्षेत्र)। संभावित प्रभाव क्षेत्र के संबंध में विस्तृत जानकारी के लिए एएसएमई बी 31.8 एस के खण्ड सं. 3.2 का संदर्भ लें।

6.1.4 जोखिम प्रबंधन और जोखिम आकलन

एकत्रित आंकड़ों का प्रयोग सीजीडी नेटवर्क और संबंधित सुविधाओं का जोखिम आकलन करने के लिए किया जाता है। ऐसी अनेक जोखिम आकलन पद्धतियां हैं जिन्हें उपलब्ध आंकड़ों और जोखिम की प्रकृति के आधार पर लागू किया जा सकता है। सीजीडी कंपनी को प्रणाली की आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए पद्धति को अपने अनुरूप बनाना चाहिए।

जोखिम आकलन सीजीडी कंपनियों को आंकड़े और सूचना को व्यवस्थित करने में मदद करता है ताकि वे अपने कार्यकलापों की प्राथमिकता पर योजनाएं बना सकें।

जोखिम आकलन करने में प्रत्येक जोखिम के लिए घटना और परिणाम की संभावना तथा व्यक्तिगत जोखिम दर को विचारार्थ अंतिम जोखिम दर प्राप्त करके जोड़ा जाना चाहिए।

जोखिम दर = संभावित दर x परिणाम दर

संभावित दर - संभावित दर को उद्योग अनुभव और कंपनी के विगत अनुभव के आधार पर घटना की संभाव्यता के लिए उपयुक्त मात्रात्मक मूल्य देते हुए निर्धारित किया जाए।

उदाहरण के लिए संभावित मात्रा दर 1 से 4, 1 से 5 या 1 से 6 लागू की जाए, और संभाव्यताओं का साप्ताहिक, मासिक, छमाही, वार्षिक आदि के अनुसार विश्लेषण किया जाए। घटना की संभावना के बढ़ने पर दर बढ़ा दी जानी चाहिए।

परिणाम दर - इसी प्रकार परिणाम दर को उपयुक्त मात्रात्मक मूल्य को जोखिम घटने के परिणाम के अनुसार निर्धारित किया जाए और इसे लोगों, पर्यावरण, वित्तीय और व्यावसायिक हानि मूल्य तथा कानूनी परिणामों पर प्रभाव देखकर व्यक्तिगत रूप से बनाया जाता है। एक सीजीडी कंपनी इनमें से लागू कई तथ्यों पर विचार कर सकती है या अपेक्षा के अनुसार अतिरिक्त तथ्यों को परिभाषित कर सकती है।

उदाहरण के लिए, प्रत्येक श्रेणी (जनता, पर्यावरण, वित्तीय और व्यावसायिक हानि मूल्य तथा कानूनी परिणामों पर प्रभाव) को 1 से 4, 1 से 5 या 1 से 6 तक की मात्रा की परिणाम दर के अनुसार लागू किया जाए, और इनमें से उच्च दर को विचाराधीन परिणाम दर के रूप में लिया जाना चाहिए। उदाहरण के लिए लोगों पर प्रभाव को मामूली या बड़ी चोट, एक या अधिक हताहतों आदि के रूप में परिभाषित किया जा सकता है। इसी प्रकार, व्यावसायिक हानि को बढ़ते हुए आर्थिक के लिए विशेषीकृत किया जा सकता है। प्रभाव के बढ़ने पर दर बढ़ते क्रम में होनी चाहिए।

उपर्युक्त के अनुसार जोखिम आकलन मॉडल सीजीडी नेटवर्क या संकाय के अंदर जोखिमों की प्रकृति और स्थलों के बारे में बेहतर समझ बनाने में मदद करता है। लेकिन केवल जोखिम आकलन पद्धति पर ही पूरी तरह भरोसा नहीं किया जा सकता जिससे जोखिम आकलन का पता लगाने या ज्ञात जोखिमों का पता लगाने या उनका उपशमन करने का पता चल सके। जोखिम

indiacode

आकलन पद्धति का प्रयोग जानकारी, अनुभवी कार्मिकों (विषय से संबंधित विशेषज्ञों और दक्षता से परिचित लोगों) के संदर्भ में किया जाना चाहिए।

अतिरिक्त आंकड़ा घटकों का निगमन या दक्षता आंकड़ों में परिवर्तन जोखिम आकलन प्रक्रिया का अभिन्न अंग है। जोखिम दर की समीक्षा की जानी चाहिए और पूर्व-निर्धारित हस्तक्षेप या जब अतिरिक्त आंकड़े या सूचना उपलब्ध होती है, के बाद आवश्यक परिवर्तन किए जाएंगे। नियमित अद्यतन कार्य सुनिश्चित करने के लिए प्रमुख प्रणाली परिवर्तनों और आशोधनों के लिए प्रभावी प्रक्रिया स्थापित की जाएगी, जो प्रणाली की जोखिम दर को प्रभावित कर सकते हैं और यह परिवर्तन करने के बाद जोखिम आकलन प्रक्रिया को शामिल करेगा।

जोखिम आकलन के हिस्से के रूप में कंपनी को निम्नलिखित कार्यकलाप लागू करने चाहिए -

(क) वितरण पाइपलाइनों के लिए कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली और सीपी पर्याप्तता सर्वेक्षण करना तथा जोखिम स्तरों के आधार पर पता लगाई गई अनियमितताओं का वर्गीकरण करना;

(ख) परिसंपत्तियों (परिसंपत्ति प्रतिस्थापन कार्यकलाप की जानकारी के रूप में) के जोखिम स्तर का पता लगाने के लिए समय-समय पर विश्लेषण करना;

(ग) सभी सूचित परिसंपत्ति संबंधित घटनाओं और निष्कर्षों के लिए जोखिम विश्लेषण और आकलन (प्रासंगिक स्टील पाइपलाइन और एमडीपीई प्रदर्शन, या खुदाई सहित);

(घ) परिसपंत्तियों की ज्ञात जोखिमों का एक रजिस्टर तैयार करना, रखरखाव करना तथा अद्यतन बनाना जिसमें उनकी जोखिम दर शामिल हो।

प्राथमिकता में प्राय: जोखिम दर को घटते क्रम में बांटना शामिल है। प्रारंभिक प्रयासों और जांच प्रयोजनों के लिए जोखिम परिणामों का "उच्च-मध्यम-न्यून" आधार पर या सांख्यिकीय मूल्य के रूप में मूल्यांकन किया जा सकता है। जब खण्डों की समान जोखिम के साथ तुलना की जाए तो असफलता की संभावना और उसके परिणामों पर अलग से विचार किया जाए। संबद्ध उपलब्धता (प्रवाह बंद विकल्प) सहित तथ्य तथा प्रणाली थ्रूपुट आवश्यकताएं भी प्राथमिकता को प्रभावित कर सकती हैं।

6.1.5 एकीकृत आकलन: सीजीडी खण्ड के एकीकृत का आकलन करने के लिए पिछले खंड के अनुसार सर्वाधिक महत्वपूर्ण जोखिम और खतरे का समाधान करने और उपयुक्त एकीकृत आकलन पद्धति का निर्धारण करने के लिए एक योजना बनाई जानी चाहिए। एकीकृत आकलन के लिए निम्नलिखित पद्धतियों का इस्तेमाल किया जा सकता है:

(क) टी4एस मानकों के अनुसार जांच दबाव की स्थापना से पूर्व हाइड्रोजन जांच करना;

(ख) बाहरी क्षरण प्रत्यक्ष आकलन (ईसीडीए);

(ग) कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली सर्वेक्षण आदि।

इन विनियमों की अनुसूची 5 में विभिन्न अखण्डता आकलन पद्धतियों का संक्षिप्त विवरण भी उपलब्ध करवाया गया है।

उपयुक्त अखण्डता आकलन पद्धति का चयन सबसे महत्वपूर्ण खतरों पर आधारित होगा जहां कोई विशेष खण्ड अतिसंवेदनशील हो। सीजीडी नेटवर्क के विशिष्ट खतरों के आधार पर एक या अधिक एकीकृत आकलन पद्धतियों का इस्तेमाल किया जा सकता है।

सीजीडी नेटवर्क प्रणाली का प्रचालक प्रत्येक खतरे और जोखिम के लिए सर्वाधिक उपयुक्त एकीकृत आकलन पद्धति का एक चार्ट बनाएगा और उसका समय-समय पर आकलन करेगा। प्रचालक ऐसे आकलन के लिए उपयुक्त विशिष्टियां और गुणवत्ता नियंत्रण योजना भी बनाएगा। आकलन की प्रभावकारिता स्थापित करने के बाद आकलन की समयावधि में आगे संशोधन किया जाना चाहिए बशर्ते कि पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2008 तथा अन्य संगत विनियम शामिल हों।

6.1.6 प्रतिक्रिया और उपशमन

इस खण्ड में निरीक्षण, मरम्मत कार्यकलापों द्वारा प्राप्त संकेतकों की प्रतिक्रिया की अनुसूची शामिल है उक्त असुरक्षित स्थिति, सीजीडी नेटवर्क की अखण्डता के खतरे को कम या समाप्त करने के लिए निवारक कार्रवाई में सुधार या समाप्ति को प्रभावित कर सकती है तथा भावी निरीक्षण अंतराल बना सकती है। ऐसी प्रतिक्रिया को तत्काल कार्यान्वित किया जाए, जो निर्धारित समयावधि या प्रणाली में शामिल हो, जिनकी निरीक्षण परिणाम के आधार पर सरलता से निगरानी की जा सकती है।

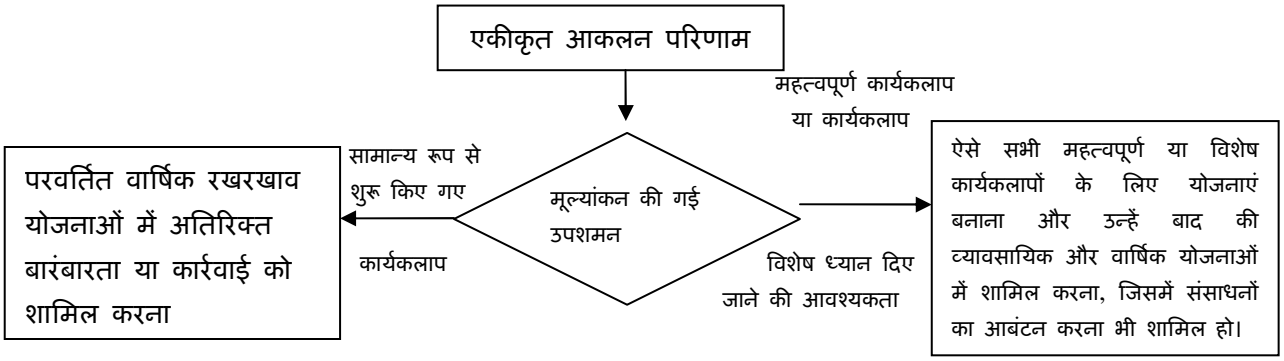
कुछ उपशमन कार्रवाई की सूची नीचे दी गई है -

(क) कैथोडिक सुरक्षा के पर्याप्तता स्तर को बढ़ाने संबंधी कार्रवाई जैसे कैथोडिक सुरक्षा के मौजूदा स्तर में वृद्धि, अतिरिक्त क्षमता की स्थापना आदि;

(ख) विश्लेषण निष्कर्ष के आधार पर परिसंपत्तियों को बदलना/उनकी मरम्मत;

(ग) कार्रवाई करने पर निर्णय लेने के लिए उपकरण आपूर्तिकर्ताओं के साथ परामर्श करना।

संक्षेप में उपशमन कार्रवाई के लिए निम्नलिखित दृष्टिकोण अपनाया जाए:



महत्वपूर्ण कार्यकलापों की योजनाओं की कंपनी द्वारा समय-समय पर समीक्षा की जानी चाहिए ताकि एकीकृत प्रबंधन को प्रभावित करने वाले संगठनात्मक और बाहरी कारकों में संसाधन (साधन) आवश्यकता तथा आवश्यक परिवर्तन किया जा सके।

6.2 निष्पादन योजना

प्रत्येक सीजीडी कंपनी उपयुक्त निष्पादन संकेतकों को परिभाषित करेगी जिससे कंपनी की परिसंपत्तियों के विभिन्न पहलुओं के एकीकृत स्तरों की स्थिति की निगरानी की जा सके। पूर्व परिभाषित लक्ष्यों की तुलना में इन संकेतकों की (आवधिक आधार पर) नियमित निगरानी परिसंपत्ति निष्पादन की प्रभावकारिता का आकलन करने में मदद करती है।

कंपनी अपनी निजी प्रणाली के अंतर्गत एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम के निष्पादन की प्रणाली तथा उद्योग-व्यापी आधार पर अन्य प्रणालियों के साथ इसकी तुलना भी कर सकती है।

ऐसे निष्पादन मूल्यांकन में विशिष्ट और पूर्ण सुधार दोनों खतरों पर विचार किया जाना चाहिए। खतरा-निष्पादन मूल्यांकन किसी विशिष्ट समस्या वाले क्षेत्र पर लागू हो सकता है जबकि एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम के अंतर्गत संपूर्ण सीजीडी नेटवर्क पर समस्त उपाय लागू होंगे।

निष्पादन सूचकांक उपायों को नीचे दिए गए किसी एक या सभी उपाय मापे जाएंगे –

(क) प्रोसेस उपाय;

(ख) प्रचालनात्मक उपाय;

(ग) प्रत्यक्ष एकीकृत उपाय।

निष्पादन सूचकांक कोई प्रमुख या लैगिंग संकेतक हो सकता है। लैगिंग अंतराल उपायों को पुनः सक्रिय किया जा सकता है कि वे पिछले एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम निष्पादन का संकेतक उपलब्ध कराते हैं। प्रमुख उपाय सक्रिय होते हैं जिसमें वे यह दर्शाते हैं कि योजना का निष्पादन किस तरह होने की संभावना है।

कंपनी अपने एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रमों की प्रभावकारिता को वैध बनाने के लिए समय-समय पर आंतरिक लेखा-परीक्षा कराएगी और यह सुनिश्चित करेगी कि उन्होंने योजना के अनुसार कार्रवाई की है।

कंपनी का एकीकृत प्रबंधन तथा निष्पादन मूल्यांकन कार्यक्रम बनाने के लिए नीचे एक मद सूची दी गई है -

1) एक एकीकृत प्रबंधन नीति तथा सभी लागू तत्वों के लिए कार्यक्रम स्थापित किया जाएगा;
2) लिखित एकीकृत प्रबंधन योजना पद्धति और कार्य विवरण अद्यतन हैं और पहले से उपलब्ध हैं;
3) कार्यकलापों का योजना के अनुसार निष्पादन किया जाता है;

IndiaCode

4) जिन कार्यों को निष्पादित किया जाना है क्या उक्त कार्यकलापों के लिए उचित योग्यता और प्रशिक्षण प्राप्त किया है।
5) एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम इस दस्तावेज की आवश्यकताओं को पूरा करता है;
6) सभी कार्य मदों या गैर-निष्पादकों को समय पर बंद किया जाता है;
7) प्रयुक्त जोखिम मानदण्ड की समीक्षा की गई है और उनका प्रलेखन किया गया है;
8) रोकथाम, उपशमन और मरम्मत मानदण्ड स्थापित किए गए हैं;
9) एकीकृत प्रबंधन कार्यक्रम के मूल्यांकन हेतु प्रभावी आधार उपलब्ध कराने के लिए आवधिक आंतरिक लेखा-परीक्षा की जानी चाहिए।

6.3 संचार योजना

कंपनी में उपयुक्त कार्मिकों, क्षेत्राधिकार में आने वाले प्राधिकारियों को रखने के लिए सीजीडी कंपनी एक संचार योजना विकसित करेगी और उसे लागू करेगी तथा जनता को उनके एकीकृत प्रबंधन प्रयासों और एकीकृत प्रबंधन कार्यकलापों के परिणामों के बारे में सूचित करेगी। अन्य अपेक्षित संचार के एक भाग के रूप में सूचना दी जाएगी।

6.4 परिवर्तन योजना का प्रबंधन

सीजीडी नेटवर्क प्रणालियों और उनके एकीकरण में परिवर्तन के प्रभाव का पता लगाने और विचार करने के लिए परिवर्तन पद्धतियों का औपचारिक प्रबंधन विकसित किया जाएगा।

परिवर्तन प्रक्रिया के प्रबंधन में निम्नलिखित शामिल है -

(1) परिवर्तन के कारण
(2) परिवर्तन का अनुमोदन करने वाले प्राधिकारी
(3) निहितार्थों का विश्लेषण
(4) अपेक्षित कार्य परमिट अर्जन
(5) दस्तावेजीकरण
(6) प्रभावित पार्टियों में परिवर्तन का संचार
(7) समय-सीमा
(8) सम्मिलित स्टॉफ
(9) प्रत्येक स्थिति के लिए योजना
(10) अद्वितीय परिस्थितियां, यदि कोई हों।

6.5 गुणवत्ता नियंत्रण योजना

गुणवत्ता नियंत्रण योजना की आवश्यकताओं में प्रलेखन, कार्यान्वयन और रखरखाव शामिल है। प्राय: निम्नलिखित कार्यकलापों की आवश्यकता होती है:

(1) प्रक्रिया की पहचान करना;
(2) इन प्रक्रियाओं के क्रम और परस्पर कार्रवाई का निर्धारण करना;

IndiaCode

(3) महत्वपूर्ण प्रक्रियाओं के लिए मानक प्रचालन प्रक्रियाएं और दिशा-निर्देश तैयार करना (उदाहरण के लिए प्रचालन, रखरखाव, परियोजना आदि);

(4) इन प्रक्रियाओं के प्रचालन और निगरानी को समर्थन देने के लिए आवश्यक संसाधन और सूचना उपलब्ध कराना;

(5) इन प्रक्रियाओं की निगरानी, उपाय और विश्लेषण करना;

(6) नियोजित परिणामों को प्राप्त करने और इन प्रक्रियाओं का सतत सुधार करने के लिए आवश्यक कार्रवाई कार्यान्वित करना।

सीजीडी नेटवर्क एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की आंतरिक लेखा-परीक्षा का नियमित आधार पर निष्पादित की जाएगी। लेखा-परीक्षा प्रयोजन इन विनियमों में दर्शाई गई अनुसार नीतियों और प्रक्रियाओं का अनुपालन सुनिश्चित करना है। की गई सिफारिशों और उपचारी कार्रवाई का प्रलेखन किया जाएगा तथा उसे सीजीडी नेटवर्क एकीकृत प्रबंधन प्रणाली में शामिल किया जाएगा।

कंपनी के प्रचालन शीर्ष दल द्वारा नामित किए गए लेखा-परीक्षा समूह द्वारा वर्ष में कम से कम एक बार आंतरिक लेखा-परीक्षा की जाती है। आंतरिक लेखा-परीक्षा का उद्देश्य यह सुनिश्चित करना होता है कि एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के ढांचे का अनुपालन किया जा रहा है।

संपूर्ण एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की किसी आंतरिक और बाहरी लेखा-परीक्षा के लिए निम्नलिखित अनिवार्य मदों पर ध्यान केन्द्रित किया जाएगा:-

(क) यह सुनिश्चित करना कि बेसलाइन योजना को अद्यतन बनाया जा रहा है और उसका अनुपालन किया जा रहा है तथा बेसलाइन निरीक्षण किए जाते हैं;

(ख) शिक्षा अर्हता (परिशिष्ट-IV) पर आधारित प्रचालन एवं निगरानी कार्मिकों तथा ठेकेदारों की अर्हता, आंतरिक या बाहरी कार्यक्रम के माध्यम से प्राप्त औपचारिक प्रशिक्षण, प्रदर्शित व्यावहारिक दक्षता तथा संगत क्षेत्रों में अनुभव रिकार्डों का सत्यापन करना। मार्गदर्शन के लिए एएसएमई बी31क्यू देखें।

(ग) लिए गए निर्णयों के समर्थन में पर्याप्त दस्तावेज उपलब्ध कराना।

(घ) यह पता लगाना कि क्या वार्षिक निष्पादन उपाय किए गए हैं;

(ङ) सभी तत्वों के लिए लिखित एकीकृत प्रबंधन नीति और कार्यक्रम;

(च) लिखित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली प्रक्रिया तथा कार्य विवरण अद्यतन हों तथा तुरंत उपलब्ध हों;

(छ) एकीकृत प्रबंधन प्रणाली के अनुसार कार्यकलाप निष्पादित किए जाते हैं;

(ज) प्रत्येक कार्य के लिए जिम्मेदार व्यक्ति लगाया गया हो;

(झ) सभी अपेक्षित कार्यकलापों का प्रलेखन किया जाता हो;

(ञ) सभी कार्य मदें या गैर-निष्पादन के समयबद्ध ढंग से बंद कर दिया जाता है;

(ट) प्रयुक्त जोखिम मानदण्ड की समीक्षा और प्रलेखन किया गया है;

(ठ) निवारण, उपशमन और मरम्मत मानदण्ड स्थापित, पूर्ण तथा प्रलेखित किए गए हों।

अनुसूची- *7*

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली (आईएमएस) का अनुमोदन

सीजीडी नेटवर्क एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज के रूप में एक प्रबंधन योजना है जो प्रचालक के कर्मचारियों, ग्राहकों, विनियामक प्राधिकारियों आदि को यह बताते हुए स्पष्ट करती है कि प्रचालक तथा इसकी परिसंपत्तियों का प्रबंधन कैसे किया जाता है जिसमें निम्नलिखित का उल्लेख किया जाता है:

i. परिसंपत्ति के प्रत्येक पहलू तथा उसके प्रबंधन के लिए कौन जिम्मेदार हैं;
ii. तथ्यों और उद्देश्यों को प्राप्त करने के लिए क्या नीतियां और प्रक्रियाएं हैं;
iii. इन्हें कार्यान्वित करने हेतु योजना कैसे बनाई जाती है;
iv. एकीकृत प्रबंधन प्रणाली निष्पादन को कैसे मापा जाता है; और
v. संपूर्ण प्रणाली की नियमित रूप से कैसे समीक्षा और लेखा-परीक्षा की जाती है।

दस्तावेज को कंपनी के बोर्ड स्तर पर सहमति मिलनी चाहिए, उनकी लगातार और व्यवस्थित ढंग से समीक्षा करके उन्हें अद्यतन बनाया जाना चाहिए, और प्रबंधन के सभी स्तरों द्वारा इसकी विषय-वस्तु का अनुपालन किया जाना चाहिए। आने वाले समय में सीजीडी नेटवर्क प्रणाली को बनाए रखने के लिए, समाज के लाभार्थ भी कंपनी के अंदर और उसके बाहर आवश्यक जागरूकता का सृजन किया जाएगा।

दस्तावेज को निम्नलिखित तीन स्तरों और छः चरणों के अनुसार तैयार किया जाएगा -

7.1 प्रबंधन अनुमोदन

- **चरण**#1**:** आंतरिक दल या परामर्शदाता द्वारा तैयार किया जाए।
- **चरण#2:** आंतरिक दल प्रमुख या परामर्शदाता प्रमुख द्वारा जांच की जाए।
- **चरण#3:** कंपनी के प्रचालन दल के प्रमुख द्वारा अनंतिम रूप से अनुमोदित किया जाए।
- **चरण#4:** तृतीय पक्ष एजेंसी (टीपीआईए) द्वारा विनियम के अनुसार एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज का अनुपालन तथा इसे कंपनी के सीईओ या पूर्णकालिक निदेशक द्वारा विधिवत अनुमोदित किया गया है।

7.2 पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा स्वीकृति

- **चरण#5:** पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा स्वीकृति।

7.3 कार्यान्वयन हेतु अनुमोदन

- **चरण#6:** कंपनी के बोर्ड द्वारा एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज को पहली बार अनुमोदन देना तथा कंपनी के सीईओ या पूर्णकालिक निदेशक द्वारा बाद में आवधिक समीक्षा की मंजूरी देना।

टिप्पणी: उपर्युक्त खण्ड सं. *7.1* में विनिर्दिष्ट अनुसार विधिवत अनुमोदित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज के अनुमोदन के संबंध में एक प्रमाण-पत्र पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड

को प्रस्तुत किया जाएगा कि यह सीजीडी नेटवर्क एकीकृत प्रबंधन प्रणाली पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा समय-समय पर जारी विभिन्न विनियमों की आवश्यकताओं के अनुरूप है तथा इसे कंपनी के सीईओ या पूर्णकालिक निदेशक द्वारा अनुमोदित किया गया है।

अनुसूची- 8

आईएमएस की कार्यान्वयन अनुसूची

क्र.सं.	कार्यकलाप	समय अनुसूची
1.	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानकों सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2008 का अनुपालन।	हां/नहीं पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2013 की अधिसूचना की तारीख से 1 माह के अंदर की पुष्टि जाएगी।
2.	एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज तैयार करना और कंपनी के प्रचालन दल के प्रमुख द्वारा अनुमोदन।	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2013 की अधिसूचना की तारीख से 1 वर्ष के अंदर।
3.	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा अधिकृत टीपीआईए द्वारा विनियम सहित एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज की अनुरूपता।	कंपनी के प्रचालन दल के प्रमुख द्वारा अनुमोदन दिए जाने से 3 माह के अंदर।
4.	कार्रवाई की समय-सीमा में पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनयामक बोर्ड को एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज प्रस्तुत करना।	टीपीआईए एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की अनुरूपता से 1 माह के अंदर।
5.	कंपनी द्वारा कार्यान्वयन हेतु पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा अनुमोदन।	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड को एकीकृत प्रबंधन प्रणाली दस्तावेज प्रस्तुत करने के 3 माह के अंदर।
6.	पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड को अनुपालन विवरण की प्रस्तुति।	उपर्युक्त क्रमांक 4 में अनुमोदन के तत्काल बाद।

टिप्पणी: कार्यान्वयन स्तरों का अनुसूची 7 में दर्शाए अनुसार अनुपालन किया जाएगा।

अनुसूची-9

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की समीक्षा

9.1 एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की समीक्षा अवधि

कंपनियां निम्नलिखित के आधार पर प्रत्येक 3 वर्ष में अपनी मौजूदा एकीकृत प्रबंधन प्रणाली की समीक्षा करेंगी:

(क) परिशोधित बेसलाइन आंकड़े;

(ख) विभिन्न विभागों से प्राप्त महत्वपूर्ण आदान।

9.2 आंतरिक और बाहरी लेखा-परीक्षा की समीक्षा

प्रचालन चरण के दौरान निम्नलिखित लेखा-परीक्षा करके पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क की एकीकृत प्रबंधन प्रणाली) विनियम, 2013 के प्रावधान का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए एक प्रणाली होनी चाहिए –

(क) पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड द्वारा उपलब्ध कराए गए सीजीडी नेटवर्क की जांच सूची के अनुसार सीजीडी कंपनी द्वारा प्रतिवर्ष आंतरिक लेखा-परीक्षा कराई जानी चाहिए।

(ख) बाहरी लेखा-परीक्षा (ईए) बोर्ड द्वारा अनुमोदित तृतीय पक्ष द्वारा पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड की विनिर्दिष्ट पद्धति के अनुसार प्रत्येक 3 वर्ष में एक बार की जानी चाहिए।

IndiaCode

अनुसूची-10

परियोजना के विभिन्न चरणों में पदस्थ जनशक्ति की पर्याप्तता

कंपनी की परियोजना के विभिन्न चरण नामत: अभिकल्प निर्माण, स्थापना, प्रचालन और रखरखाव के लिए जनशक्ति की आवश्यकता को पूरा करना होगा।

एकीकृत प्रबंधन प्रणाली तैयार करने वाली कंपनी को अपने वर्तमान और भावी प्रचालनों के लिए जनशक्ति आवश्यकता को पूरा करना होगा। ऐसी जनशक्ति की योग्यता **परिशिष्ट-III** में दी गई शर्तों के अनुरूप होनी चाहिए।

परिशिष्ट-I

संदर्भ

प्रचालन और रखरखाव कार्मिकों के प्रयोग हेतु सीजीडी नेटवर्क से संबंधित मानक प्रचालन और रखरखाव प्रक्रियाओं का संदर्भ दस्तावेज विकसित किया जाना चाहिए। इनमें से कुछ संदर्भ के लिए नीचे उल्लेख किए गए हैं:-

1) पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (नगर या स्थानीय प्राकृतिक गैस वितरण नेटवर्क के लिए सुरक्षा मानक सहित तकनीकी मानक और विशिष्टियां) विनियम, 2008;
2) पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस विनियामक बोर्ड (आपात प्रतिक्रिया और आपदा प्रबंधन योजना आचरण संहिता) विनियम, 2010;
3) एएसएमई बी31.8 - गैस संचरण तथा वितरण पाइपिंग प्रणाली;
4) एएसएमई बी31.8एस - गैस पाइपलाइनों की प्रणाली एकीकरण का प्रबंधन करना;
5) एएसएमई बी31 क्यू - पाइपलाइन कार्मिक अर्हता
6) एएसएमई बी31 जी – जंग लगी पाइपलाइनों की शेष क्षमता के निर्धारण हेतु नियमावली।
7) एपीआई 1104 - पाइपलाइनों की वेल्डिंग और संबंधित सुविधाएं।
8) एएसएमई बॉयलर और दबाव वेसल (बीपीवी) संहिता: धारा IX - वेल्डिंग और ब्रेजिंग अर्हता।

परिशिष्ट-II

(देखें विनियम 7)

सीजीडी नेटवर्क में महत्वपूर्ण कार्यकलापों की सूची

क्र.सं.	महत्वपूर्ण आधारभूत ढांचा/कार्यकलाप/प्रक्रियाएं	कार्यान्वयन की सीमा अवधि
1.	एकीकृत कैथोडिक सुरक्षा प्रणाली सुनिश्चित करने के लिए कैथोडिक पर्याप्तता सर्वेक्षण	बेसलाइन सर्वेक्षण के लिए 6 माह
2.	ओडोराइजर से दूरस्थ बिंदु (बिंदुओं) पर ओडुरेंट गंध सर्वेक्षण	6 माह
3.	नेटवर्क का जीआईएस मानचित्रण	3 वर्ष
4.	संपीडित प्राकृतिक गैस कास्केड की जांच के लिए प्रणाली स्थापित करना।	3 माह
5.	3 माह के लिए समूह या मात्रा संतुलन पर आधारित गैस हानि गणना या बिलिंग चक्र के आधार पर अन्य चयनित अंतराल	6 माह

6.	तृतीयक नेटवर्क तथा अंतिम मील कनेक्टिविटी के भाग के रूप में जस्तायुक्त लौह और तांबे की एकीकृत निरीक्षण प्रणाली।	6 माह

परिशिष्ट-III

(देखें विनियम 6, अनुसूची 6.5 और अनुसूची 10)

विभिन्न सीजीडी कार्यकलापों में शामिल कार्मिकों के लिए न्यूनतम अर्हता और अनुभव

1. डिजाइन चरण:

(क) इंजीनियरिंग (बी.ई/बी.टेक या समकक्ष) में डिग्री - विभिन्न तकनीकी मानकों में अनुभव हो।

(ख) इंजीनियरिंग (बी.ई/बी.टेक या समकक्ष) में डिग्री - नेटवर्क अनुकरण/प्रवाह प्रबंधन में अनुभव हो।

2. निर्माण चरण (स्थापना)

क) स्टील पाइपलाइन

i. सामग्री गुणवत्ता आश्वासन - 1 वर्ष के संगत अनुभव सहित इंजीनियरिंग में डिप्लोमा।

ii. वेल्डर - एपीआई 1104 तथा/या बॉयलर और दबाव वेसल खण्ड IX के अनुसार प्रमाण-पत्र।

iii. फिटर - आईटीआई अर्हता तथा/या 3 वर्ष का संगत अनुभव।

iv. रिग्गर - कम से कम 1 वर्ष का संगत अनुभव और हिंदी/क्षेत्रीय भाषा, जहां तैनात किए गए हों, उस क्षेत्र की भाषा पढ़ने में सक्षम हों।

v. पर्यवेक्षक - यांत्रिक इंजीनियरिंग में डिप्लोमा।

vi. गुणवत्ता निरीक्षक (गैर-घातक जांच) - अमेरिकन सोसायटी फॉर नॉन डिस्ट्रक्टिव टेस्टिंग लेवल-।।.

ख) पीई पाइपलाइन

i. ज्वाइंटर/तकनीशियन – 10वीं कक्षा तथा आंतरिक प्रशिक्षण (प्रशिक्षण मॉड्यूल) और मूल्यांकन या कम से कम 1 वर्ष का संगत अनुभव।

ii. पर्यवेक्षक - 10+2 कक्षा तथा आंतरिक प्रशिक्षण (प्रशिक्षण मॉड्यूल) सहित कक्षा और मूल्यांकन या कम से कम 1 वर्ष का संगत अनुभव।

ग) आंतरिक स्थापना

i. प्लंबर - आंतरिक प्रशिक्षण (प्रशिक्षण मॉड्यूल) और मूल्यांकन या कम से कम 1 वर्ष का संगत अनुभव।

IndiaCode

ii. पर्यवेक्षक – 10वीं कक्षा तथा आंतरिक प्रशिक्षण (प्रशिक्षण मॉड्यूल) और मूल्यांकन या कम से कम 1 वर्ष के संगत अनुभव।

3. सुविधाएं (निर्माण, स्थापना और ओएण्डएम चरण) - अर्थात् नगर गेट स्टेशन ओडुरैंट स्टेशन, दबाव न्यूनीकरण स्टेशन (पीआरएस), मीटरिंग और विनियामक स्टेशन (एमआरएस)

i. इलेक्ट्रिकल - आईटीआई इलेक्ट्रिकल और इलेक्ट्रिकल निरीक्षक से प्रमाणन।

ii. इंस्ट्रूमेंटेशन - आईटीआई इंस्ट्रूमेंटेशन (तकनीशियन)

iii. मीटरिंग - आईटीआई इंस्ट्रूमेंटेशन/इलेक्ट्रॉनिक (तकनीशियन)

iv. अनुरक्षण इंजीनियर (डिप्लोमा/बी.ई.), आईटीआई यांत्रिक (तकनीशियन) – रेगुलेटर रखरखाव; वाल्व रखरखाव के लिए (वेंडर स्थापनाओं में प्रशिक्षित)।

v. ओडोरैंट हैण्डलिंग - इंजीनियरिंग (यांत्रिक/रासायनिक) में डिप्लोमा।

4. प्रचालन और रखखरखाव (गैस नेटवर्क)

i. आपात प्रतिक्रिया - आंतरिक प्रशिक्षण (प्रशिक्षण मॉड्यूल) और निर्धारण।

ii. वाल्व अनुरक्षण - 1 फिटर (आईटीआई यांत्रिक); 1 पर्यवेक्षक (आंतरिक रूप से प्रशिक्षित), 2 हेल्पर (आंतरिक रूप से प्रशिक्षित)

iii. पाइप बदलना/स्थान परिवर्तन आदि - स्टील और पीई निर्माण दलों के अनुसार।

iv. आग और सुरक्षा - आग और सुरक्षा में डिप्लोमा/प्रमाण-पत्र तथा 1 वर्ष का संगत अनुभव।

के. राजेश्वर राव, ओएसडी(आर)

[विज्ञापन III/4/असा./188/13]

THE PETROLEUM AND NATURAL GAS REGULATORY BOARD

NOTIFICATION

New Delhi, the 16th May, 2013

F. No. INFRA/IMP/CGD/1/2013.—In exercise of the powers conferred by section 61 of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Act, 2006 (19 of 2006), the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board hereby makes the following regulations to evaluate risks, improve the safety of city gas distribution network and bring more effectiveness in operations to minimize the probability of CGD network failure, namely:—

1. Short title and commencement.

(1) These regulations may be called the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2013.

(2) They shall come into force on the date of their publication in the Official Gazette.

2. Definitions.

(1) In these regulations, unless the context otherwise requires,-

(a) "Act" means the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board Act, 2006;

(b) "city or local natural gas distribution network" (hereinafter referred to as CGD network) means pipeline network as defined in the Act;

(c) "city gate station (CGS)" means the station as defined in Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2008;

(d) "risk" means the risk as defined under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Regulations, 2010;

(e) "risk analysis" means the risk analysis as defined under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Regulations, 2010;

(f) "risk assessment" means the risk assessment as defined under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Regulations, 2010;

(g) "risk management" means the risk management as defined under the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of Practices for Emergency Response and Disaster Management Plan (ERDMP)) Regulations, 2010;

(2) Words and expressions used and not defined in these regulations, but defined in the Act or in the rules or regulations made thereunder, shall have the meanings respectively assigned to them in the Act or in the rules or regulations, as the case may be.

3. Applicability.

These regulations shall apply to all the entities laying, building, operating or expanding city or local natural gas distribution networks.

4. Scope.

These regulations shall cover all existing and new city gas distribution networks including sub-transmission pipelines, city gas station, distribution mains and piping facilities downstream of inlet isolation valve of city gate station (inclusive of primary, secondary and tertiary networks) including consumer meter for commercial or industrial customer and up to final isolation valve including connecting hose to gas appliances for domestic consumer:

Provided that the materials and specifications followed shall be in accordance with Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2008 as amended from time to time.

5. Objective.

These Regulations outline the basic features and requirements for developing and implementing an effective and efficient integrity management plan for city gas distribution networks through -

i) evaluating the risk associated with city gas distribution networks and effectively allocating resources for prevention, detection and mitigation activities;

ii) improving the safety of city gas distribution networks so as to protect the personnel, property, public and environment;

iii) bringing more streamlined and effective operations to minimize the probability of CGD network failure.

6. Integrity Management System.

The development and implementation of integrity management system for the city gas distribution networks shall be as described in Schedule 1 to Schedule 10 of these regulations.

Entity operating and maintaining CGD networks shall have the qualified manpower as indicated in Appendix III.

7. Default and consequences.

(1) There shall be a system for ensuring compliance to the provisions of these regulations through implementation schedule as described in these regulations at Schedule 7 and Schedule 8 in conjunction to Appendix II.

(2) In case of any deviation or shortfall in achieving the implementation of integrity management system as specified in these regulations, the entities shall be liable to face the following consequences, namely:-

(i) the entity is required to complete each activity within the specified time limit and if there is any deficiency in achieving in one or more of the activities, the entity shall submit a mitigation plan within the time limit for acceptance of the Board and make good all shortcomings within the time agreed by the Board and if the entity fails to complete activities within the specified time limit by the Board, relevant penal provisions of the Act shall apply;

(ii) in case the entity fails to implement the integrity management system, the Board may issue a notice to such defaulting entity allowing it a reasonable time to implement the provisions of integrity management system and if the entity fails to comply within the specified time, the relevant provisions of the Act and regulations shall apply.

8. Requirement under other statutes.

It shall be necessary to comply with all statutory rules, regulations and Acts in force as applicable and requisite approvals shall be obtained from the relevant competent authorities for the CGD networks.

9. Miscellaneous.

(1) In the event of any problem faced by an entity in implementing the provisions contained in these regulations, the entity may approach Board for necessary dispensation.

(2) The Board may issue guidelines from time to time relating to Integrity Management System for City or Local Natural Gas distribution Networks.

SCHEDULES
(see regulation 6)

SCHEDULE 1

Objective

The objective of Integrity Management System (IMS) is to ensure the integrity of CGD networks at all times to ensure public protection of environment, maximum availability of CGD networks and also minimizing business risks associated with operations of gas network. The availability of the Integrity Management System will allow professionals and technicians in integrity tasks to ensure work plans and targets in the short, medium and long term horizon which in turn will improve their efficiency and satisfaction to attain them.

The IMS will enable the CGD operator to select an identified system for implementation such that the IMS will be uniform for all CGD entities within the country.

An effective Integrity Management System shall be -

(a) ensuring the quality of CGD network integrity in all areas which have potential for adverse consequences;

(b) promoting a more rigorous and systematic management of CGD network integrity and mitigate the risk;

(c) Increasing the general confidence of the public in operation of CGD network;

(d) optimizing the life of the CGD network with the inbuilt incident implementation of Integrity Management Plan (IMP) investigation and data collection including review by the entity.

IndiaCode

SCHEDULE 2

Introduction to the Integrity Management System (IMS)

2.1 CGD network comprises of important assets transporting flammable gas under pressure within the densely inhabited areas. As such, they expose people, communities and the environment to risks in case of failure. On the other hand, CGD network are themselves exposed to external damages caused by third parties and in many cases such external damages are the main cause for network failure. Further, the life-line of the masses in regard to domestic cooking of food and movement in vehicles are fully dependent on CGD network. In case of failure, normal life may be badly disrupted. It is, therefore, essential that a system is introduced which ensures maximum availability of the network with minimum disruption and damages.

2.2 An Integrity Management System for CGD networks provides a comprehensive and structured framework for assessment of CGD networks condition, likely threats, risks assessment and mitigation actions to ensure safe and incident free operation of CGD networks.

2.3 Such a comprehensive integrity management system essentially comprises of the following elements -

(a) **Integrity Management Plan (IMP):** This encompasses collection and validation of data, assessment of spectrum of risks, risk ranking, assessment of integrity with reference to risks, risks mitigation, updation of data and reassessment of risk;

(b) **Performance evaluation of Integrity Management Plan:** This is a mechanism to monitor the effectiveness of integrity management plan adopted and for further improvement;

(c) **Communication Plan:** This covers a structured plan to regulate information and data exchange within and amongst the internal and external environment;

(d) **Management of Change:** This is the process to incorporate the system changes (technical physical, procedural and organization changes) in to integrity management plan to update the integrity management plan;

(e) Quality Control: This is the process to establish the requirements of quality in execution of the processes defined in the integrity management plan.

These elements are further detailed in Schedule 6.

SCHEDULE 3

Description of CGD System

3.1 **Physical description.**

Description of CGD Network should include specific description of the primary networks, secondary and tertiary networks with respect to design specifications, length, major installations details such as:

3.1.1 Sub Transmission Pipeline (STPL)
3.1.2 City Gas Station (CGS)
3.1.3 Odorization System
3.1.4 Steel pipeline networks
3.1.5 Secondary PE networks
3.1.6 Tertiary networks, PE, GI and/or copper
3.1.7 District Regulating Station (DRS)
3.1.8 Isolation Valves (Steel, PE)
3.1.9 CNG station-Mother, Online, Daughter Booster Station (DBS)
3.1.10 Individual Pressure Regulating Station (IPRS), Common Pressure Regulating Station (CPRS), Metering Station (MRS)
3.1.11 Control room and/or Master Control Station (if any)
3.1.12 Instrumentation and Electrical systems
3.1.13 Supervisory Control and Data Acquisition (if any)
3.1.14 Safety Equipments
3.1.15 Customer base (PNG, CNG, Industrial and Commercial)

3.2 Other description.

3.2.1 Interfaces with other Geographical Area/pipeline/Facilities (if available);

3.2.2 Incident reporting;

3.2.3 Information on Documentation Relating to design, construction, operations, maintenance, etc.;

3.2.4 Statutory requirements.

IndiaCode

SCHEDULE 4

Selection of appropriate Integrity Management System

4.1 Integrity Management System for CGD Networks could employ either a Performance based IMS or a Prescriptive type Integrity Management System. Whereas, CGD industry has gathered a reasonable good experience of CGD operations and such CGD industry is fairly mature, a Performance based Integrity Management System are appreciated globally. However, where CGD networks are in developing stage, a Prescriptive type Integrity Management System is recommended. Whereas, the Performance based Integrity Management System recognizes the experience of the entity which has been operating the CGD network but the Prescriptive type Integrity Management System is more rigorous as it considers the worst case scenario of the failures in the CGD networks and therefore worst case scenario for mitigation.

4.2 Though subsequent schedule in these regulations apply to both prescriptive and performance based type of Integrity Management System, present regulations mainly focus on prescriptive aspects in absence of adequate historical Integrity Management System data.

4.3 A prescriptive type of Integrity Management System mandates the implementation of an established process for addressing the risks, their consequences and proven methods for mitigation. It also mandates the in-house development of Integrity Management Plan, Management of Change pertaining to technical aspects. Based on the development of CGD industry in India till date, the preparation of Prescriptive type Integrity Management System has been considered for implementation to all CGD networks in India. Further, as the CGD industry matures and gathers sufficient records or data as per the requirements prescribed in Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2008, a review mechanism may be considered by the Board for recommending a Performance Based Integrity Management System for CGD Networks.

SCHEDULE 5

Integrity Assessment Tools

Some of the tools for Integrity assessment are provided below. The operator should use as many support systems necessary to achieve the Integrity Management Plan for CGD networks. It may be noted that the baseline data for specific measurement should be available with the operator as a ready-reckoner:

(a) Direct assessment and evaluation

External Corrosion Direct Assessment (ECDA) can be used for determining integrity for the external corrosion threat on CGD network segments. The External Corrosion Direct Assessment process has the following four components:

(a) Pre-assessment
(b) Inspections
(c) Examinations and evaluations
(d) Post-assessment

While implementing External Corrosion Direct Assessment and when the pipe is exposed, the company is advised to conduct examinations for threats other than that for external corrosion also (like mechanical and coating damages).

(b) Thickness assessment and periodic review against baseline values
Periodic thickness assessment for all CGD network skids and pressure vessels and comparison to baseline values shall be done once a year.

(c) Cathodic protection system surveys
Cathodic Protection adequacy survey shall be carried out so as to cover the entire steel network of pipelines so as to detect insufficient Cathodic Protection levels and other irregularities and anomalies in the steel pipeline. Suitable procedures shall be established by the operator to account for adequate Cathodic Protection levels to pipeline extensions and new projects.

(d) Pressure testing
Pressure testing is appropriate for integrity assessment when addressing certain threats, at the pre-commissioning stage itself. Pressure testing shall comply with the requirements of applicable Petroleum and Natural Gas Regulatory Board regulations.

Such other methods for integrity assessment may be also adopted by the CGD entity as it thinks fit, apart from the above mentioned ones.

IndiaCode

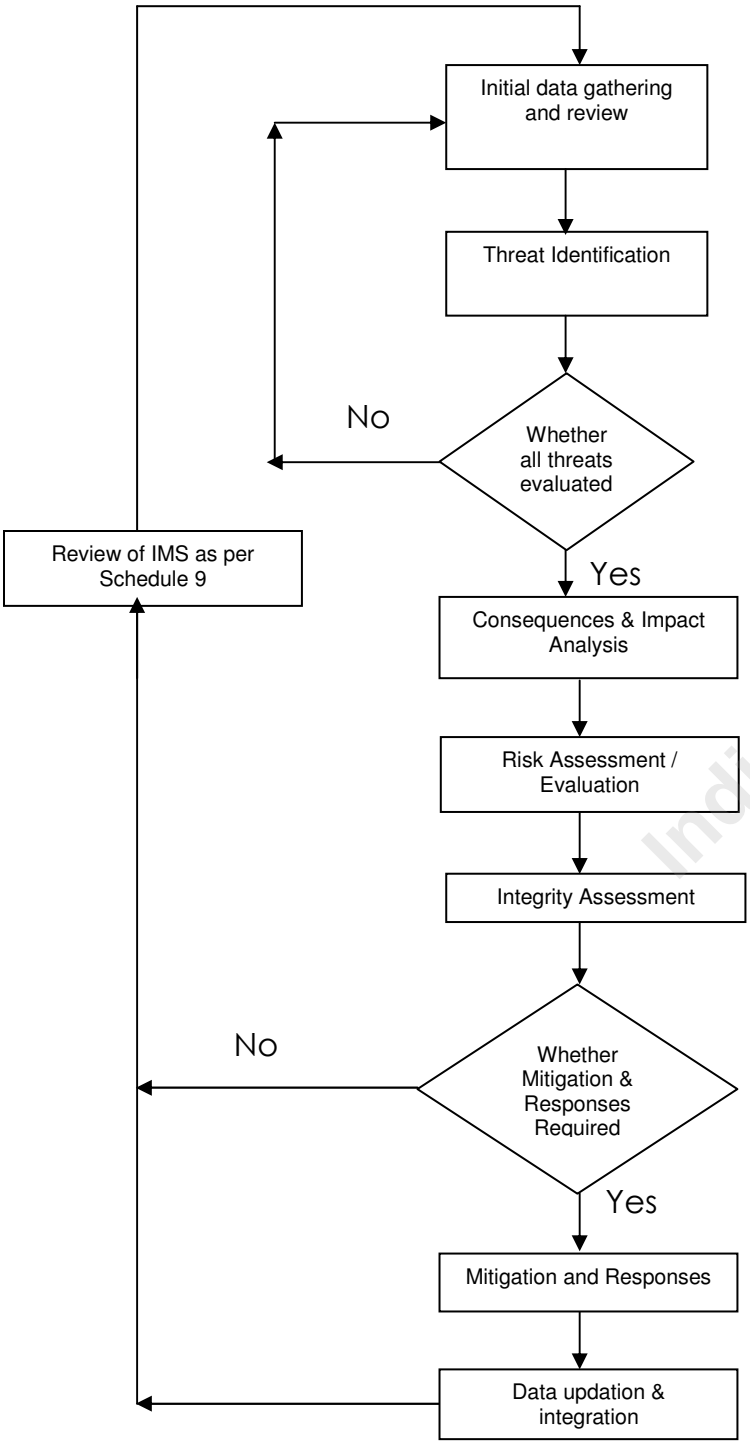
SCHEDULE 6

Designing applicable Integrity Management System for the CGD Network

All operators of existing and new city gas distribution networks shall develop an integrity management programme comprising the necessary plans, implementation schedule and assessment of its effectiveness in order to ensure safe and reliable operation of the CGD networks. It is recognized that the comprehensive CGD networks integrity management programme is based on continuous exercise of extensive data collection, assimilation and analysis. Further, an integrity management programme can be devised on specified methods, procedures and time intervals for assessments and analysis or on the basis of performance of the programme with regard to efficacy of integrity assessment plan, its results and mitigation efforts. For operators implementing an integrity management programme in the absence of base line and performance data, it may become imperative to adopt a prescriptive integrity management programme initially.

6.1 CGD networks integrity management plan.

All CGD networks and associated facilities installed as a part of network shall be covered in integrity management plan. The cycle of basic processes of integrity management Plan is illustrated (Fig -1) and further detailed hereunder:



IndiaCode

Figure-1: CGD Network Integrity Management Plan - Flow Diagram

6.1.1 Initial data gathering, review and integration.

The types of data to support a risk assessment will vary depending on the threat being assessed. CGD Network and facility knowledge is an essential component of data collection.

Data may be of any form mentioned in the above section or customized as per the specific requirements. The data shall be in a form which would aid in effective risk assessment. It may be noted that the implementation of the integrity management programme would in itself drive the collection and prioritization of additional data. The volume and types of data will expand as the plan is implemented over years of operation.

The data collected shall as far as possible be relevant in applicability to the identified threats.

The unavailability of identified data elements is not a justification for exclusion of a threat from the integrity management programme. Depending on importance of the data, sound engineering judgment based on available information, if possible in conjunction with industry-wide data and best practices may be used for risk assessment.

Four aspects should be visualized during data collection:

1) Data alignment
   Integration of disparate data sources to a common location. This helps in pinpointing risks to be attended.
2) Data history
   Ability to manage the temporal aspects of any data
3) Data Normalization
   Integration of disparate data sources that analyze same attributes from different aspects
4) Data accuracy and confidence
   Important piece of decisive data required to support decision making

IndiaCode

6.1.2 Identification of Threats: Gas pipeline incident data analyzed and classified by Pipeline Research Council International (PRCI) represents 22 root causes for threat to pipeline integrity. One of the causes reported by the operator is "unknown". The remaining 21 threats have been grouped into three groups based on time dependency and further into nine categories of related failure types according to their nature and growth characteristic as below:

(I) <u>Time Dependent Threats</u>:

1) External Corrosion

2) Internal Corrosion

3) Stress Corrosion Cracking

(II) <u>Stable Threats:</u>

4) Manufacturing related defects

i. Defective pipe seam

ii. Defective pipe

5) Welding/fabrication related

i. Defective pipe girth weld

ii. Defective fabrication weld

iii. Wrinkle bend or buckle

iv. Stripped threads/broken pipe/coupling failure

6) Equipment

i. Gasket O-ring failure

ii. Control/relief equipment malfunction

iii. Seal pump packing failure

iv. Miscellaneous

(III) <u>Time independent Threats:</u>

7) Third party /mechanical damage:

i. Damage inflicted by first, second or third party (instantaneous /immediate failure)

ii. Previously damaged pipe (delayed failure mode)

iii. Vandalism

iv. Rat bites

v. Electric Arching

8) Incorrect operational procedure

9) Weather related and outside force:

i. Weather related
ii. Lightning
iii. Heavy Rains or Floods
iv. Earth Movements

IndiaCode

Besides the above, certain other threats may be applicable based upon the land pattern:

i. Creek Area effects
ii. Muddy Land effects
iii. River bed movements

The CGD entity may choose its own method or source of data for identifying the threats to their network. Some of the sources of data may be -

- Previous technical audit / inspection reports,
- Cathodic Protection system survey and monitoring reports
- Incident investigation and records of analysis for finding root causes
- Accidental or opportunity based excavation and inspection
- CGD Network damage and defects reports
- Repair or maintenance activities
- Regular and past operational data
- Register of risks identified during design (including route survey records), construction, operations and maintenance / surveillance / patrolling
- Construction and maintenance records (including maintenance backlog), history, method of construction, test and inspection data etc.
- Company internal specifications under various heads
- CGD Network data from records like Piping and Instrumentation Diagram, pipe-book, design and manufacturer documents, as-built documents and drawings etc. and by use of Geographic Information System
- System modification records and history
- Consultations with Original Equipment Manufacturers and suppliers and other certified third parties.

It may be noted that the above list is only representative and the CGD entity is free to use any form of data based on its experience and sound judgment.

Also, the analysis of risks to the network may be carried out as convenient for the CGD entity, based on past experience of the type of threats and uniformity of network threats and characteristics.

6.1.3 Consequence and Impact Analysis: Once the hazardous events are identified, the next step in the risk analysis is to analyse their consequences, i.e., estimate the magnitude of damage to the public, property and environment of all the indentified threats. These consequences may include leak, fire, explosion, gas cloud etc. Consequence estimation can be accomplished by using mathematical models e.g. consequence modelling.

Identification of High Consequence Area (HCA) – Locations along the CGD Network system meeting the criteria for High-Consequence Areas are identified. Generally, these are high-population-density areas, difficult-to-evacuate facilities (such as hospitals or schools), and locations where people congregate (such as places and worship, office buildings, or fields). Clause no. 3.2 of ASME B 31.8 S may be referred for detailed information regarding potential impact area.

6.1.4 Risk Management and Risk Assessment

The data assembled is used to conduct a risk assessment of the CGD network and related facilities. There are a variety of risk assessment methods that can be applied based on the available data and the nature of the threats. The CGD entity should tailor the method to meet the needs of the system.

Risk assessment helps organize data and information to help CGD entities prioritize and plan activities.

IndiaCode

In carrying out risk assessment, the probability of occurrence and consequence shall be determined for every threat, and the individual risk ratings shall be added to yield final risk rating under consideration.

Risk rating = Probability rating X Consequence rating

Probability rating – Probability rating may be determined by assigning appropriate scalable values for the probability of occurrence, based on industry experience and company's past experience.

For example, a probability rating of scale 1 to 4, 1 to 5 or 1 to 6 may be applied, and probabilities may be characterized as weekly, monthly, half-yearly, yearly, etc. The rating shall be ascending for increasing probability of occurrence.

Consequence rating – Consequence rating may be determined similarly by assigning appropriate scalable values to consequence of a threat materializing, and these may be individually characterized under impact on people, environment, financial and business loss value and legal consequences. A CGD entity may consider as many factors as applicable from amongst these or define additional factors as required.

For example, a consequence rating of scale 1 to 4, 1 to 5 or 1 to 6 may be applied to each category (impact on people, environment, financial and business loss value and legal consequences), and from amongst these, the highest rating may be taken as the consequence rating under consideration. As an example, impact on people may be characterized as minor or major injury, single fatality, multiple fatalities etc. In the same way, business loss may be characterized in terms of increasing monetary impact. The rating shall be ascending for increasing impact.

A risk assessment model along the above lines helps provide in improved understanding of the nature and locations of risks along a CGD network or within a facility. But, risk assessment methods alone should not be completely relied upon to establish risk estimates or to address or mitigate known risks. Risk assessment methods should be used in conjunction with knowledgeable, experienced personnel (subject matter experts and people familiar with the facilities).

An integral part of the risk assessment process is the incorporation of additional data elements or changes to facility data. The risk ratings shall be reviewed and necessary changes made after a pre-decided interval or when changes take place or when additional data or information becomes available. To ensure regular updates, an effective process shall be established for major system changes and modifications which can impact risk rating of the system, and this shall incorporate the risk assessment process after the changes are made.

A company should carry out the following activities as part of risk assessment –

(a) Carry out Cathodic Protection system and CP adequacy survey for distribution pipelines and categorize the anomalies detected on the basis of risk levels;
(b) Carry out periodic analysis to determine the level of risks to assets (as an input to asset replacement activity);
(c) Risk analysis and assessment for all reported asset-related incidents and findings (including incidental steel pipeline and MDPE exposures, or excavation);
(d) Prepare, maintain and update a register of known risks to assets, including their risk rating.

Prioritization usually involves sorting risk ratings in decreasing order. For initial efforts and screening purposes, risk results could be evaluated simply on a "high–medium-low" basis or as a numerical value. When segments being compared have similar risk values, the failure probability and consequences shall be considered separately. Factors including line availability (flow stoppage options) and system throughput requirements can also influence prioritization.

6.1.5. Integrity Assessment

A plan shall be developed to address the most significant threats/risks as per previous section and determine appropriate integrity assessment methods to assess the integrity of the CGD Network. The following methods can be used for Integrity Assessment -

(a) Hydro testing before commissioning at test pressure as per T4S standards;
(b) External Corrosion Direct Assessment(ECDA);
(c) Cathodic protection system surveys etc.

Brief description of various Integrity Assessment methods has been also provided in Schedule 5 of these regulations.

Selection of appropriate integrity assessment method shall be based on most significant threats to which particular segment are susceptible. One or more integrity assessment method can be used depending upon the threats to particular segment of CGD Networks.

The operator of a CGD networks shall develop a chart of most suited integrity assessment method and assessment interval for each threat and risk. The operator shall further develop appropriate specifications and quality control plan for such assessment. After establishing effectiveness of assessment, the interval of assessment may be further modified subject to the requirements under Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2008 and other relevant regulations.

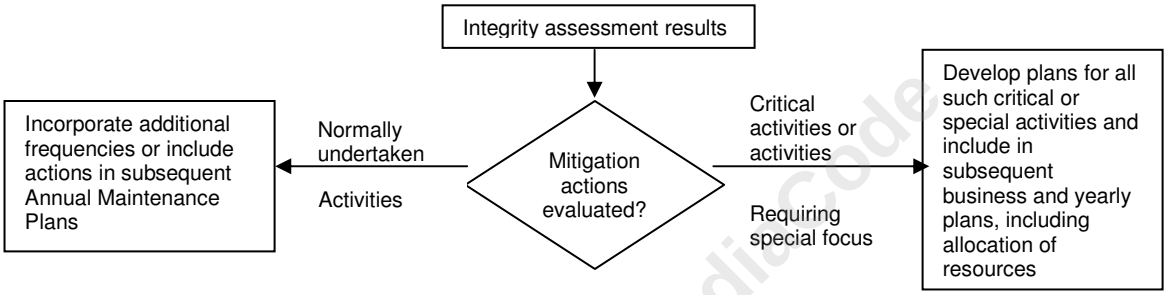
6.1.6 Responses and Mitigation.

This section covers the schedule of responses to the indications obtained by inspection, repair activities that can be affected to remedy or eliminate an unsafe condition, preventive actions that can be taken to reduce or eliminate a threat to the integrity of a CGD Network, and establishment of the future inspection intervals. Such responses may be immediately implemented, scheduled over a period of time or the system may be simply monitored based on the inspection outcome.

Some of the mitigation actions are listed below -

(a) Actions for increasing the adequacy levels of Cathodic Protection, like increasing Cathodic Protection current levels, installation of additional capacity etc.;
(b) Replacement / repair of assets based on analysis outcomes;
(c) Consultation with equipment suppliers for deciding course of actions.

In short, the below approach may be followed for mitigation actions:



The plans for critical activities shall be reviewed periodically by the company to address the resources (means) requirement and necessary changes in organizational and external factors affecting integrity management.

6.2 Performance Plan.

Every CGD entity shall define suitable performance indicators which can be monitored to give a picture of the integrity levels of various aspects of the company's assets. The regular monitoring of these indicators (on a periodic basis) against pre-defined targets helps to assess the effectiveness of asset performance.

A company can evaluate a system's integrity management programme performance within their own system and also by comparison with other systems on an industry-wide basis.
Such performance evaluation should consider both threat-specific and aggregate improvements. Threat-specific evaluations may apply to a particular area of concern, while overall measures apply to the entire CGD network under the integrity management programme.

Performance indicator measures may measure either or all of the below as applicable –

(a) Process measures;
(b) Operational measures;
(c) Direct integrity measures.

A performance indicator may be either leading or lagging indicator. Lagging measures are reactive in that they provide an indication of past integrity management programme performance. Leading measures are proactive in that they provide an indication of how the plan may be expected to perform.

The company shall conduct periodic internal audits to validate the effectiveness of its integrity management programmes and ensure that they have been conducted in accordance with the plan.

A list of items is provided below in developing a company integrity management and performance evaluation programme -

1) An integrity management policy and program for all applicable elements shall be in place;
2) Written integrity management plan procedures and task descriptions are up to date and readily available;3) Activities are performed in accordance with the plan;4) Individuals have received proper qualification and training for activities which they are to undertake;
5) The integrity management program meets the requirements of this document;
6) All action items or non-conformances are closed in a timely manner;
7) The risk criteria used have been reviewed and documented;
8) Prevention, mitigation, and repair criteria have been established;
9) Periodic internal audits shall be used to provide an effective basis for evaluation of the integrity management program.

6.3 Communication Plan.

The CGD entity shall develop and implement a communications plan in order to keep appropriate company personnel, jurisdictional authorities, and the public informed about their integrity management efforts and the results of their integrity management activities. The information may be communicated as part of other required communications.

IndiaCode

6.4 Management of Change Plan.

Formal management of change procedures shall be developed in order to identify and consider the impact of changes to CGD network systems and their integrity.

A management of change process includes the following -

(1) Reason for change
(2) Authority for approving changes
(3) Analysis of implications
(4) Acquisition of required work permits
(5) Documentation
(6) Communication of change to affected parties
(7) Time limitations
(8) Staff involved
(9) Planning for each situation
(10) Unique circumstances if any.

6.5 Quality Control Plan.

Requirements of a quality control plan include documentation, implementation, and maintenance. The following activities are usually required -

(1) Identify the processes;
(2) Determine the sequence and interaction of these processes;
(3) Prepare standard operation procedures and guidelines for critical processes (e.g. operation, maintenance, projects etc);
(4) Provide the resources and information necessary to support the operation and monitoring of these processes;
(5) Monitor, measure, and analyze these processes;

(6) Implement actions necessary to achieve planned results and continued improvement of these processes.

Internal audits of the CGD network integrity management system shall be performed on a regular basis. The purpose of the audits is to ensure compliance with the policies and procedures as outlined in these regulations. Recommendations and corrective actions taken shall be documented and incorporated into the CGD network integrity management system.

Internal audits are conducted by the audit group nominated by Head of the Operations Team of the entity at least once in a year. Internal audits aim to ensure that the integrity management system's framework is being followed.

The following essential items will be focused for any internal and external audit of the entire integrity management system -

(a) ensure that the Baseline Plan is being updated and followed and that the baseline inspections are carried out;.
(b) verify qualifications of Operation and Maintenance personnel and contractors based on education qualification (Appendix III), formal training received through in-house or external program, demonstrated practical skills, and experience records in the relevant areas. For guidance in this regard reference may be made to ASME B 31Q.
(c) Ensure adequate documentation is available to support decisions made;
(d) determine if annual performance measures have been achieved;
(e) written integrity management policy and program for all elements;
(f) written integrity management system procedures and task descriptions are up to date and readily available;
(g) activities are performed in accordance with the integrity management system;
(h) responsible individual has been assigned for each task;
(i) all required activities are documented;
(j) all action items or non-conformances are closed in a timely manner;
(k) the risk criteria used have been reviewed and documented;
(l) prevention, mitigation and repair criteria have been established, met and documented.

SCHEDULE 7

Approval of Integrity Management System (IMS)

A CGD networks Integrity Management System is a management plan in the form of a document that explains to operator's employees, customers, regulatory authorities, etc., how the operator and its assets are managed, by stating:

(a) who is responsible for each aspect of the asset and its management;

(b) what policies and processes are in place to achieve targets and goals related to ensuring integrity of the assets;

(c) how they are planned for implementation;

(d) how Integrity Management System performance is measured and;

(e) how the whole system is regularly reviewed and audited.

The document shall be agreed at Board level of the entity, constantly and systematically reviewed and updated, and all levels of management comply with its contents. Necessary awareness shall also be created within and outside the company regarding benefits to the society for up keeping of the CGD Network system for all times to come.

Preparation of the document shall be done in following three stages and six steps -

7.1 Management Approval.

- **Step#1:** Prepared by In-house team or Consultant
- **Step#2**: Checked by In-house team Head or Consultant head
- **Step#3**: Provisionally approved by Head of Operation team of the entity
- **Step#4**: Conformity of Integrity Management System document with the Regulation by Third Party Inspection Agency (TPIA) and duly approved by CEO or Full time Director of the Entity

7.2 Acceptance by Petroleum and Natural Gas Regulatory Board.

Step#5: Acceptance by Petroleum and Natural Gas Regulatory Board

7.3 Approval for Implementation.

- **Step#6**:Approval of integrity management system document for implementation by the Board of the entity for the first time and approval of subsequent periodic review by CEO or Full time Director of the entity.

Note: A certificate regarding the approval of integrity management system document duly approved as specified at clause no. 7.1 above shall be submitted to the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board that the CGD network integrity management system is in line with the requirements of the various regulations issued by the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board from time to time and has been approved by the CEO or Full time Director of the company.

Indiacode

SCHEDULE 8

Implementation Schedule of IMS

Sr. No.	Activities	Time Schedule
1	Compliance with Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2008	YES/NO confirmation within 1 month from date of notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2013
2	Preparation of Integrity Management System document and approval by Head of Operation team of the entity.	1 year from date of notification of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2013
3	Conformity of Integrity Management System document with regulation by TPIA authorized by Petroleum and Natural Gas Regulatory Board.	3 months from the approval by Head of Operation team of the entity.

4	Submission of Integrity Management System document to Petroleum and Natural Gas Regulatory Board with timelines for the actions	1 month from the conformity of Integrity Management System by TPIA
5	Approval by Petroleum and Natural Gas Regulatory Board for implementation by the entity	Within 3 months from submission of Integrity Management System document to Petroleum and Natural Gas Regulatory Board
6	Submission of Compliance Statement to Petroleum and Natural Gas Regulatory Board	Immediately after approval at Sr. No. 4 above

Note: Steps for implementation to be followed as described in Schedule 7

SCHEDULE 9

IndiaCode

Review of The Integrity Management System

9.1 Periodicity of review of Integrity Management System.

Entities shall review their existing Integrity Management System every 3 years based upon the:

(a) Revised Baseline data;

(b) Critical Inputs from various departments

9.2 Review of Internal and External Audit

There shall be a system for ensuring compliance to the provision of the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Integrity Management System for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2013 by conducting following audits during operation phase -

(a) Internal Audit as per the checklist for CGD Networks provided by Petroleum and Natural Gas Regulatory Board shall be carried out by the CGD entity every year;

(b) External Audit (EA) by third party, approved by the Board, as per the methodology specified by the Petroleum and Natural Gas Regulatory Board once every 3 years.

SCHEDULE 10

Adequacy of Manpower positioned at different stage of project

Entity will have to address the requirement of manpower for different stage of project,namely: Design, construction, commissioning, operation and maintenance.

The entity which is preparing Integrity Management System should have to address the manpower requirement for its present and future operations. The qualification of such manpower shall conform to **Appendix III.**

APPENDIX I

References

Reference documents of Standard Operation and Maintenance procedures related to CGD networks Integrity may be developed for use of Operation and Maintenance personnel. Some of them are mentioned below for reference:

1) Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Technical Standards and Specifications including Safety Standards for City or Local Natural Gas Distribution Networks) Regulations, 2008.
2) Petroleum and Natural Gas Regulatory Board (Codes of practices for Emergency Response and Disaster Management Plan) Regulations, 2010;
3) ASME B31.8-Gas Transmission and Distribution Piping Systems;
4) ASME B31.8S – Managing System Integrity of Gas Pipelines;
5) ASME B31 Q- Pipeline Personnel Qualification
6) ASME B31G - Manual for Determining Remaining Strength of Corroded Pipelines.
7) API 1104- Welding of pipelines and related facilities.
8) ASME Boiler and Pressure Vessel (BPV) code: Section IX- Welding and Brazing qualification.

APPENDIX II

(see regulation 7)

List of Critical Activities In CGD Network

IndiaCode

Sr. No.	Critical infrastructure/ activity/ processes	Time period for implementation
1	Cathodic Protection adequacy survey to ensure an integrated Cathodic Protection system	6 months for baseline survey
2	Odourant smell survey at farthest point (s) from odoriser	6 months
3	GIS mapping of the network	3 years
4	Establish system for testing of Compressed Natural Gas cascade	3 months
5	Gas Loss computation based on the mass or volume balance for 3 months or other selected interval depending upon the billing cycle.	6 months
6	Integrity inspection system for Galvanized Iron and copper piping forming part of tertiary network and the Last Mile Connectivity	6 months

APPENDIX III

(see regulation 6, Schedule 6.5 and Schedule 10)

Minimum Qualifications and experience for personnel involved in various CGD activities

1. Design Stage :

(a) Degree in engineering (BE/B Tech or equivalent) – experienced in various technical standards.

(b) Degree in engineering (BE/B Tech or equivalent) – experienced in network simulation/flow management.

2. Construction Stage (Commissioning)

a) Steel Pipeline

i. Material Quality Assurance – Diploma in engineering with 1 year relevant experience
ii. Welder – certification in line with API 1104 and/ or Boiler and Pressure Vessel Sec IX
iii. Fitter – ITI qualification and/or 3 years relevant experience
iv. Rigger – at least 1 year relevant experience and capable to read Hindi / regional language of the area where deployed.
v. Supervisor – Diploma in Mechanical Engineering.
vi. Quality Inspector (Nondestructive Testing) –American Society for Nondestructive Testing Level II

b) PE Pipeline

i. Jointer/Technician – 10th standard with Internal Training (Training Modules) and assessment or at least 1 year relevant experience
ii. Supervisor –10+2 standard with Internal Training (Training Modules) and assessment or at least 1 year relevant experience

c) Internal Installations

i. Plumber – Internal Training (Training Modules) and assessment or at least 1 year relevant experience
ii. Supervisor – 10+2 standard with Internal Training (Training Modules) and assessment or at least 1 year relevant experience

3. Facilities (erection, commissioning and O&M stage) – i.e. City Gate Station, Odorant stations, Pressure Reducing Station (PRS), Metering and Regulating Station (MRS)

i. Electrical – ITI Electrical and certification from electrical inspector
ii. Instrumentation – ITI Instrumentation (technician)
iii. Metering – ITI Instrumentation/ electronics (technician)
iv. Maintenance – Engineer (Diploma/ BE), ITI mechanical (technicians) – for regulator maintenance; valve maintenance (trained at Vendor installations)
v. Odorant handling – Diploma in engineering (mechanical/ chemical)

4. Operation and Maintenance (gas network)

i. Emergency Response -- Internal Training (Training Modules) and assessment
ii. Valve Maintenance – 1 fitter (ITI mechanical); 1 supervisor (internal trained); 2 helpers (internal trained)
iii. Pipe replacement/ shifting etc – same as steel and PE construction teams
iv. Fire and Safety – Diploma/ certification in fire and safety and relevant experience of 1 year

K. RAJESWARA RAO, OSD(R)
[ADVT. III/4/Exty./283/13]

IndiaCode

Printed by the Manager, Government of India Press, Ring Road, Mayapuri, New Delhi-110064
and Published by the Controller of Publications, Delhi-110054.