



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-जे.के.-अ.-14122023-250661
CG-JK-E-14122023-250661

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 827]
No. 827]

नई दिल्ली, सोमवार, दिसम्बर 11, 2023/अग्रहायण 20, 1945
NEW DELHI, MONDAY, DECEMBER 11, 2023/AGRAHAYANA 20, 1945

संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग

(केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख)

अधिसूचना

जम्मू, 29 नवम्बर, 2023

क्रमांक जेईआरसी-जेकेएल/रेग/2023/18.—विद्युत अधिनियम 2003 (2003 का अधिनियम संख्या 36) (इसके बाद "अधिनियम" के रूप में संदर्भित) की धारा-14 के साथ पठित धारा 181 (1) और 181 (2) द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, और अधिनियम के संदर्भ में सरकार द्वारा जारी अधीनस्थ कानून, नियम, वैधानिक आदेश, संकल्प, स्पष्टीकरण सहित इसे सक्षम करने वाली सभी शक्तियां, संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख लाइसेंसधारियों द्वारा सेवा की गुणवत्ता, निरंतरता और विश्वसनीयता के संबंध में मानकों को लागू करने के लिए निम्नलिखित विनियम बनाता है।

अध्याय 1: सामान्य

1.1 संक्षिप्त शीर्षक, प्रारंभ, विस्तार और व्याख्या

- इन विनियमों को "संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (वितरण कोड) विनियम, 2023" कहा जाएगा।
- ये विनियम आधिकारिक राजपत्र में प्रकाशन की तिथि से लागू होंगे।
- ये विनियम केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख तक विस्तारित होंगे।

1.2 परिभाषाएं

1.2.1 इन विनियमों में, निम्नलिखित शब्दों और अभिव्यक्तियों का, जब तक कि विषय वस्तु या संदर्भ अन्यथा आवश्यक न हो या असंगत न हो, निम्नलिखित अर्थ होंगे:

- क) "अधिनियम" का अर्थ विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का अधिनियम संख्या 36) है;
- ख) "अनुबंध" का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी और उपयोगकर्ता द्वारा किया गया समझौता है;
- ग) "उपकरण" का अर्थ विद्युत उपकरण है और इसमें विद्युत वितरण प्रणाली से जुड़ी सभी मशीनें, फिटिंग, सामान और उपकरण शामिल हैं;
- घ) "सीबीआईपी" का अर्थ है केंद्रीय सिंचाई और विद्युत बोर्ड;
- ङ) "सीईए" का अर्थ केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण है;
- च) "सर्किट" का अर्थ है विद्युत ऊर्जा संप्रेषित करने और एक प्रणाली या सिस्टम की एक शाखा बनाने के उद्देश्य से कंडक्टरों की व्यवस्था;
- छ) "आयोग" का अर्थ संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख है;
- ज) "कंडक्टर" का अर्थ है कोई तार, केबल, बार, ट्यूब, रेल या प्लेट जिसका उपयोग ऊर्जा के संचालन के लिए किया जाता है और प्रणाली से विद्युत रूप से जुड़ा होता है;
- झ) "कुल भार" का अर्थ उपभोक्ता के परिसर में पोटेंबल उपकरण सहित लाइसेंसधारी की बिजली आपूर्ति प्रणाली से विधिवत तार से जुड़े और जुड़े सभी ऊर्जा खपत वाले उपकरणों के निर्माता की रेटिंग का योग है। इसमें अग्निशमन उद्देश्यों के लिए विशेष रूप से स्थापित अतिरिक्त प्लग, सॉकेट, लोड का भार शामिल नहीं होगा। पानी और कमरे को गर्म करने या कमरे को ठंडा करने वाले उपकरण का भार, जो भी अधिक हो, मौजूदा मौसम के अनुसार ध्यान में रखा जाएगा (ठंडा करने के उपयोग के लिए 1 अप्रैल से 30 सितंबर और गर्म के उपयोग के लिए 1 अक्टूबर से 31 मार्च तक)। कनेक्टेड लोड की परिभाषा का उपयोग केवल प्रत्यक्ष चोरी या ऊर्जा की बेईमानी से निकासी या ऊर्जा के अनधिकृत उपयोग के मामले में मूल्यांकन के उद्देश्य से किया जाना चाहिए;
- ञ) "नियंत्रण व्यक्ति" का अर्थ है सीमा पार सुरक्षा के लिए तकनीकी क्षमता और जिम्मेदारी रखने वाला व्यक्ति;
- ट) "डीसीआर" का अर्थ है वितरण कोड समीक्षा;
- ठ) "डीसीआरपी" का अर्थ है वितरण कोड समीक्षा पैनल;
- ड) "एम्बेडेड" का अर्थ है किसी अंतर-राज्यीय विद्युत प्रणाली से सीधा विद्युत कनेक्शन होना;
- ढ) "अतिरिक्त उच्च तनाव (ईएचटी)" का अर्थ है सामान्य परिस्थितियों में 33000 वोल्ट और उससे अधिक का वोल्टेज, जो भारतीय विद्युत विनियम 1956 के तहत अनुमत प्रतिशत भिन्नता के अधीन है;
- ण) "जीएसएस" का अर्थ ग्रिड सब-स्टेशन है;
- त) "उच्च तनाव (एचटी) या उच्च वोल्टेज (एचवी)" का अर्थ है सामान्य परिस्थितियों में 650 वोल्ट और 33000 वोल्ट के बीच वोल्टेज, जो भारतीय विद्युत विनियम 1956 के तहत अनुमत प्रतिशत भिन्नता के अधीन है;
- थ) "भारतीय मानक (आईएस)" का अर्थ उन मानकों और विशिष्टताओं से है जो भारतीय मानक ब्यूरो द्वारा अनुमोदित हैं;
- द) "इंटरफेस पॉइंट/कनेक्शन पॉइंट/बाउंड्री पॉइंट" का अर्थ वह बिंदु है जिस पर उपयोगकर्ता की विद्युत प्रणाली लाइसेंसधारी की वितरण प्रणाली से जुड़ी होती है;

- ध) "कम तनाव (एलटी) या कम वोल्टेज (एलवी)" मतलब सामान्य परिस्थितियों में चरण और तटस्थ के बीच 230 वोल्ट या किन्हीं दो चरणों के बीच 400 वोल्ट का वोल्टेज है, जो विद्युत विनियमों के तहत अनुमत प्रतिशत भिन्नता के अधीन है;
- न) "पावर फैक्टर" का अर्थ सक्रिय पावर (किलोवाट) से स्पष्ट पावर (केवीए) का अनुपात है;
- त) "पीटीडब्ल्यू" का अर्थ है काम करने का परमिट;
- प) "आरईसी" का अर्थ है ग्रामीण विद्युतीकरण निगम;
- फ) "पारेषण प्रणाली" का अर्थ है एक पावर स्टेशन से एक सब-स्टेशन या दूसरे पावर स्टेशन तक या सब-स्टेशनों के बीच या किसी बाहरी इंटरकनेक्शन उपकरण से लेकर वितरण प्रणाली, बिजली के पारेषण के संबंध में पारेषण लाइसेंसधारी के स्वामित्व वाले या उपयोग किए जाने वाले किसी भी संयंत्र और उपकरण और मीटर के साथ इंटरकनेक्शन तक, बिजली के पारेषण के प्रयोजनों के लिए पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा स्वामित्व और/या संचालित ईएचटी पर अतिरिक्त उच्च वोल्टेज विद्युत लाइनों से युक्त प्रणाली, लेकिन इसमें लाइसेंसधारी वितरण प्रणाली का कोई भी हिस्सा शामिल नहीं होगा;
- ब) "उपयोगकर्ता" का अर्थ है वितरण लाइसेंसधारी की वितरण प्रणाली के साथ विद्युत इंटरफ़ेस रखने वाला या उसका उपयोग करने वाला कोई भी व्यक्ति, जिस पर यह कोड लागू होता है। कोई अन्य वितरण लाइसेंसधारी, पारेषण लाइसेंसधारी, और वितरण प्रणाली से जुड़ी उत्पादन इकाइयाँ भी इस शब्द में शामिल हैं;

1.2.2 इस संहिता में प्रयुक्त और परिभाषित नहीं किए गए लेकिन अधिनियमों में परिभाषित शब्दों और अभिव्यक्तियों के वही अर्थ होंगे जो उन्हें उक्त अधिनियमों में दिए गए हैं। यहां उपयोग की गई अभिव्यक्तियां, लेकिन जो इन विनियमों या उक्त अधिनियमों में विशेष रूप से परिभाषित नहीं हैं, लेकिन एक सक्षम विधायिका द्वारा पारित और राज्य में बिजली उद्योग पर लागू किसी भी कानून के तहत परिभाषित हैं, उनका अर्थ ऐसे कानून में दिया गया होगा। उपरोक्त के अधीन, यहां प्रयुक्त अभिव्यक्तियां, लेकिन जो इन विनियमों या अधिनियमों या सक्षम विधायिका द्वारा पारित किसी भी कानून में विशेष रूप से परिभाषित नहीं की गई हैं, उनका वही अर्थ होगा जो आम तौर पर बिजली उद्योग में दिया जाता है;

1.3 संक्षिप्ताक्षर

1.3.1 इन विनियमों में प्रयुक्त संक्षिप्ताक्षरों को इन विनियमों के साथ संलग्न संक्षिप्ताक्षरों की सूची में अनुबंध 5 के रूप में सूचीबद्ध और समझाया गया है।

1.4 परिचय

1.4.1 वितरण कोड बिजली की आपूर्ति के तकनीकी पहलुओं से संबंधित है, जिसका लाइसेंसधारियों द्वारा सेवा की गुणवत्ता, निरंतरता और विश्वसनीयता और बिजली के वितरण के लिए लाइसेंसधारी की वितरण प्रणाली के उपयोग पर प्रभाव पड़ता है। यह प्रणाली योजना और संचालन में वितरण लाइसेंसधारी और उपयोगकर्ताओं के अधिकारों और दायित्वों को निर्दिष्ट करता है।

1.4.2 वितरण कोड वितरण लाइसेंसधारी और लाइसेंसधारी की वितरण प्रणाली से जुड़े या जुड़ने के इच्छुक उपयोगकर्ताओं द्वारा अनुपालन की जाने वाली आवश्यकताओं के संबंध में संपूर्ण नहीं है। वितरण लाइसेंसधारी और सभी उपयोगकर्ताओं/उपभोक्ताओं को लागू प्रासंगिक कानूनों के तहत विभिन्न कोड, मानकों और विनियमों में निर्धारित आवश्यकताओं का भी पालन करना होगा।

1.5 उद्देश्य

इस वितरण संहिता के मुख्य उद्देश्य हैं-

- क) एक कुशल, समन्वित और किफायती वितरण प्रणाली के विकास और रखरखाव को सुनिश्चित करना और यह देखना कि वितरण लाइसेंसधारी और सभी वितरण प्रणाली प्रतिभागी अधिनियम में दिए गए संबंधित दायित्वों का अनुपालन करते हैं, और
- ख) वितरण नेटवर्क का उपयोग करने और प्रदान करने के लिए नियमों का एक सेट बनाना-

- (i) लाइसेंसधारी की वितरण प्रणाली और उससे जुड़े और जुड़ने के इच्छुक उपयोगकर्ताओं के बीच कामकाजी संबंधों के तकनीकी पहलू,
- (ii) किफायती और विश्वसनीय बिजली वितरण नेटवर्क के संचालन, रखरखाव, विकास और योजना की सुविधा।
- (iii) वितरण लाइसेंसधारियों और उपयोगकर्ताओं द्वारा पालन किए जाने वाले सुरक्षा और संरक्षण पैरामीटर।

1.6 प्रयोज्यता

1.6.1 ये विनियम सभी वितरण लाइसेंसधारियों और बिजली उपभोक्ताओं पर लागू होंगे।

1.6.2 इन विनियमों की व्याख्या और कार्यान्वयन भारतीय विद्युत विनियम, 1956 और इस संबंध में किसी भी केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण विनियम के साथ पढ़े जाने वाले विद्युत अधिनियम, 2003 के प्रावधानों के अनुसार किया जाना चाहिए और उनसे भिन्न नहीं होगा।

1.6.3 ये विनियम सभी वितरण प्रणाली प्रतिभागियों पर लागू होंगे जिनमें निम्न शामिल हैं;

- क) मानित लाइसेंसधारियों सहित वितरण लाइसेंसधारी;
- ख) वितरण प्रणाली से जुड़े ओपन एक्सेस उपभोक्ता;
- ग) अधिनियम की धारा-14 के परंतुक 8 के अंतर्गत आने वाली संस्थाएँ;
- घ) बेडेड जेनरेटर;
- ङ) खुदरा आपूर्ति टैरिफ आदेश के तहत परिभाषित सभी उपभोक्ता श्रेणियां।

1.7 कार्यान्वयन

1.7.1 वितरण लाइसेंसधारी वितरण कोड के कार्यान्वयन के लिए जिम्मेदार होगा।

1.7.2 इस संहिता में निहित किसी भी बात को उपभोक्ताओं/वितरण लाइसेंसधारियों पर विद्युत अधिनियम, 2003 में उल्लिखित प्रासंगिक धाराओं से अधिक या अधिक कठिन दायित्व/कर्तव्य लगाने के रूप में नहीं समझा जाना चाहिए।

1.7.3 वितरण कोड में वितरण प्रणाली में दिन-प्रतिदिन की तकनीकी स्थितियों के प्रबंधन के लिए प्रक्रियाएं शामिल हैं, जिसमें सामान्य और असामान्य दोनों स्थितियों के तहत आने वाली संभावित परिचालन स्थितियों की एक विस्तृत श्रृंखला को ध्यान में रखा जाता है। वितरण कोड सभी संभावित परिचालन स्थितियों का पूर्वानुमान नहीं लगा सकता है। इसलिए उपयोगकर्ताओं को यह समझना और स्वीकार करना चाहिए कि वितरण लाइसेंसधारी को, ऐसी अप्रत्याशित परिस्थितियों में, लाइसेंस के तहत अपने दायित्वों का निर्वहन करने के लिए निर्णायक रूप से और उचित शीघ्रता से कार्य करने की आवश्यकता हो सकती है।

उपयोगकर्ताओं को ऐसा उचित सहयोग और सहायता प्रदान करनी होगी जिसकी वितरण लाइसेंसधारी को ऐसी परिस्थितियों में आवश्यकता हो सकती है।

हालाँकि, संबंधित वितरण लाइसेंसधारी ऐसे सभी मामलों को अनुसमर्थन के लिए "वितरण कोड समीक्षा पैनल" को संदर्भित करेगा।

1.8 गोपनीयता

संयुक्त राष्ट्रवितरण कोड की शर्तों के तहत, वितरण लाइसेंसधारी को उपयोगकर्ताओं से उनके व्यवसाय से संबंधित जानकारी प्राप्त होगी। वितरण लाइसेंसधारी, वितरण संहिता द्वारा अपेक्षित के अलावा, ऐसे मुखबिर की पूर्व लिखित सहमति के बिना किसी अन्य व्यक्ति को ऐसी जानकारी का खुलासा नहीं करेगा, जब तक कि केंद्र/राज्य सरकार के विभागों या किसी प्राधिकरण द्वारा आवश्यक न हो।

1.9 अनुपालन

वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वितरण संहिता के किसी भी प्रावधान का अनुपालन न करने पर अधिनियमों या लाइसेंस में दिए गए अनुसार परिणाम भुगतने होंगे। हालाँकि, वितरण कोड का अनुपालन न करने की स्थिति में, वितरण लाइसेंसधारी वितरण कोड के अनुपालन के लिए एक कार्य योजना तैयार करेगा और आयोग को प्रस्तुत करेगा। यदि उपलब्ध संसाधनों और मौजूदा परिस्थितियों को देखते हुए यह पाया जाता है कि ऐसी अवधि के लिए अनुपालन संभव नहीं है, तो आयोग लाइसेंसधारी को किसी विशेष अवधि के लिए किसी भी प्रावधान के अनुपालन से छूट दे सकता है।

1.10 विवादों को निपटाने की प्रक्रियाएँ

किसी भी उपयोगकर्ता और वितरण लाइसेंसधारी के बीच वितरण कोड में प्रदान किए गए किसी भी नियम की व्याख्या के संबंध में किसी भी विवाद की स्थिति में, मामला आयोग को भेजा जाएगा, और आयोग का निर्णय अंतिम और दोनों पक्षों पर बाध्यकारी होगा।

अध्याय - 2 वितरण कोड का प्रबंधन

2.1 उद्देश्य

यह अध्याय वितरण कोड को प्रबंधित करने की विधि, आवश्यक किसी भी परिवर्तन/संशोधन को आगे बढ़ाने और इस संबंध में वितरण लाइसेंसधारियों और उपयोगकर्ताओं/उपभोक्ताओं की जिम्मेदारियों को परिभाषित करता है। यह अनुभाग न्यायसंगत तरीके से सभी पक्षों के विचारों को ध्यान में रखते हुए संशोधन की सुविधा प्रदान करता है।

2.2 वितरण कोड समीक्षा पैनल

2.2.1 आयोग द्वारा वितरण कोड समीक्षा पैनल (डीसीआरपी) नामक एक स्थायी निकाय का गठन किया जाना चाहिए जिसमें वितरण लाइसेंसधारी के प्रतिनिधियों के साथ-साथ वितरण कोड के प्रावधानों के अनुरूप वितरण प्रणाली के उपयोगकर्ता भी शामिल होंगे।

2.2.2 सचिव को छोड़कर अध्यक्ष और सदस्य, पैनल के अंशकालिक सदस्य होंगे। समीक्षा पैनल में आम तौर पर निम्नलिखित सदस्य शामिल होंगे जिनके पास उपयोगिताओं द्वारा बिजली आपूर्ति से संबंधित तकनीकी मामलों का ज्ञान और व्यावहारिक अनुभव होगा। आयोग वितरण कोड समीक्षा पैनल के अध्यक्ष और सचिव को वितरण लाइसेंसधारियों के सदस्यों में से रोटेशन के आधार पर नामित करेगा, लेकिन किसी भी समय, अध्यक्ष और सचिव एक ही वितरण लाइसेंसधारी से संबंधित नहीं होंगे।

सचिव समीक्षा पैनल का पूर्णकालिक सदस्य होगा। समीक्षा पैनल के सदस्य इस प्रकार होंगे:

- क) प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी से एक वरिष्ठ तकनीकी अधिकारी जो कार्यकारी अभियंता के पद से नीचे न हो।
- ख) पारेषण उपयोगिता या एसएलडीसी से एक सदस्य।
- ग) सभी पारेषण लाइसेंसधारियों का प्रतिनिधित्व करने के लिए पारेषण लाइसेंसधारी से एक सदस्य। ऐसे सदस्य का कार्यकाल समाप्त होने के बाद, एक अलग पारेषण लाइसेंसधारी (यदि क्षेत्र में परिचालन कर रहा है) का प्रतिनिधि समीक्षा पैनल का सदस्य होगा।
- घ) कैप्टिव पावर प्लांट, सह-उत्पादन इकाइयों, थर्मल पावर प्लांट और नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्रों में से एक सदस्य, केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख में ऐसे सभी उपयोगकर्ताओं का प्रतिनिधित्व करेगा।
- ङ) वितरण प्रणालियों से जुड़े ओपन एक्सेस ग्राहक।
- च) प्रत्येक औद्योगिक, कृषि, घरेलू और वाणिज्यिक उपभोक्ताओं का प्रतिनिधित्व करने वाला एक सदस्य।
- छ) ऐसे अन्य सदस्य जिन्हें आयोग निर्देशित कर सकता है और उचित पा सकता है।
- ज) आयोग वितरण कोड समीक्षा पैनल में सेवा देने के लिए संभावित उम्मीदवारों की एक सूची विकसित करेगा, जो वितरण लाइसेंसधारी के परामर्श से विभिन्न हित समूहों के संतुलन को दर्शाता है।

2.2.3 समीक्षा पैनल के सदस्यों का कार्यकाल आम तौर पर दो वर्ष का होगा जब तक कि वह किसी भी कारण से समीक्षा पैनल का सदस्य नहीं रह जाता। समीक्षा पैनल के अध्यक्ष आयोग की मंजूरी से ऐसे सदस्यों के प्रतिस्थापन पर संयुक्त रूप से विचार करेंगे।

2.2.4 पैनल की कार्यप्रणाली का समन्वय समीक्षा पैनल के सचिव द्वारा किया जाना चाहिए।

2.2.5 आयोग समीक्षा पैनल के सदस्यों के नाम प्रकाशित करेगा और प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी को भी इसकी सूचना देगा।

2.2.6 समीक्षा पैनल के कामकाज के मॉडल कोड को समीक्षा पैनल की पहली बैठक में अंतिम रूप दिया जाएगा।

2.3 समीक्षा पैनल के कार्य

समीक्षा पैनल के कार्य इस प्रकार होंगे:

- क) वितरण कोड का रखरखाव और निरंतर जांच और समीक्षा के तहत कार्य।
- ख) किसी भी उपयोगकर्ता द्वारा समीक्षा के लिए किए गए सभी अनुरोधों पर विचार करना और ऐसे परिवर्तनों के कारणों के साथ वितरण कोड में बदलाव के लिए उनकी सिफारिशों का प्रकाशन।
- ग) वितरण कोड की व्याख्या और कार्यान्वयन पर मार्गदर्शन प्रदान करें।
- घ) किसी भी उपयोगकर्ता द्वारा उठाई गई समस्याओं की जांच करना और साथ ही समस्याओं का समाधान करना।
- ड) यह सुनिश्चित करना कि वितरण कोड में प्रस्तावित परिवर्तन/संशोधन उस समय लागू मानक तकनीकी मैनुअल या दिशानिर्देशों, कोड, कानूनों, अधिनियमों, नियमों और विनियमों के अनुरूप और संगत हैं।

2.4 समीक्षा और संशोधन

2.4.1 वितरण कोड में किसी भी संशोधन की मांग करने वाले उपयोगकर्ताओं को समीक्षा पैनल के सचिव को लिखित अनुरोध भेजना होगा और एक प्रति आयोग को भेजनी होगी। यदि अनुरोध सीधे आयोग को भेजा जाता है, तो उसे समीक्षा पैनल के सचिव को भेजा जाएगा जो संबंधित संस्थाओं और आयोग द्वारा निर्देशित ऐसे अन्य व्यक्तियों के परामर्श से वितरण कोड प्रावधानों की समीक्षा करेगा। सचिव प्रस्तावित परिवर्तनों/संशोधनों को उचित समय सीमा के भीतर सभी पैनल सदस्यों को उनकी लिखित टिप्पणियों के लिए प्रसारित करेगा या सचिव अध्यक्ष के परामर्श से समीक्षा पैनल की बैठक बुला सकता है। इस बातचीत/चर्चा के आधार पर, आयोग की मंजूरी के बाद वितरण कोड में आवश्यक संशोधन/पुनरीक्षण शामिल किए जा सकते हैं।

2.4.2 सचिव पैनल की प्रत्येक समीक्षा बैठक के समापन पर आयोग को निम्नलिखित रिपोर्ट भेजेंगे:

- क) ऐसी समीक्षा के परिणाम पर रिपोर्ट।
- ख) वितरण कोड और उसके औचित्य में कोई प्रस्तावित संशोधन।
- ग) समीक्षा के समय उपयोगकर्ताओं द्वारा प्रस्तुत सभी लिखित अभ्यावेदन और आपत्तियाँ।

2.4.3 वितरण संहिता में सभी संशोधनों के लिए आयोग के अनुमोदन की आवश्यकता होती है। सचिव, आयोग की मंजूरी के बाद, वितरण कोड में संशोधन प्रकाशित करेगा। समीक्षा पैनल ऐसे मामलों में झूट के लिए प्रस्ताव भी प्रस्तुत कर सकता है जहां उपयोगकर्ताओं/वितरण लाइसेंसधारियों को वितरण कोड की आवश्यकताओं को पूरा करने में कठिनाई होती है।

2.4.4 पिछले संस्करण से कोई भी परिवर्तन हाशिये में स्पष्ट रूप से अंकित किया जाना चाहिए। इसके अलावा, संशोधित संस्करण के सामने एक पुनरीक्षण पत्रक रखा जाएगा, जिसमें प्रत्येक परिवर्तित उप-अनुभाग की संख्या और ऐसे परिवर्तन के कारणों का उल्लेख होगा।

2.4.5 सचिव नवीनतम संशोधनों को शामिल करते हुए वितरण कोड की प्रतियां बनाए रखेगा और इसे किसी भी जरूरतमंद व्यक्ति को उचित कीमत पर उपलब्ध कराएगा।

2.4.6 आयोग, लाइसेंसधारी के आवेदन पर या अन्यथा, जब भी स्थिति हो, समीक्षा पैनल की आपातकालीन बैठक बुला सकता है और वितरण कोड में ऐसे परिवर्तन और संशोधन कर सकता है जैसा वह उचित समझे।

अध्याय - 3 वितरण योजना कोड

3.1 उद्देश्य

वितरण योजना संहिता के उद्देश्य निम्नलिखित हैं:

- (क) निम्नलिखित मानकों के अनुरूप विश्वसनीयता की निर्दिष्ट डिग्री के साथ एक सुरक्षित और किफायती संचालन के लिए वितरण प्रणाली की योजना, डिजाइन और निर्माण को सक्षम करना:
- (i) वितरण प्रणाली योजना और सुरक्षा मानक।
 - (ii) विद्युत अधिनियम 2003 के तहत प्राधिकरण द्वारा निर्धारित विद्युत प्रणाली प्रबंधन और संचालन मानक और विद्युत प्रणाली सुरक्षा मानक के तहत वितरण प्रणाली पर लागू प्रावधान।
 - (iii) वैधानिक अधिनियम और नियम, जो लागू हैं,
 - (iv) प्रासंगिक भारतीय मानक विनिर्देश, यदि लागू हो। निर्दिष्ट सीमा के अनुसार विचलन की अनुमति दी जा सकती है; हालाँकि, किसी भी स्थिति में, सुरक्षा और संरक्षा में बाधा नहीं आनी चाहिए।
 - (v) आरईसी (ग्रामीण विद्युतीकरण निगम) निर्माण मानक और मैनुअल।
- (ख) वितरण प्रणाली से जुड़े या इसके साथ संबंध चाहने वाले किसी भी उपयोगकर्ता द्वारा इसके उपयोग को सुविधाजनक बनाने के लिए,
- (ग) सामान्य विद्युत इंटरफ़ेस के कुशल संचालन के लिए मानकों को पूरा करने के लिए संबंधित वितरण लाइसेंसधारियों और उपयोगकर्ताओं द्वारा पालन की जाने वाली तकनीकी शर्तों को निर्धारित करना,
- (घ) वितरण लाइसेंसधारी और उपयोगकर्ताओं के बीच प्रणाली नियोजन डेटा के आदान-प्रदान की प्रक्रिया निर्धारित करना,
- (ङ) उपयोगकर्ताओं को अपने स्वयं के प्रणाली के कनेक्शन, योजना और विकास के लिए आवश्यक जानकारी प्रदान करना और उन्हें वितरण प्रणाली के अनुकूल बनाना,
- (च) वितरण लाइसेंसधारी को केंद्रीय/राज्य ग्रिड कोड, जैसा भी मामला हो, में विस्तृत आवश्यक डेटा प्रस्तुत करने में एसटीयू के साथ सहयोग करने में सक्षम बनाना।

3.2 नियोजन नीति

3.2.1 वितरण योजना कोड वितरण प्रणाली की उचित योजना और विकास के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा अपनाए जाने वाले तकनीकी और डिजाइन मानदंड और प्रक्रियाओं को निर्दिष्ट करता है। यह संहिता वितरण प्रणाली के उपयोगकर्ताओं पर उनकी योजना और विकास के लिए भी लागू होती है, जहां तक वे वितरण प्रणाली को प्रभावित करते हैं।

3.2.2 उपयोगकर्ताओं की आवश्यकता के कारण वितरण प्रणाली के विस्तार या सुदृढीकरण की आवश्यकता हो सकती है।

कुछ मामलों में, वितरण लाइसेंसधारी को कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु पर पारेषण प्रणाली की क्षमता के विस्तार या सुदृढीकरण की मांग करने की भी आवश्यकता हो सकती है। यह नीचे उल्लिखित कई कारणों से उत्पन्न हो सकता है, लेकिन यहीं तक सीमित नहीं है:

- (क) किसी भी उपयोगकर्ता द्वारा अपने प्रणाली में एक विकास जो पहले से ही वितरण प्रणाली से जुड़ा हुआ है;
- (ख) उपयोगकर्ता के प्रणाली और लाइसेंसधारी के प्रणाली के बीच एक नए कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु का परिचय;

(ग) सुरक्षा मानकों को पूरा करने, संचालन में बाधाओं को दूर करने आदि के लिए वितरण प्रणाली की क्षमता बढ़ाना और मांग में सामान्य वृद्धि को समायोजित करना;

(घ) वितरित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों, बैटरी भंडारण, इलेक्ट्रिक वाहनों और चार्जिंग बुनियादी ढांचे आदि का परिचय।

3.2.3 वितरण प्रणाली के विकास की योजना पहले से बनाई जानी चाहिए, जिससे आवश्यक वैधानिक मंजूरी, सहमति या मार्ग पत्र प्राप्त करने, विस्तृत इंजीनियरिंग, डिजाइन और निर्माण कार्य को करने और पूरा करने के लिए पर्याप्त समय मिल सके। महत्वपूर्ण गतिविधियों के लिए पर्याप्त समय देने और सभी गतिविधियों को कुशल तरीके से समन्वयित करने के लिए उपयुक्त प्रबंधन तकनीकों को लागू किया जाना चाहिए। योजना बनाते समय ही इनका ध्यान रखा जाएगा।

3.3 डेटा लोड करना

3.3.1 वितरण लाइसेंसधारी कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु पर उपलब्ध मीटरिंग डेटा से पारेषण लाइसेंसधारी के संबंधित सबस्टेशन द्वारा संचालित क्षेत्र के लिए लोड वक्र विकसित करेगा। इस तरह के डेटा को उसके वितरण प्रणाली को संचालित करने वाले प्रत्येक सबस्टेशन के लोड वक्रों को मिलाकर आपूर्ति के पूरे क्षेत्र के लिए संकलित किया जाना चाहिए। वितरण लाइसेंसधारी डेटा एकत्र करेंगे और नेटवर्क के पावर फैक्टर को मैप करेंगे (विशिष्ट वितरण ट्रांसफार्मर पर मीटर स्थापित करके फीडर-वार और साथ ही उपभोक्ता श्रेणी के अनुसार)।

3.3.2 कनेक्शन बिंदुओं/इंटरफ़ेस बिंदुओं पर स्थापित ऊर्जा मीटरों में दर्ज वितरण प्रणाली द्वारा खींची गई वास्तविक ऊर्जा को आपूर्ति के समग्र क्षेत्र में वास्तविक ऊर्जा बिक्री के साथ मिलाया जाएगा। इन आंकड़ों से गणना की गई कुल वितरण हानियां हर वर्ष टैरिफ याचिका दाखिल करते समय आयोग को प्रस्तुत की जाएंगी।

3.3.3 कनेक्शन चाहने वाले 1 मेगावाट और उससे अधिक की मांग वाले सभी उपयोगकर्ताओं को अपना लोड डेटा/लोड की विशेषताएं और अन्य प्रासंगिक विवरण वितरण लाइसेंसधारी को प्रस्तुत करना होगा जैसा कि परिशिष्ट 1 में बताया गया है।

3.3.4 वितरण प्रणाली से जुड़े एंबेडेड जनरेटर और नए कनेक्शन चाहने वालों को परिशिष्ट 2 में निर्दिष्ट प्रारूप में योजना डेटा प्रस्तुत करना होगा।

3.3.5 वितरण लाइसेंसधारी एक ही स्थान पर 1 मेगावाट और उससे अधिक का भार प्राप्त करने के इच्छुक उपभोक्ताओं के संबंध में भार के वास्तविक विकास की निगरानी के लिए विशेष देखभाल करेगा। यदि अपने वितरण प्रणाली से कनेक्शन चाहने वाले उपयोगकर्ता को इसकी आवश्यकता हो। तो वितरण लाइसेंसधारी अपनी ओर से विद्युत उपकरण के डिजाइन और चयन के लिए प्रासंगिक डेटा, सुरक्षा के उद्देश्य से मीटरिंग और रिले का विवरण और सिस्टम डेटा प्रस्तुत करेगा जैसा कि अनुबंध 3 में बताया गया है। वितरण लाइसेंसधारी को सिस्टम डेटा को नियमित रूप से और वर्ष में कम से कम एक बार अद्यतन करना चाहिए।

3.4 पूर्वानुमान पद्धति

3.6.3 वितरण लाइसेंसधारी एक अल्पकालिक मांग पूर्वानुमान तैयार करेगा (राज्य पारेषण उपयोगिता (एसटीयू) या एसएलडीसी को अंतरराज्यीय पारेषण प्रणाली के लिए 5 वर्ष आगे की वार्षिक योजना के अनुरूप वार्षिक योजना प्रक्रिया तैयार करने में सक्षम बनाने के लिए)। इसे पिछले वित्तीय वर्ष को आधार मानकर और अगले पांच वर्षों में आपूर्ति के क्षेत्र में विभिन्न क्षेत्रों के समग्र विकास को ध्यान में रखते हुए अगले 5 वर्षों की मांग का अनुमान लगाने के बाद तैयार किया जाना चाहिए। उसे सभी पहलुओं जैसे सरकारी नीति/आर्थिक विकास आदि पर विचार करने के बाद अगले पांच वर्षों के लिए भार पूर्वानुमान पर पहुंचने के लिए विवेकपूर्ण प्रथाओं का पालन करना चाहिए। इस प्रक्रिया के दौरान वह पिछले भार पूर्वानुमान के अनुसार भार के अमल में आने की स्थिति की भी समीक्षा करेगा। इसके अलावा ये पूर्वानुमान सीईए द्वारा राष्ट्रीय स्तर पर विकसित की जाने वाली योजना के अनुरूप होंगे। पूर्वानुमान में बदलाव को वितरण लाइसेंसधारी द्वारा तब शामिल किया जाना चाहिए, जब वितरण लाइसेंसधारी को इसकी जानकारी होगी और पूर्वानुमान को सालाना संशोधित किया जाना चाहिए।

3.6.4 प्रत्येक टैरिफ वर्ग में ऊर्जा की बिक्री एक उपयुक्त सांख्यिकीय पद्धति को अपनाकर आधार वर्ष से संबंधित आंकड़ों पर पूर्वानुमानित अवधि में अनुमानित की जाएगी।

3.6.5 अनुमानों में गैर-विशिष्ट भार, 1 मेगावाट और उससे अधिक के विशिष्ट और पहचाने गए भार, और मांग पक्ष प्रबंधन के प्रभाव, यदि कोई हो, और ऊर्जा संरक्षण के लिए अनुमानित सामान्य वृद्धि को ध्यान में रखा जाएगा।

3.6.6 प्रत्येक कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु पर अधिकतम भार आवश्यकताओं का अनुमान लगाया जाएगा। प्रत्येक कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु पर अधिकतम भार आवश्यकता अनिवार्य रूप से यह सुनिश्चित करेगी कि ट्रांसमिशन उपयोगिता या एसएलडीसी कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु तक पारेषण प्रणाली में क्षमता पर्याप्तता बनाए रखने के लिए किए जाने वाले सुधारात्मक उपायों का निर्धारण कर सकती है। इससे पारेषण उपयोगिता (एसटीयू) को संगत पारेषण प्रणाली विकसित करने में सुविधा होगी।

हालाँकि, यदि वितरण लाइसेंसधारी को एक कॉम्पैक्ट क्षेत्र में कई कनेक्शन बिंदुओं/इंटरफ़ेस बिंदुओं पर बिजली प्राप्त होती है, जो एक रिंग में आपस में जुड़े हुए हैं, तो ऐसा वितरण लाइसेंसधारी प्रत्येक कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु पर समग्र अल्पकालिक मांग पूर्वानुमान को पारेषण उपयोगिता के साथ पारस्परिक रूप से चर्चा और सहमति के अनुसार भिन्नता या सह्यता के साथ अग्रेषित करेगा।

3.6.7 आपूर्ति क्षेत्र के लिए कुल ऊर्जा और अधिकतम भार आवश्यकताओं का अनुमान लगाया जाएगा। वितरण लाइसेंसधारी अल्पकालिक मांग पूर्वानुमान अग्रेषित करेगा पारेषण उपयोगिता (एसटीयू) और आयोग को वार्षिक आधार पर आपूर्ति क्षेत्र के लिए अधिकतम भार आवश्यकता के साथ-साथ कुल ऊर्जा और अधिकतम भार मांग के लिए निम्नलिखित विवरण के साथ, जिसके आधार पर पूर्वानुमान लगाया जाता है, प्रत्येक कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु के लिए अल्पकालिक मांग पूर्वानुमान अग्रेषित करेगा:

(क) डेटा,

(ख) कार्यप्रणाली,

(ग) धारणाएँ।

3.6.8 यह सभी वितरण लाइसेंसधारियों की जिम्मेदारी होगी कि वे अपने आपूर्ति क्षेत्र के लिए मांग पूर्वानुमान तैयार करने में ट्रांसमिशन लाइसेंसधारियों के साथ पूर्ण सहयोग करें। वितरण लाइसेंसधारी अगले 5 वर्षों की अवधि के लिए पारेषण उपयोगिता (एसटीयू) को आवश्यक अधिकतम भार और ऊर्जा पूर्वानुमान प्रस्तुत करेगा और लागू (राज्य ग्रिड कोड) विनियमों में वर्णित अनुसार, संभावित योजना तैयार करने में पारेषण उपयोगिता या एसएलडीसी को सक्षम करने के लिए इसे सालाना 31 मार्च तक एसटीयू को जमा करेगा।

3.6.9 लाइसेंसधारी लागू (राज्य ग्रिड कोड) विनियमों के तहत एसटीयू द्वारा तैयार किए गए प्रारूपों पर पारेषण उपयोगिता (एसटीयू) और अन्य वितरण प्रणाली प्रतिभागियों को संपूर्ण सिस्टम डेटा की आपूर्ति करेगा।

3.5 तकनीकी और डिज़ाइन मानदंड

वितरण लाइसेंसधारी निम्नलिखित तकनीकी और डिज़ाइन मानदंडों के आधार पर अपनी वितरण प्रणाली की योजना और विकास करेगा:

1. वितरण लाइसेंसधारी के प्रणाली से जुड़े सभी मौजूदा उपयोगकर्ताओं की भार की मांग और वितरण लाइसेंसधारी की प्रणाली से कनेक्शन चाहने वाले सभी उपयोगकर्ताओं को ध्यान में रखा जाएगा। सभी उपकरणों और सर्किटों में सुरक्षित, किफायती और विश्वसनीय तरीके से बिजली की उनकी जरूरतों को पूरा करने की पर्याप्त क्षमता होनी चाहिए।
2. वितरण लाइसेंसधारी अपने आपूर्ति क्षेत्र में उपभोक्ताओं की प्रत्येक श्रेणी की भार की मांग का वार्षिक आधार पर या आयोग द्वारा निर्णय के अनुसार अधिक बार आकलन और पूर्वानुमान करेगा।
3. वितरण लाइसेंसधारी को उपभोक्ताओं द्वारा बिजली के उपयोग की प्रकृति और अपने क्षेत्र में विद्युत ऊर्जा और ऊर्जा के अन्य वैकल्पिक स्रोतों का उपयोग करने के तरीके का संपूर्ण ज्ञान होना चाहिए। भार पूर्वानुमान में इन सभी को अन्य संरक्षण कार्यक्रमों और मांग पक्ष प्रबंधन या ऑफ-पीक उपयोग कार्यक्रमों के साथ ध्यान में रखा जाएगा, जिन्हें लाइसेंसधारी प्रायोजित कर सकता है, जिसके परिणामस्वरूप वर्षों से उपभोक्ताओं की उपयोग की जाने वाली ऊर्जा और चरम मांग में कमी आएगी।

4. वितरण लाइसेंसधारी उपभोक्ताओं के ऊर्जा उपयोग पैटर्न का वर्णन करने वाले डेटा के व्यवस्थित संग्रह और ऊर्जा और मांग पूर्वानुमान के लिए इन डेटा के विश्लेषण के लिए एक उचित भार पूर्वानुमान कार्यक्रम लागू करेगा। इस प्रयोजन के लिए, उपभोक्ताओं को सभी टैरिफ श्रेणियों में विभाजित किया जाना चाहिए और मोटे तौर पर निम्नलिखित वर्गों में विभाजित किया जा सकता है:
- (क) घरेलू श्रेणी;
- (ख) गैर-घरेलू श्रेणी;
- (ग) वाणिज्यिक श्रेणी;
- (घ) कृषि श्रेणी;
- (ङ) औद्योगिक श्रेणी; और
- (च) खुदरा आपूर्ति टैरिफ आदेश में आयोग द्वारा निर्धारित कोई अन्य टैरिफ श्रेणी।
- प्रत्येक क्षेत्र द्वारा उपभोग की जाने वाली ऊर्जा का पैटर्न और भार की मांग, अधिकतम मांग की अवधि आदि, प्रत्येक क्षेत्र से उसकी विभिन्न मौसमी आवश्यकताओं के लिए प्रतिनिधि नमूने लेने वाले नमूना सर्वेक्षणों के आधार पर निर्धारित की जाएगी। इन नमूना सर्वेक्षणों के लिए एक उपयुक्त प्रश्नावली तैयार की जाएगी और प्राप्त आंकड़ों का उपयुक्त सांख्यिकीय मॉडल का उपयोग करके विश्लेषण किया जाना चाहिए। इसके आधार पर, वितरण लाइसेंसधारी समय-समय पर उपलब्धता से मेल खाने के लिए मांग पक्ष प्रबंधन तकनीकों को लागू करेगा।
5. भार पूर्वानुमान कार्यक्रम निम्नलिखित का आकलन करेगा:
- (क) सिस्टम पीक के समय दैनिक, मासिक, मौसमी या वार्षिक मांग
- (ख) सिस्टम पीक के दिन के लिए प्रति घंटा मासिक, मौसमी या वार्षिक मांग,
- (ग) महीने, मौसम या वर्ष के अनुसार प्रत्येक श्रेणी के लिए कुल ऊर्जा खपत।
6. उपरोक्त विश्लेषण के परिणामों के आधार पर, जहां भी लागू हो, उपयुक्त आधुनिक पूर्वानुमान उपकरणों का उपयोग करके भार पूर्वानुमान लगाया जाएगा।
7. वितरण और पारेषण प्रणाली के बीच किसी भी विद्युत इंटरफ़ेस पर इष्टतम सर्किट लोडिंग और सर्किट की अधिकतम संख्या इस कोड के अध्याय - 4 , विद्युत प्रणाली प्रबंधन और ऑपरेटिंग मानक के तहत वितरण प्रणाली और विद्युत अधिनियम 2003 के अंतर्गत प्राधिकारी द्वारा निर्धारित विद्युत प्रणाली सुरक्षा मानक, के अंतर्गत वितरण प्रणाली के तहत उल्लिखित वितरण प्रणाली योजना और सुरक्षा मानकों के अनुरूप होगी।
8. जहां तक संभव हो, निम्नलिखित के लिए अलग सर्किट उपलब्ध कराए जाएंगे:
- (क) शहरी गैर-औद्योगिक बिजली आपूर्ति,
- (ख) शहरी औद्योगिक बिजली आपूर्ति,
- (ग) ग्रामीण आपूर्ति -: (i) कृषि आपूर्ति, (ii) गैर-कृषि आपूर्ति
9. आपातकालीन संचालन के दौरान भार प्रबंधन की सुविधा के लिए भार को यथासंभव अलग-अलग लोड ब्लॉकों में व्यवस्थित किया जाना चाहिए।
10. सबस्टेशनों, कैपेसिटर इंस्टॉलेशन, वितरण ट्रांसफार्मर से आउटलेट की स्थिति का पता लगाने और उचित सीमा के भीतर बोल्टेज भिन्नता और ऊर्जा हानि को रोकने के लिए भार प्रवाह और अन्य प्रणाली अध्ययन आयोजित किए जाएंगे।
11. आसान प्रतिस्थापन और दुकानों में स्पेयर की सूची में कमी की सुविधा के लिए उपकरण और सिस्टम डिज़ाइन के निम्नलिखित मापदंडों को मानकीकृत किया जाना चाहिए:

- (क) बिजली ट्रांसफार्मर की क्षमता,
 - (ख) वितरण ट्रांसफार्मर की क्षमताएं और डिजाइन,
 - (ग) सबस्टेशन / स्विचिंग स्टेशन लेआउट,
 - (घ) पोल माउंटेड सबस्टेशन,
 - (ङ) बस बार के आकार,
 - (च) सर्किट ब्रेकर और उपकरण ट्रांसफार्मर की क्षमता और रेटिंग,
 - (छ) अर्थिंग,
 - (ज) तड़ित अवरोधक,
 - (झ) नियंत्रण पैनल,
 - (ञ) स्टेशन बैटरियां,
 - (ट) अग्निशामक यंत्र।
 - (ठ) रखरखाव उपकरण
 - (ड) सुरक्षा उपकरण
 - (ढ) ऊर्जा मीटर
 - (ण) तार और सहायक उपकरण
 - (त) इंसुलेटर और सहायक उपकरण
12. वितरण प्रणाली की योजना में हमेशा वितरण प्रणाली के लिए सुरक्षा मानकों और सुरक्षा मानकों की आवश्यकताओं से समझौता किए बिना लागत प्रभावशीलता और ऊर्जा हानि में कमी को हमेशा ध्यान में रखा जाएगा।
13. वितरण लाइसेंसधारी उस समय प्रचलित प्रौद्योगिकी में प्रगति को समायोजित करने के लिए अन्य सभी उपायों के साथ-साथ निम्नलिखित को ध्यान में रखते हुए वितरण प्रणाली के विस्तार और सुदृढीकरण की योजना बनाएगा:
- (क) एचटी और एलटी लाइन की लंबाई का आर्थिक अनुपात,
 - (ख) एरियल बंच कंडक्टर का उपयोग,
 - (ग) भूमिगत केबल,
 - (घ) विद्युत भार केंद्रों पर वितरण ट्रांसफार्मरों की संख्या और उनके स्थान को अनुकूलित करना।

3.6 ऊर्जा लेखापरीक्षा

- 3.6.1 वितरण लाइसेंसधारी ऊर्जा लेखापरीक्षा के लिए जिम्मेदारी केंद्र बनाएगा। वे माह/वर्ष-वार वितरण घाटे की गणना करेंगे और अपने संबंधित क्षेत्रों के लिए ऊर्जा बैलेंस शीट तैयार करेंगे।
- 3.6.2 वितरण लाइसेंसधारी ऊर्जा लेखापरीक्षा के माध्यम से तकनीकी और वाणिज्यिक घाटे को अलग करने के लिए एक प्रणाली स्थापित करेगा और बनाए रखेगा। ऐसी प्रत्येक इकाई के लिए पहचाने गए क्षेत्र में सभी इनकमिंग/आउटगोइंग फीडरों के लिए कम से कम 45 दिनों की डेटा बनाए रखने की क्षमता वाले इंटरफ़ेस मीटर स्थापित किए जाएंगे।
- 3.6.3 वितरण लाइसेंसधारी प्रत्येक जिम्मेदारी केंद्र में सर्वोत्तम संभव तरीके से किए गए डेटा और विश्लेषण को संकलित करते हुए अपने कुल प्रणाली की ऊर्जा लेखापरीक्षा करेगा। प्रत्येक सबस्टेशन से प्राप्त ऊर्जा को उपयुक्त ऊर्जा मीटरों के साथ स्थापित सभी आउटगोइंग फीडरों के 11 केवी टर्मिनल स्विचगियर पर मापा जाएगा ताकि प्रत्येक फीडर को आपूर्ति की जाने वाली ऊर्जा

सटीक रूप से उपलब्ध हो। इसकी तुलना मासिक ऊर्जा बिक्री के संबंधित आंकड़ों से की जाएगी और प्रत्येक फीडर के लिए वितरण हानि की गणना की जाएगी। यदि वितरण लाइसेंसधारी ने 11 केवी पर रिंग मेन सिस्टम अपनाया है और प्रत्येक फीडर के लिए वितरण घाटे का निर्धारण करने में कठिनाई हो रही है, तो वितरण लाइसेंसधारी आपूर्ति के समग्र क्षेत्र के लिए वितरण घाटे की गणना करेगा।

- 3.6.4 पर्याप्त निवेश और शासन में उपयुक्त सुधार के साथ घाटे में कमी के लिए एक कार्य योजना तैयार की जाएगी और वार्षिक राजस्व आवश्यकता फाइलिंग के साथ आयोग को सालाना प्रस्तुत की जाएगी। वितरण लाइसेंसधारी नियमित अंतराल में ऊर्जा लेखापरीक्षा आयोजित करने के लिए "ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (बिजली वितरण कंपनियों में ऊर्जा लेखापरीक्षा के संचालन के लिए तरीके और अंतराल) विनियम, 2021 और इसके संशोधनों के तहत दिए गए प्रावधानों का पालन करेगा और आयोग को आवश्यक रिपोर्ट प्रस्तुत करेगा।

अध्याय-4 वितरण प्रणाली योजना एवं सुरक्षा मानक

4.1 उद्देश्य

वितरण प्रणाली योजना और सुरक्षा मानक वितरण प्रणाली की योजना पद्धति के लिए दिशानिर्देश निर्दिष्ट करता है। इस मानक के दायरे में शामिल हैं:

- (क) बिजली आपूर्ति की गुणवत्ता
- (ख) भार पूर्वानुमान
- (ग) योजना प्रक्रिया.
- (घ) वितरण नेटवर्क का सेवा क्षेत्र।
- (ङ) योजना मानक।
- (च) विश्वसनीय विश्लेषण।
- (छ) वितरण ट्रांसफार्मर के डिजाइन का मानकीकरण
- (ज) सबस्टेशन लेआउट का मानकीकरण
- (झ) प्रतिक्रियाशील मुआवजा
- (ञ) सर्विस मेन्स
- (ट) मीटरिंग क्यूबिकल्स
- (ठ) सुरक्षा मानक

4.2 बिजली आपूर्ति की गुणवत्ता

- (क) आवृत्ति: रेटेड आवृत्ति 50 हर्ट्ज होगी। विद्युत प्रणाली के सभी घटक यह सुनिश्चित करने के लिए हर संभव प्रयास करेंगे कि ग्रिड आवृत्ति 49.9 हर्ट्ज -50.05 हर्ट्ज की बैंडविड्थ के भीतर रहे या जैसा कि भारतीय विद्युत ग्रिड कोड में संशोधन के माध्यम से सीईआरसी द्वारा अधिसूचित किया गया उस अनुसार रहे।
- (ख) वोल्टेज: - सामान्य परिचालन स्थितियों के तहत प्रणाली के किसी भी बिंदु पर वोल्टेज घोषित वोल्टेज से आईएस विनिर्देशों के तहत निर्दिष्ट मूल्यों से अधिक नहीं हटना चाहिए।
- (ग) हार्मोनिक सामग्री: - आईईईई की सिफारिशों के अनुसार, संवेदनशील भार के लिए आपूर्ति वोल्टेज में कुल हार्मोनिक सामग्री 5 प्रतिशत से अधिक नहीं होनी चाहिए, किसी भी एकल हार्मोनिक सामग्री 3 प्रतिशत से अधिक नहीं होनी चाहिए। हार्मोनिक उत्पन्न करने और वितरण प्रणाली को प्रभावित करने के लिए जिम्मेदार संबंधित उपयोगकर्ता सुधारात्मक कार्यवाही के लिए जिम्मेदार होगा।

4.3 भार पूर्वानुमान

4.3.1 वितरण लाइसेंसधारी अपने आपूर्ति क्षेत्र में संभावित भार वृद्धि और उपभोक्ताओं के उपभोग पैटर्न का विधिवत अनुमान लगाते हुए पांच वर्ष की अवधि के लिए सालाना एक रोलिंग अल्पकालिक भार पूर्वानुमान तैयार करेगा। इस प्रकार बनाया गया पूर्वानुमान हर वर्ष उस वर्ष आए वास्तविक भार और अगले वर्षों के लिए अपेक्षित अनुमान में परिवर्तन, यदि कोई हो, के आधार पर अद्यतन किया जाना चाहिए।

4.3.2 प्रारंभिक भार अनुमान/आकलन:

(क) **घरेलू और वाणिज्यिक भार:** घरेलू और वाणिज्यिक क्षेत्रों में खपत का अनुमान उपभोक्ताओं की संख्या और उनकी विशिष्ट खपत के आधार पर लगाया जाएगा। क्षेत्र में उपभोक्ताओं की संख्या में पिछली वृद्धि दर का अध्ययन किया जाना चाहिए। ऐसे मामलों में जहां हाल ही में बिजली की कमी का अनुभव किया गया है, अपनाई जाने वाली विकास दर में भविष्य में परिकल्पित घरेलू विद्युतीकरण की बढ़ी हुई गति के लिए विकास दर में उचित मांग-संबंधी देय भत्ते को ध्यान में रखा जाना चाहिए। क्षेत्र में नियोजित विद्युतीकरण के उच्च स्तर को ध्यान में रखा जाना चाहिए। प्रति उपभोक्ता ऊर्जा खपत का अनुमान पिछले रुझानों का अध्ययन करने और जीवन स्तर में अपेक्षित सुधारों को ध्यान में रखने के बाद लगाया जाना चाहिए।

(ख) **सार्वजनिक प्रकाश व्यवस्था और जल कार्य:** सार्वजनिक प्रकाश व्यवस्था और जल आपूर्ति सुविधाओं में संभावित वृद्धि को ध्यान में रखते हुए, सार्वजनिक प्रकाश व्यवस्था और जल कार्यों में बिजली की खपत का अनुमान प्रति किलोवाट कनेक्टेड भार की औसत खपत पर आधारित होगा, जो रुझानों के आधार पर अनुमानित किया जाना चाहिए। संचालन के घंटों की संख्या का अनुमान पिछले रुझानों और बिजली कटौती, यदि कोई क्षेत्र प्रभावित हुआ है, को ध्यान में रखते हुए किया जाना चाहिए।

(ग) **कृषि भार:** सिंचाई पंप सेटों के लिए बिजली की आवश्यकता योजना अवधि में पंप सेटों के ऊर्जाकरण के कार्यक्रम, उपलब्ध संसाधनों और अंतिम भूजल क्षमता पर आधारित होगी। पंप सेटों की औसत क्षमता की गणना कनेक्टेड लोड के मध्य वर्ष के आंकड़ों और पंप सेटों की संख्या को ध्यान में रखकर की जाएगी। प्रति वर्ष प्रति आईपी सेट की खपत का अनुमान प्रतिनिधि नमूना अध्ययन के माध्यम से लगाया जाएगा जब तक कि सभी आईपी सेट की मीटरिंग नहीं हो जाती।

(घ) **औद्योगिक भार:** औद्योगिक क्षेत्र के लिए बिजली की आवश्यकताओं का अनुमान निम्नलिखित तीन श्रेणियों के तहत लगाया जाएगा।

- (i) एल.टी. उद्योग;
- (ii) 1 मेगावाट से कम मांग वाले एच.टी उद्योग;
- (iii) 1 मेगावाट और उससे अधिक की मांग वाले एच.टी उद्योग।

श्रेणी (i) और (ii) में खपत भविष्य में होने वाले विकास पर विचार करते हुए ऐतिहासिक डेटा के आधार पर होगी।

श्रेणी (iii) के मामले में, उद्योगपतियों और उद्योग विभाग द्वारा दी गई जानकारी के आधार पर प्रत्येक औद्योगिक इकाई के लिए अलग से प्रक्षेपण किया जाना चाहिए।

(ङ) **गैर-औद्योगिक थोक आपूर्ति:** गैर-औद्योगिक उपभोक्ताओं जैसे अनुसंधान प्रतिष्ठानों, बंदरगाह ट्रस्टों, सैन्य इंजीनियरिंग सेवाओं, बिजली परियोजनाओं को आपूर्ति आदि के लिए थोक आपूर्ति की खपत और इन क्षेत्रों में संभावित भविष्य के विकास के संबंध में उपलब्ध आंकड़ों पर पूर्वानुमान के लिए विचार किया जाना चाहिए।

(च) **अन्य भार:** अन्य भार, अनुमान सर्वोत्तम निर्णय पर आधारित होंगे।

4.4 भार पूर्वानुमान प्रक्रिया

4.4.1 विशिष्ट स्थानों और मौजूदा स्थितियों पर लागू उपयुक्त तरीकों में से एक को अपनाकर उपरोक्त डेटा और प्रासंगिक सूचकांकों का उपयोग करके भार पूर्वानुमान विधियों को अपनाया जाएगा।

- 4.4.2** उपरोक्त के अलावा, मांग पक्ष प्रबंधन के प्रभाव, लंबित अनुप्रयोगों के लिए बिजली की आवश्यकता, 50 हर्ट्ज के करीब ऑपरेटिंग आवृत्ति में सुधार के कारण मांग में वृद्धि का भी अनुमान लगाया जाएगा। वितरण लाइसेंसधारी पारेषण प्रणाली के साथ कनेक्शन बिंदु/इंटरफेस बिंदु के साथ-साथ भार पूर्वानुमान के आधार पर आपूर्ति के समग्र क्षेत्र के लिए अगले पांच वर्षों में से प्रत्येक के लिए वार्षिक ऊर्जा मांग और अधिकतम मांग से संबंधित अगले पांच वर्षों में से प्रत्येक के लिए अधिकतम मांग की गणना करेगा। हालाँकि, यदि वितरण लाइसेंसधारी को एक कॉम्पैक्ट क्षेत्र में कई कनेक्शन बिंदुओं/इंटरफेस बिंदुओं पर बिजली प्राप्त होती है, जो एक रिंग में आपस में जुड़े हुए हैं, तो ऐसा वितरण लाइसेंसधारी प्रत्येक कनेक्शन बिंदु/इंटरफेस बिंदु पर समग्र अल्पकालिक मांग पूर्वानुमान को पारेषण उपयोगिता या एसएलडीसी के साथ पारस्परिक रूप से चर्चा और सहमति के अनुसार भिन्नता या सहयता के साथ अग्रेषित करेगा।
- 4.4.3** आपूर्ति के क्षेत्र में धकेले गए उपभोक्ताओं की प्रत्येक श्रेणी के विविधता कारक को चयनित विशिष्ट स्थानों पर भार सर्वेक्षण मीटर की स्थापना द्वारा काम किया जाना चाहिए। ऐसे डेटा का रिकॉर्ड रखा जाएगा और उसे लगातार अद्यतन किया जाना चाहिए। इन आंकड़ों के आधार पर पांच वर्ष की अवधि के लिए अल्पकालिक भार पूर्वानुमान तैयार किया जाना चाहिए।

4.5 योजना प्रक्रिया

वितरण प्रणाली की योजना और विकास इस तरह से किया जाना चाहिए कि यह प्रणाली इस खंड के खंड 2.0 में बताए अनुसार बिजली की सुरक्षित, विश्वसनीय, किफायती और गुणवत्तापूर्ण आपूर्ति के साथ सभी श्रेणियों के उपभोक्ताओं की आवश्यकताओं को पूरा करने में सक्षम हो। हालाँकि, उपभोक्ता वितरण लाइसेंसधारी को बिजली की गुणवत्तापूर्ण आपूर्ति के लिए सक्षम बनाने के लिए पूर्ण समर्थन देगा। वितरण प्रणाली लागू सभी प्रासंगिक कोड, मानकों और अधिनियमों की वैधानिक आवश्यकताओं के अनुरूप होगी।

4.6 योजना मानक

- 4.6.1** आकार और रेटिंग का मानकीकरण: बिजली कंडक्टरों के आकार और वितरण ट्रांसफार्मर की रेटिंग का चयन करते समय भविष्य के भार विकास के लिए पर्याप्त प्रावधान किया जाना चाहिए। वितरण प्रणाली में उपयोग किए जाने वाले पावर कंडक्टर, इंसुलेटर, लाइटनिंग अरेस्टर, ट्रांसफार्मर, स्विचगियर आदि के आकार को इन्वेंट्री को कम करने के उद्देश्य से मानकीकृत किया जाना चाहिए और मानक विनिर्देश तैयार किए जाएंगे।

4.6.2 वितरण लाइनों के लिए डिज़ाइन मानदंड

- ग्रामीण क्षेत्रों में वितरण की रेडियल प्रणाली अपनाई जा सकती है और जहां तक संभव हो शहरी क्षेत्रों में कम से कम एक वैकल्पिक स्रोत से आपूर्ति के प्रावधान के साथ लूप सिस्टम अपनाया जाना चाहिए।
- एचटी और एलटी वितरण लाइनें आवश्यक क्षेत्र में आवश्यकता के अनुसार निम्नलिखित में से किसी एक प्रकार की होंगी।
 - खुले कंडक्टरों के साथ ओवर-हेड लाइन;
 - एरियल बंच्ड केबल्स के साथ ओवर-हेड लाइन;
 - भूमिगत केबल।
- घनी आबादी वाले शहरों में, भारी यातायात घनत्व वाले क्षेत्रों में, जहां तक संभव हो भूमिगत केबल लगाने पर विचार किया जाना चाहिए। जहां भी आवासीय स्थानों पर या बगीचों और जंगलों में बहुत सारे पेड़ पाए जाते हैं, हवाई बंच्ड केबल के साथ ओवर-हेड लाइन को अपनाया जाएगा। अन्य स्थानों पर खुले कंडक्टरों के साथ ओवर-हेडलाइन को अपनाया जाएगा। योजना और डिजाइन उद्देश्यों के लिए निम्नलिखित मानकों को अपनाया जाएगा:
 - खुले कंडक्टरों के साथ ओवर-हेड लाइंस का डिजाइन और निर्माण आम तौर पर आईएस 5613 भाग I, खंड 1 और 2 के अनुसार होगा।
 - कंडक्टरों का लंबे समय तक कार्य करने के कारण आकस्मिक शॉर्ट सर्किट को रोकने के लिए एलटी वितरण लाइनों के लिए कंडक्टरों का ऊर्ध्वधर विन्यास, अधिमानतः ग्रामीण क्षेत्रों में अपनाया जाएगा क्योंकि ऐसे क्षेत्रों में उपयोग अधिक होता है।

- ग) टीएलटी और एचटी लाइनों की अधिकतम लंबाई निर्धारित सीमा के भीतर रखी जाएगी ताकि सुरक्षित और गुणवत्तापूर्ण बिजली वितरित की जा सके।
- घ) टीएरियल बंड केबलों के साथ ओवर-हेड लाइंस का डिजाइन और निर्माण आम तौर पर आरईसी विनिर्देश 32 और आईएस 14255 के अनुसार होगा।
- ड) भूमिगत केबल का डिजाइन और निर्माण आम तौर पर आईएस 1255 के अनुसार होगा।
4. लाइन सपोर्ट स्टील, लकड़ी, आरसीसी या पीसीसी का हो सकता है। आरसीसी और पीसीसी खंभों को उनकी लागत और लंबे जीवन को देखते हुए अन्य दो खंभों की तुलना में प्राथमिकता दी जाती है। किसी लाइन के लिए कंडक्टर के आकार का चुनाव निम्नलिखित मानदंडों के आधार पर किया जाना चाहिए:
- प्रसारित की जाने वाली बिजली और बिजली की हानि की लागत और इस प्रकार चयनित कंडक्टर की लागत पर ब्याज और मूल्यहास शुल्क के अनुसार कंडक्टर के आकार का चयन करने के लिए तकनीकी-आर्थिक अध्ययन आयोजित किए गए थे;
 - लाइन की लंबाई
 - लाइन वोल्टेज;
 - अनुमेय वोल्टेज विनियमन;
 - यांत्रिक शक्ति;

4.6.3 वितरण ट्रांसफार्मर के डिजाइन और रेटिंग का मानकीकरण

- वितरण ट्रांसफार्मर के डिजाइन और रेटिंग को मानकीकृत किया जाना चाहिए। प्रारंभिक चरण के रूप में, डिजाइन के लिए आवश्यक विभिन्न तकनीकी मापदंडों को अब तक अपनाए गए विभिन्न डिजाइनों के बीच प्रदर्शन पर प्राप्त अनुभव के आधार पर विशिष्टताओं में शामिल किया जाना चाहिए। बाद में, इन ट्रांसफार्मर के प्रदर्शन के आधार पर ट्रांसफार्मर के मानक डिजाइन और उनके विस्तृत निर्माण चित्र विकसित किए जाएंगे। इन्हें भविष्य की खरीद के लिए अपनाया जाएगा। यह किसी भी निर्माता द्वारा निर्मित समान ट्रांसफार्मर के घटकों की अंतर-परिवर्तनीयता भी सुनिश्चित करता है।
- एक अच्छी गुणवत्ता आश्वासन योजना का लक्ष्य निम्नलिखित होना चाहिए:
 - क) कच्चे माल की अच्छी गुणवत्ता;
 - ख) विनिर्माण और नियमित परीक्षणों के दौरान गुणवत्ता नियंत्रण;
 - ग) डिलीवरी लेते समय स्वीकृति परीक्षण;
 - घ) यादृच्छिक नमूने पर दुकानों पर प्राप्त ट्रांसफार्मर का निरीक्षण और परीक्षण करना;
 - ड) यादृच्छिक रूप से चयनित एक लॉट में एक ट्रांसफार्मर पर गहन परीक्षण किया जाना चाहिए। ट्रांसफार्मर को पूरी तरह से विघटित कर दिया जाए। कोर, कॉइल, इन्सुलेशन आदि की गुणवत्ता का भौतिक निरीक्षण किया जाता है और इन्सुलेशन और उपयोग किए गए अन्य घटकों आदि के नमूनों का परीक्षण करना।
 - च) सभी वितरण ट्रांसफार्मरों के लिए न्यूनतम 3 वर्ष की अवधि के लिए प्रदर्शन गारंटी सुनिश्चित करना।

4.6.4 सब-स्टेशन लेआउट का मानकीकरण

वितरण लाइसेंसधारी विद्युत अधिनियम, 2003 के प्रासंगिक मानकों, मैनुअल और प्रावधानों का पालन करते हुए मानक लेआउट विकसित करेगा। लाइसेंसधारी नवीनतम तकनीक के साथ-साथ प्राप्त अनुभव से फीडबैक भी अपनाएगा।

4.6.5 प्रतिक्रियाशील मुआवजा

1. पावर फैक्टर में सुधार, संतोषजनक वोल्टेज प्रोफाइल बनाए रखने और उप-ट्रांसमिशन और वितरण घाटे में कमी के लिए वितरण प्रणाली में उचित स्थानों पर अन-स्विचड/स्विच प्रकार के शंट कैपेसिटर स्थापित किए जाएंगे। कैपेसिटर इंस्टॉलेशन का आकार और स्थान विश्वसनीय फ्रील्ड डेटा के साथ एक उपयुक्त प्रोग्राम का उपयोग करके निर्धारित किया जाना चाहिए। हल्के भार अवधि में ओवर वोल्टेज से बचने के लिए स्वचालित स्विचिंग आदि जैसे उपयुक्त एहतियाती उपाय अपनाए जाएंगे।
2. शंट कैपेसिटर इंस्टॉलेशन के लिए सबसे उपयुक्त आकार और स्थान निर्धारित करने के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा शंट मुआवजे का अनुकूलन अध्ययन आयोजित किया जाना चाहिए।

4.6.6 वितरण नेटवर्क का सेवा क्षेत्र

- i. वितरण नेटवर्क का सेवा क्षेत्र वह क्षेत्र है जिसमें एक सबस्टेशन द्वारा आवश्यकतानुसार एक या अधिक संख्या में फीडरों द्वारा भार की आपूर्ति की जाती है। वितरण ट्रांसफार्मर और सबस्टेशनों से पोषित वितरण नेटवर्क, जहां से 11 केवी फीडर निकलते हैं, शुरू में उनके संबंधित सेवा क्षेत्रों के भीतर स्वतंत्र नेटवर्क के रूप में योजना बनाई जाएगी। इसके अलावा, जहां भी संभव हो, विफलता की स्थिति में वैकल्पिक आपूर्ति के लिए आसन्न नेटवर्क और/या सबस्टेशनों के साथ इंटरकनेक्शन का प्रावधान किया जाना चाहिए। वितरण लाइनों के डिज़ाइन में भविष्य में बिजली आपूर्ति में न्यूनतम रुकावट के साथ उनकी वृद्धि को सक्षम करने के लिए सुविधाएँ शामिल की जाएंगी। रास्ते के मौजूदा अधिकार का पूरा उपयोग किया जाना चाहिए।
- ii. वितरण लाइसेंसधारी क्षेत्र के भीतर वोल्टेज विनियमन सीमा पार होने की स्थिति में फीडरों की क्षमता बढ़ाने के लिए पहले से पर्याप्त उचित उपाय करेगा।
- iii. वितरण नेटवर्क के डिज़ाइन की गणना करने हेतु उपयुक्त सॉफ्टवेयर का उपयोग निम्नलिखित के विभिन्न लोडिंग स्थितियों के लिए न्यूनतम संभव ऊर्जा हानि प्राप्त करने के लिए किया जाना चाहिए:
 - क) वितरण ट्रांसफार्मर का स्थान और क्षमता;
 - ख) एलवी और एचवी नेटवर्क की रूटिंग;
 - ग) कंडक्टरों के आकार;
 - घ) नियोजित नई लाइनों के लिए एचटी और एलटी वितरण लाइनों की लंबाई के अनुपात को अनुकूलित किया जाना चाहिए और वितरण घाटे को कम करने के लिए मौजूदा वितरण प्रणाली को चरणबद्ध तरीके से संशोधित किया जाना चाहिए।
 - ङ) सभी लोडिंग स्थितियों के लिए वोल्टेज विनियमन सीमा।

4.6.7 सर्विस मेन्स

उपभोक्ताओं के लिए सेवा मेन 230 वोल्ट एकल चरण और 400 वोल्ट तीन चरण आपूर्ति के लिए प्रासंगिक आरईसी निर्माण मानकों के अनुसार रखे जाएंगे और विद्युत अधिनियम, 2003 के तहत प्रासंगिक नियमों के प्रावधानों के अनुरूप होंगे।

4.6.8 मीटरिंग क्यूबिकल

1. 230 वोल्ट एकल-चरण आपूर्ति के लिए मीटरिंग एक उपयुक्त बोर्ड पर प्रदान की जाएगी, जो धूप और बारिश से सुरक्षित स्थान पर स्थित होगी और रीडिंग लेने के लिए सुविधाजनक स्थिति में होगी। मीटर के टर्मिनलों को छेड़छाड़-रोधी और सीलबंद बनाया जाएगा। 400 वोल्ट तीन चरण की आपूर्ति के लिए, मीटर और कनेक्शन सहित संबंधित मीटरिंग उपकरण एक उपयुक्त छेड़छाड़-रोधी बॉक्स में संलग्न किए जाएंगे। छेड़छाड़ रोधी बॉक्स लॉकिंग और सीलिंग उपकरणों के साथ पर्याप्त मज़बूती और डिज़ाइन का होना चाहिए और इसमें आवश्यक विद्युत मंजूरी के साथ गर्मी अपव्यय के लिए पर्याप्त प्रावधान होना चाहिए। डिज़ाइन को मीटर या उसके कनेक्शन तक पहुंच के बिना रीडिंग लेने में सक्षम होना चाहिए।

2. एचटी उपभोक्ताओं के लिए मीटर, अधिकतम मांग संकेतक और द्वितीयक कनेक्शन एक अलग डिब्बे में रखे जाएंगे और अन्य माध्यमिक उपकरण जैसे उपकरण ट्रांसफार्मर और आवश्यक कनेक्शन एक अलग मीटरिंग डिब्बे में रखे जाएंगे, जिसे छेड़छाड़ को रोकने के लिए बंद / सील कर दिया जाएगा।
3. एचटी मीटरिंग क्यूबिकल दोनों तरफ या कम से कम एक तरफ केवल प्रवेश के लिए उपयुक्त होना चाहिए। उपकरण ट्रांसफार्मर के द्वितीयक सर्किट में किसी फ्यूज की अनुमति नहीं है। भारी वर्षा वाले क्षेत्रों में स्थापना के लिए मीटरिंग क्यूबिकल को उपयुक्त एपॉक्सी पेंट से पेंट किया जाना चाहिए। उपकरण ट्रांसफार्मर निश्चित अनुपात के होंगे और उनमें कोई नल नहीं होगा।
4. बिजली ट्रांसफार्मर की प्राथमिक प्रवाह रेटिंग सामान्य पूर्ण भार प्रवाह से मेल खानी चाहिए और कोर का संतृप्ति बिंदु अधिकतम प्रवाह से अधिक होना चाहिए जो सभी जुड़े उपकरणों और मशीनरी के एक साथ पूर्ण भार संचालन के कारण हो सकता है।
5. ईएचटी उपभोक्ताओं के लिए, उपकरण ट्रांसफार्मर के द्वितीयक टर्मिनलों को लॉक और सील कर दिया जाएगा और द्वितीयक तारों को उपयुक्त जीआई नाली पाइप में मीटरिंग पैनल तक लाया जाएगा। नाली पाइपों में कोई जोड़ नहीं होना चाहिए। मीटर यथासंभव उपकरण ट्रांसफार्मर के करीब होने चाहिए और किसी भी स्थिति में दस (10) मीटर से अधिक नहीं होने चाहिए। मीटरिंग पैनल को मौसम प्रतिरोधी और छेड़छाड़ रोधी बाँक्स में रखा जाएगा और सील किया जाना चाहिए।

4.7 विश्वसनीयता विश्लेषण

- 4.7.1 वितरण प्रणाली के विस्तार और सुधार की योजना में उपभोक्ताओं को बिजली आपूर्ति की विश्वसनीयता में सुधार को भी ध्यान में रखा जाएगा। विस्तार और सुधार कार्यक्रम के कार्यान्वयन से पहले और बाद में वितरण प्रणाली द्वारा पोषित क्षेत्र में बिजली आपूर्ति के उचित विश्वसनीयता सूचकांक का अनुमान लगाया जाएगा। वितरण प्रणाली की योजना बनाते समय विश्वसनीयता में सुधार को भी ध्यान में रखा जाना चाहिए और इस संबंध में डेटा एकत्र करने के प्रयास किए जाने चाहिए।
- 4.7.2 उपभोक्ताओं को बिजली आपूर्ति की विश्वसनीयता सूचकांक निर्धारित करने के लिए समय-समय पर संशोधित संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (वितरण लाइसेंसधारियों के लिए प्रदर्शन के मानक) विनियम, 2023 के प्रावधानों का लाइसेंसधारियों द्वारा पालन किया जाना चाहिए।
- 4.7.3 निम्नलिखित कारक, जो विश्वसनीयता सूचकांकों को प्रभावित करते हैं, डेटा की उपलब्धता के अधीन माने जाएंगे:

- क) क्षणिक आने वाली आपूर्ति विफलताएं
- ख) 33 एवं 11 किलोवोल्ट फीडरों पर क्षणिक रुकावट
- ग) फीडरवार प्रभावित उपभोक्ता
- घ) (एलटी फीडरों पर ब्रेकडाउन
- ङ) लाइनों और फीडरों पर पूर्व-निर्धारित शटडाउन
- च) वितरण ट्रांसफार्मर के फ्यूज का खराब होना
- छ) व्यक्तिगत फ्यूज बंद होना

4.8 डिजाइन, निर्माण और रखरखाव प्रथाओं के लिए स्थायी समिति

- 4.8.1 डिजाइन, निर्माण और रखरखाव प्रथाओं के लिए, लाइसेंसधारी के तकनीकी सदस्य/निदेशक की अध्यक्षता में, इस संहिता के प्रारंभ होने से एक महीने के भीतर लाइसेंसधारी द्वारा स्थायी समिति गठित की जाएगी और इसमें निम्न शामिल होंगे-
 - (क) लाइसेंसधारी का सबसे वरिष्ठ इंजीनियर (योजना)।
 - (ख) लाइसेंसधारी का सबसे वरिष्ठ इंजीनियर (सामग्री प्रबंधन)
 - (ग) एसटीयू का सबसे वरिष्ठ इंजीनियर (डिजाइन और योजना); और
 - (घ) कोई अन्य व्यक्ति जिसे लाइसेंसधारी उचित समझे।

4.8.2 स्थायी समिति स्थायी कार्यकाल वाली एक सलाहकार संस्था होगी और प्रत्येक तिमाही में कम से कम एक बार अपनी बैठक आयोजित करेगी। स्थायी समिति निम्नलिखित क्षेत्रों के अलावा अन्य निम्नलिखित मामलों पर लाइसेंसधारी को सुझाव और सिफारिशें प्रदान करेगी:-

- (क) लाइन सामग्री, मीटर और मीटरिंग उपकरण, सर्विस लाइन सामग्री, सब-स्टेशन उपकरण जैसे ट्रांसफार्मर, सर्किट ब्रेकर, सीटी/पीटी सेट आदि के डिजाइन और तकनीकी विशिष्टताओं पर नवीनतम प्रथाओं की समीक्षा और सुझाव देना;
- (ख) थोक में उपयोग किए जाने वाले विभिन्न उपकरणों और सामग्रियों के लिए विक्रेता चयन और शॉर्ट-लिस्टिंग प्रक्रियाओं का सुझाव देना;
- (ग) एचटी/एलटी लाइनों और ग्रिड सबस्टेशनों, पोल माउंटेड और अन्य प्लिंथ-माउंटेड सब-स्टेशनों आदि के निर्माण, संचालन और रखरखाव के लिए सर्वोत्तम उद्योग प्रथाओं और नवीन तकनीकों का सुझाव देना;
- (घ) आईटी उपकरण और एससीएडीए और अन्य नियंत्रण प्रणाली जैसी नवीनतम प्रौद्योगिकी उन्नयन और प्रक्रिया की सिफारिश और सुझाव देना;
- (ङ) सुरक्षा, पर्यावरण रखरखाव और प्रदूषण मानदंडों के दृष्टिकोण से खतरनाक, अस्वास्थ्यकर प्रथाओं और सामग्री पर प्रतिबंध और प्रतिबंधों की सिफारिश करना।

4.9 सुरक्षा मानक

- 4.9.1. वितरण प्रणाली की योजना बनाई जाना चाहिए और उसका रखरखाव किया जाना चाहिए ताकि वितरण लाइसेंसधारी के उचित नियंत्रण से परे अप्रत्याशित घटना की स्थितियों को छोड़कर निम्नलिखित सुरक्षा मानकों को पूरा किया जा सके।
- 4.9.2. फीडर, या तो एचटी या एलटी, जो अस्पतालों, श्मशान, हवाई अड्डों, रेलवे स्टेशनों और इसी तरह के महत्वपूर्ण भारों को बिजली देते हैं, की एक चयनात्मक स्विचिंग प्रणाली योजना बनाई जाएगी, ताकि भार को वैकल्पिक स्वस्थ फीडर पर स्थानांतरित करने के लिए चयनात्मक स्विचिंग संचालित की जा सके। इस संबंध में हमेशा उचित सुरक्षा सावधानियां बरती जाएंगी। फीडर की विफलता के मामले में, इन स्विचों को भार के महत्व के आधार पर तुरंत या तो मैन्युअल रूप से या स्वचालित रूप से संचालित किया जाना चाहिए।
- 4.9.3. महत्वपूर्ण उद्योगों से जुड़े फीडर, जो छोटी अवधि के व्यवधान के प्रति भी बहुत संवेदनशील हैं, उन्हें आपूर्ति की विफलता की स्थिति में वैकल्पिक स्वस्थ फीडर पर स्वचालित स्विचओवर की योजना बनाई जानी चाहिए।
- 4.9.4. वितरण प्रणाली के किसी भी बिजली ले जाने वाले घटक (उदाहरण के लिए, कंडक्टर, जोड़, ट्रांसफार्मर, स्विचगियर, केबल और अन्य उपकरण) में लोडिंग उनकी संबंधित थर्मल सीमा के 75% से अधिक नहीं होगी।
- 4.9.5. प्रणाली के अनुमानित भविष्य के विकास को ध्यान में रखते हुए भी प्रणाली में नियोजित स्विचगियर की टूटने की क्षमता की गणना शॉर्ट सर्किट स्तर से कम से कम 25% अधिक होनी चाहिए।
- 4.9.6. प्रत्येक एचटी फीडर, प्राथमिक या माध्यमिक, के लिए आसपास के क्षेत्र में उपलब्ध समान वोल्टेज वर्ग के उपलब्ध एचटी फीडर पर मैन्युअल रूप से तुरंत स्विच करने का प्रावधान किया जाना चाहिए। किसी भी एचटी फीडर के लिए डिजाइन में ही आपात स्थिति के दौरान निकटवर्ती फीडर में कम से कम 50% भार साझा करने का प्रावधान किया जाना चाहिए।
- 4.9.7. एकल आकस्मिकता के मामले में; किसी भी आउटगोइंग 11 किलोवोल्ट फीडर को नियंत्रित करने वाले किसी भी सबस्टेशन उपकरण की विफलता पर, बाधित भार आमतौर पर सबस्टेशन पर कुल मांग का 50% से अधिक नहीं होना चाहिए। वितरण लाइसेंसधारी को तीन वर्ष की अवधि के भीतर इसे 20% तक लाना होगा।
- 4.9.8. प्रणाली में पर्याप्त स्टैंडबाय क्षमता होनी चाहिए।
- 4.9.9. वितरण प्रणाली के डिजाइन में व्यवस्थाओं को इस तरह से समायोजित किया जाना चाहिए कि संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (वितरण लाइसेंसधारियों के लिए प्रदर्शन का मानक) 2023 के अनुसार

बिजली की आपूर्ति निर्दिष्ट अवधि से अधिक समय तक बाधित न हो जैसा कि किसी भी वितरण ट्रांसफार्मर के खराब होने की स्थिति में लाइसेंसधारी द्वारा समय-समय पर संशोधित किया जाता है। इसी प्रकार, टर्मिनल उपकरण सहित 11 केवी फीडरों की विफलता के मामले में, डिजाइन में ऐसी व्यवस्था होनी चाहिए कि बिजली आपूर्ति यथासंभव बाधित न हो।

4.10 निर्माण पद्धतियाँ

4.10.1. सभी विद्युत आपूर्ति लाइनें और उपकरण बिजली, इन्सुलेशन और अनुमानित फॉल्ट करंट के लिए पर्याप्त रेटिंग और कर्तव्य के लिए पर्याप्त यांत्रिक शक्ति के होने चाहिए जिसे स्थापना की पर्यावरणीय शर्तों के तहत निष्पादित करने की आवश्यकता हो सकती है, और इसका निर्माण, स्थापित, संरक्षित, कार्य और रखरखाव इस तरह से किया जाना चाहिए ताकि मानव, जानवरों और संपत्ति की सुरक्षा सुनिश्चित हो सके।

4.10.2. भारतीय मानक ब्यूरो, आरईसी मानक, जिसमें राष्ट्रीय विद्युत संहिता भी शामिल है, की प्रासंगिक आचरण संहिता, यदि कोई हो, का पालन किया जा सकता है। उपयोग की जाने वाली सामग्री और उपकरण भारतीय मानक ब्यूरो के प्रासंगिक विनिर्देशों के अनुरूप होंगे जहां ऐसे विनिर्देश पहले से ही निर्धारित किए गए हैं।

4.10.3. लाइसेंसधारी और उपयोगकर्ता एचटी/एलटी लाइनों और ग्रिड/स्विचिंग सब-स्टेशनों के लिए विभिन्न उपकरणों/कार्यों के लिए निर्माण और रखरखाव मैनुअल तैयार करेंगे और उनका पालन करेंगे। निर्माण और रखरखाव मैनुअल निम्नलिखित को ध्यान में रखकर तैयार किया जाना चाहिए:

(क) विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 73 के खंड (ख) के तहत केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट विद्युत संयंत्रों, विद्युत लाइनों और ग्रिड से कनेक्टिविटी के निर्माण के लिए तकनीकी मानक;

(ख) अधिनियम की धारा 73 के खंड (सी) के तहत केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट विद्युत संयंत्रों और विद्युत लाइनों के निर्माण, संचालन और रखरखाव के लिए सुरक्षा आवश्यकताएं;

(ग) आरईसी निर्माण मानक और मानक डिजाइन लेआउट;

(घ) आचरण संहिता पर सीबीआईपी प्रकाशन;

(ङ) विभिन्न उपकरणों और रखरखाव प्रथाओं के लिए भारतीय मानक ब्यूरो द्वारा जारी अभ्यास संहिता; और

(च) संबंधित मानक उपकरण निर्माता द्वारा जारी स्थापना, संचालन और रखरखाव के लिए निर्देश मैनुअल।

4.10.4. कंडक्टर आकार, फ्यूज आकार, तार गेज, विद्युत निकासी, ग्राउंड वायर आकार, इन्सुलेशन प्रतिरोध और पृथ्वी प्रतिरोधी आदि के लिए मानक तालिकाओं को निर्माण और रखरखाव नियमावली में शामिल किया जाना चाहिए।

लाइसेंसधारी को यह सुनिश्चित करना चाहिए कि उसके निर्माण और रखरखाव कर्मचारी इन मैनुअल का सख्ती से पालन करें। निर्माण एवं रखरखाव नियमावली की प्रति आयोग को प्रस्तुत की जाएगी।

4.11 निवारक रखरखाव अनुसूची और निरीक्षण मैनुअल

4.11.1. लाइसेंसधारी और उपयोगकर्ता वितरण प्रणाली में स्थापित विभिन्न लाइन और सब-स्टेशन उपकरणों के लिए एक निवारक रखरखाव अनुसूची और निरीक्षण मैनुअल तैयार करेंगे।

4.11.2. निवारक रखरखाव अनुसूची और निरीक्षण मैनुअल में निम्नलिखित शामिल होंगे: -

(क) निरीक्षण के लिए अनुशंसित अनुसूची;

(ख) निवारक रखरखाव के लिए अनुशंसित अनुसूची; और

(ग) ओवरहालिंग के लिए अनुशंसित अनुसूची।

4.11.3. निरीक्षण कार्यक्रम और निवारक रखरखाव कार्यक्रम में विभिन्न उपकरणों के लिए दैनिक, साप्ताहिक, मासिक, त्रैमासिक और वार्षिक आवधिक गतिविधि की जाएगी।

4.12 रखरखाव अभिलेख

- 4.12.1. उपयोगकर्ता के रूप में लाइसेंसधारी निवारक रखरखाव अनुसूची और निरीक्षण मैनुअल में निर्धारित मानक प्रारूपों में किए गए आवधिक निरीक्षण के रिकॉर्ड बनाए रखेगा।
- 4.12.2. ट्रांसफार्मर, स्विचगियर, सुरक्षात्मक रिले इत्यादि जैसे सभी उपकरणों का समय-समय पर निर्माता द्वारा अनुशंसित और भारतीय मानक ब्यूरो और सीबीआईपी द्वारा जारी प्रासंगिक अभ्यास संहिता के अनुसार परीक्षण किया जाना चाहिए। इन्हें निश्चित अंतराल पर किया जाना चाहिए और परीक्षण के परिणाम रखरखाव रजिस्ट्रों में दर्ज किए जाएंगे।
- जहां भी परीक्षण के परिणाम इन्सुलेशन प्रतिरोध में गिरावट और/या उपकरण की गिरावट का संकेत देते हैं, सेवाक्षमता, सुरक्षा और दक्षता सुनिश्चित करने के लिए निवारक रखरखाव किया जाना चाहिए।
- 4.12.3. लाइसेंसधारी को अच्छी तरह से प्रशिक्षित हॉट-लाइन रखरखाव कर्मियों को अच्छी स्थिति में सभी आवश्यक उपकरणों के साथ रखना चाहिए और रुकावट की अवधि को कम करने के लिए, जहां भी संभव हो, हॉट-लाइन तकनीक का उपयोग करके रखरखाव कार्य करना चाहिए।
- 4.12.4. उपभोक्ताओं को अपने उपकरण और बिजली लाइनों को हर समय विद्युत नियमों के अनुरूप बनाए रखना होगा, और ये वितरण प्रणाली से सुरक्षित और विश्वसनीय तरीके से कनेक्शन के लिए उपयुक्त होंगे।

4.13 ऊर्जा संरक्षण

- 4.13.1. लाइसेंसधारी, समग्र आवश्यकता को कम करने के लिए, ऊर्जा संरक्षण और मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) को ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के अनुपालन को सुनिश्चित करने के लिए उच्च प्राथमिकता देनी चाहिए और लागू (मांग पक्ष प्रबंधन) विनियमों के प्रावधानों के साथ-साथ ऊर्जा दक्षता ब्यूरो के दिशानिर्देशों का पालन करना चाहिए।
- 4.13.2. लाइसेंसधारी यह सुनिश्चित करेगा कि ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के तहत जहां भी बिजली-गहन उद्योगों के लिए आवधिक ऊर्जा लेखापरीक्षा अनिवार्य किया गया है, उसका उपभोक्ताओं द्वारा अनुपालन किया जाए। अन्य औद्योगिक उपभोक्ताओं को भी ऊर्जा लेखापरीक्षा और ऊर्जा संरक्षण उपायों को अपनाने के लिए प्रोत्साहित किया जा सकता है।
- 4.13.3. कृषि क्षेत्र में लाइसेंसधारी उच्च दक्षता के लिए इंजीनियर किए गए पंप सेट और जल वितरण प्रणाली को बढ़ावा देगा। औद्योगिक क्षेत्र में, लाइसेंसधारी ऊर्जा संरक्षण उपायों के रूप में ऊर्जा-कुशल प्रौद्योगिकियों को बढ़ावा देने के लिए कार्यवाही करेगा। कृषि और औद्योगिक क्षेत्रों में मोटर और ड्राइव सिस्टम उच्च खपत के प्रमुख स्रोत हैं। लाइसेंसधारी उपभोक्ताओं को कृषि और औद्योगिक क्षेत्रों में उच्च दक्षता वाली मोटरों का उपयोग करने के लिए प्रोत्साहित करेगा। लाइसेंसधारी प्रभावी कदम उठाएगा ताकि उद्योगों, वाणिज्यिक और घरेलू प्रतिष्ठानों में ऊर्जा-कुशल प्रकाश प्रौद्योगिकियों को अपनाया जा सके।

अध्याय - 5 कनेक्टिविटी की शर्तें

5.1 उद्देश्य

निम्नलिखित सुनिश्चित करने के लिए कनेक्टिविटी की शर्तें प्रदान की गई हैं:

- (क) कनेक्शन के लिए बुनियादी नियम सभी एजेंसियों द्वारा संकलित किए जाते हैं। इससे सभी एजेंसियों के साथ गैर-भेदभावपूर्ण तरीके से व्यवहार करने में मदद मिलेगी।
- (ख) कोई भी नया या संशोधित कनेक्शन, स्थापित होने पर, वितरण प्रणाली से जुड़े होने के कारण अस्वीकार्य प्रभाव नहीं डेलेगा और न ही प्रणाली या किसी अन्य जुड़ी एजेंसी पर अस्वीकार्य प्रभाव उत्पन्न करेगा।
- (ग) सभी उपकरणों का स्वामित्व और जिम्मेदारी प्रत्येक साइट के लिए एक शेड्यूल (साइट जिम्मेदारी अनुसूची) में स्पष्ट रूप से निर्दिष्ट की जाएगी, जहां कनेक्शन बनाया गया है।
- (घ) कनेक्टिविटी शर्तें न्यूनतम तकनीकी और डिज़ाइन मानदंड निर्दिष्ट करती हैं, जिनका अनुपालन वितरण प्रणाली से जुड़ी या कनेक्शन चाहने वाली किसी भी एजेंसी को करना होगा। वितरण लाइसेंसधारी किसी सहमत कनेक्शन की स्थापना के

लिए पूर्व-आवश्यकता के रूप में किसी भी एजेंसी द्वारा उपरोक्त मानदंडों का अनुपालन सुनिश्चित करेगा। कनेक्टिविटी शर्तों को बिजली अधिनियम, 2003 की धारा 50 और 53 और संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (विद्युत आपूर्ति कोड) विनियम, 2023 के प्रावधानों में निर्धारित आवश्यकताओं को पूरा करना चाहिए।

5.2 परिचालन लेबलिंग

लाइसेंसधारी और उपभोक्ता सबस्टेशनों और कनेक्शन साइटों पर उपकरण/यंत्र और सर्किट की संख्या और/या नाम दर्शाने वाले स्पष्ट, असंदिग्ध संकेतों और लेबल के प्रावधान और रखरखाव के लिए जिम्मेदार होंगे। स्थापित उपकरण अपने प्रासंगिक आईएस विनिर्देश की पुष्टि करेगा और रेटिंग और मुख्य विशिष्टता को उपकरण की नेमप्लेट पर बनाए रखा जाना चाहिए।

किसी भी विद्युत उपकरण का उपयोग उसके निर्माता की नेमप्लेट को स्थायी रूप से चिपकाए बिना नहीं किया जाएगा। ऐसी विसंगतियां पाए जाने की स्थिति में, इसे विद्युत अधिनियम, 2003 की प्रासंगिक धारा के अनुसार माना जाएगा।

5.3 प्रणाली प्रदर्शन

5.3.1 वितरण प्रणाली से जुड़े सभी उपकरणों का डिज़ाइन और निर्माण प्रासंगिक भारतीय मानक विनिर्देशों को पूरा करना चाहिए। ऐसे उपकरणों के मामले में जिनके लिए भारतीय मानक विनिर्देश मौजूद नहीं हैं, उपयुक्त आईईसी, आईईईई या अन्य अंतर्राष्ट्रीय मानक लागू होंगे।

5.3.2 सभी विद्युत उपकरणों की स्थापना को लागू नियमों और अभ्यास संहिता का पालन करना चाहिए।

5.3.3 प्रत्येक नए कनेक्शन के लिए, वितरण लाइसेंसधारी इस कोड की धारा - 7 के तहत "मीटरिंग और सुरक्षा कोड" में निर्दिष्ट मीटरिंग और सुरक्षा आवश्यकताओं के साथ-साथ कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु और आपूर्ति वोल्टेज निर्दिष्ट करेगा।

5.3.4 वितरण प्रणाली का संचालन विद्युत अधिनियम 2003 के तहत प्राधिकरण द्वारा निर्धारित विद्युत प्रणाली प्रबंधन और संचालन मानक के तहत "वितरण प्रणाली संचालन मानक" के अनुसार होगा। हालाँकि, उपयोगकर्ता को एसएलडीसी/वितरण लाइसेंसधारी द्वारा निर्धारित वितरण अनुशासन के अधीन होना चाहिए।

5.3.5 उपयोगकर्ता के उपकरण का इन्सुलेशन समन्वय लागू भारतीय मानकों/प्रथा संहिता के अनुरूप होना चाहिए। स्विचगियर की टूटने की क्षमता वितरण लाइसेंसधारी द्वारा अधिसूचित क्षमता से कम नहीं होना चाहिए।

5.4 कनेक्शन बिंदु/इंटरफ़ेस बिंदु

5.4.1 पारेषण प्रणाली से कनेक्शन, जैसा भी मामला हो, केंद्रीय/राज्य ग्रिड कोड के प्रासंगिक खंडों द्वारा शासित होगा।

5.4.2 वितरण प्रणालियों से छोटे जेनरेटर (1 मेगावाट से कम नहीं) का कनेक्शन:- जनरेटिंग स्टेशन पर बस बार उपलब्ध कराए जा सकते हैं। सभी उत्पादन इकाइयाँ सिंक्रोनाइज़िंग ब्रेकर के माध्यम से आउटपुट को बस बार में इंजेक्ट करेंगी।

सिंक्रोनाइज़िंग ब्रेकर और बस बार के बीच आइसोलेटर जेनरेटर और वितरण लाइसेंसधारी के बीच की सीमा है। मीटरिंग के लिए वर्तमान ट्रांसफार्मर को सिंक्रोनाइज़िंग ब्रेकर के पास जोड़ा जाएगा।

मीटर के वोल्टेज ट्रांसफार्मर (स्टैंडबाय सेट सहित) को बस-बार से जोड़ा जाएगा। हालाँकि, ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों पर आधारित छोटे जनरेटरों को वितरण प्रणाली/पारेषण प्रणाली के साथ कनेक्शन के लिए अनुमति दी जाएगी, जैसा संभव हो और आयोग द्वारा मामले-दर-मामले के आधार पर तय किया गया हो।

5.4.3 **ईएचटी/एचटी उपभोक्ता:** आपूर्ति वोल्टेज 220 केवी, 132 केवी, 66 केवी, 33 केवी, 22 केवी, या 11 केवी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा सहमति के अनुसार वोल्टेज हो सकता है। सबस्टेशनों का स्वामित्व उपयोगकर्ताओं के पास होगा। सीमा उपयोगकर्ताओं के परिसर में फीडर प्रविष्टि होगी या जब ऐसा प्रदान किया जाएगा तो यह वितरण लाइसेंसधारक और ईएचटी/एचटी उपभोक्ताओं के ब्रेकरों के बीच बस-बार होगी।

5.4.4 कम वोल्टेज और मध्यम वोल्टेज उपभोक्ता: उपभोक्ता द्वारा स्थापित कट-आउट सर्किट ब्रेकर का इनकमिंग टर्मिनल लो-वोल्टेज और मध्यम-वोल्टेज उपभोक्ताओं की सीमा है। उपभोक्ता के फ्यूज यूनिट/सर्किट ब्रेकर से पहले मीटरिंग प्रदान की जाएगी। मीटर रीडिंग, रखरखाव, मरम्मत, निरीक्षण आदि के उद्देश्य से आसान पहुंच के लिए मीटरिंग उपकरण उपभोक्ता परिसर के प्रवेश बिंदु पर एक सुरक्षित स्थान पर, अधिमानतः परिसर के प्रवेश द्वार पर या भूतल पर एक सामान्य मार्ग में प्रदान किया जाना चाहिए। मीटरिंग उपकरण वितरण लाइसेंसधारी द्वारा सीलबंद बॉक्स के अंदर प्रदान किया जाना चाहिए और उपयोगकर्ता/उपभोक्ता सीलबंद मीटरिंग उपकरण को नहीं छुएगा और मीटर और उपकरण की सुरक्षा के लिए उचित देखभाल करेगा।

5.5 प्रणाली से कनेक्शन के लिए आवेदन की प्रक्रिया

वितरण प्रणाली का उपयोग करने का इच्छुक कोई भी उपयोगकर्ता संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (विद्युत आपूर्ति कोड) विनियम 2023 के तहत निर्धारित प्रक्रियाओं और प्रारूपों के अनुसार लाइसेंसधारी को कनेक्शन के लिए आवेदन जमा कर सकता है। बड़े ग्राहक अनुबंध-1 के अनुसार जानकारी संलग्न कर सकते हैं।

5.6. कनेक्शन के लिए आवेदन की स्वीकृति या अस्वीकृति

कनेक्शन आपूर्ति के लिए उपभोक्ता के आवेदन की स्वीकृति या अस्वीकृति विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (विद्युत आपूर्ति कोड) विनियम 2023 के प्रावधानों के अनुसार होगी।

5.7 कनेक्शन समझौते

उपभोक्ता का कनेक्शन समझौता विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (विद्युत आपूर्ति कोड) विनियम 2023 के प्रावधानों के अनुसार होना चाहिए।

अध्याय - 6: ऑपरेशन कोड

6.1 उद्देश्य

6.1.1 इस अध्याय में वितरण लाइसेंसधारी और उनके विद्युत संयंत्र और लाइनों के वितरण प्रणाली के उपयोगकर्ताओं द्वारा वितरण प्रणाली के सुरक्षित और कुशल संचालन के लिए पालन की जाने वाली प्रक्रियाएं और प्रथाएं शामिल हैं जो वितरण लाइसेंसधारी की प्रणाली से जुड़ी हैं। इंटरफ़ेस के सुरक्षित और कुशल संचालन के लिए यह दो वितरण लाइसेंसधारियों के बीच किसी भी विद्युत इंटरफ़ेस पर भी लागू होगा।

6.1.2 इस अनुभाग में परिचालन के निम्नलिखित पहलुओं को शामिल किया गया है:

- (क) मांग अनुमान
- (ख) आउटेज योजना
- (ग) आकस्मिक योजना
- (घ) मांग पक्ष प्रबंधन
- (ङ) सीपीपी सहित छोटे उत्पादन संयंत्र के साथ इंटरफ़ेस
- (च) (परिचालन संचार
- (छ) वोल्टेज, आवृत्ति और पावर फैक्टर की निगरानी और नियंत्रण।
- (ज) सुरक्षा समन्वय।
- (झ) रखरखाव और परीक्षण
- (ञ) उपकरण और पुर्जे

(ट) मानव संसाधन विकास और प्रशिक्षण

(ठ) भौगोलिक सूचना प्रणाली (जीआईएस)/ग्लोबल पोजिशनिंग सिस्टम (जीपीएस) आधारित सूचना प्रणाली

6.2 मांग अनुमान

6.2.1 वितरण लाइसेंसधारी अगले दिन/अगले सप्ताह/ अगले माह के आधार पर तैयार किए गए प्रासंगिक भार वक्रों के आधार पर अपने आपूर्ति क्षेत्र के लिए ट्रांसमिशन-डिस्ट्रीब्यूशन इंटरफ़ेस बिंदुओं पर 15 मिनट के समय ब्लॉक में मांग और ऊर्जा की आवश्यकता का अनुमान लगाएगा जो किसी विशिष्ट उपयोगकर्ता से प्राप्त संचार या किसी आकस्मिकता के कारण होने वाले संचार के आधार पर संशोधनों के अधीन होगा। आवश्यकतानुसार इसे एसएलडीसी को दिया जा सकता है।

6.2.2 इस प्रयोजन के लिए, वितरण लाइसेंसधारी द्वारा पहचाने गए संबंधित प्रमुख उपयोगकर्ता अपनी स्थापना की मांगों से संबंधित आवश्यक डेटा उसे प्रस्तुत करेंगे।

6.3 आउटेज योजना

6.3.1 वितरण लाइसेंसधारी पारेषण लाइसेंसधारी को अपने प्रस्तावित आउटेज कार्यक्रम एक महीने पहले प्रस्तुत करेगा।

6.3.2 आउटेज कार्यक्रम में लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तावित वितरण प्रणाली की लाइनों और उपकरणों की पहचान शामिल होगी।

6.3.3 लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तावित आउटेज योजना पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा अंतिम रूप से सहमत ट्रांसमिशन आउटेज योजना जारी करने के बाद ही प्रभावी होगी।

6.3.4 हालाँकि, जिस समय लाइन या उपकरण को सेवा से बाहर किया जाता है, वितरण लाइसेंसधारी पारेषण लाइसेंसधारी को उनके रखरखाव कार्य को समायोजित करने में सुविधा प्रदान करने के लिए सूचित करेगा, जिसे न्यूनतम शटडाउन अवधि के तहत किया जा सकता है।

6.3.5 उपरोक्त प्रक्रिया निम्नलिखित परिस्थितियों में लागू नहीं होगी:

(क) संयंत्र और मशीनरी को बचाने के लिए 'आपातकालीन स्थितियाँ';

(ख) अप्रत्याशित आपातकालीन स्थितियों के मामले में जहाँ मानव जीवन को बचाने के लिए लाइनों या उपकरणों को अलग करने की आवश्यकता होती है,

(ग) जहाँ अनुबंध के उल्लंघन के कारण किसी भी उपयोगकर्ता इंस्टॉलेशन पर वियोग लागू किया जाना है। इस मामले में, जहाँ भी 1 मेगावाट या उससे अधिक की सीमा तक भार प्रभावित होता है, एसएलडीसी को सूचित किया जाना चाहिए।

6.3.6 रखरखाव उद्देश्यों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (वितरण लाइसेंसधारियों के लिए प्रदर्शन के मानक) विनियम 2023 में निर्दिष्ट अवधि के लिए बिजली प्रणाली की कटौती की सूचना मीडिया के माध्यम से जनता को दी जाएगी, जिसमें उस क्षेत्र के कम से कम दो बड़े पैमाने पर प्रसारित समाचार पत्रों (एक अंग्रेजी में और एक स्थानीय भाषा में) में दो दिन पहले प्रकाशन शामिल है।

6.4 आकस्मिक योजना एवं संकट प्रबंधन

6.4.1 पारेषण प्रणाली में पूर्ण या आंशिक ब्लैकआउट की स्थिति में आकस्मिक स्थिति उत्पन्न हो सकती है। वितरण प्रणाली में स्थानीय खराबी के कारण वितरण प्रणाली के एक हिस्से पर आकस्मिकता भी उत्पन्न हो सकती है। यह इंटरकनेक्शन के बिंदु पर पारेषण लाइसेंसधारी के उपकरण में खराबी के कारण भी उत्पन्न हो सकता है।

6.4.2 आकस्मिक योजना और संकट प्रबंधन प्रक्रिया को कम से कम संभव समय में कुल प्रणाली और संबंधित मांग की बहाली और एक दूसरे के साथ तालमेल से बाहर आए कुल प्रणाली के हिस्सों के पुनः सिंक्रनाइज़ेशन को प्राप्त करने के लिए स्पष्ट रूप से प्रलेखित किया जाना चाहिए।

6.4.3 पारेषण प्रणाली विफलता:

- (क) वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र में किसी भी बिंदु पर पूर्ण ब्लैकआउट की स्थिति में, वितरण लाइसेंसधारी को पारेषण उपयोगिता (एसटीयू)/एसएलडीसी द्वारा तैयार की गई ब्लैक स्टार्ट प्रक्रियाओं का पालन करना होगा।
- (ख) वितरण लाइसेंसधारी वितरण प्रणाली को मांग के अलग-अलग ब्लॉकों में विभाजित करेगा। लाइसेंसधारी प्रत्येक मांग ब्लॉक को स्विच करने पर उठाए जाने वाले मेगावाट भार की मात्रा के लिए एसएलडीसी को सलाह देगा और सहयोग करेगा।
- (ग) वितरण लाइसेंसधारी बहाली प्रक्रिया के दौरान उठाए जाने वाले प्रत्येक कनेक्शन पर प्राथमिकता के क्रम में आवश्यक और गैर-आवश्यक भार की एक अनुसूची तैयार करेगा।
- (घ) वितरण लाइसेंसधारी एसएलडीसी के निर्देशन में भार उत्पादन संतुलन सुनिश्चित करेगा और बनाए रखेगा।
- (ङ) वितरण लाइसेंसधारी एसएलडीसी के साथ सीधा संचार संपर्क बनाए रखेगा।
- (च) वितरण लाइसेंसधारी आकस्मिक कार्यों से निपटने के लिए अधिकृत व्यक्तियों के नाम और पदनाम, उनके टेलीफोन नंबर, ई-मेल आईडी और स्टेशन एसएलडीसी को प्रस्तुत करेगा जो राज्य/केंद्रीय ग्रिड कोड/आयोग के विनियमों, जैसा भी मामला हो, के अनुसार बहाली प्रक्रिया के लिए समन्वय करेगा।

6.4.4 वितरण प्रणाली विफलता:

- (क) संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (वितरण लाइसेंसधारियों के लिए प्रदर्शन के मानक) विनियम 2023 और संशोधनों में निर्दिष्ट अवधि के लिए वितरण प्रणाली के किसी भी हिस्से में खराबी के कारण वितरण प्रणाली के किसी भी हिस्से में बिजली आपूर्ति में रुकावट को लाइसेंसधारी के लिए इसे वितरण प्रणाली विफलता कहा जा सकता है।
- (ख) वितरण लाइसेंसधारी बहाली प्रक्रिया के लिए एसएलडीसी के साथ समन्वय करेगा, जो लागू (राज्य ग्रिड कोड) विनियमों के प्रावधानों, कार्यान्वयन और संशोधनों के अनुसार होना चाहिए।
- (ग) वितरण लाइसेंसधारी वितरण प्रणाली की बहाली के लिए एसएलडीसी के साथ समन्वय करने के लिए एक नोडल अधिकारी नामित करेगा।

6.4.5 पारेषण लाइसेंसधारी के उपकरण की विफलता:

- (क) वितरण लाइसेंसधारी तुरंत पारेषण लाइसेंसधारी के सबस्टेशन पर अधिकृत व्यक्ति से संपर्क करेगा, और बहाली की संभावित अवधि और प्रभावित सबस्टेशन से भार निकासी के संभावित प्रतिबंध का आकलन करेगा।
- (ख) वितरण लाइसेंसधारी तदनुसार मांग प्रबंधन योजना को प्रभावित करेगा।

6.5 मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम)

- 6.5.1** बिजली के उपयोग, पर्यावरण संरक्षण और लागत में कमी में अंतिम-उपयोग दक्षता में सुधार लाने के उद्देश्य से डीएसएम को वितरण लाइसेंसधारी के दैनिक कार्यों का एक अभिन्न अंग बनाया जाना चाहिए।
- 6.5.2** लोड शिफ्टिंग, बिजली की कमी को कम करने, मौसमी चरम कटौती, लागत प्रभावी ऊर्जा बचत, बिजली की लागत को कम करने, ग्रीनहाउस गैसों के उत्सर्जन में कमी, और मूल्य निर्धारण पहल यानी, उपयोग का समय / मौसमी इत्यादि को बढ़ावा देना और लागू करना।
- 6.5.3** उत्पादन, पारेषण और वितरण बुनियादी ढांचे में अनावश्यक निवेश से बचने, कम करने या स्थगित करने के लिए आपूर्ति-पक्ष रणनीतियों को लागू करना।
- 6.5.4** उच्च एटीएंडसी हानियों की रिपोर्ट करने वाले क्षेत्रों में अंतिम-उपयोग ऊर्जा दक्षता कार्यक्रमों के कार्यान्वयन के माध्यम से पारेषण और वितरण हानियों को कम करना।
- 6.5.5** ग्रीनहाउस गैसों के उत्सर्जन को कम करके पर्यावरणीय क्षति को कम करना।

6.5.6 उपभोक्ताओं को ऊर्जा के कुशल उपयोग के लिए बिजली की मांग के समय और स्तर दोनों के संबंध में अपने बिजली खपत पैटर्न को संशोधित करने के लिए प्रोत्साहित करना।

6.5.7 सोलर पंप, सोलर लाइट, एलईडी लैंप आदि के बारे में जागरूकता पैदा करना।

6.5.8 डीएसएम योजना और कार्यक्रम की तैयारी, प्रस्तुतीकरण और आयोग द्वारा अनुमोदन:

(क) वितरण लाइसेंसधारी एक परिप्रेक्ष्य डीएसएम योजना तैयार करेगा और उसे निर्दिष्ट अवधि के लिए और समय-समय पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट समय-सीमा के अनुसार सैद्धांतिक अनुमोदन के लिए आयोग को प्रस्तुत करेगा;

(ख) परिप्रेक्ष्य डीएसएम योजना में शामिल होंगे:

(i) निर्दिष्ट अवधि में प्राप्त किए जाने वाले लक्ष्यों की रूपरेखा बताने वाला एक अनुभाग।

(ii) परिप्रेक्ष्य योजना अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए वार्षिक डीएसएम योजना जिसमें प्रस्तावित डीएसएम कार्यक्रम का विवरण और कार्यक्रमवार विवरण के साथ इसकी प्राथमिकता शामिल है:

1. इन विनियमों और समय-समय पर आयोग द्वारा जारी किए गए किसी भी दिशानिर्देश के अनुसार सांकेतिक लागत और इसकी लागत प्रभावशीलता;
2. सांकेतिक आधारभूत डेटा और टैरिफ में अपेक्षित कमी और/या ऊर्जा दक्षता में लाभ;
3. उपभोक्ता वर्ग और भागीदारी का अनुमानित स्तर;
4. कार्यान्वयन रणनीति और कार्यक्रम जिसमें निष्पादन के लिए प्रक्रिया/तंत्र शामिल है, उदाहरण के लिए, ऊर्जा सेवा कंपनियां, डीएसएम परियोजनाओं के लिए बोली लगाना, डीएसएम संसाधन अधिग्रहण, आदि;
5. लागत और प्रदर्शन प्रोत्साहन की वसूली के लिए अपेक्षित भुगतान अवधि और तंत्र;

(ग) परिप्रेक्ष्य योजना और वार्षिक योजना/कार्यक्रमों की निगरानी, मूल्यांकन और रिपोर्टिंग के लिए तंत्र;

(घ) उपभोक्ता जागरूकता बढ़ाने के लिए प्रशिक्षण/सेमिनार/कार्यशालाओं के लिए कार्यक्रम/योजना।

6.6. सीपीपी सहित छोटी उत्पादन इकाइयों के साथ इंटरफेस

यदि वितरण लाइसेंसधारी का सीपीपी सहित किसी भी उत्पादन इकाई के साथ इंटरफेस है और इस उद्देश्य के लिए एक समझौता मौजूद है, वितरण लाइसेंसधारी और उत्पादन इकाई के संबंधित मालिक को इस संहिता में निहित प्रावधानों के अलावा सभी उपयोगकर्ताओं पर लागू निम्नलिखित प्रावधानों का पालन करना होगा:

(क) वितरण प्रणाली में सामान्य और असामान्य स्थितियों के कारण अपने प्रणाली को किसी भी क्षति से बचाने के लिए मालिक इंटरफेस पर उपयुक्त सुरक्षा प्रदान करेगा।

(ख) इंडक्शन जनरेटर के मामले में, जब वितरण लाइसेंसधारी की सहमति से इंडक्शन जनरेटर को सिंक्रोनाइज़ किया जाता है, तो मालिक को प्रणाली की गड़बड़ी को सीमित करने के लिए पर्याप्त सावधानी बरतनी होगी। प्रतिक्रियाशील बिजली निकासी की भरपाई के लिए पर्याप्त कैपेसिटर के साथ इंडक्शन जनरेटर स्थापित किए जाएंगे। इसके अलावा, जब भी शुरुआती अवधि के दौरान पावर फैक्टर बहुत कम पाया जाता है और लाइसेंसधारी के प्रणाली में वोल्टेज में कमी आती है, तो लाइसेंसधारी मालिक को कैपेसिटर स्थापित करने की सलाह दे सकता है और मालिक इसका अनुपालन करेगा। नियमों और अधिनियमों के प्रावधानों के अनुसार अनुपालन में विफलता पर जुर्माना हो सकता है और/या प्रणाली से कनेक्शन काटा जा सकता है:

(ग) मालिक, जैसा भी मामला हो, आयोग के (राज्य/केंद्रीय) ग्रिड कोड विनियमों के प्रावधानों का अनुपालन करेगा।

6.7 परिचालन संचार

लाइसेंसधारी, 1 मेगावाट और उससे अधिक की मांग वाले उपभोक्ता और एसएलडीसी के बीच डेटा, सूचना और परिचालन निर्देशों के आदान-प्रदान के लिए विश्वसनीय संचार लिंक जैसे टेलीफोन, ईमेल, फैक्स, टेली प्रिंटर आदि स्थापित किए जाने चाहिए। प्रत्येक घटक को अपने स्तर पर उचित संचार बुनियादी ढांचे की स्थापना और रखरखाव सुनिश्चित करना चाहिए।

6.8 वोल्टेज, फ्रीक्वेंसी और पावर फैक्टर की निगरानी और नियंत्रण

- 6.8.1** वितरण लाइसेंसधारी को वितरण प्रणाली में चरम और गैर चरम घंटों में विभिन्न बिंदुओं पर वोल्टेज, आवृत्ति और बिजली कारकों की निगरानी करनी चाहिए और 1 मेगावाट और उससे अधिक की मांग वाले उपयोगकर्ताओं और पारेषण लाइसेंसधारी के साथ समन्वय करके इसमें सुधार के लिए उचित उपाय करने चाहिए।
- 6.8.2** वितरण लाइसेंसधारी प्रणाली अध्ययन करके और आवश्यक प्रतिक्रियाशील क्षतिपूर्ति उपकरण स्थापित करके वितरण प्रणाली में रणनीतिक बिंदुओं पर पावर फैक्टर सुधार के उपाय करेगा।
- 6.8.3** वितरण प्रणाली में वोल्टेज किसी भी समय उपलब्ध उत्पादन, प्रणाली की मांग और ट्रांसमिशन और वितरण प्रणाली के कॉन्फिगरेशन के आधार पर भिन्न हो सकता है। सामान्य परिचालन स्थितियों के तहत लाइसेंसधारी वितरण प्रणाली योजना और सुरक्षा मानक में उल्लिखित आपूर्ति की गुणवत्ता के अनुसार सभी स्तरों पर वोल्टेज बनाए रखने के लिए ट्रांसमिशन प्रणाली के साथ कनेक्शन के बिंदु से परे वितरण प्रणाली में उचित वोल्टेज प्रबंधन करेगा, जैसा कि इस कोड के अध्याय 4 के तहत उल्लिखित है। जहां भी ग्रिड सबस्टेशनों में कैपेसिटर उपलब्ध हैं, बस वोल्टेज को ध्यान में रखते हुए कम से कम 0.9 के पावर फैक्टर की स्वीकार्य सीमा के भीतर प्रतिक्रियाशील मुआवजे को बनाए रखने के लिए संचालित किया जाना चाहिए।
- 6.8.4** जिन उपयोगकर्ताओं के पास उच्च हार्मोनिक सामग्री, कम पावर फैक्टर और उतार-चढ़ाव वाले लोड हैं, उन्हें उचित सुधार उपकरण स्थापित करना चाहिए।
- 6.8.5** वितरण लाइसेंसधारी को निर्दिष्ट सीमा के भीतर आपूर्ति की आवृत्ति बनाए रखने के लिए लोड प्रबंधन पर समय-समय पर एसएलडीसी द्वारा जारी निर्देशों का पालन करना चाहिए।

6.9 सुरक्षा समन्वय

- 6.9.1** वितरण लाइसेंसधारी और उपयोगकर्ता तथा लाइसेंसधारी के साथ एक सामान्य विद्युत इंटरफेस रखने वाला कोई भी अन्य वितरण लाइसेंसधारी, सुरक्षा समन्वय के लिए जिम्मेदार होने के लिए उपयुक्त व्यक्तियों को नामित करेगा। इन व्यक्तियों को नियंत्रण व्यक्ति कहा जाएगा। सभी संबंधित व्यक्तियों के बीच उनके पदनाम और टेलीफोन नंबरों का आदान-प्रदान किया जाना चाहिए। सूची में किसी भी परिवर्तन के बारे में सभी संबंधितों को तुरंत सूचित किया जाना चाहिए।
- 6.9.2** वितरण लाइसेंसधारी और ऐसे उपयोगकर्ता वितरण प्रणाली के प्रत्येक घटक के लिए बरती जाने वाली सभी सुरक्षा सावधानियों को शामिल करते हुए सुरक्षा मैनुअल तैयार करेंगे। वितरण प्रणाली के किसी भी हिस्से में या उपयोगकर्ता प्रणाली के किसी भी हिस्से में किसी लाइन या उपकरण, स्विचगियर या सर्किट पर काम करते समय सभी सुरक्षा नियमों और सावधानियों का पालन किया जाना चाहिए। इस प्रकार तैयार किए गए सुरक्षा मैनुअल अनुपालन के लिए सभी नियंत्रण व्यक्तियों और ऐसे उपयोगकर्ताओं को जारी किए जाएंगे।
- 6.9.3** यहां वितरण लाइसेंसधारी के व्यक्तियों और उपयोगकर्ताओं के बीच, विद्युत इंटरफेस वाले दो वितरण लाइसेंसधारियों के व्यक्तियों के बीच, इंटरकनेक्शन के बिंदु पर किसी भी पक्ष से संबंधित किसी भी उपकरण या लाइनों आदि पर काम करने के लिए समन्वय होना चाहिए।
- 6.9.4** पारेषण लाइसेंसधारी के समन्वय से कनेक्शन बिंदुओं/इंटरफेस बिंदुओं पर (राज्य/केंद्रीय) ग्रिड कोड विनियमन (जैसा भी मामला हो) के प्रावधानों का पालन किया जाना चाहिए।
- 6.9.5** प्रत्येक विद्युत इंटरफेस पर डिस्कनेक्टिंग डिवाइस, जो वितरण लाइसेंसधारी और अन्य उपयोगकर्ताओं के प्रणाली को प्रभावी ढंग से डिस्कनेक्ट करने में सक्षम होना चाहिए, और नियंत्रण सीमा पर संबंधित प्रणाली के ग्राउंडिंग उपकरणों को लाइसेंसधारी और संबंधित उपयोगकर्ताओं द्वारा पहचाना और चिह्नित किया जाना चाहिए। इन्हें हर समय अच्छी स्थिति में बनाए रखा जाना चाहिए। अनधिकृत व्यक्तियों द्वारा अनजाने स्विचिंग संचालन को रोकने के लिए, ऐसे डिस्कनेक्टिंग उपकरणों को इंटरलॉक प्रदान किया जाना चाहिए।
- 6.9.6** जहां भी किसी उपभोक्ता ने आपातकालीन बिजली आपूर्ति प्रणाली स्थापित की है, या तो भंडारण बैटरी या जनरेटर के साथ एक इलेक्ट्रॉनिक प्रणाली, व्यवस्था ऐसी होनी चाहिए कि प्रणाली को आपूर्ति मेन से स्पष्ट रूप से अलग किए बिना संचालित

नहीं किया जा सके। आपूर्ति मेन से अलगाव के लिए आवश्यक व्यवस्था करने की जिम्मेदारी उपयोगकर्ता की होगी और यह विद्युत निरीक्षक को उनकी मंजूरी के लिए प्रस्तुत विद्युत लेआउट का हिस्सा होगा। इन उपकरणों से तटस्थ कंडक्टर सहित किसी भी कंडक्टर से वितरण प्रणाली को फीडबैक की संभावना को स्पष्ट रूप से खारिज कर दिया जाएगा।

6.9.7 विद्युत इंटरफ़ेस पर उपयुक्त नियंत्रण व्यक्ति विद्युत इंटरफ़ेस से परे किसी भी उपकरण, स्विचगियर या लाइनों पर काम करने के लिए अपने समकक्ष को लिखित अनुमति जारी करेगा। ऐसी अनुमतियों को "कार्य करने की अनुमति" (पीटीडब्ल्यू) कहा जाएगा। पीटीडब्ल्यू का प्रारूप वितरण लाइसेंसधारी द्वारा मानकीकृत किया जाना चाहिए और सभी संबंधितों द्वारा इसका उपयोग किया जाना चाहिए।

6.9.8 वितरण लाइसेंसधारी संबंधित उपयोगकर्ता के परामर्श से पीटीडब्ल्यू जारी करने और वापस करने से पहले, किए जाने वाले संचालन की चेकलिस्ट और प्रत्येक विद्युत इंटरफ़ेस के लिए सुरक्षा समन्वय की प्रक्रियाएं तैयार करेगा। कार्यान्वयन के लिए लाइसेंसधारी द्वारा सभी संबंधितों को ऐसी प्रक्रियाएं और चेकलिस्ट जारी की जाएंगी।

6.10 रखरखाव एवं परीक्षण

6.10.1 वितरण लाइसेंसधारी "विद्युत प्रणाली प्रबंधन और परिचालन मानक के तहत वितरण प्रणाली" और "विद्युत प्रणाली सुरक्षा मानक के तहत वितरण प्रणाली" में आवश्यक रखरखाव के स्तर को पूरा करने के लिए लाइनों और उपकरणों के लिए रखरखाव कार्यक्रम तैयार करेगा।

6.10.2 सभी उपकरणों, जैसे ट्रांसफार्मर, स्विचगियर, सुरक्षात्मक रिले इत्यादि का नियमित परीक्षण निर्माताओं द्वारा अनुशंसित और भारतीय मानक ब्यूरो और सीबीआईपी द्वारा जारी प्रासंगिक प्रथाओं के कोड के अनुसार किया जाना चाहिए। इन्हें निर्धारित अंतराल पर किया जाना चाहिए और परीक्षण के परिणाम रखरखाव रजिस्ट्रों में दर्ज किए जाने चाहिए। जहां भी परीक्षण के परिणाम इन्सुलेशन प्रतिरोध में गिरावट और/या उपकरण की गिरावट का संकेत देते हैं, सेवाक्षमता, सुरक्षा और दक्षता सुनिश्चित करने के लिए निवारक रखरखाव किया जाना चाहिए।

6.10.3 वितरण लाइसेंसधारी अच्छी तरह से प्रशिक्षित हॉट-लाइन कर्मियों और सभी आवश्यक उपकरणों को अच्छी स्थिति में बनाए रखेगा, और रुकावट की अवधि को कम करने के लिए, जहां भी संभव हो, हॉट-लाइन तकनीक का उपयोग करके रखरखाव कार्य करेगा।

6.10.4 उपयोगकर्ताओं को हर समय अपने उपकरण और बिजली लाइनों को आईई नियम 1956 के अनुरूप बनाए रखना होगा जो उस समय लागू होंगे और बिजली अधिनियम, 2003 के तहत बनाए गए नए नियमों द्वारा प्रतिस्थापित किए जाएंगे और वह वितरण प्रणाली से सुरक्षित और विश्वसनीय तरीके से जुड़े रहने के लिए उपयुक्त होना चाहिए।

6.11 उपकरण और पुर्जे

6.11.1 वितरण लाइसेंसधारी रखरखाव करने के लिए कार्यस्थलों पर उचित उपकरणों और पुर्जों की उपलब्धता सुनिश्चित करेगा। उपकरण और टैकल की समय-समय पर जांच की जानी चाहिए और उनकी सेवाक्षमता सुनिश्चित की जानी चाहिए।

6.11.2 वितरण लाइसेंसधारी, लाइसेंसधारी द्वारा निर्धारित की जाने वाली स्पष्ट नीति के अनुसार उपयुक्त स्थानों पर रखरखाव और प्रतिस्थापन उद्देश्यों के लिए आवश्यक पुर्जों की एक सूची बनाए रखेगा।

6.12 मानव संसाधन विकास एवं प्रशिक्षण

वितरण लाइसेंसधारी वितरण प्रणाली डिजाइन, निर्माण और रखरखाव, सुरक्षा, उपभोक्ता सेवाओं आदि की नवीनतम तकनीकों को शामिल करते हुए श्रमिकों और पर्यवेक्षी कर्मचारियों को प्रशिक्षण देने के लिए उचित व्यवस्था करेगा। लाइसेंसधारी इस उद्देश्य के लिए एक उपयुक्त पाठ्यक्रम तैयार करेगा।

6.13 भौगोलिक सूचना प्रणाली (जीआईएस)/ग्लोबल पोजिशनिंग सिस्टम (जीपीएस) आधारित सूचना प्रणाली

6.13.1 वितरण लाइसेंसधारी, वितरण प्रणाली के संचालन और रखरखाव की योजना बनाने के लिए चरणों में, जीआईएस/जीपीएस आधारित भौगोलिक सुविधा सूचना प्रणाली तैनात करेगा। जीआईएस का उपयोग वितरण प्रणाली के सभी महत्वपूर्ण तत्वों की

मैपिंग के लिए किया जाना चाहिए जिसमें लाइनें, ट्रांसफार्मर, सब-स्टेशन, उत्पादन स्टेशन, सभी इकाई स्थान शामिल हैं और अंततः सभी उपभोक्ताओं को शामिल किया जाना चाहिए। जीआईएस को सक्रिय रिलेशनल डेटाबेस प्रबंधन प्रणाली (आरडीबीएमएस) से जोड़ा जाएगा और समय तुल्यकालन के लिए जीपीएस का उपयोग किया जाना चाहिए।

6.13.2 वितरण नेटवर्क के डिजिटल मानचित्र निम्नलिखित में से प्रत्येक के लिए अधिमानतः जीपीएस सर्वेक्षण आयोजित करके विकसित किए जाएंगे जो आसान, तेज, सटीक और किफायती है:

- (क) संपूर्ण वितरण प्रणाली का 33 केवी नेटवर्क जो दूरी, कंडक्टर का प्रकार और आकार / सिंगल लाइन डायग्राम (एसएलडी) के साथ लाइनों और उप-स्टेशन विवरणों के लिए सिंगल कोर या 3 कोर के साथ भूमिगत (यूजी) केबल का आकार दर्शाता है।
- (ख) फीडर-वार 11 केवी लाइनें/केबल, कंडक्टर/ भूमिगत केबल की दूरी, प्रकार और आकार, वितरण ट्रांसफार्मर के स्थान और क्षमता को दर्शाते हैं।
- (ग) कई उपभोक्ताओं के साथ वितरण ट्रांसफार्मर-वार एलटी लाइन/केबल और प्रत्येक एलटी सपोर्ट/एलटी फीडर पिलर बॉक्स का कनेक्टेड लोड।

अध्याय - 7 मीटरिंग और सुरक्षा कोड

7.1 उद्देश्य

यह अध्याय परिचालन मीटरिंग के साथ-साथ टैरिफ और वाणिज्यिक मीटरिंग के संबंध में वितरण प्रणाली में मीटरिंग की प्रक्रिया को निर्दिष्ट करता है। यह अनुभाग वितरण प्रणाली की सुरक्षा के लिए सामान्य दिशानिर्देश भी निर्दिष्ट करता है। बशर्ते कि लाइसेंसधारी सीईए (मीटरों की स्थापना और संचालन) विनियम 2006 और उसके संशोधनों का पालन करेगा।

7.2 ऑपरेशनल मीटरिंग

वितरण प्रणाली सबस्टेशनों पर परिचालन मीटरिंग की न्यूनतम आवश्यकता इस प्रकार होगी:

(क) ग्रिड सबस्टेशन

- 66/33 केवी बस वोल्टेज
- 33/22/11 केवी बस वोल्टेज
- प्रत्येक चरण और प्रत्येक सर्किट में 66/33/22/11 केवी इनकमिंग/आउटगोइंग करंट।
- प्रत्येक ट्रांसफार्मर के प्रत्येक चरण में पावर ट्रांसफार्मर की प्राथमिक और माध्यमिक धाराएँ।
- प्रत्येक फीडर के लिए प्रत्येक चरण में एचटी आउटगोइंग फीडर करंट।
- प्रत्येक एचटी फीडर में पावर फैक्टर।
- सभी इनकमिंग और आउटगोइंग फीडरों के लिए कम से कम 45 दिनों की मेमोरी अवधि वाले भार सर्वेक्षण मीटर।
- पारेषण लाइसेंसधारी के साथ कनेक्शन बिंदु पर 15 मिनट के अंतराल पर एमडब्ल्यूएच और आवृत्ति में ऊर्जा रिकॉर्ड करने की सुविधा।

(ख) 1 मेगावाट और उससे अधिक की मांग वाली उपयोगकर्ता की प्रणाली

- वोल्टेज
- बिजली
- भार
- ऊर्जा घटक
- ऊर्जा

7.3 टैरिफ और वाणिज्यिक मीटरिंग

- 7.3.1 केंद्रीय/राज्य ग्रिड कोड और उसके पारेषण सेवा समझौते के अनुसार वितरण और पारेषण प्रणाली के बीच अंतरसंबंध के प्रत्येक बिंदु पर टैरिफ मीटरिंग प्रदान की जाएगी।
- 7.3.2 टैरिफ मीटरिंग उपयोगकर्ता की प्रणाली और वितरण प्रणाली के बीच कनेक्शन बिंदुओं/इंटरफेस बिंदुओं पर प्रदान की जाएगी और वितरण सेवा अनुबंध में प्रावधान द्वारा शासित होगी।
- 7.3.3 सभी मीटर, उपकरण ट्रांसफार्मर (सीटी/पीटी), मीटरिंग क्यूबिकल और परीक्षण प्रक्रियाएं प्रासंगिक भारतीय मानक विशिष्टता और विद्युत अधिनियम, 2003 के तहत किए गए प्रासंगिक प्रावधानों के अनुरूप होंगी।
- 7.3.4 उपभोक्ताओं को आपूर्ति की जाने वाली ऊर्जा की मीटरिंग के लिए तैनात सीटी/पीटी वर्ग 0.2 सटीकता की होनी चाहिए।

हालाँकि, सेवा में उपकरण ट्रांसफार्मर की रेटिंग के मामले में, जो वर्ग 0.5 के हैं, उनका उपयोग जारी रखा जा सकता है। इन्हें प्रासंगिक आईईसी या आईएस विनिर्देशों के अनुरूप भी होना चाहिए।

विफलता पर, वर्ग 0.5 सटीकता (जैसा कि उनकी सूची में उपलब्ध है) के सीटी/पीटी समाप्त होने के बाद उसे वर्ग 0.2 सटीकता के उपयुक्त सीटी/पीटी से बदल दिया जाएगा। यह वांछनीय है कि वितरण लाइसेंसधारी वर्ग 0.2 सटीकता की नई सीटी/पीटी खरीदेगा।

- 7.3.5 ओपन एक्सेस उपभोक्ता, उत्पादन कंपनी, वितरण लाइसेंसधारी और व्यापारियों को मीटर प्रदान करना चाहिए, जैसा कि वोल्टेज, बिंदु और आपूर्ति की अवधि और टैरिफ श्रेणी के आधार पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट किया जा सकता है, जैसा कि लागू (राज्य ग्रिड कोड) विनियमों में भी शामिल है।

7.4 ऊर्जा आयात/निर्यात का मापन

- 7.4.1 वितरण लाइसेंसधारियों को प्रत्येक कनेक्शन बिंदु/इंटरफेस बिंदु से ऊर्जा आयात/निर्यात, उत्पादन इकाइयों में उत्पन्न ऊर्जा और बिजली स्टेशनों और सबस्टेशन में खपत ऊर्जा की माप के लिए उत्पादन स्टेशनों और सबस्टेशनों को जोड़ने वाली अपनी सभी उप-पारेषण लाइनों के लिए निम्नलिखित मीटर स्थापित करने चाहिए:

- (क) सक्रिय ऊर्जा आयात।
- (ख) सक्रिय ऊर्जा निर्यात।
- (ग) प्रतिक्रियाशील ऊर्जा आयात।
- (घ) प्रतिक्रियाशील ऊर्जा निर्यात।

उत्पादन कंपनियों, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारियों और वितरण लाइसेंसधारियों के बीच निर्यात या आयातित ऊर्जा के निर्धारण से जुड़े प्रत्येक मीटरिंग बिंदु को मुख्य और चेक मीटर दोनों प्रदान किए जाने चाहिए। इन मीटरों की सटीकता का न्यूनतम मानक सटीकता वर्ग 0.2 का होगा। ये मीटर प्रासंगिक आईईसी या आईएस विनिर्देशों के अनुरूप होने चाहिए।

- 7.4.2 वाणिज्यिक (टैरिफ) मीटरिंग के संयोजन में उपयोग किए जाने वाले सभी उपकरण ट्रांसफार्मर भी सटीकता वर्ग 0.2 के होने चाहिए और प्रासंगिक आईईसी या आईएस विनिर्देशों के अनुरूप होने चाहिए। रेटिंग लीड तारों और मीटरिंग के बोझ को पूरा करने के लिए उपयुक्त होनी चाहिए।

हालाँकि, सेवा में उपकरण ट्रांसफार्मर की रेटिंग के मामले में, जो वर्ग 0.5 के हैं, जिनका उपयोग जारी रखा जा सकता है। ये प्रासंगिक आईईसी या आईएस विनिर्देशों के अनुरूप भी होने चाहिए। विफलता पर, 0.5 वर्ग सटीकता (जैसा कि उनकी सूची में उपलब्ध है) के सीटी/पीटी समाप्त होने के बाद 0.2 वर्ग सटीकता के उपयुक्त सीटी/पीटी द्वारा प्रतिस्थापित किया जाना चाहिए। यह वांछनीय है कि वितरण लाइसेंसधारी 0.2 वर्ग सटीकता की नई सीटी/पीटी खरीदेगा।

- 7.4.3 डेटा संग्रह का उपयोग समझौते के अनुसार प्रत्येक एकीकरण अवधि में मीटर से आवेगों को एकीकृत करने, मूल्यों को संग्रहीत करने और वितरण लाइसेंसधारी के डेटा संग्रह प्रणाली में संचारित करने के लिए किया जाना चाहिए। डेटा मुख्य और चेक मीटरिंग दोनों योजनाओं से एकत्र किया जाना चाहिए।

- 7.4.4 मीटर को बोल्टेज आपूर्ति के एक या अधिक चरणों के नुकसान पर अलार्म शुरू करने के लिए बोल्टेज विफलता रिले प्रदान की जाएगी।
- 7.4.5 सभी कनेक्शन बिंदुओं/इंटरफ़ेस बिंदुओं पर मुख्य और चेक मीटर उपलब्ध कराए जाने चाहिए। सभी मीटरों का वर्ष में कम से कम एक बार प्रासंगिक आईईसी/आईएस विनिर्देशों में दिए गए दिशानिर्देशों के अनुसार परीक्षण और अंशांकन किया जाना चाहिए और तब भी जब मुख्य और चेक मीटरों के बीच रीडिंग में अंतर 0.5% से अधिक हो।
- 7.4.6 इन अंशांकनों और परीक्षणों के रिकॉर्ड संदर्भ के लिए बनाए रखे जाएंगे।
- 7.4.7 उत्पादन कंपनियों, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी अपने क्षेत्र के विभिन्न इंटरकनेक्शन स्थलों पर टैरिफ मीटर रीडिंग के योग, संग्रह और प्रसंस्करण को कवर करने वाली एक प्रक्रिया तैयार करेंगे और उस पर सहमत होंगे। जब भी आवश्यक हो, इन प्रक्रियाओं को संशोधित किया जा सकता है।
- 7.4.8 इन मीटरों का स्वामित्व, रखरखाव और परीक्षण की जिम्मेदारी उपयोगकर्ताओं और संबंधित लाइसेंसधारियों के बीच पारस्परिक रूप से सहमति के अनुसार होगी।
- 7.4.9 'मीटर' शब्द में करंट ट्रांसफार्मर, बोल्टेज/संभावित ट्रांसफार्मर, उनके बीच की वायरिंग और मीटर बॉक्स/पैनल शामिल होंगे।

7.5 सुरक्षा प्रणाली

- 7.5.1 विद्युत उपकरण की किसी भी वस्तु को प्रणाली से जुड़े रहने की अनुमति नहीं दी जाएगी जब तक कि यह विश्वसनीयता, चयनात्मकता, गति और संवेदनशीलता के उद्देश्य से उचित सुरक्षा से कवर न हो। वितरण लाइसेंसधारी, पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा निर्दिष्ट समय लक्ष्य निकासी के भीतर दोषपूर्ण लाइन/उपकरण के प्रभावी, भेदभावपूर्ण अलगाव को प्राप्त करने के लिए सुरक्षा की सही और उचित सेटिंग्स सुनिश्चित करने के लिए पारेषण लाइसेंसधारी के साथ सहयोग करेंगे।
- 7.5.2 सभी प्रभावित उपयोगकर्ताओं के परामर्श और सहमति के बिना सुरक्षा सेटिंग्स में बदलाव नहीं किया जाना चाहिए, या सुरक्षा को दरकिनार नहीं किया जाना चाहिए और/या डिस्कनेक्ट नहीं किया जाना चाहिए। यदि किसी भी कारण से समझौते द्वारा सुरक्षा को दरकिनार कर दिया गया है और/या काट दिया गया है, तो उसे ठीक किया जाना चाहिए और जितनी जल्दी हो सके सुरक्षा को सामान्य स्थिति में बहाल किया जाना चाहिए। यदि सहमति नहीं बनी है, तो विद्युत उपकरण को तुरंत अलग कर देना चाहिए।
- 7.5.3 33 केवी, 22 केवी और 11 केवी लाइनों के लिए सुरक्षात्मक रिले की सेटिंग्स ऐसी होंगी कि किसी भी खंड में खराबी सभी परिस्थितियों में उत्पादन इकाई और दोषपूर्ण खंड के बीच के खंड को प्रभावित नहीं करेगी। पारेषण लाइसेंसधारी समय-समय पर उपयोगकर्ताओं को प्रारंभिक सेटिंग्स और किसी भी बाद के बदलाव के बारे में सूचित करेगा। सुरक्षात्मक रिले के प्रदर्शन पर नियमित जांच की जाएगी जानी चाहिए और किसी भी खराबी को नोट किया जाना चाहिए और जल्द से जल्द ठीक किया जाना चाहिए। रिले सेटिंग्स तय करने के लिए आवश्यक शॉर्ट सर्किट अध्ययन लाइसेंसधारी द्वारा पारेषण लाइसेंसधारी और उपयोगकर्ताओं से एकत्र किए गए डेटा के साथ आयोजित किया जाना चाहिए।
- उत्पादन कंपनियों, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारियों और वितरण लाइसेंसधारियों के प्रतिनिधि ऐसी खराबी, सिस्टम कॉन्फिगरेशन में परिवर्तन, यदि कोई हो, और रिले की संभावित संशोधित सेटिंग्स पर चर्चा करने के लिए समय-समय पर मिलेंगे।
- 7.5.4 पारेषण लाइसेंसधारी सुरक्षा के समन्वय पर चर्चा करने के लिए उत्पादन कंपनियों और वितरण लाइसेंसधारियों के बीच आवधिक बैठकों की व्यवस्था करने के लिए जिम्मेदार होगा। पारेषण लाइसेंसधारी सुरक्षा में किसी भी खराबी या अन्य असंतोषजनक सुरक्षा मुद्दों की जांच करेगा। इन आवधिक बैठकों में चर्चा और सहमति के अनुसार संबंधित लाइसेंसधारी किसी भी सुरक्षा खराबी या अन्य असंतोषजनक सुरक्षा मुद्दे को ठीक करने के लिए त्वरित कार्यवाही करेंगे।

7.5.5 वितरण प्रणाली से जुड़ी जनरेटिंग कंपनी की सभी उत्पादन इकाइयों और सभी संबंधित विद्युत उपकरणों को सीबीआईपी मैनुअल के अनुसार पर्याप्त सुरक्षा द्वारा संरक्षित किया जाना चाहिए, ताकि उत्पादन इकाई में उत्पन्न होने वाली किसी भी गड़बड़ी के कारण प्रणाली को नुकसान न हो।

7.5.6 वितरण प्रणाली: - वितरण प्रणाली में एचवी वर्ग के पावर ट्रांसफार्मर के लिए, समानांतर संचालन के लिए दिशात्मक सुविधा के साथ करंट और अर्थ फॉल्ट सुरक्षा पर बैकअप टाइम लैग के साथ 10 एमवीए और उससे अधिक के लिए अंतर सुरक्षा प्रदान की जाएगी। 1 एमवीए और उससे अधिक लेकिन 10 एमवीए से कम के ट्रांसफार्मर को करंट और अर्थ फाल्ट के कारण समय अंतराल से बचाया जाएगा। इसके अलावा, सभी बिजली ट्रांसफार्मरों को गैस संचालित रिले, वाइंडिंग और तेल तापमान अलार्म और सुरक्षा प्रदान की जाएगी।

7.5.7 वितरण लाइनें: - कनेक्शन बिंदुओं/इंटरफेस बिंदुओं पर सभी 33 केवी, 22 केवी और 11 केवी लाइनों को न्यूनतम ओवर करंट और अर्थ फॉल्ट रिले के साथ निम्नानुसार प्रदान किया जाना चाहिए:

(क) सादा रेडियल फीडर: आसन्न रिले सेटिंग्स के बीच भेदभाव प्राप्त करने के लिए उपयुक्त सेटिंग्स के साथ वर्तमान और अर्थ फॉल्ट रिले पर गैर-दिशात्मक समय अंतराल।

(ख) समानांतर/रिंग फीडर: करंट और अर्थ फॉल्ट रिले पर दिशात्मक समय अंतराल।

7.6 अग्नि सुरक्षा

सभी पर्याप्त सावधानियां बरती जाएंगी और समय-समय पर संशोधित अन्य प्रासंगिक नियमों के तहत प्रासंगिक भारतीय मानक विनिर्देशों और/या प्रावधानों के अनुरूप प्रणाली में सभी उपकरणों को आग के खतरों से सुरक्षा प्रदान की जाएगी।

अध्याय - 8 सीमा पार सुरक्षा संहिता

8.1 उद्देश्य

8.1.1 इस अनुभाग का उद्देश्य वितरण लाइसेंसधारी और उपयोगकर्ताओं के बीच नियंत्रण सीमा के पार काम करते समय सुरक्षा के सिद्धांतों पर एक समझौता प्राप्त करना है।

8.1.2 यह अध्याय सीमा पार संचालन से जुड़े उपकरणों के रखरखाव के लिए सुरक्षित कार्य प्रथाओं की आवश्यकताओं को निर्दिष्ट करता है और किसी अन्य उपयोगकर्ता के प्रणाली से जुड़े विद्युत उपकरणों पर काम करते समय पालन की जाने वाली प्रक्रिया को निर्धारित करता है।

8.1.3 उपयोगकर्ता का मतलब किसी अन्य लाइसेंसधारी से हो सकता है ताकि यह कोड उपयोगकर्ता के लिए "अन्य लाइसेंसधारी" को प्रतिस्थापित करके, दो लाइसेंसधारियों के बीच की सीमा पर भी सुरक्षा के लिए लागू हो।

8.2 व्यक्तियों और उनकी जिम्मेदारी को नियंत्रित करें

टीवितरण लाइसेंसधारी और सभी उपयोगकर्ता (जिसमें उत्पादन कंपनियां, पारेषण लाइसेंसधारी और 1 मेगावाट या समर्पित लाइन से ऊपर भार वाले उपभोक्ता शामिल हैं) अपनी सीमा में सुरक्षा के समन्वय के लिए जिम्मेदार होने के लिए उपयुक्त रूप से अधिकृत और तकनीकी रूप से योग्य व्यक्तियों को नामित करेंगे। इन व्यक्तियों को "नियंत्रण व्यक्ति" कहा जाएगा।

8.3 प्रक्रिया

8.3.1 वितरण लाइसेंसधारी अपने साथ सीधे नियंत्रण सीमा वाले सभी उपयोगकर्ताओं को उनके नाम, पदनाम, पते, टेलीफोन नंबर और ईमेल आईडी के साथ नियंत्रण व्यक्तियों की एक सूची जारी करेगा। जब भी नियंत्रण व्यक्ति या सूची में साझा किए गए विवरण में कोई बदलाव होगा तो यह सूची तुरंत अपडेट की जाएगी।

- 8.3.2 8.3.1 में उल्लिखित सभी उपयोगकर्ता जिनकी वितरण लाइसेंसधारी के साथ सीधी नियंत्रण सीमा है, वे लाइसेंसधारी को अपने नियंत्रण व्यक्तियों की एक समान सूची जारी करेंगे। जब भी नियंत्रण व्यक्ति या सूची में साझा किए गए विवरण में कोई बदलाव होगा तो यह सूची तुरंत अद्यतन की जाएगी।
- 8.3.3 जब भी सीमा पार कोई कार्य उपयोगकर्ता या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किया जाना है, तो उपयोगकर्ता या लाइसेंसधारी के नियंत्रण व्यक्ति, जैसा भी मामला हो, जिसे कार्य करना है, को सीधे अपने समकक्ष से संपर्क करना चाहिए। दोनों पक्षों की सही पहचान सुनिश्चित करने के लिए कार्य के समय कोड शब्दों पर सहमति होनी चाहिए। नियंत्रण व्यक्तियों के बीच संपर्क आम तौर पर सीधे टेलीफोन या ईमेल के माध्यम से किया जाना चाहिए।
- 8.3.4 यदि कार्य एक पाली से अधिक चलता है, तो नियंत्रण व्यक्ति कार्यभार को राहत नियंत्रण व्यक्ति को सौंप देगा और उसे कार्य की प्रकृति और संचालन में कोड शब्दों के बारे में पूरी जानकारी देगा।
- 8.3.5 नियंत्रण व्यक्ति आवश्यक कार्य को सुरक्षित तरीके से पूरा करने के लिए आवश्यक सावधानियां स्थापित करने और बनाए रखने में सहयोग करेंगे। जहां भी ऐसी सुविधाएं मौजूद हों, स्थापित अलगाव और स्थापित पृथ्वी दोनों को बंद स्थिति में रखा जाएगा, और इन्हें स्पष्ट रूप से पहचाना जाएगा।
- 8.3.6 कार्य का प्रभारी नियंत्रण व्यक्ति स्वयं को संतुष्ट करेगा कि कार्य शुरू करने से पहले बरती जाने वाली सभी सुरक्षा सावधानियां स्थापित कर ली गई हैं। काम शुरू करने की अनुमति देने के लिए उसे कार्य दल को सुरक्षा दस्तावेज जारी करना चाहिए।
- 8.3.7 कार्य पूरा होने के बाद, किए जा रहे कार्य के प्रभारी नियंत्रण व्यक्ति को यह संतुष्टि होनी चाहिए कि बरती गई सुरक्षा सावधानियों की अब आवश्यकता नहीं है, और उसे अपने समकक्ष नियंत्रण व्यक्ति से सीधा संपर्क करना चाहिए और सुरक्षा सावधानियों को हटाने का अनुरोध करना चाहिए। उपकरण को सभी सुरक्षा सावधानियों को हटाने की पुष्टि के बाद, सीधे संचार द्वारा, दो नियंत्रण व्यक्तियों के बीच कोड वर्ड संपर्क का उपयोग करके, और कार्य दल से सहमत सुरक्षा दस्तावेज की वापसी के बाद ही सेवा में वापसी के लिए उपयुक्त घोषित किया जाना चाहिए।
- 8.3.8 वितरण लाइसेंसधारी सीमा पार सुरक्षा के लिए एक सहमत लिखित प्रक्रिया विकसित करेगा और उसे लगातार अद्यतन करेगा।
- 8.3.9 यदि पारेषण लाइसेंसधारी कोई पक्ष नहीं है, सीमा पार सुरक्षा से संबंधित किसी भी विवाद का समाधान पारेषण लाइसेंसधारी के स्तर पर किया जाना चाहिए, ऐसे मामले में जहां पारेषण लाइसेंसधारी एक पक्ष है, विवाद के समाधान के लिए विवाद को आयोग को भेजा जाना चाहिए।

8.4 विशेष विचार

- 8.4.1 क्रॉस बाउंड्री सर्किट पर सभी उपकरण, जिनका उपयोग सुरक्षा समन्वय और अलगाव और अर्थिंग की स्थापना के उद्देश्य से किया जा सकता है, को स्थायी रूप से और स्पष्ट रूप से एक पहचान संख्या या नाम के साथ चिह्नित किया जाना चाहिए जो विशेष उप-स्टेशन के लिए अद्वितीय होगा। इस उपकरण के निर्माता के विनिर्देशों के अनुसार नियमित रूप से निरीक्षण और रखरखाव किया जाना चाहिए।
- 8.4.2 प्रत्येक नियंत्रण व्यक्ति रजिस्टर में हाथ से लिखा हुआ या कार्यालय पीसी के माध्यम से सॉफ्ट कॉपी में एक सुरक्षा लॉग बनाए रखेगा। उसके द्वारा भेजे गए और प्राप्त किए गए सुरक्षा समन्वय से संबंधित सभी कार्यों और संदेशों की जानकारी को कालानुक्रमिक क्रम में बनाए रखा जाना चाहिए।
- 8.4.3 जहां तक संभव हो प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी प्रत्येक सबस्टेशन द्वारा पोषित क्षेत्र से संबंधित अपने प्रणाली का एक अद्यतन नक्शा बनाए रखेगा।

अध्याय - 9 घटना/दुर्घटना रिपोर्टिंग

9.1 उद्देश्य

यह अध्याय उपयोगकर्ता द्वारा लाइसेंसधारी और लाइसेंसधारी द्वारा उपयोगकर्ता और आयोग को प्रमुख घटना/दुर्घटना रिपोर्टिंग (जो वितरण प्रणाली में घटित होती है) की प्रक्रिया को शामिल करता है।

9.2 बड़ी घटना या दुर्घटना की रिपोर्टिंग

9.2.1 वितरण लाइसेंसधारी, लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र में सभी महत्वपूर्ण घटनाओं पर आयोग को एक प्रारंभिक रिपोर्ट भेजेगा, जिसके परिणामस्वरूप सेवा में रुकावट, उपकरण को पर्याप्त क्षति या जीवन की हानि या मानव को महत्वपूर्ण चोट लगने के एक सप्ताह के भीतर घटना होती है। इसके बाद एक महीने के भीतर विस्तृत रिपोर्ट दी जाएगी।

9.2.2 वितरण लाइसेंसधारी और उपयोगकर्ता सूचना के आदान-प्रदान के लिए एक प्रारूप और प्रक्रिया स्थापित करेंगे।

9.2.3 उपयोगकर्ता अपने प्रणाली में होने वाली किसी भी बड़ी घटना के संबंध में वितरण लाइसेंसधारी को तुरंत जानकारी प्रस्तुत करेंगे।

9.3 रिपोर्टिंग प्रक्रिया

9.3.1 11 केवी और उससे ऊपर के सबस्टेशनों की लाइनों और उपकरणों में होने वाली सभी रिपोर्ट योग्य घटनाओं को तुरंत लाइसेंसधारी द्वारा वितरण लाइसेंसधारी और पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा पहचाने गए अन्य सभी महत्वपूर्ण रूप से प्रभावित उपयोगकर्ताओं को मौखिक रूप से सूचित किया जाना चाहिए, जिसके उपकरण ने घटना का अनुभव किया है। वितरण लाइसेंसधारी को ऐसे मौखिक संचार के एक घंटे के भीतर पारेषण लाइसेंसधारी को एक लिखित रिपोर्ट प्रस्तुत करनी चाहिए।

यदि रिपोर्टिंग घटना बड़ी प्रकृति की है, तो लिखित रिपोर्ट दो घंटे के भीतर प्रस्तुत की जानी चाहिए और उसके बाद प्रारंभिक लिखित रिपोर्ट प्रस्तुत करने के 48 घंटे के भीतर एक व्यापक रिपोर्ट प्रस्तुत की जानी चाहिए। अन्य मामलों में, रिपोर्टिंग वितरण लाइसेंसधारी को पारेषण लाइसेंसधारी को पांच कार्य दिवसों के भीतर एक रिपोर्ट प्रस्तुत करनी होगी।

9.3.2 पारेषण लाइसेंसधारी अन्य उपयोगकर्ताओं को प्रभावित करने वाली किसी भी रिपोर्ट योग्य घटना पर वितरण लाइसेंसधारी से रिपोर्ट मांगेगा और विशेष रूप से ऐसे मामलों में जहां ऐसे उपयोगकर्ता जिनके उपकरण रिपोर्ट करने योग्य घटना का स्रोत हो सकते हैं लेकिन इसकी रिपोर्ट नहीं करते हैं।

हालाँकि, यह किसी भी उपयोगकर्ता को विद्युत अधिनियम, 2003 के तहत बनाए गए प्रासंगिक प्रावधान के तहत बनाए गए नियमों के अनुसार घटनाओं की रिपोर्ट करने के दायित्व से राहत नहीं देगा। ऐसी रिपोर्ट का प्रारूप वितरण कोड समीक्षा पैनल के अनुमोदन के अनुसार होगा और इसमें आम तौर पर निम्नलिखित शामिल होंगे:

- (क) घटना का स्थान,
- (ख) घटना की तारीख और समय,
- (क) शामिल संयंत्र या उपकरण,
- (ग) घटना की प्रकृति (विद्युत या गैर-विद्युत),
- (घ) बाधित आपूर्ति और अवधि जहां भी लागू हो,
- (ङ) उत्पादन की हानि की मात्रा, जहां भी लागू हो,
- (च) घटना से पहले और बाद में सिस्टम पैरामीटर (वोल्टेज, फ्रीक्वेंसी, लोड, जेनरेशन, आदि)
- (छ) घटना से पहले नेटवर्क कॉन्फिगरेशन,
- (ज) रिले संकेत और सुरक्षा का प्रदर्शन,
- (झ) घटना का संक्षिप्त विवरण,
- (ञ) सेवा में वापसी का अनुमानित समय,
- (ट) कोई अन्य प्रासंगिक जानकारी,
- (ठ) भविष्य में सुधार के लिए सिफारिशें,

(ड) रिपोर्ट करने वाले व्यक्ति का नाम और पदनाम।

- 9.3.3 रिपोर्ट में घटना का वर्णन करने के लिए पर्याप्त विवरण होना चाहिए ताकि प्राप्तकर्ता इससे उत्पन्न होने वाले निहितार्थों और जोखिमों का आकलन कर सके। जहां भी आवश्यक हो, प्राप्तकर्ता स्पष्टीकरण और अतिरिक्त जानकारी मांग सकता है और यह अनिवार्य है कि रिपोर्टिंग उपयोगकर्ता अपना सर्वश्रेष्ठ प्रयास करेगा और सभी आवश्यक और उचित जानकारी प्रदान करेगा।
- 9.3.4 किसी भी पक्ष द्वारा अनुरोध के मामले में, मौखिक रिपोर्ट प्रेषक द्वारा लिखी जाएगी और टेलीफोन संदेश के माध्यम से निर्देशित की जाएगी या प्राप्तकर्ता को फैक्स/ई-मेल द्वारा भेजी जाएगी। आपातकालीन स्थिति में रिपोर्ट केवल मौखिक रूप से दी जा सकती है और उसके बाद लिखित पुष्टि की जा सकती है।
- 9.3.5 दुर्घटनाओं की रिपोर्टिंग दुर्घटनाओं की सूचना (नोटिस का रूप और समय पर सेवा) नियम 2004 के साथ विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 161 या अन्य लागू नियमों के अनुसार पढ़ी जाएगी। जब तक ऐसे नियम नहीं बन जाते, वितरण लाइसेंसधारी इन विनियमों के अनुबंध 4 के अनुसार विद्युत प्रणाली सुरक्षा मानक (भारतीय विद्युत नियम 1956) में उल्लिखित दुर्घटनाओं की रिपोर्टिंग का पालन करेगा।

अध्याय – 10: विविध

10.1 विवाद निवारण

वितरण संहिता के किसी भी प्रावधान की व्याख्या से संबंधित किसी भी विवाद को आयोग के सचिव को संबोधित किया जाना चाहिए। आयोग का निर्णय अंतिम और सभी संबंधित पक्षों के लिए बाध्यकारी माना जाएगा।

10.2 कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति

यदि वितरण संहिता के किसी भी प्रावधान को प्रभावी करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग, सामान्य या विशिष्ट आदेश द्वारा, ऐसे प्रावधान बना सकता है जो अधिनियम के प्रावधानों से असंगत न हों, जो कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों।

10.3 छूट देने की शक्ति

आयोग, सामान्य या विशेष आदेश द्वारा, कारणों को लिखित रूप में दर्ज करके, और छूट दिए जाने से प्रभावित होने वाले संभावित पक्षों को सुनवाई का अवसर प्रदान करने के बाद, आदेश में निर्दिष्ट अवधि के लिए अपने स्वयं के प्रस्ताव पर या किसी इच्छुक व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष किए गए आवेदन पर इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में छूट दे सकता है।

10.4 संशोधन करने की शक्ति

आयोग, किसी भी समय, इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को जोड़, बदल, परिवर्तित, सुधार या संशोधित कर सकता है।

10.5 निरसन और बचत

- 10.5.1 इन विनियमों में कुछ भी ऐसा नहीं माना जाना चाहिए जो न्याय के उद्देश्यों को पूरा करने या आयोग की प्रक्रिया के दुरुपयोग को रोकने के लिए आवश्यक ऐसे आदेश देने के लिए आयोग की अंतर्निहित शक्ति को सीमित या अन्यथा प्रभावित करता हो।
- 10.5.2 इन विनियमों में कुछ भी आयोग को अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप ऐसी प्रक्रिया अपनाने से नहीं रोकेगा, जो इन विनियमों के किसी भी प्रावधान से भिन्न हो, यदि आयोग, किसी मामले या मामलों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों को ध्यान में रखते हुए और कारणों को लिखित रूप में दर्ज करने के लिए, ऐसे मामले या मामलों के वर्ग से निपटने के लिए इसे आवश्यक या समीचीन समझता है।
- 10.5.3 इन विनियमों में कुछ भी, स्पष्ट या अप्रत्यक्ष रूप से, आयोग को अधिनियम के तहत किसी भी मामले से निपटने या किसी भी शक्ति का प्रयोग करने से नहीं रोकेगा, जिसके लिए कोई विनियम तैयार नहीं किया गया है, और आयोग ऐसे मामलों, शक्तियों और कार्यों से उसी तरीके से निपट सकता है जैसे कि वह उचित समझता है।

10.5.4 अपनाए गए इन विनियमों की अधिसूचना के बाद से, संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग गोवा और केंद्र शासित प्रदेश (वितरण कोड) विनियम, 2010, उसमें किए गए संशोधनों के साथ, निरस्त हो जाएंगे।

आयोग के आदेश द्वारा।

वी.के. धर, सचिव

[विज्ञापन-III/4/असा./609/2023-24]

परिशिष्ट 1: 1 मेगावाट और उससे अधिक की मांग के लिए डेटा लोड

1. भार का प्रकार: (उदाहरण के लिए, फर्नेस भार, रोलिंग मिल्स, ट्रेक्शन भार, पंपिंग भार, औद्योगिक भार आदि)
2. अधिकतम मांग (केवीए)
3. वर्ष (वर्षों) जब तक पूर्ण/आंशिक भार आपूर्ति की आवश्यकता है: (भार का चरणबद्ध विवरण प्रस्तुत किया जाना चाहिए)
4. लोड का स्थान, पैमाने पर खींचे गए स्थान मानचित्र के साथ:
5. रेटेड वोल्टेज, आवृत्ति और चरणों की संख्या जिस पर आपूर्ति की आवश्यकता है:
6. उपकरण का विवरण:
 - (क) मोटर: उद्देश्य और स्थापनाओं की संख्या, वोल्टेज और किलोवाट रेटिंग, शुरू करने की विधि, आरंभिक बिजली और अवधि, मोटरों का प्रकार, ड्राइव के प्रकार और नियंत्रण उपकरण आदि बताएं)
 - (ख) तापन: (प्रकार और किलोवाट रेटिंग)
 - (ग) फर्नेस: (प्रकार, फर्नेस ट्रांसफार्मर क्षमता और वोल्टेज अनुपात)
 - (घ) इलेक्ट्रोलिसिस: (उद्देश्य और केवीए क्षमता)
 - (ङ) प्रकाश: किलोवाट मांग।
 - (च) विवरण के साथ कोई अन्य भार:
7. अधिकतम भार के समय वोल्टेज और आपूर्ति की आवृत्ति में उतार-चढ़ाव के प्रति मांग की गंभीरता: (विवरण दें)।
8. प्रणाली पर लगाया गया चरण असंतुलन:
9. अधिकतम: _____ औसत: _____
10. प्रणाली पर लगाई गई अधिकतम हार्मोनिक सामग्री: (हार्मोनिक्स के दमन के लिए प्रस्तावित उपकरणों का विवरण प्रस्तुत करें)।
11. कनेक्शन के बिंदु पर 10 मेगावाट से अधिक की मांग में उतार-चढ़ाव का कारण बनने वाले भार का विवरण, जिसमें 5 सेकंड या उससे अधिक समय तक चलने वाला वोल्टेज डिप्स (प्रतिशत) भी शामिल है।

परिशिष्ट 2: एंबेडेड जेनरेटर यूनिट-वार डेटा

क्र.सं	विवरण	ब्योरा
1.	उत्पादन कंपनी का नाम और पता:	
2.	उत्पादक संयंत्रों का स्थान:	
3.	जनरेशन वोल्ट (केवी);	
4.	रेटेड केवीए/किलोवाट	
5.	भेजी गई अधिकतम और न्यूनतम सक्रिय बिजली (किलोवाट) प्रतिक्रियाशील शक्ति क्षमता (केवीएआर), यदि कोई हो;	

6.	उत्पादन संयंत्र का प्रकार - तुल्यकालिक, अतुल्यकालिक, आदि;	
7.	वोल्टेज नियंत्रण की विधि;	
8.	जेनरेटर ट्रांसफार्मर विवरण, यदि लागू हो;	
9.	टॉप-अप आपूर्ति और/या अतिरिक्त आपूर्ति के लिए आवश्यकताएँ;	
10.	जेनरेटर केडब्ल्यू/केवीएआर क्षमता चार्ट (कम वोल्टेज टर्मिनलों पर);	
11.	एक्ससाइटेशन प्रणाली के प्रकार;	
12.	जड़त्व स्थिरांक किलोवाट सेकंड/केवीए;	
13.	स्टेटर प्रतिरोध;	
14.	प्रत्यक्ष-अक्ष प्रतिक्रिया (उप-क्षणिक, क्षणिक और तुल्यकालिक);	
15.	चतुर्भुज-अक्ष प्रतिक्रिया (उप-क्षणिक और तुल्यकालिक);	
16.	शून्य अनुक्रम (प्रतिरोध एवं प्रतिक्रिया);	
17.	नकारात्मक अनुक्रम (प्रतिरोध एवं प्रतिक्रिया);	
18.	जेनरेटर ट्रांसफार्मर (प्रतिरोध, प्रतिक्रिया, केवीए रेटिंग, टैप व्यवस्था, वेक्टर समूह, ग्राउंडिंग, कनेक्शन और % प्रतिबाधा);	
19.	स्वचालित वोल्टेज विनियामक ब्लॉक आरेख, जिसमें लाभ (अग्रोषण और प्रतिक्रिया), समय स्थिरांक और वोल्टेज नियंत्रण सीमा पर डेटा शामिल है;	
20.	स्पीड गवर्नर ब्लॉक आरेख, यदि लागू हो तो गवर्नर फ्लाई-बॉल, और नियंत्रण प्रणाली और प्राइम मूवर समय स्थिरांक, टरबाइन रेटिंग और अधिकतम शक्ति के साथ विवरण देता है।	
21.	स्टैंडबाय आवश्यकताएँ:	
I.	अतिरिक्त क्षमता आवश्यकताओं के लिए किलोवाट में प्रत्येक उत्पादन इकाई और पावर स्टेशन की रेटेड क्षमता और न्यूनतम उत्पादन।	
II.	रेटेड क्षमता शर्तों पर किलोवाट और केवीएआर में यूनिट और पावर स्टेशन सहायक मांग (सक्रिय पावर और रिएक्टिव पावर) उत्पन्न करना।	
III.	इंटरफेस व्यवस्था वितरकों और उपयोगकर्ता के बीच सिंक्रनाइजेशन का साधन है;	
IV.	जेनरेटर सिस्टम के उस हिस्से को सीधे वितरण प्रणाली से जोड़ने की व्यवस्था का विवरण;	
V.	जोड़ने और काटने के जो साधन नियोजित किये जाने हैं	
VI.	यदि उत्पादन इकाई का कोई भी ग्राउंडेड न्यूट्रल बिंदु जमीन से अलग हो जाता है तो सुरक्षित स्थितियों की निरंतरता सुनिश्चित करने के लिए बरती जाने वाली सावधानियां।	
VII.	उत्पादन इकाई की सुरक्षा प्रणाली का विवरण	

परिशिष्ट 3: प्रणाली डेटा

वितरण लाइसेंसधारी विद्युत उपकरणों के डिजाइन और चयन के लिए उपभोक्ता द्वारा अपेक्षित निम्नलिखित विवरणों में से केवल प्रासंगिक विवरण प्रदान करेगा:

1. लाइसेंसधारी द्वारा सीमाओं को चिह्नित करके आपूर्ति के क्षेत्र का टोपोलॉजिकल मानचित्र।
2. वितरण लाइसेंसधारी का कम से कम 1 सेमी से 2.5 किलोमीटर के पैमाने पर तैयार किया गया वितरण मानचित्र, जिसमें लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र के भीतर मौजूदा एचटी/ईएचटी लाइनें और सबस्टेशन दिखाए गए हैं। निर्माणाधीन या अगले पांच वर्षों के लिए योजनाबद्ध लाइनों और सबस्टेशनों को बिंदीदार रेखाओं में दिखाया जाएगा।
3. वितरण प्रणाली का सिंगल लाइन आरेख, लाइन की लंबाई, कंडक्टर आकार, सबस्टेशन क्षमता, स्थानों के साथ कैपेसिटर आकार, ऑटो-रिक्लोजर इत्यादि दिखाता है।
4. सबस्टेशनों पर मीटरिंग और रिलेइंग का विवरण।

5. इंटरकनेक्शन के बिंदु पर ग्रिड सबस्टेशनों का विवरण इस प्रकार है:
 - i. एमवीए क्षमता और वोल्टेज,
 - ii. ट्रांसफार्मर की संख्या, प्रत्येक ट्रांसफार्मर की क्षमता, वोल्टेज अनुपात, नल की रेंज प्रतिबाधा
 - iii. सबस्टेशन बस बार पर दोष स्तर, तीन चरण और एकल लाइन से ग्राउंड दोष दोनों
 - iv. बस प्रतिबाधा,
 - v. सबस्टेशन लेआउट आरेख।
6. कनेक्शन बिंदुओं/इंटरफेस बिंदु पर निकासी: पिछले छह महीनों के दौरान पारेषण प्रणाली या अन्य वितरण लाइसेंसधारियों के साथ प्रत्येक कनेक्शन से अधिकतम और न्यूनतम मेगावाट निकासी

परिशिष्ट 4: भारतीय विद्युत नियम, 1956 का नियम संख्या 44 क

नियम क्रमांक 44 क - दुर्घटना की सूचना

यदि विद्युत आपूर्ति लाइनों के किसी भाग या किसी व्यक्ति के अन्य कार्यों में ऊर्जा के उत्पादन, पारेषण, आपूर्ति या उपयोग के संबंध में कोई दुर्घटना होती है और दुर्घटना के परिणामस्वरूप मानव या पशु जीवन की हानि या किसी मनुष्य या जानवर को कोई चोट लगने की संभावना है, ऐसा व्यक्ति या वितरण लाइसेंसधारी का कोई अधिकृत व्यक्ति जो कनिष्ठ अभियंता या समकक्ष पद से नीचे न हो, उसे घातक दुर्घटना की घटना की जानकारी होने के 24 घंटे के भीतर निरीक्षक को एक टेलीग्राफिक रिपोर्ट और घातक दुर्घटना और अन्य सभी दुर्घटनाओं की जानकारी होने के 48 घंटों के भीतर अनुबंध XIII में निर्धारित फॉर्म में एक लिखित रिपोर्ट भेजनी चाहिए। घातक दुर्घटना और अन्य सभी दुर्घटनाओं के घटित होने का ज्ञान। जहां संभव हो, वितरण लाइसेंसधारी के अधिकृत अधिकारी या अन्य संबंधित व्यक्ति को दुर्घटना की जानकारी होने पर तुरंत निरीक्षक को एक टेलीफोन संदेश भी दिया जाना चाहिए।

भारतीय विद्युत नियम, 1956

[परिशिष्ट XIII]

विद्युत दुर्घटनाओं की रिपोर्ट करने के लिए प्रपत्र

(नियम 44- क देखें)

क्रमांक	विवरण				विवरण	
1	दुर्घटना की तिथि एवं समय					
2	दुर्घटना का स्थान (गांव/कस्बा, तहसील/थाना, जिला और राज्य)					
3	आपूर्ति की प्रणाली और वोल्टेज (चाहे ईएचवी/एचवी/एलवी लाइन, सब-स्टेशन/जनरेटिंग स्टेशन/उपभोक्ता की स्थापना/सेवा लाइनें/अन्य स्थापना)					
4	प्रभारी अधिकारी का पदनाम (जिसके अधिकार क्षेत्र में दुर्घटना हुई)					
5	ऊर्जा के मालिक/उपयोगकर्ता का नाम जिसके परिसर में दुर्घटना हुई।					
6	पीड़ित का विवरण					
(क)	मानव					
क्र.सं.	नाम	पिता का नाम	पीड़िता का लिंग	पूरा डाक पता	लगभग आयु	घातक/गैरघातक
(ख)	पशु					
क्र.सं.	जानवरों का विवरण	संख्या	मालिक(मालिकों) का नाम	मालिक(ओं) का पता	घातक/गैरघातक	
7	यदि पीड़ित व्यक्ति कर्मचारी है/कर्मचारी हैं: क) ऐसे व्यक्ति(व्यक्तियों) का पदनाम					

	ख) किए गए कार्य का संक्षिप्त विवरण, यदि कोई हो। ग) क्या ऐसे व्यक्ति/व्यक्तियों को नौकरी पर काम करने की अनुमति थी।	
8	यदि पीड़ित किसी लाइसेंस प्राप्त ठेकेदार का कर्मचारी हैं: क) क्या पीड़ित के पास नियम 45 के तहत जारी कोई बिजली कर्मचारी का परमिट, पर्यवेक्षक का योग्यता प्रमाण पत्र था? ख) यदि हाँ तो जारी करने की संख्या और तारीख तथा जारी करने वाले प्राधिकारी का नाम दें। ग) उस व्यक्ति का नाम और पदनाम जिसने पीड़ित (पीड़ितों) को जिम्मेदारियाँ सौंपी थीं	
9	वितरण लाइसेंसधारी प्रणाली में दुर्घटना की स्थिति में, क्या 'कार्य करने का परमिट' (पीटीडब्ल्यू) लिया गया था?	
10	चोटों की प्रकृति और सीमा का पूरी तरह से वर्णन करें, उदाहरण के लिए, शरीर के किसी हिस्से की घातक/अक्षमता (स्थायी या अस्थायी) या जलन या अन्य चोटें। घातक दुर्घटना के मामले में, क्या पोस्टमार्टम किया गया था?	
11	दुर्घटना के विस्तृत कारण (इस प्रपत्र के साथ संलग्न एक अलग शीट में दिया जाना है)	
12	दुर्घटना घटित होने के तुरंत बाद प्राथमिक चिकित्सा, चिकित्सा उपस्थिति आदि के संबंध में की गई कार्यवाही (ब्यौरा दें)	
13	क्या संबंधित जिला मजिस्ट्रेट और पुलिस स्टेशन को दुर्घटना की सूचना दी गई है (यदि हाँ, तो विवरण दें)	
14	दुर्घटना के संबंध में साक्ष्यों को यथासंभव सुरक्षित रखने के लिए उठाए गए कदम।	
15	मारे गए या घायल व्यक्तियों की सहायता करने वाले, पर्यवेक्षण करने वाले व्यक्तियों के नाम और पदनाम।	
16	इस दुर्घटना का शिकार हुए व्यक्तियों को कौन से सुरक्षा उपकरण दिए गए थे और उनके द्वारा उपयोग किया गया था (उदाहरण के लिए, रबर के दस्ताने, रबर मैट, सुरक्षा बेल्ट और सीढ़ी आदि)?	
17	क्या सेक्शन पर काम करने के लिए आइसोलेटिंग स्विच और अन्य सेक्शनलाइजिंग डिवाइस का उपयोग किया गया था? क्या कार्य स्थल पर कार्य अनुभाग की अर्थिंग की गई थी?	
18	क्या लाइव लाइनों पर कार्य प्राधिकृत व्यक्ति (यों) द्वारा किया गया था? यदि हाँ, तो ऐसे व्यक्ति(यों) का नाम और पदनाम दिया जाए।	
19	क्या लाइव लाइनों पर कृत्रिम पुनर्जीवन उपचार कार्य प्राधिकृत व्यक्ति (यों) द्वारा किया गया था? यदि हाँ, तो इसे छोड़े जाने से पहले इसे कब तक जारी रखा गया था?	
20	दुर्घटना में उपस्थित और गवाह रहे व्यक्तियों के नाम और पदनाम।	
21	कोई अन्य जानकारी/टिप्पणियाँ।	
	स्थान:	
	समय:	
	तिथि:	

हस्ताक्षर:

नाम एवं पदनाम:

रिपोर्ट करने वाले व्यक्ति का पता:

परिशिष्ट 5: संक्षिप्ताक्षरों की सूची

क्र.सं.	संक्षेपाक्षर	पूर्ण रूप फार्म
1	ए ए सी	पूर्ण एलुमिनियम कंडक्टर
2	ए ए ए सी	पूर्ण एल्यूमीनियम मिश्र धातु कंडक्टर
3	ए सी एस आर	एल्यूमिनियम कंडक्टर स्टील प्रबलित
4	बी आई एस	भारतीय मानक ब्यूरो
5	एस ए आई डी आई	सिस्टम औसत व्यवधान अवधि सूचकांक
6	एस ए आई एफ आई	सिस्टम औसत व्यवधान आवृत्ति सूचकांक
7	सी बी आई पी	केंद्रीय सिंचाई एवं विद्युत बोर्ड
8	सी ई ए	केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण

9	सीई आई	मुख्य विद्युत निरीक्षक
10	सी टी	करेंट ट्रांसफॉर्मर
11	डी सी आर	वितरण कोड समीक्षा
12	डी सी आर पी	वितरण कोड समीक्षा पैनल
13	ई एच वी/ई एच टी	अतिरिक्त उच्च वोल्टेज/अतिरिक्त उच्च तनाव
14	जी. आई.	जस्ती लोहा
15	जी एस एस	गैस उपकेंद्र
16	एच वी	उच्च वोल्टेज/
17	एच.टी	उच्च तनाव
18	एच जेड	हर्ट्ज़ (चक्र प्रति सेकंड)
19	आई डी एम टी	व्युत्क्रम निश्चित न्यूनतम समय
20	आई ई ई इ	इंस्टीट्यूट ऑफ़ इलेक्ट्रिकल एंड इलेक्ट्रॉनिक्स इंजीनियर्स
21	आई ई सी	अंतर्राष्ट्रीय इलेक्ट्रो तकनीकी आयोग
22	आई ई जी सी	भारतीय विद्युत ग्रिड कोड
23	आई.एस	भारतीय मानक
24	आई पी	सिंचाई पंप
25	के.ए	किलो एम्पीयर
26	के. डब्ल्यू	किलो वाट
27	के. डब्ल्यू. एच	किलो वाट घंटा
28	के.वी.ए	किलो वोल्ट एम्पीयर
29	एल.टी	कम तनाव
30	एल.वी	कम वोल्टेज
31	एम सी बी	मिनिएचर सर्किट ब्रेकर
32	एम वी ए	मेगा वोल्ट एम्पीयर
33	एम डब्ल्यू	मेगावाट
34	पी सी सी	प्रीस्ट्रेस्ड सीमेंट कंक्रीट
35	पी टी	क्षमता ट्रांसफार्मर
36	पी टी डब्ल्यू	कार्य करने की अनुमति
37	आर. सी. सी	प्रबलित सीमेंट कंक्रीट
38	आर ई सी	ग्रामीण विद्युतीकरण निगम
39	आर एंड आर	पुनर्वास एवं पुनःस्थापन
40	एस सी ए डी ए	पर्यवेक्षी नियंत्रण और डाटा अधिग्रहण
41	एस एल डी सी	राज्य भार प्रेषण केंद्र
42	एस.टी.यू	राज्य पारेषण उपयोगिता

JOINT ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

(For the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh)

NOTIFICATION

Jammu, the 29th November, 2023

No. JERC-JKL/Reg/2023/18.—In exercise of the powers conferred on it by Section 181 (1) and 181 (2) read with Section-14 of the Electricity Act 2003 (Act No. 36 of 2003) (hereinafter referred to as “the Act”), and all powers enabling it in that behalf including sub-ordinate legislation, rules, statutory orders, resolutions, clarifications issued by the Government in terms of the Act, the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh hereby makes the following Regulations to enforce standards with respect to Quality, Continuity and Reliability of service by the licensees.

CHAPTER 1: GENERAL**1.1. Short Title, Commencement, Extent, and Interpretation**

- 1) These regulations shall be called the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Distribution Code) Regulations, 2023.
- 2) These Regulations shall come into force from the date of its publication in the official gazette.
- 3) These Regulations shall extend to the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh.

1.2. Definitions

1.2.1 In these regulations, the following words and expressions shall, unless the subject matter or context otherwise requires or is inconsistent therewith, bear the following meanings:

- a) “**Act**” means the Electricity Act, 2003 (Act no. 36 of 2003);
- b) “**Agreement**” means an agreement entered into by the Distribution Licensee and the User;
- c) “**Apparatus**” means electrical apparatus and includes all machines, fittings, accessories and appliances connected to the Electrical Distribution System;
- d) “**CBIP**” means Central Board of Irrigation and Power;
- e) “**CEA**” means Central Electricity Authority;
- f) “**Circuit**” means an arrangement of conductor(s) for the purpose of conveying electrical energy and forming a system or a branch of a system;
- g) “**Commission**” means the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh;
- h) “**Conductor**” means any wire, cable, bar, tube, rail or plate used for conducting energy and electrically connected to the system;
- i) “**Connected Load**” means the aggregate of the manufacturer’s rating of all energy-consuming apparatus duly wired and connected to the power supply system of the licensee including portable apparatus in the consumer’s premises. This shall not include the load of spare plugs, sockets, load exclusively installed for firefighting purposes. A load of either water and room heating or room cooling apparatus, whichever is higher, shall be taken into account as per prevailing season (1st April to 30th September for cooling use and 1st October to 31st March for heating use). The definition of connected load shall be used only for the purpose of assessment in case of direct theft or dishonest abstraction of energy or unauthorized use of energy;
- j) “**Control Person**” means a person identified as having the technical capability and responsibility for cross-boundary safety;
- k) “**DCR**” means Distribution Code Review;
- l) “**DCRP**” means Distribution Code Review Panel;
- m) “**Embedded**” means having a direct electrical connection to an intra-state electrical system;
- n) “**Extra High Tension (EHT)**” means a voltage of 33000 Volts and above under normal conditions subject to the percentage variation permissible under the Indian Electricity Rules 1956;
- o) “**GSS**” means Grid Sub-station;
- p) “**High Tension (HT) or High Voltage (HV)**” means the voltage between 650 volts and 33000 Volts under normal conditions subject to the percentage variation permissible under the Indian Electricity Rules 1956;
- q) “**Indian Standards (IS)**” means those Standards and specifications approved by the Bureau of Indian Standards;
- r) “**Interface Point/Connection Point/Boundary Point**” means a point at which a User’s electrical system is connected to the Licensee’s Distribution System;
- s) “**Low Tension (LT) or Low Voltage (LV)**” means the voltage of 230 volts between phase and neutral or 400 volts between any two phases under normal conditions subject to the percentage variation permissible under the Electricity Rules;
- t) “**Power Factor**” means the ratio of Active Power (kW) to Apparent Power (KVA);

- u) “PTW” means a permit to work;
- v) “REC” means Rural Electrification Corporation;
- w) “Transmission System” means the system consisting of extra high voltage electric lines being operated at EHT (excluding generator interconnection facilities) owned and/or operated by the Transmission Licensee for the purposes of the transmission of electricity from one power station to a sub-station or to another power station or between sub-stations or to or from any external interconnection equipment up to the interconnection with the distribution system, any plant and apparatus and meters owned or used by the Transmission Licensee in connection with the transmission of electricity, but shall not include any part of the Licensee distribution system;
- x) “User” means any person having electrical interface with, or using the Distribution System of the Distribution Licensee to whom this Code is applicable. Any other Distribution Licensee, Transmission Licensee, and generating units connected to the Distribution system are also included in this term;

1.2.2 Words and expressions used and not defined in this Code but defined in the Acts shall have the meanings assigned to them in the said Acts. Expressions used herein but not specifically defined in these regulations or in the said Acts but defined under any law passed by a competent legislature and applicable to the electricity industry in the state shall have the meaning assigned to them in such law. Subject to the above, expressions used herein but not specifically defined in these regulations or in the Acts or any law passed by a competent legislature shall have the meaning as is generally assigned in the electricity industry;

1.3. Abbreviations

1.3.1 Abbreviations used in these regulations are listed and explained in the list of abbreviations annexed to these regulations as Annexure 5.

1.4. Introduction

1.4.1 The Distribution Code deals with technical aspects of the supply of electricity, which have an impact on the quality, continuity, and reliability of service by licensees and the use of the Licensee’s Distribution System for the distribution of electricity. It specifies the rights and obligations of the Distribution Licensee and the Users in system planning and operation.

1.4.2 The Distribution Code is not exhaustive as to the requirements to be complied with by the Distribution Licensee and the Users connected or seeking connection to the Licensee’s Distribution System. The Distribution Licensee and all Users/Consumers must also comply with the requirement as laid down in various codes, standards, and regulations under relevant laws in force.

1.5. Objectives

The main objectives of this Distribution Code are-

- a) To ensure the development and maintenance of an efficient, coordinated, and economical distribution system and the distribution licensee and all distribution system participants comply with respective obligations as provided in the Act, and
- b) To bring together a set of rules, for using the distribution network and to provide-
 - (i) The technical aspects of the working relationship between the licensee’s distribution system and to those connected and seeking connection to it,
 - (ii) The facilitation of operation, maintenance, development, and planning of an economical and reliable power distribution network.
 - (iii) Safety and protection parameters to be followed by the Distribution Licensees and Users.

1.6. Applicability

1.6.1 These Regulations shall apply to all distribution licensees and the consumers of electricity.

1.6.2 These regulations shall be interpreted and implemented in accordance with and not at variance from, the provisions of the Electricity Act, 2003 read with the Indian Electricity Rules, 1956 and any Central Electricity Authority regulations in this regard.

1.6.3 These Regulations shall be applicable to all Distribution System participants including;

- a) Distribution Licensee(s) including deemed licensees;
- b) Open Access consumers connected to the Distribution System;
- c) Entities covered under proviso 8 of Section-14 of the Act;

- d) Bedded Generators;
- e) All Consumer categories as defined under the Retail Supply Tariff Order.

1.7. Implementation

- 1.7.1 The distribution licensee shall be responsible for the implementation of the Distribution code.
- 1.7.2 Nothing contained in this Code should be interpreted as imposing obligations/duties on Consumers/ Distribution Licensees greater or more onerous than those mentioned in the Electricity Act, 2003 under relevant clauses.
- 1.7.3 The Distribution Code contains procedures for the management of day-to-day technical situations in the Distribution System, taking into account a wide range of operational conditions likely to be encountered under both normal and abnormal conditions. The Distribution Code cannot foresee all the possible operating conditions. Users must therefore understand and accept that the Distribution Licensee, in such unforeseen circumstances, may be required to act decisively and with due expedition to discharge his obligations under the License. Users shall provide such reasonable co-operation and assistance as the Distribution Licensee may require in such circumstances. The concerned Distribution Licensee shall however refer all such cases for ratification in to the “Distribution Code Review Panel.”

1.8. Confidentiality

Under the terms of the Distribution Code, the Distribution Licensee will receive information from Users relating to their business. The Distribution Licensee shall not, other than as required by Distribution Code, disclose such information to any other person without the prior written consent of such informant unless required by Central/State government departments or any authority.

1.9. Compliance

Non-compliance with any provision of the Distribution Code by the Distribution Licensee shall attract the consequences as provided in the Acts or in the License. However, in the event of non-compliance with the Distribution Code, the Distribution Licensee shall prepare and submit to Commission a plan of action for compliance with the Distribution Code. Commission may exempt the Licensee from compliance of any provisions for a particular period, if it is found that the compliance is not feasible for such period, considering the resources available and the circumstances prevailing.

1.10. Procedures to settle disputes

In the event of any dispute regarding the interpretation of any regulations provided in the Distribution Code between any User and the Distribution Licensee, the matter shall be referred to the Commission, and the decision of the Commission shall be final and binding on both the parties.

CHAPTER – 2 MANAGEMENT OF DISTRIBUTION CODE

2.1 Objective

The chapter defines the method of managing the Distribution Code, pursuing of any changes/ modifications required, and the responsibilities of the Distribution Licensees and the Users/ Consumers in this regard. This section facilitates revisions taking into account the views of all parties in an equitable manner.

2.2 Distribution Code Review Panel

- 2.2.1 A standing body called Distribution Code Review Panel (DCRP) shall be constituted by Commission comprising of the representatives of the Distribution Licensee as well as the Users of the Distribution System in line with the provisions of the Distribution Code.
- 2.2.2 The chairperson and members except the secretary shall be part-time members of the panel. The review panel shall generally consist of the following members who have the knowledge and practical experience of technical matters related to the electricity supply by utilities. The commission shall nominate the chairperson and secretary of the Distribution Code Review Panel on a rotation basis from among the members of the Distribution Licensees, but at no point of time, the chairperson and secretary shall belong to the same Distribution Licensee. The secretary shall be a full-time member of the Review Panel. The members of the review panel shall be as follows:
- a) One senior technical officer from each Distribution Licensee not below the rank of Executive Engineer.
 - b) One Member from Transmission Utility or SLDC.
 - c) One Member from a Transmission Licensee to represent all Transmission Licensees. After the tenure is over for such a Member, the representative of a different Transmission Licensee (if operational in the region) will be a member of the review panel.

- d) One Member from among Captive Power Plants, co-generation units, thermal power plants, and renewable energy plants, to represent all such users in the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh.
 - e) Open Access Customers connected to the Distribution Systems.
 - f) One member each representing Industrial, Agricultural, Domestic, and Commercial Consumers.
 - g) Such other members as the Commission may direct and find appropriate.
 - h) Commission shall develop a list of potential candidates to serve on the Distribution Code Review Panel, which reflects a balance of the various interest groups in consultation with the Distribution Licensee.
- 2.2.3 The members of the Review Panel shall normally have a tenure of two years unless he/she ceases for any reason to be a member of the Review Panel. The Chairperson of the Review Panel with the approval of the Commission shall jointly consider the replacement of such members.
- 2.2.4 The functioning of the panel shall be coordinated by the secretary of the Review Panel.
- 2.2.5 Commission shall publish the names of the members of the Review Panel and also inform the same to each of the Distribution Licensee(s).
- 2.2.6 The model code of the functioning of the Review Panel shall be finalized at the first meeting of the Review Panel.

2.3 Functions of the review panel

The functions of the Review Panel shall be:

- a) Maintenance of the Distribution Code and its working under continuous scrutiny and review.
- b) Consideration of all requests for review made by any User and publication of their recommendations for changes in the Distribution Code together with reasons for such changes.
- c) Provide guidance on the interpretation and implementation of the Distribution Code.
- d) Examination of the problems raised by any User as well as resolution of the problems.
- e) Ensuring that the changes/modifications proposed in the Distribution Code are consistent and compatible with standard technical manuals or guidelines, codes, laws, acts, rules, and regulations in force at that point of time.

2.4 Review and Revisions

- 2.4.1 The Users seeking any amendment to the Distribution Code shall send written requests to the secretary of the Review Panel with a copy to Commission. If the request is sent to the Commission directly, the same shall be forwarded to the secretary of the Review Panel who shall, in consultation with the concerned entities and such other persons as the Commission may direct, review the Distribution Code provisions. The secretary will circulate the proposed changes/modifications to all the panel members for their written comments within a reasonable time frame or the secretary may call for the Review Panel meeting in consultation with the chairperson. Based on this interaction/ discussion, the necessary amendments/ revisions may be incorporated into the Distribution Code after the approval of the Commission.
- 2.4.2 The secretary shall send the following reports to the Commission at the conclusion of each review meeting of the panel:
- (a) Reports on the outcome of such review.
 - (b) Any proposed revision to the Distribution Code and its rationale.
 - (c) All written representations and objections submitted by the Users at the time of review.
- 2.4.3 All revisions to the Distribution Code require the approval of the Commission. The secretary shall publish revisions to the Distribution Code, after the approval of the Commission. The Review Panel may also submit proposals for relaxation in such cases where Users / Distribution Licensees have difficulties in meeting the requirements of the Distribution Code.
- 2.4.4 Any changes from the previous version shall be clearly marked in the margin. In addition, a revision sheet shall be placed at the front of the revised version, noting the number of every changed Sub-section, together with reasons for such change.
- 2.4.5 The secretary shall maintain copies of the Distribution Code incorporating the latest amendments and shall make it available at a reasonable cost to any person requiring it.

- 2.4.6 The Commission, may, on the application of the licensee or otherwise, call the emergency meeting of the review panel as and when the situation so dictates and make such alterations and amendments in the Distribution Code as it thinks fit.

CHAPTER – 3 DISTRIBUTION PLANNING CODE

3.1 Objectives

The following are the objectives of the Distribution Planning Code:

- (a) To enable the planning, design and construction of the Distribution System for a safe and economical operation with the specified degree of reliability conforming to the following standards:
 - (i) Distribution System Planning and Security Standard.
 - (ii) Provisions applicable to Distribution System under Power System Management and Operating Standard and Power System Safety Standard as prescribed by the authority under Electricity Act 2003.
 - (iii) Statutory Acts and Rules, which are in force,
 - (iv) Relevant Indian Standard Specifications, if applicable. The deviations may be permitted as per specified limit; however, in any case, the security and safety shall not be hampered.
 - (v) REC (Rural Electrification Corporation) Construction Standards and manuals.
- (b) To facilitate the use of the Distribution System by any User connected to or seeking connection with it,
- (c) To prescribe the technical conditions to be followed by the respective Distribution Licensees and Users in meeting the standards for an efficient operation of the common electrical interface,
- (d) To prescribe the procedure for the exchange of the system planning data between the Distribution Licensee and the Users,
- (e) To provide the required information to the Users for connection, planning, and development of their own systems and make them compatible with the Distribution System,
- (f) To enable the Distribution Licensee to co-operate with the STU in furnishing the required data as detailed in the Central / State Grid Code as the case may be.

3.2 Planning Policy

- 3.2.1 The Distribution Planning Code specifies the technical & design criteria and procedures to be followed by the Distribution Licensee for proper planning and development of the Distribution System. This Code is also applicable to the Users of the Distribution System for their planning and development so far as they affect the Distribution System.
- 3.2.2 The requirement of the Users may necessitate the extension or reinforcement of the Distribution System. In some cases, the same may even require the Distribution Licensee to seek the extension or reinforcement to the capacity of the Transmission System at the Connection Point/ Interface Point. This may arise for a number of reasons mentioned below, but not limited to the same:
- (a) A development by any User in his system already connected to the Distribution System;
 - (b) Introduction of a new Connection Point/ Interface Point between the User's System and the Licensee's System;
 - (c) To increase the capacity of the Distribution System for meeting the security standards, removal of constraints in operation, etc., and accommodate a general increase in Demand;
 - (d) Introduction of distributed renewable energy sources, battery storage, electric vehicles and charging infrastructure, etc.
- 3.2.3 The development of the Distribution System must be planned sufficiently in advance allowing adequate time to obtain the required statutory clearances, consents or way leaves, the detailed engineering, design and construction work to be carried out and completed. The suitable management techniques shall be implemented allowing for sufficient time for critical activities and to co-ordinate all the activities in an efficient manner. These shall be taken care of at the time of planning itself.

3.3 Load Data

- 3.3.1 The Distribution Licensee shall develop load curves for the area fed by the concerned substation of the Transmission Licensee from the metering data available at the Connection Point/ Interface Point. Such data shall be compiled for the entire Area of Supply combining the load curves of each substation feeding

its Distribution System. The Distribution Licensees shall collect data and map the power factor of the network (feeder-wise as well as consumer category wise by installing meters on typical distribution transformers.)

- 3.3.2 The actual energy drawn by the Distribution System as recorded in the energy meters installed at Connection Points / Interface Points shall be reconciled with the actual energy sales in the overall Area of Supply. The aggregate distribution losses computed from these data shall be furnished to the Commission at the time of filing for tariff petition every year.
- 3.3.3 All the Users with Demands of 1 MW and above seeking connection shall furnish their load data/characteristics of the load and other relevant details to the Distribution Licensee as detailed in Annexure 1.
- 3.3.4 The embedded generators connected with the Distribution System and seeking new connections shall furnish planning data in the format specified in Annexure 2.
- 3.3.5 The Distribution Licensee shall exercise special care to monitor the actual development of loads in respect of Consumers desiring to avail loads of 1 MW and above at a single point. The Distribution Licensee on his part shall furnish relevant data for designing and selecting the electrical equipment, details of metering and relay for purpose of protection and System data as detailed in Annexure 3, if required by the user seeking connection to his Distribution System. The Distribution Licensee shall update the system data regularly and at least once a year.

3.4 Forecast Methodology

- 3.4.1 The Distribution Licensee shall formulate a short-term demand forecast (to enable the State Transmission Utility (STU) or SLDC in drawing down the annual planning process corresponding to a 5 years forward annual plan for intra state transmission system). This shall be formulated after considering the previous financial year as a base and projecting the demand for the succeeding 5 years, considering the overall development of various sectors in his Area of Supply in succeeding five years. He should follow prudent practices to arrive at load forecast for succeeding five years after considering all the aspects viz. government policy/ economic development etc. During this process he shall also review the status of loads materializing as per the previous load forecast. Further these forecasts shall be in line with the plan to be developed at national level by CEA. The variation to the forecast shall be incorporated by the Distribution Licensee, as and when it is known to Distribution Licensee and revise the forecast annually.
- 3.4.2 Energy sales in each tariff class shall be projected in the forecast period over the corresponding figures relating to the base year by adopting an appropriate statistical method.
- 3.4.3 The projections shall take into account the assumed normal growth for non-specific loads, specific and identified loads of 1 MW and above, and the effects of demand side management, if any, and energy conservation.
- 3.4.4 The peak load requirements at each Connection Point/ Interface Point shall be estimated. The peak load requirement at each Connection Point / Interface Point will essentially ensure that the Transmission Utility or SLDC may determine the corrective measures to be taken to maintain the capacity adequacy in the Transmission System up to the Connection Point /Interface Point. This will facilitate the Transmission Utility (STU) to develop the compatible Transmission System. However, if the Distribution Licensee receive power at a number of Connection Points / Interface Points in a compact area, which are interconnected in a ring, then such Distribution Licensee shall forward the overall short-term Demand forecast at each Connection Point / Interface Point with the variation or tolerance as mutually discussed and agreed upon with the Transmission Utility.
- 3.4.5 The aggregate energy and peak load requirements for the Area of Supply shall be estimated. The Distribution Licensee shall forward the short-term demand forecast for each Connection Point/ Interface Point for peak load requirement as well as aggregate energy and peak load demand for Area of Supply on annual basis to the Transmission Utility (STU) and Commission along with the following details on the basis of which the forecast is made:
- (a) Data,
 - (b) Methodology,
 - (c) Assumptions.
- 3.4.6 It shall be the responsibility of all the Distribution Licensees to fully co-operate with the Transmission Licensees in preparation of demand forecasts for their area of supply. The Distribution Licensee shall furnish the necessary peak load and energy forecasts to the Transmission Utility (STU) for a period succeeding 5 years and submit the same annually by 31st March to STU in order to enable Transmission

Utility or SLDC in formulating the perspective plan, as detailed out in the applicable (State Grid Code) Regulations, enforce.

- 3.4.7 The licensee shall supply whole system data to the transmission Utility (STU) and other distribution system participants on the formats as devised by the STU under the applicable (State Grid Code) Regulations, enforce.

3.5 Technical and Design Criteria

The Distribution Licensee shall plan and develop his Distribution System on the basis of the following technical and design criteria:

- 1 The load demand of all the existing Users connected to the Distribution Licensee's system and all Users seeking connection with the Distribution Licensee's system shall be taken into consideration. All the Apparatus and Circuits shall have adequate capacity to cater to their needs of electricity in a safe, economical and reliable manner.
- 2 The Distribution Licensee shall assess and forecast the load demand of each category of Consumers in his Area of Supply on annual basis or more frequently as decided by the Commission.
- 3 The Distribution Licensee shall have a thorough knowledge of the nature of electricity usage by the Consumers and the way they use electrical energy and other alternative sources of energy in his area. The load forecasting shall take into account all these along with other conservation programs and the demand side management or off-peak usage programs which the Licensee may sponsor, resulting in reduction of energy used and peak demand of the Consumers over the years.
- 4 The Distribution Licensee shall implement an appropriate load forecast program for the systematic collection of data describing Consumers' energy usage patterns and analysis of these data for energy and demand forecast. For this purpose, the Consumers shall be divided into all the tariff categories and may be broadly in the following classes:
 - (a) Domestic category;
 - (b) Non-Domestic category;
 - (c) Commercial category;
 - (d) Agricultural category;
 - (e) Industrial category; and
 - (f) Any other Tariff category as determined by the Commission in the Retail Supply Tariff Order.

The pattern of energy consumed by each sector and the load demand, the period of peak demand etc., shall be determined on the basis of sample surveys taking representative samples from each sector for its different seasonal requirements.

A suitable questionnaire shall be prepared for these sample surveys and the data obtained shall be analyzed using suitable statistical models. Based on this, distribution licensee shall be implementing demand side management techniques to match the availability from time to time.

- 5 The load forecast program shall assess the following:
 - (a) Demand at the time of system peak, daily, monthly, seasonal or annual,
 - (b) Hourly demand for the day of the system peak, monthly, seasonal or annual,
 - (c) Total energy consumption for each category by month, season or year.
- 6 Based on the results of the above analysis the load forecast shall be made using the appropriate modern forecasting tools wherever applicable.
- 7 The optimum Circuit loading and the maximum number of Circuits at any electrical interface between the Distribution and Transmission Systems shall conform to the Distribution System Planning and Security Standards as mentioned under Chapter-4 of this code, Distribution System under Power System Management and Operating Standard and Distribution System under Power System Safety Standard as prescribed by authority under Electricity Act 2003.
- 8 As far as practicable, separate Circuits shall be provided for the following:
 - (a) Urban non-industrial power supply,
 - (b) Urban industrial power supply,

- (c) Rural supply -: (i) Agricultural Supply, (ii) Non - Agricultural Supply
- 9 The loads shall be arranged as far as possible in discrete load blocks to facilitate load management during emergency operations.
- 10 Load flow and other system studies shall be conducted to locate the position of outlets from substations, capacitor installations, distribution transformers, and to contain voltage variation and energy losses within reasonable limits.
- 11 The following parameters of equipment and system designs shall be standardized to facilitate easy replacement and reduction of inventories of spares in stores:
- (a) Capacities of power transformers,
 - (b) Capacities and designs of distribution transformers,
 - (c) Substation / Switching Station layouts,
 - (d) Pole mounted substations,
 - (e) Sizes of bus bars,
 - (f) Capacities and ratings of circuit breakers and instrument transformers,
 - (g) Earthing,
 - (h) Lightning arresters,
 - (i) Control panels,
 - (j) Station batteries,
 - (k) Fire extinguishers.
 - (l) Maintenance tools
 - (m) Safety equipment
 - (n) Energy meters
 - (o) Wires and accessories
 - (p) Insulators and accessories
- 12 The planning of the Distribution System shall always keep in view the cost effectiveness and reduction in energy losses without sacrificing the requirements of Security Standards and Safety Standards for the Distribution System.
- 13 The Distribution Licensee shall plan the Distribution System expansion and reinforcement keeping the following in view along with all other measures to accommodate the advancement in technology prevailing at the time:
- (a) Economic ratio of HT and LT line lengths,
 - (b) Use of aerial bunched conductors,
 - (c) Underground cables,
 - (d) Optimizing the number of distribution transformers and their location at the electrical load centers.

3.6 Energy Audit

- 3.6.1 The Distribution Licensee shall create responsibility centers for energy audits. They shall compute the month/year-wise distribution losses and prepare the energy balance sheets for their respective areas.
- 3.6.2 The Distribution Licensee shall establish and maintain a system for the segregation of technical and commercial losses through energy audits. Interface meters with a data retaining capacity of at least 45 days shall be installed for all the incoming/outgoing feeders in the area identified for each such unit.
- 3.6.3 The Distribution Licensee shall carry an out energy audit of his total system compiling the data and analysis carried out in each responsibility center in the best possible manner. The energy received from each substation shall be measured at the 11 KV terminal switchgear of all the outgoing feeders installed with appropriate energy meters such that the energy supplied to each feeder is accurately available. It shall be compared with the corresponding figures of monthly energy sales and the distribution loss for each feeder shall be worked out. In case the Distribution Licensee has adopted the ring main system at 11KV and there is difficulty in determining the distribution losses for each feeder, then the Distribution

Licensee shall work out distribution losses for the overall Area of Supply.

- 3.6.4 An action plan for the reduction of losses with adequate investments and suitable improvements in governance shall be drawn up and shall be submitted to the Commission annually with the Annual Revenue Requirement filing. The distribution licensee shall follow the provisions given under “The Bureau of energy efficiency (Manner and Intervals for the Conduct of Energy Audit in Electricity Distribution Companies) Regulations, 2021, and its amendments for conducting energy audits in regular intervals and submit the necessary reports to the Commission.

CHAPTER-4 DISTRIBUTION SYSTEM PLANNING AND SECURITY STANDARD

4.1 Objective

The Distribution System Planning and Security Standard specifies the guidelines for the planning methodology of the Distribution System. The scope of this standard covers:

- (a) Quality of power supply
- (b) Load forecast
- (c) Planning procedure.
- (d) Service area of a distribution network.
- (e) Planning standards.
- (f) Reliability analysis.
- (g) Standardization of design of distribution transformer
- (h) Standardization of substation layouts
- (i) Reactive Compensation
- (j) Service Mains
- (k) Metering Cubicles
- (l) Security Standards

4.2 Quality of power supply

- (a) **Frequency:** The rated frequency shall be 50 Hz. All the constituents of the Power System shall make all possible efforts to ensure that the grid frequency remains within the bandwidth of 49.9Hz -50.05 Hz or as notified by the CERC through amendments in the Indian Electricity Grid Code.
- (b) **Voltage:** - The voltage at any point of the system under normal operating conditions shall not depart from the declared voltage by more than the values specified under IS Specifications.
- (c) **Harmonic content:** - As per IEEE recommendations, the total harmonic content in the supply voltage for sensitive loads shall not exceed 5 percent, with any single harmonic content not exceeding 3 percent. The respective User responsible for generating harmonics and affecting the distribution system shall be responsible for corrective action.

4.3 Load Forecast

- 4.3.1 The Distribution Licensee shall prepare a rolling short-term load forecast annually for a period of five years in his Area of Supply duly estimating the probable load growth and the consumption pattern of the Consumers. The forecast thus made shall be updated every year depending on the actual load that has come in that year and the changes in assumption, if any, required for the next years.

4.3.2 Preliminary Load Estimation/Assessment:

- (a) **Domestic and Commercial Loads:** The consumption in domestic and commercial sectors shall be estimated on the basis of the number of Consumers and their specific consumption. The past growth rate in the number of Consumers in the area shall be studied. In cases where power shortages have been experienced in the recent past, the growth rate to be adopted shall take into consideration the appropriate demand-making due allowance in the growth rate to account for the increased tempo of household electrification envisaged in the future. The higher level of electrification planned in the area should be kept in view. Energy consumption per Consumer shall be estimated after studying past trends and taking into account the anticipated improvements in the standard of living.
- (b) **Public Lighting and Water Works:** The estimates of electricity consumption in public lighting and water works shall be based on the average consumption per kilowatt of connected load, projected on the basis

of trends, keeping in mind the likely increase in public lighting and water supply facilities. The number of hours of operation shall be estimated taking into account the past trends and the power cuts if any affected the area.

- (c) **Agricultural Loads:** The power requirement for irrigation pump sets shall be based on the program of energization of pump sets in the plan period, available resources, and the ultimate ground water potential. The average capacity of pump sets shall be worked out considering the mid-year figures for connected load and the number of pump sets. The consumption per IP set per year shall be estimated by means of representative sample studies till all the IP sets are metered.
- (d) **Industrial Loads:** The power requirements for the industrial sector shall be estimated under the following three categories, viz.
- (i) L.T. Industries;
 - (ii) H.T. Industries with a demand of less than 1 MW;
 - (iii) H.T. Industries with a demand of 1 MW & above.
- The consumption in category (i) & (ii) shall be on the basis of historical data duly considering the developments in future. In case of category (iii), the projection shall be made separately for each industrial unit on the basis of the information furnished by the industrialists and the Department of Industries.
- (e) **Non-industrial Bulk Supply:** The available data regarding the consumption of bulk supply to non-industrial Consumers such as research establishments, port trusts, military engineering services, supply to power projects etc., and the probable future developments in these areas, shall be considered for the forecast.
- (f) **Other Loads:** For other loads, the projections shall be based on the best Judgment.

4.4 Load Forecast Procedure

- 4.4.1 Load forecasting methods using the above data and relevant indices by adopting one of the suitable methods applicable to specific locations and prevailing conditions shall be adopted.
- 4.4.2 In addition to the above, the effects of demand side management, requirement of power for pending applications, the increase in demand due to improvement in the operating frequency close to 50 Hz shall also be estimated. The Distribution Licensee shall work out Peak Demand for each of the succeeding five years relating to Connection Point/ Interface Point with the Transmission System as well as the annual Energy Demand and Peak Demand for each of the succeeding five years for overall Area of Supply on the basis of Load forecast. However, if the Distribution Licensee receive power at a number of Connection Points / Interface Points in a compact area, which are interconnected in a ring, then such Distribution Licensee shall forward the overall short-term Demand forecast at each Connection Point / Interface Point with the variation or tolerance as mutually discussed and agreed upon with the Transmission Utility or SLDC.
- 4.4.3 The diversity factor of each category of Consumers fed in the Area of Supply shall be worked out by installation of load survey meters at selected typical locations. A record of such data shall be maintained and continuously updated. The short-term load forecast for a period of five years, based on these data shall be prepared.

4.5 Planning Procedure

The Distribution System shall be planned and developed in such a way that the system should be capable of catering the requirement of all categories of Consumers with a safe, reliable, economical and quality supply of electricity as indicated in clause 2.0 of this section. However, the Consumer shall extend full support to the Distribution Licensee to enable the Distribution Licensee for quality supply of electricity. The Distribution System shall conform to the statutory requirements of all the relevant code, standards and acts in force.

4.6 Planning Standards

- 4.6.1 Standardization of Sizes and Ratings: Adequate provision for future load development shall be made while selecting the sizes of power conductors and rating of distribution transformers. The sizes of power conductors, insulators, lightning arresters, transformers, switchgear, etc. used in the Distribution System shall be standardized with the objective of reducing inventory and standard specifications shall be prepared.

4.6.2 Design Criteria for Distribution Lines

1. Radial system of distribution can be adopted in rural areas and as far as possible loop system with provision for feeding from at least one alternate source shall be adopted in urban areas.
2. The HT and LT distribution lines shall be any of the following types according to the necessity at the required area.
 - a) Over-head line with bare conductors;
 - b) Over-head line with Aerial Bunched Cables;
 - c) Under-ground Cables.
3. In thickly populated cities, in areas having heavy traffic densities, underground cable installation shall be considered to the extent possible. Wherever a number of trees are encountered, either in residential locations or in gardens and forests, over-headlines with aerial bunched cables shall be adopted. In other places over-headlines with bare conductors shall be adopted. The following standards shall be adopted for planning and design purposes:
 - a) The design and construction of over-headlines with bare conductors shall be generally in accordance with IS 5613 Part I, sections 1 and 2.
 - b) Vertical configuration of conductors for LT distribution lines, to prevent accidental short circuit due to galloping of conductors, shall preferably be adopted in rural areas since the spans are large in such areas.
 - c) The maximum length of LT and HT lines shall be maintained within the prescribed limit so as a safe and quality power may be delivered.
 - d) The design and construction of over-headlines with aerial bunched cables shall be generally in accordance with REC Specifications 32 and IS 14255.
 - e) The design and construction of under-ground cables shall be generally in accordance with IS 1255.
4. The line supports can be of steel, wood, RCC or PCC. The RCC and PCC poles are preferred over the other two considering their cost and longer life. The choice of the size of conductor for a line shall be made based on the following criteria:
 - a) Power to be transmitted and the techno-economic studies conducted for selecting the size of conductor according to the cost of loss of power and the interest and depreciation charges on the cost of the conductor thus selected;
 - b) Length of Line;
 - c) Line Voltage;
 - d) Permissible voltage regulation;
 - e) Mechanical strength;

4.6.3 Standardization of Design and Rating of Distribution Transformers

1. The design and rating of distribution transformers shall be standardized. As an initial step, the various technical parameters required for the design shall be incorporated in the specifications based on the experience on performance gained among the various designs so far adopted. Later, standard designs of the transformers and their detailed construction drawings shall be evolved based on the performance of these transformers. These shall be adopted for future procurement. This also ensures the interchangeability of components of similar transformers manufactured by any manufacturer.
2. A good quality assurance plan shall be aimed at the following:
 - a) Good quality of raw materials;
 - b) Quality control during manufacturing and routine tests;
 - c) Acceptance tests at the time of taking delivery;
 - d) Inspection and tests on transformers received at stores on random sampling;
 - e) Thorough test on one transformer in a lot selected at random. The transformer should be completely dismantled. The qualities of core, coil, insulation etc. are physically inspected and samples of insulation and other components used etc., are tested.
 - f) Ensuring performance guarantee for all distribution transformers for a minimum period of 3 years.

4.6.4 Standardization of Sub-Station Layouts

The Distribution Licensee shall develop standard layouts following relevant standards, manuals, and provisions of the Electricity Act, 2003. The Licensee shall also adopt the latest technology as well as feedback from the experience gained.

4.6.5 Reactive Compensation

1. Shunt capacitors un-switched/switched type, shall be installed at the appropriate places in the Distribution System for power factor improvement, maintaining a satisfactory voltage profile, and reduction of sub-transmission and Distribution losses. The size and location of the capacitor installations shall be determined using an appropriate program, with reliable field data. Suitable precautionary measures, such as automatic switching, etc, shall be adopted to avoid over voltage at light load periods.
2. Optimization studies of shunt compensation shall be conducted by the Distribution Licensee to determine the most appropriate sizes and locations for shunt capacitor installations.

4.6.6 Service Area of a Distribution Network

1. The service area of a distribution network is an area in which the load is supplied by a substation by one or more number of feeders, as required. The distribution network fed from the distribution transformers and the substations from which the 11 kV feeders emanate shall be initially planned as independent networks within their respective service areas. Further, wherever possible, provision shall be made for interconnection with adjacent networks and/or substations for an alternate supply in case of failure. The design of distribution lines shall incorporate features to enable their augmentation in future, with minimum interruption to power supply. The existing right of way shall be fully exploited.
2. The Distribution Licensee shall take suitable measures, sufficiently in advance, to augment the capacity of the feeders in the event the voltage regulation limit is exceeded within the area.
3. Appropriate software to compute the design of the distribution network shall be used to obtain lowest possible energy losses for different loading conditions for the following:
 - a) The location and the capacity of the distribution transformers;
 - b) Routing of LV and HV networks;
 - c) The sizes of conductors;
 - d) The ratio of the lengths of HT and LT distribution lines for the new lines planned shall be optimized and the existing Distribution System shall be modified in a phased manner to reduce the distribution losses.
 - e) The voltage regulation limits for all loading conditions.

4.6.7 Service Mains

The service mains to Consumers shall be laid in accordance with relevant REC Construction Standards for 230 V single phase and 400 V three phase supply and shall conform to the provisions of Relevant Rules under Electricity Act, 2003.

4.6.8 Metering Cubicles

1. The metering for 230 V single-phase supply shall be provided on a suitable board, located in such a place protected from sun and rain and shall be in a convenient position for taking readings. The terminals of the meter shall be made tamper-proof and sealed. For 400 Volts three phase supply, the meters and associated metering equipment including connections shall be enclosed in a suitable tamper-proof box. The tamper-proof box shall be of sufficient strength and design with locking and sealing devices and shall have adequate provision for heat dissipation with the required electrical clearances. The design shall permit readings to be taken without access to the meter or its connections.
2. For HT Consumers the meters, maximum demand indicators, and secondary connections, shall be housed in a separate compartment and other secondary apparatus such as instrument transformers and connections required shall be housed in a separate metering compartment, which shall be locked / sealed to prevent tampering.
3. The HT metering cubicle shall be suitable for cable entry on both sides or at least on one side. No fuses are permitted in the secondary circuits of the instrument transformers. The metering cubicle shall be painted with suitable epoxy paint for installation in areas experiencing heavy rainfall. The instrument transformers shall be of fixed ratio and shall not have any taps. The primary current rating of the current transformers shall match with the normal full load current and the saturation point of the core shall be higher than the maximum current that may occur due to simultaneous full load operation of all the

connected equipment and machinery.

4. For EHT Consumers, the secondary terminals of the instrument transformers shall be locked and sealed and the secondary wires brought out in a suitable GI conduit pipe up to the metering panel. There shall be no joints in the conduit pipes. The meters shall be as close to the instrument transformers as possible and in no case shall exceed ten (10) meters. The metering panel shall be housed in a weather proof and tamper proof box and sealed.

4.7 Reliability Analysis

- 4.7.1. The planning of the extension and improvement to a Distribution System shall also take into consideration the improvement in reliability of power supply to Consumers. The appropriate reliability indices of power supply in the area fed by the Distribution System before and after the implementation of the extension and improvement program shall be estimated. The planning of the distribution system shall also take into consideration the improvement in reliability and efforts should be made to collect the data in this regard.
- 4.7.2. The provisions of the Joint Electricity Regulatory Commission for The UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Standard of Performance for Distribution Licensees) Regulations, 2023 as amended from time to time for determining the Reliability indices of power supply to the Consumers shall be adhered to by the licensees.
- 4.7.3. The following factors, which affect reliability indices, shall be considered subject to availability of data:
 - (a) Momentary incoming supply failures
 - (b) Momentary interruptions on 33 and 11 kV feeders
 - (c) Feeder wise affected consumers
 - (d) Breakdown on LT feeders
 - (e) Prearranged shutdowns on lines and feeders
 - (f) Blowing out of distribution transformer fuses
 - (g) Individual fuse off calls

4.8 Standing committee for design, construction and maintenance practices

- 4.8.1. Standing Committee for design, construction and maintenance practices shall under the chairmanship of the Technical Member/Director of the licensee be constituted by the licensee, within one-month w.e.f. the commencement of this Code and shall comprise of-
 - (a) the senior most Engineer (Planning) of the licensee
 - (b) the senior most Engineer (Materials Management) of the licensee
 - (c) the senior most Engineer (Design and Planning) of the STU; and
 - (d) any other person as the licensee may deem appropriate.
- 4.8.2. The Standing Committee shall be an advisory body having perpetual term and shall hold its meeting at least once in each quarter. The Standing Committee shall suggest and make recommendations to the licensee on matters amongst others in the following areas: -
 - (a) to review and suggest the latest practices on design and technical specifications of line materials, meters and metering equipment, service line materials, sub-station equipment like transformers, circuit breakers, CT/PT sets etc.;
 - (b) to suggest vendor selection and short-listing procedures for various equipment and materials being used in bulk;
 - (c) to suggest best industry practices and innovative techniques for construction, operation, and maintenance of HT / LT lines and Grid Substations, Pole mounted and other plinth-mounted sub-stations etc.;
 - (d) to recommend and suggest the latest technology upgradation and process such as IT tools and SCADA and other Control System;
 - (e) to recommend embargo and restrictions on dangerous, unhygienic practices and material from point of view of safety, environmental upkeep and pollution norms.

4.9 Security Standards

- 4.9.1. The Distribution System shall be planned and maintained so as to fulfill the following security standards

except under Force Majeure conditions beyond the reasonable control of the Distribution Licensee.

- 4.9.2. The feeders, either HT or LT, feeding important loads such as hospitals, crematoria, airports, railway stations, and the like shall be planned to have a selective switching system, so that selective switching can be operated to transfer the load on to an alternate healthy feeder. Appropriate safety precautions shall invariably be taken in this regard. In case of failure of the feeder, these switches shall be operated immediately either manually or automatically depending on the importance of the load.
- 4.9.3. The feeders connected to important industries which are very sensitive to interruption of even short duration shall be planned to have automatic switchover to an alternate healthy feeder in case of failure of supply.
- 4.9.4. Loading in any current carrying component of the Distribution System (e.g., Conductors, joints, transformers, switchgear, cables and other apparatus) shall not exceed 75% of their respective thermal limit.
- 4.9.5. The rupturing capacity of the switchgear employed in the system shall have at least 25% more capacity than the short circuit level computed even considering the anticipated future development of the system.
- 4.9.6. Provision shall be made for every HT feeder, either primary or secondary, to manually switch over to the immediately available HT feeder of the same voltage class available in the vicinity. Provision shall be made in the design itself for any HT feeder to share at least 50% of the loads in the adjacent feeder during emergencies.
- 4.9.7. In case of single contingency; failure of any substation equipment controlling any outgoing 11 kV feeder, the load interrupted shall not generally exceed 50% of the total demand on the substation. The Distribution Licensee has to bring it down to 20% within a period of three years.
- 4.9.8. There shall be adequate stand by capacity in the system.
- 4.9.9. The design of the Distribution System shall accommodate the arrangements in such a way that the electricity supply need not be interrupted for more than the specified duration as per Joint Electricity Regulatory Commission for The UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Standard of Performance for Distribution Licensees) Regulations, 2023 as amended from time to time of the Licensee in case of breakdown of any distribution transformer. Similarly, in case of failure of 11 kV feeders including terminal equipment, the design shall accommodate an arrangement for the power supply not to be interrupted to the extent possible.

4.10 Construction Practices

- 4.10.1. All electric supply lines and apparatus shall be of sufficient ratings for power, insulation and estimated fault current and of sufficient mechanical strength, for the duty, which may be required to be performed under the environmental conditions of installation, and shall be constructed, installed, protected, worked and maintained in such a manner as to ensure the safety of human beings, animals and property.
- 4.10.2. The relevant Code of Practices of the Bureau of Indian Standards, REC Standard, including the National Electrical Code, if any, may be followed. The material and apparatus used shall conform to the relevant specification of the Bureau of Indian Standards where such specifications have been already laid.
- 4.10.3. The licensee and the User shall prepare and observe the Construction and Maintenance Manuals for various equipment/works for HT / LT Lines and Grid / Switching sub-stations. The Construction and Maintenance Manual shall be prepared to take into consideration the following:
 - (a) Technical Standards for construction of electrical plants, electric lines, and connectivity to the grid specified by the Central Electricity Authority under Clause (b) of section 73 of the Electricity Act 2003;
 - (b) Safety requirements for construction, operation, and maintenance of electrical plants and electric lines specified by the Central Electricity Authority under Clause (c) of section 73 of the Act;
 - (c) REC Construction Standards and Standard Design Layouts;
 - (d) CBIP Publications on Code of Practices;
 - (e) Code of Practices issued by the Bureau of Indian Standards for various equipment and maintenance practices; and
 - (f) Instruction Manuals for installation, operation, and maintenance issued by the standard equipment manufacturer concerned.
- 4.10.4. The standard tables for conductor size, fuse size, wire gauge, electrical clearance, ground wire size,

insulation resistance and earth resistivity etc. shall be included in the Construction and Maintenance Manuals. The licensee shall ensure that its construction and maintenance staff strictly observe these Manuals. The copy of Construction and Maintenance Manuals shall be furnished to the Commission.

4.11 Preventive Maintenance Schedule and Inspection Manual

- 4.11.1. The licensee and the User shall prepare a Preventative Maintenance Schedule and Inspection Manual for various line and sub-station equipment installed in distribution system.
- 4.11.2. The Preventive Maintenance Schedule and Inspection Manual shall cover the following: -
 - (a) Recommended Schedule for inspection;
 - (b) Recommended Schedule for preventive maintenance; and
 - (c) Recommended Schedule for overhauling.
- 4.11.3. The inspection schedule and preventive maintenance schedule shall have daily, weekly, monthly, quarterly and annual periodic activity, to be carried out for various equipment.

4.12 Maintenance Records

- 4.12.1. The licensee as User shall maintain records of periodic inspections carried out in the standard formats prescribed in the Preventive Maintenance Schedule and Inspection Manual.
- 4.12.2. Periodic testing of all the equipment such as transformers, switchgear, protective relays, etc., should be carried out as recommended by the manufacturer and the relevant Code of Practices issued by the Bureau of Indian Standards and the CBIP. These shall be carried out at fixed intervals and the test results shall be recorded in the maintenance registers. Wherever the test results indicate a decline in the insulation resistance and/or deterioration of the equipment, preventive maintenance shall be carried out to ensure serviceability, safety, and efficiency.
- 4.12.3. The licensee shall maintain well-trained hot-line maintenance personnel with all the required tools in good condition and conduct maintenance work by using the hot-line technique, wherever possible, to reduce period of interruption.
- 4.12.4. The consumers shall maintain their apparatus and power lines at all times conforming to the Electricity Rules, and these shall be suitable for connection to the distribution system in a safe and reliable manner.

4.13 Energy Conservation

- 4.13.1. The licensee, in order to minimize the overall requirement, energy conservation and Demand Side Management (DSM), shall accord high priority to ensure compliance with the Energy Conservation Act, 2001 and shall adhere to the guidelines of the Bureau of Energy Efficiency along with the provisions of the applicable (Demand Side Management) Regulations, enforce.
- 4.13.2. The licensee shall ensure that the periodic energy audits, wherever made compulsory for power-intensive industries under the Energy Conservation Act, 2001 are complied with by its consumers. Other industrial consumers may also be encouraged to adopt energy audits and energy conservation measures.
- 4.13.3. In the agriculture sector the licensee shall promote the pump sets and the water delivery system engineered for high efficiency. In the industrial sector, the licensee shall take action for promoting energy-efficient technologies as energy conservation measures. Motors and drive systems are the major sources of high consumption in the agricultural and industrial sectors. The licensee shall encourage the consumers use high-efficiency motors in the agricultural and industrial sectors. The licensee shall take effective steps so that energy-efficient lighting technologies are adopted in industries, commercial and domestic establishments.

CHAPTER – 5 CONNECTIVITY CONDITIONS

5.1 Objectives

The Connectivity Conditions are provided to ensure that:

- a) The basic rules for connections are compiled by all agencies. This will help to treat all agencies in a non-discriminatory manner.
- b) Any new or modified connection, when established, shall not suffer unacceptable effects due to its connection to the Distribution System nor produce unacceptable effects on the system or any other connected agency.
- c) The ownership and responsibility for all the equipment shall be clearly specified in a schedule (site responsibility schedule) for every site, where a connection is made.

- d) The Connectivity Conditions specify the minimum technical and design criteria, which shall be complied with any agency connected to, or seeking connection to the Distribution System. The Distribution Licensee shall ensure compliance of the above criteria by any agency as a pre-requisite for the establishment of an agreed connection. The connectivity conditions should fulfill the requirement stipulated in sections 50 and 53 of the Electricity Act, 2003, and provisions of the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Electricity Supply Code) Regulations, 2023.

5.2 Operational Labeling

The Licensee and the Consumers shall be responsible for the provision and maintenance of clear, unambiguous signs and labels indicating the numbering and / or name of the equipment/apparatus and circuit at the substations and connection sites. The equipment installed shall conform to its relevant I.S specification and the ratings and salient specification shall be maintained on the equipment's nameplate. No electrical equipment shall be used without its manufacturer's nameplate permanently affixed to it. In the event of such discrepancies observed, the same shall be treated as per the pertinent section of the Electricity Act, 2003.

5.3 System Performance

- 5.3.1** The design and construction of all the equipment connected to the Distribution System shall satisfy the relevant Indian Standard Specifications. In case of equipment for which the Indian Standard Specifications do not exist, the appropriate IEC, IEEE or other International Standards shall apply.
- 5.3.2** Installation of all electrical equipment shall comply with the rules and code of practice in force.
- 5.3.3** For every new connection sought, the Distribution Licensee shall specify the Connection Point/ Interface Point and the supply voltage, along with the metering and protection requirements as specified in the "Metering and Protection code" under section – 7 of this code.
- 5.3.4** The operation of the Distribution System shall be in accordance with the "Distribution System Operating Standard" under Power System Management & Operation Standard as prescribed by authority under the Electricity Act 2003. The User shall however be subjected to the distribution discipline prescribed by the SLDC/Distribution Licensee.
- 5.3.5** The insulation co-ordination of the User's equipment shall conform to the applicable Indian Standards/Code of practices. The rupturing capacity of the switchgear shall not be less than that notified by the Distribution Licensee.

5.4 Connection Point/ Interface Point

- 5.4.1** Connection to Transmission System shall be governed by the relevant clauses of the Central / State Grid Code as the case may be.
- 5.4.2 Connection of Small Generators (not below 1MW) to the Distribution Systems:** - Bus bars may be provided at the Generating station. All generating units shall inject the output into the bus bars via the synchronizing breaker. The isolator between the synchronizing breaker and the bus bars is the boundary between the Generator and the Distribution Licensee. The current transformers for the metering shall be connected near the synchronizing breaker. The voltage transformers (including the standby set) of the metering shall be connected to the bus-bars. However, the small generators based on renewable sources of energy will be allowed for the connection with Distribution System/ Transmission System as feasible and decided by the Commission on a case-to-case basis.
- 5.4.3 EHT/HT Consumers:** The supply voltage may be 220kV, 132kV, 66kV, 33 kV, 22kV, or 11 kV or the voltage as agreed by the Distribution Licensee. The substations shall be owned by the Users. The boundary shall be the feeder entry in the premises of the Users or when so provided it shall be the bus-bar between breakers of the Distribution Licensee and the EHT/ HT Consumers.
- 5.4.4 Low voltage and Medium Voltage Consumers:** The incoming terminal of the cut-out circuit breaker installed by the Consumer is the boundary of low-voltage and medium-voltage Consumers. The metering shall be provided before a fuse unit/circuit breaker of the Consumer. The metering equipment shall be provided at the entry point of Consumer Premises in a safe location, preferably at the entry of the Premises or in a common passage on the ground floor for easy access for the purpose of meter reading, maintenance, repairs, inspection, etc. The metering equipment shall be provided inside a box sealed by the Distribution Licensee and the User/Consumer shall not disturb the sealed metering equipment and shall take reasonable care for protecting the meter and equipment.

5.5 Procedure for Applications for Connections to The System

Any User seeking use of Distribution System may submit an application for connection to the Licensee as per the procedures and formats prescribed under the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Electricity Supply Code) Regulations 2023. Prospective large customers may enclose information as per Annexure – 1.

5.6 Acceptance or Rejection of Application for Connection

The acceptance or rejection of Consumer's application for supply connection shall be as per the provisions of the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Electricity Supply Code) Regulations 2023.

5.7 Connection Agreements

A connection Agreement of Consumer shall be as per provisions of the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Electricity Supply Code) Regulations, 2023.

CHAPTER – 6: OPERATION CODE

6.1 Objectives

6.1.1 This Chapter contains the procedures and practices to be followed for a safe and efficient operation of the Distribution System by the Distribution Licensee and by the Users of the Distribution System of their electrical plant and lines which are connected to the Distribution Licensee's system. This shall also apply to any electrical interface between two Distribution Licensee's for a safe and efficient operation of interface.

6.1.2 The following aspects of operation are covered in this section:

- (a) Demand Estimation
- (b) Outage Planning
- (c) Contingency Planning
- (d) Demand Side Management
- (e) Interface with Small Generating Plant including CPPs
- (f) Operational Communication
- (g) Monitoring and Control of voltage, frequency and power factor.
- (h) Safety Co-ordination.
- (i) Maintenance and testing
- (j) Tools and spares
- (k) Human Resource Development and Training
- (l) Geographical Information System (GIS)/Global Positioning System (GPS) based information system

6.2 Demand Estimation

6.2.1 The Distribution Licensee shall estimate the Demand and Energy requirement in 15-minute time blocks at the Transmission-Distribution Interface Points on a day-ahead/week-ahead/month-ahead basis for their Area of Supply on the basis of relevant load curves drawn on day ahead basis subject to modifications depending upon the communication received from any specific User or caused by any contingency. This may be given to SLDC as may be required.

6.2.2 For this purpose, the concerned major Users identified by the Distribution Licensee shall furnish the required data pertaining to the demands of their installation to him.

6.3 Outage Planning

6.3.1 The Distribution Licensee shall furnish his proposed outage programs to the Transmission Licensee on a month-ahead basis.

6.3.2 The outage program shall contain the identification of lines and equipment of the Distribution System proposed by the Licensee.

6.3.3 The outage plan proposed by the Licensee shall come into effect only after the Transmission Licensee releases the finally agreed transmission outage plan.

6.3.4 However, at the time the line or equipment is taken out of service, the Distribution Licensee shall intimate the Transmission Licensee to facilitate in accommodating their maintenance work, which can be carried out under minimum shutdown period.

6.3.5 The above procedure shall not apply under the following circumstances:

- a) 'Emergency situations' to save plant and machinery;
- b) In case of unforeseen emergency situations requiring isolation of lines or equipment to save human life,
- c) Where disconnection is to be effected on any User installation due to breach of Agreement. In this case, the SLDC shall be informed wherever the load to the extent of 1 MW or more is affected.

6.3.6 Planned outages of the Power System for the duration as specified in the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Standard of Performance for Distribution Licensees) Regulations 2023 for maintenance purposes shall be intimated to the public through media including publishing in at least two largely circulated newspapers (one in English and one in local language) of that area, two days in advance.

6.4 Contingency Planning & Crisis Management

6.4.1 A contingency situation may arise in the event of a total or partial blackout in the Transmission System. A contingency may also arise on a part of the Distribution System due to local breakdowns in the Distribution System itself. It may also arise due to a breakdown in the Apparatus of the Transmission Licensee at the point of interconnection.

6.4.2 Contingency Planning & Crisis Management procedure shall be documented unambiguously to achieve restoration of the total system and associated demand and re-synchronization of parts of the total system that came out of synchronism with each other, at the shortest possible time.

6.4.3 Transmission System Failure:

- a) In case of a total blackout at any point in the Area of Supply of the Distribution Licensee, the Distribution Licensee shall follow the black start procedures framed by the Transmission Utility (STU)/SLDC.
- b) The Distribution Licensee shall sectionalize the Distribution System into discrete blocks of demand. The Licensee shall advise and co-operate with the SLDC for the amount of MW load likely to be picked up on switching each demand block.
- c) The Distribution Licensee shall prepare a schedule of essential and non- essential loads in order of priority at each connection to be picked up during the restoration process.
- d) The Distribution Licensee shall ensure and maintain the load generation balance under the direction of the SLDC.
- e) The Distribution Licensee shall maintain direct communication links with the SLDC.
- f) The Distribution Licensee shall furnish the names and designations of the person(s) with their telephone numbers, e-mail IDs, and stations, authorized to deal with contingency operations, to the SLDC, who shall co-ordinate for restoration process as per State/ Central Grid Code/ Regulations of the Commission as the case may be.

6.4.4 Distribution System Failure:

- a) Interruptions to the power supply in any part of the Distribution System lasting for the period as specified in the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Standard of Performance for Distribution Licensees) Regulations 2023 and amendments thereof for Licensee due to breakdown in any part of the Distribution System may be termed as a Distribution System Failure.
- b) The Distribution Licensee shall co-ordinate with SLDC for the restoration process, which shall be as per provisions of the applicable (State Grid Code) Regulations, enforce and amendments thereof.
- c) The Distribution Licensee shall designate a Nodal Officer to coordinate with SLDC for Distribution System restoration.

6.4.5 Failure of the Apparatus of the Transmission Licensee:

- a) The Distribution Licensee shall immediately contact the authorized person at the substation of the Transmission Licensee, and assess the probable period of restoration and the probable restriction of load drawl from the affected substation.

- b) The Distribution Licensee shall affect the demand management plan accordingly.

6.5 Demand Side Management (DSM)

- 6.5.1** DSM should be made an integral part of the day-to-day operations of the Distribution Licensee with the objective of improving end-use efficiency in the use of electricity, environmental conservation, and cost reduction.
- 6.5.2** Promote and implement Load Shifting, Power Shortage Mitigation, seasonal peak reduction, cost-effective energy savings, lowering the cost of electricity, reduction in emissions of greenhouse gases, and pricing initiatives i.e., Time of Use / Seasonal, etc.
- 6.5.3** Complement supply-side strategies in order to avoid, reduce or postpone unnecessary investments in generation, transmission, and distribution infrastructure.
- 6.5.4** Reduction of transmission and distribution losses through implementation of end-use energy efficiency programs in areas reporting high AT&C losses.
- 6.5.5** Reduce the environmental damage by reducing the emission of greenhouse gases.
- 6.5.6** Encourage consumers to revise their electricity consumption pattern both with respect to timing and level of electricity demand for efficient use of energy.
- 6.5.7** Create awareness about Solar Pumps, Solar Lights, LED lamps etc.
- 6.5.8** DSM Plan and Program preparation, submission and approval by the Commission:
- (a) Distribution Licensee shall formulate a perspective DSM Plan and submit the same to the Commission for in-principal approval for the specified period and as per the time lines that may be specified by the Commission from time to time;
 - (b) The perspective DSM plan shall include:
 - (i) A section outlining the goals sought to be achieved in the specified period.
 - (ii) Annual DSM Plan for each year of the perspective plan period containing description of DSM program proposed to be undertaken and its prioritization along with program wise details like:
 1. indicative cost & its cost effectiveness pursuant to these Regulations and any guidelines issued by the Commission from time to time;
 2. indicative baseline data and expected reduction in tariff and/or gain in energy efficiency;
 3. consumer segments and estimated level of participation;
 4. implementation strategy and schedule including process / mechanism for execution e.g., Energy Service Companies, Bidding for DSM Projects, DSM Resource Acquisition, etc.;
 5. expected payback period and mechanism for recovery of cost and performance incentives;
 - (c) Mechanism for Monitoring, evaluation and reporting of perspective plan and annual plan/programs;
 - (d) Programme/Plan for Training/Seminars/Workshops to increase consumer awareness.

6.6 Interfaces with Small Generating Units Including CPPs

If the Distribution Licensee has an interface with any generating unit including CPP and an Agreement for this purpose exists, the Distribution Licensee and the concerned owner of the generating unit shall abide by the following provisions in addition to the provisions contained in this Code as applicable to all the Users:

- a) The owner shall provide suitable protection at the interface to protect his system from any damage due to normal and abnormal conditions in the Distribution System.
- b) In case of induction generator, the owner shall take adequate precautions to limit the system disturbances, when the induction generator is synchronized in consent with the Distribution Licensee. Induction generators shall be installed with adequate capacitors to compensate the reactive power drawl. Also, whenever the power factor is found very low during starting period and causes a voltage dip in the Licensee's system the Licensee may advise the owner to install capacitors and the owner shall comply. Failure to comply entails penalty and/or disconnection from the system as per provision of rules and Acts.
- c) The owner shall comply with the provisions of the (State / Central) Grid Code Regulations of the Commission as the case may be.

6.7 Operational Communication

Reliable communication links viz telephone, email, fax, tele printer, etc. shall be established for the exchange of data, information, and operating instructions between the Licensee, Consumer with a demand of 1 MW and above, and the SLDC. Each constituent shall ensure installation and maintenance of proper communication infrastructure at his end.

6.8 Monitoring and Control of Voltage, Frequency and Power Factor

6.8.1 The Distribution Licensee shall monitor the voltage, frequency, and power factors in the Distribution System at different points at peak and off-peak hours and take reasonable measures for improvement of the same in coordination with the Users with the demand of 1 MW and above, and the Transmission Licensee.

6.8.2 The Distribution Licensee shall take power factor improvement measures at strategic points in the Distribution System by carrying out system studies and installing the required reactive compensation equipment.

6.8.3 The voltage in the Distribution System may vary depending upon the available generation, system demand, and the configuration of Transmission and Distribution Systems at any time. Under normal operating conditions the Licensee shall exercise proper voltage management in the Distribution System beyond the point of connection with the Transmission System to maintain voltage at all levels according to the quality of supply mentioned in the Distribution System Planning and Security Standard as mentioned under Chapter-4 of this code. The capacitors, wherever available in the Grid substations shall be operated to maintain reactive compensation to be within acceptable limits of power factor of at least 0.9 keeping the bus voltage in view.

6.8.4 Users having loads with high harmonic content, low Power Factor and fluctuations shall install appropriate correction equipment.

6.8.5 The Distribution Licensee shall abide by the instructions issued by the SLDC from time to time on load management for maintaining the frequency of supply within the specified limits.

6.9 Safety Co-Ordination

6.9.1 The Distribution Licensee and the Users and any other Distribution Licensee having a common electrical interface with the Licensee shall designate suitable persons to be responsible for safety coordination. These persons shall be referred to as Control Persons. Their designations and telephone numbers shall be exchanged between all the concerned persons. Any change in the list shall be notified promptly to all the concerned.

6.9.2 The Distribution Licensee and such Users shall prepare safety manuals incorporating all the safety precautions to be taken for each component of the Distribution System. All the safety rules and precautions shall be observed when work is to be carried out on any line or apparatus, switchgear, or circuits in any part of the Distribution System or in any part of the User System. The safety manuals thus prepared shall be issued to all the control persons and such Users for compliance.

6.9.3 There shall be coordination between persons of the Distribution Licensee and the Users, between persons of two Distribution Licensees having electrical interfaces, for carrying out the work on any apparatus or lines etc., belonging to either party at the point of interconnection.

6.9.4 The provisions of the (State / Central) Grid Code Regulation (as the case may be) shall be followed at Connection Points/ Interface Points in co-ordination with the Transmission Licensee.

6.9.5 The disconnecting device(s) at each electrical interface, which shall be capable of effectively disconnecting the system of the Distribution Licensee and the other Users, and the grounding devices of the respective systems at the control boundary shall be identified and marked by the Licensee and the respective Users. These shall be maintained in good condition at all times. To prevent inadvertent switching operations by unauthorized persons, such disconnecting devices shall be provided with interlocks.

6.9.6 Wherever any Consumer has installed an emergency power supply system, either an electronic system with storage batteries or with generators, the arrangement shall be such that the same cannot be operated without clearly isolating the system from the supply mains. The responsibility of making the required arrangement for isolation from supply mains shall be of the User and this shall be part of the electrical layout submitted to Electrical Inspector for his approval. The possibility of a feedback from these devices to the Distribution System from any of the conductors, including the neutral conductor shall be clearly ruled out.

6.9.7 The appropriate Control Person at the electrical interface shall issue written permission to his counterpart for carrying out the work on any apparatus, switchgear or lines beyond the electrical interface. Such permissions shall be termed as "Permit to Work" (PTW). The format for PTW shall be standardized by the Distribution Licensee and shall be used by all concerned.

6.9.8 The Distribution Licensee in consultation with the concerned User shall frame checklist of operations to be carried out and the procedures for safety coordination for each electrical interface, before issue and return of PTWs. Such procedures and checklists shall be issued to all the concerned by the Licensee for implementation.

6.10 Maintenance and Testing

6.10.1 The Distribution Licensee shall prepare maintenance schedules for lines and equipment to meet the level of maintenance as required in the "Distribution System under Power System Management and Operating Standard" and "Distribution System under Power System Safety Standard".

6.10.2 Regular testing of all the equipment, such as transformers, switchgear, protective relays etc., should be carried out as recommended by the manufacturers and the relevant code of practices issued by the Bureau of Indian Standards and CBIP. These shall be carried out at the prescribed intervals and the test results shall be recorded in the maintenance registers. Wherever the test results indicate a decline in the insulation resistance and/or deterioration of the equipment, preventive maintenance shall be carried out to ensure serviceability, safety and efficiency.

6.10.3 The Distribution Licensee shall maintain well trained hot-line personnel, and all the required tools in good condition, and conduct the maintenance work by using hot-line technique, wherever possible, to reduce the period of interruption.

6.10.4 The Users shall maintain their Apparatus and Power Lines at all times conforming to I.E. Rules 1956 which are in force for time being and will be replaced by new rules made under Electricity Act, 2003 and shall be suitable for being connected to the Distribution System in a safe and reliable manner.

6.11 Tools and Spares

6.11.1 The Distribution Licensee shall ensure the availability of proper tools and tackles at workplaces for carrying out maintenance. The tools and tackles shall be checked from time to time and their serviceability shall be ensured.

6.11.2 The Distribution Licensee shall maintain an inventory of spares required for maintenance and replacement purposes at suitable locations according to a clear policy to be laid down by the Licensee.

6.12 Human Resource Development and Training

The Distribution Licensee shall make appropriate arrangements for imparting training to the workmen and supervisory staff, incorporating up-to-date techniques of Distribution System design, construction and maintenance, safety, consumer services etc. The Licensee shall frame a suitable syllabus for this purpose.

6.13 Geographical Information System (GIS) / Global Positioning System (GPS) based information system

6.13.1 The Distribution Licensee shall, in stages, deploy GIS/GPS based Geographical Facilities Information System for planning operation and maintenance of distribution system. The GIS shall be utilized for mapping the all-important elements of distribution system which includes lines, transformers, sub-stations, generating stations, all unit locations and shall eventually covers all consumers. The GIS shall be linked to active relational database management system (RDBMS) and GPS shall be utilized for time synchronization.

6.13.2 The digital maps of distribution network shall be developed for each of the following preferably by conducting GPS survey which is easier, fast, accurate and economical:

- (a) 33 kV network of complete distribution system indicating distance, type and size of conductor /size of Under Ground (UG) cable with single core or 3 core for lines and sub-station particulars with Single Line Diagram (SLD).
- (b) The feeder-wise 11 kV lines/cables indicating distance, type and size of conductor /UG cable, location and capacity of distribution transformers.
- (c) The distribution transformer-wise L.T. line/cables with a number of consumers and connected load of each of L.T. support/L.T. feeder pillar Box.

CHAPTER – 7 METERING AND PROTECTION CODE

7.1 Objectives

The Chapter specifies the procedure for metering in Distribution System with respect to operational metering as well as tariff and commercial metering. This section also specifies the general guidelines for protection of Distribution system.

Provided that the licensee shall abide by the CEA (Installation and Operation of Meters) Regulations 2006 and amendments thereof.

7.2 Operational Metering

The minimum requirement of operational metering at Distribution System substations shall be as follows:

(a) Grid substation

- 66 / 33 kV bus voltage
- 33 / 22 / 11 kV bus voltage
- 66 / 33 / 22 / 11 kV incoming / outgoing current in each phase and each circuit.
- Power transformer primary and secondary currents in each phase of every transformer.
- HT outgoing feeder current in each phase for each feeder.
- Power factor in each HT feeder.
- Load survey meters having a memory duration of at least 45 days for all the incoming and outgoing feeders.
- Facility to record energy in MWH and frequency at intervals of 15 minutes at point of connection with Transmission Licensee.

(b) User's System with Demand of 1 MW and above

- Voltage
- Current
- Load
- Power Factor
- Energy

7.3 Tariff and Commercial Metering

7.3.1 Tariff metering shall be provided at each point of interconnection between the Distribution and Transmission Systems in accordance with the Central / State Grid Code as the case may be and the Transmission Services Agreement thereof.

7.3.2 Tariff metering shall be provided at the Connection Points/ Interface Points between the User's system and the Distribution System and shall be governed by the provision in the Distribution Services Agreement.

7.3.3 All the meters, instrument transformers (CT/PT), metering cubicles and testing procedures shall conform to the relevant Indian Standard Specification and relevant provision made under the Electricity Act, 2003.

7.3.4 The CT/PT deployed for metering of energy supplied to the Consumers shall be of class 0.2 accuracy. However, in case of rating of instrument transformers in service, which are of 0.5 class, which may continue to be used. These shall also conform to relevant IEC or IS specifications. On failure, the same shall be replaced by a suitable CT/PT of 0.2 class accuracy after exhausting the CT/PT of 0.5 class accuracy (as available in their inventory). It is desirable that the Distribution Licensee shall purchase new CT/PT of 0.2 class accuracy.

7.3.5 The open access consumer, generating company, Distribution licensee and traders shall provide Meters, as may be specified by the Commission for such consumer based on voltage, point and period of supply and tariff category as also incorporated in the applicable (State Grid Code) Regulations, enforce.

7.4 Measurement of Energy Import/Export

7.4.1 The Distribution Licensees shall install the following meters for all of their sub-transmission lines

connecting the generating stations, and substations for the measurement of energy import/export from each Connection Point/ Interface Point, energy generated in generating units and energy consumed in power stations and substations:

- (a) Active energy imports.
- (b) Active energy export.
- (c) Reactive energy imports.
- (d) Reactive energy export.

Each metering point associated with the determination of energy exported or imported, between the Generating Companies, Transmission Licensees and Distribution Licensees shall be provided with both main and check meters. The minimum standard of accuracy of these meters shall be of accuracy class 0.2. These meters shall conform to the relevant IEC or IS specifications.

- 7.4.2 All the instrument transformers used in conjunction with commercial (tariff) metering shall also be of accuracy class 0.2 and conform to the relevant IEC or IS specifications. The rating shall be suitable for catering the burdens of lead wires and metering. However, in case of rating of instrument transformers in service, which are of 0.5 class, which may continue to be used. These shall also conform to relevant IEC or IS specifications. On failure, the same shall be replaced by suitable CT/PT of 0.2 class accuracy after exhausting the CT/PT of 0.5 class accuracy (as available in their inventory). It is desirable that the Distribution Licensee shall purchase new CT/PT of 0.2 class accuracy.
- 7.4.3 Data collection shall be used to integrate impulses from meters over each integration period as per the agreement, store values, and transmit the same to the data collection system of the Distribution Licensee. Data shall be collected from both the main and check metering schemes.
- 7.4.4 Voltage failure relays shall be provided to initiate an alarm on loss of one or more phases of the voltage supply to the meter.
- 7.4.5 Main and check meters shall be provided at all Connection Points/ Interface Points. All the meters shall be tested and calibrated according to the guidelines provided in the relevant IEC/IS specifications at least once a year and also whenever the difference in readings between the main and check meters exceed 0.5%.
- 7.4.6 Records of these calibrations and tests shall be maintained for reference.
- 7.4.7 The Generating Companies, Transmission Licensees and Distribution Licensees shall formulate and agree upon a procedure covering summation, collection and processing of tariff meter readings at various interconnection sites of their area. Whenever necessary, these procedures can be revised.
- 7.4.8 The ownership, responsibility of maintenance and testing of these meters shall be as mutually agreed to between the Users and the concerned Licensees.
- 7.4.9 The term 'Meter' shall include Current transformers, voltage/potential transformers, wiring between them and meter box/panel.

7.5 Protection System

- 7.5.1 No item of electrical equipment shall be allowed to remain connected to the system unless it is covered by the appropriate protection aimed at reliability, selectivity, speed, and sensitivity. The Distribution Licensees shall cooperate with the Transmission Licensee to ensure correct and appropriate settings of protection to achieve effective, discriminatory isolation of faulty line/equipment within the time target clearance specified by the Transmission Licensee.
- 7.5.2 Protection settings shall not be altered, or protection bypassed and/or disconnected without consultation and agreement of all the affected Users. In case the protection has been bypassed and/or disconnected by agreement due to any cause, the same should be rectified and protection restored to normal condition as quickly as possible. If agreement has not been reached, the electrical equipment shall be isolated forthwith.
- 7.5.3 The settings of protective relays for 33 kV, 22 kV and 11 kV lines shall be such that a fault in any section does not affect the section between the generating unit and the faulty section under all conditions. The Transmission Licensee shall notify the initial settings and any subsequent changes to the Users from time to time. Routine checks on the performance of the protective relays shall be conducted and any malfunction shall be noted and corrected as soon as possible. Short circuit studies required for deciding the relay settings shall be conducted by the Licensee with the data collected from the Transmission Licensee and the Users. Representatives of the Generating Companies, Transmission Licensees and

Distribution Licensees shall meet periodically to discuss such malfunctions, changes in the system configuration, if any, and possible revised settings of relays.

- 7.5.4 The Transmission Licensee shall be responsible for arranging periodical meetings between the Generating Companies and the Distribution Licensees to discuss the coordination of protection. The Transmission Licensee shall investigate any malfunction of protection or other unsatisfactory protection issues. The concerned Licensees shall take prompt action to correct any protection malfunction or other unsatisfactory protection issue as discussed and agreed to in these periodical meetings.
- 7.5.5 All generating units and all associated electrical equipment of the Generating Company connected to the Distribution System shall be protected by adequate protection, as per CBIP manual, so that the system does not suffer due to any disturbances originating at the generating unit.
- 7.5.6 Distribution System: - For Power Transformers of HV class in the Distribution System, differential protection shall be provided for 10 MVA and above along with backup time lag over current and earth fault protection with directional feature for parallel operation. Transformers of 1 MVA and above but less than 10 MVA shall be protected by time lag over current and earth fault. In addition, all power transformers shall be provided with gas operated relays, winding and oil temperature alarm and protection.
- 7.5.7 Distribution lines: - All the 33 kV, 22 kV and 11 kV lines at Connection Points / Interface Points shall be provided with a minimum of over current and earth fault relays as follows:
- Plain radial feeders: Non-directional time lag over current and earth fault relays with suitable settings to obtain discrimination between adjacent relay settings.
 - Parallel/ring feeders: Directional time lag over current and earth fault relay.

7.6 Fire Protection

All adequate precautions shall be taken and protection shall be provided against fire hazards to all apparatus in the System conforming to the relevant Indian Standard Specifications and/or provisions under other relevant rules as amended from time to time.

CHAPTER - 8 CROSS BOUNDARY SAFETY CODE

8.1 Objective

- 8.1.1 The objective of this section is to achieve an agreement on the principles of safety when working across a control boundary between the Distribution Licensee and the Users.
- 8.1.2 This chapter specifies the requirements for safe working practices for the maintenance of equipment associated with cross-boundary operations and lays down the procedure to be followed when the work is carried out on electrical equipment connected to another User's System.
- 8.1.3 User may mean another Licensee so that this Code applies for safety across the boundary between two Licensees also, by substituting "another Licensee" for User.

8.2 Control Persons and their Responsibility

The Distribution Licensee and all the Users (comprising Generation Companies, Transmission Licensees and consumers having load above 1MW or dedicated line) shall nominate suitably authorized and technically qualified persons to be responsible for the co-ordination of safety across their boundary. These persons shall be referred to as "Control Persons".

8.3 Procedure

- 8.3.1 The Distribution Licensee shall issue a list of Control Persons with their names, designations, addresses, telephone numbers and email IDs, to all the Users having direct control boundary with him. This list shall be updated promptly whenever there is any change of Control Person or details as shared in the list.
- 8.3.2 All the Users such as mentioned in 8.3.1 having a direct control boundary with the Distribution Licensee shall issue a similar list of their Control Persons to the Licensee. This list shall be updated promptly whenever there is any change of Control Person or details as shared in the list.
- 8.3.3 Whenever any work across a cross boundary is to be carried out by the User or the Distribution Licensee, the Control Person of the User or the Licensee as the case may be, who has to carry out the work, shall directly contact his counterpart. Code words shall be agreed to at the time of work to ensure the correct identification of both parties. Contact between Control Persons shall normally be made by direct telephone or through emails.
- 8.3.4 If the work extends beyond one shift, the Control Person shall hand over charge to the relief Control Person and fully brief him on the nature of the work and the code words in the operation.

- 8.3.5 The Control Persons shall cooperate to establish and maintain the precautions necessary to be taken for carrying out the required work in a safe manner. Both the established isolation and the established earth shall be kept in locked positions wherever such facilities exist, and these shall be clearly identified.
- 8.3.6 The Control Person in charge of the work shall satisfy himself that all the safety precautions to be taken are established before commencing the work. He should issue the safety documentation to the working party to allow the work to commence.
- 8.3.7 After the completion of the work, the Control Person in charge of the work being carried out should satisfy himself that the safety precautions taken are no longer required, and shall make a direct contact with his counterpart Control Person and request removal of the safety precautions. The equipment shall be declared as suitable for return to service only after confirmation of removal of all the safety precautions, by direct communication, using the code word contact between the two Control Persons, and the return of agreed safety documentation from the working party.
- 8.3.8 The Distribution Licensee shall develop an agreed written procedure for Cross Boundary Safety and continuously update the same.
- 8.3.9 Any dispute concerning Cross Boundary Safety shall be resolved at the level of transmission licensee, if transmission licensee is not a party. In case where transmission licensee is a party, the dispute shall be referred to the Commission for resolution of the dispute.

8.4 Special Considerations

- 8.4.1 All the equipment on Cross Boundary Circuits, which may be used for the purpose of safety coordination and establishment of isolation and earthing, shall be permanently and clearly marked with an identification number or name being unique to the particular sub-station. This equipment shall be regularly inspected and maintained in accordance with the manufacturer's specifications.
- 8.4.2 Each Control Person shall maintain a safety log either hand written in Register(s) or in soft copy through office PCs. The information should be maintained in chronological order of all operations and messages relating to the safety co-ordination sent and received by him.
- 8.4.3 As far as possible each of the Distribution Licensees shall maintain an updated map of his system pertaining to the area fed by each substation.

CHAPTER – 9 INCIDENT/ACCIDENT REPORTING

9.1 Objective

This Chapter covers procedure of major incident / accident reporting (which occur in Distribution System) by User to Licensee and Licensee to User and Commission.

9.2 Major Incident or Accident Reporting

- 9.2.1 The Distribution Licensee shall send a preliminary report to the Commission on all significant Incidents in the Licensee's Area of Supply, which results in interruption to service, substantial damage to equipment or loss of life or significant injury to human beings within one week of its occurrence followed by a detailed report within one month.
- 9.2.2 The Distribution Licensee and the Users shall establish a format and procedure for exchange of information.
- 9.2.3 The Users shall furnish information to the Distribution Licensee regarding any major incident occurring in their Systems promptly.

9.3 Reporting Procedure

- 9.3.1 All reportable incidents occurring in the lines and equipment's of 11 kV and above substations shall be promptly communicated orally by the Licensee whose equipment has experienced the incident, to all other significantly affected Users identified by the Distribution Licensee and the Transmission Licensee. The Distribution Licensee should submit a written report to the Transmission Licensee within one hour of such oral communication. If the reporting incident is of major nature, the written report shall be submitted within two hours duly followed by a comprehensive report within 48 hours of the submission of the initial written report. In other cases, the reporting Distribution Licensee shall submit a report within five working days to the Transmission Licensee.
- 9.3.2 The Transmission Licensee shall call for a report from the Distribution Licensee(s) on any reportable incident affecting other Users and particularly in cases where such User whose equipment might have been a source of the reportable incident and does not report the same. However, this shall not relieve any User from the obligation to report events in accordance with Rules framed under relevant provision made

under Electricity Act, 2003. The format for such a report shall be as per the approval of the Distribution Code Review Panel and shall typically contain the following:

- a) Location of the incident,
 - b) Date and time of the incident,
 - c) Plant or Equipment involved,
 - d) Nature of incident (electrical or non-electrical),
 - e) Supplies interrupted and the duration wherever applicable,
 - f) Amount of Generation lost, wherever applicable,
 - g) System Parameters before and after the incident (Voltage, Frequency, Load, Generation, etc.)
 - h) Network configuration before the incident,
 - i) Relay indications and performance of protection,
 - j) Brief description of the incident,
 - k) Estimated time of return to service,
 - l) Any other relevant information,
 - m) Recommendations for future improvement,
 - n) Name and designation of the reporting person.
- 9.3.3 The report shall contain sufficient detail to describe the event to enable the recipient to assess the implications and risks arising out of the same. The recipient may ask for clarifications and additional information wherever necessary and it is obligatory that the reporting User shall put his best efforts and provide all the necessary and reasonable information.
- 9.3.4 In case of a request by either party, the oral report shall be written down by the sender and dictated by way of a telephone message or sent by Fax/e-mail to the recipient. In case of an emergency the report can be given only orally and followed by written confirmation.
- 9.3.5 Reporting of accidents shall be in accordance with Intimation of Accidents (Form and Time Service of Notice) Rules 2004 read with section 161 of Electricity Act, 2003, or other applicable rules. Till such rules are made, the Distribution Licensee shall follow reporting of accidents as mentioned in Power System Safety Standard (Indian Electricity Rule 1956) as per Annexure 4 to these regulations.

CHAPTER – 10: MISCELLANEOUS

10.1 Dispute Redressal

Any dispute regarding the interpretation of any provision of the Distribution Code, shall be addressed to the Secretary to the Commission. The decision of the Commission shall be taken as final and binding on all concerned.

10.2 Power to Remove Difficulties

If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of the Distribution Code, the Commission may, by general or specific order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

10.3 Power to Relax

The Commission may by general or special order, for reasons to be recorded in writing and after giving an opportunity of hearing to the parties likely to be effected by grant of relaxation, may relax any of the provisions of the Distribution Code on its own motion or on an application made before it by an interested person.

10.4 Power to Amend

The Commission may, at any time, vary, alter, modify or amend any provision of the Distribution Code.

10.5 Repeal and Savings

- 10.5.1 Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent power of the Commission to make such orders as may be necessary to meet the ends of justice or to prevent abuses of the process of the Commission.

- 10.5.2 Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting in conformity with the provisions of the Act a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.
- 10.5.3 Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulations have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.
- 10.5.4 On and from notification of these regulations, adopted, Joint Electricity Regulatory Commission Goa and Union Territories (Distribution Code) Regulations, 2010, along with amendments as carried out thereto, shall stand repealed.

By Order of the Commission.

V. K. DHAR, Secy.

[ADVT.-III/4/Exty./609/2023-24]

ANNEXURE 1: LOAD DATA FOR DEMANDS FOR OF 1 MW AND ABOVE

1. Type of Load: (e.g., Furnace loads, rolling mills, traction loads, pumping loads, industrial loads etc.)
2. Maximum Demand (KVA)
3. Year(s) by which full/part load supply is required:(Phasing of loads shall be furnished)
4. Location of load with a location map drawn to scale:
5. Rated voltage, frequency and number of phases at which supply is required:
6. Description of equipment:
 - a) Motors: (State the purpose and number of installations, voltage and KW rating, method of starting, starting current and duration, type of motors, types of drives and control equipment etc.)
 - b) Heating: (Type and KW rating)
 - c) Furnace: (Type, Furnace Transformer capacity and voltage ratio)
 - d) Electrolysis: (Purpose and KVA capacity)
 - e) Lighting: KW Demand.
 - f) Any other loads with particulars:
7. Sensitivity of Demand to fluctuations in voltage and frequency of supply at the time of peak load: (Give details).
8. Phase unbalance imposed on the System:
9. Maximum: _____ Average: _____
10. Maximum harmonic content imposed on the System: (Furnish details of devices proposed for the suppression of harmonics).
11. Details of the loads likely to cause demand fluctuations greater than 10 MW at the point of connection including voltage dips (percentage) lasting for 5 seconds or more.

ANNEXURE 2: EMBEDDED GENERATOR UNIT-WISE DATA

Sl. No.	Particulars	Details
1.	Name and address of Generating Company:	
2.	Location of Generating Plants (s):	
3.	Generation Volts (kV);	
4.	Rated kVA/kW	
5.	Maximum and minimum Active Power sent out (kW) Reactive Power capability (kVAr), if any;	

Sl. No.	Particulars	Details
6.	Type of Generating Plant—synchronous, asynchronous, etc.;	
7.	Method of voltage control;	
8.	Generator transformer details, if applicable;	
9.	Requirements for Top-up supplies and/or standby supplies;	
10.	Generator kW/kVAr capability chart (at lower voltage terminals);	
11.	Type of excitation system;	
12.	Inertia constant kW secs/kVA;	
13.	Stator Resistance;	
14.	Direct-Axis Reactance (Sub-transient, Transient and Synchronous);	
15.	Quadrature-Axis Reactance (Sub-transient and Synchronous);	
16.	Zero Sequence (Resistance and Reactance);	
17.	Negative Sequence (Resistance and Reactance);	
18.	Generator Transformer (Resistance, Reactance, kVA Rating, Tap Arrangement, Vector Group, Grounding, Connection and % Impedance);	
19.	Automatic Voltage Regulator block diagram, including the data on the gains (forward and feedback), time constants, and voltage control limits;	
20.	Speed governor block diagram detailing the governor fly-ball, if applicable, and control system and Prime Mover time constants, together with the turbine rating and maximum power	
21.	Standby requirements:	
I.	Rated Capacity and Minimum Generation of each Generating Unit and Power Station in kW for standby capacity requirements.	
II.	Generating Unit and Power Station auxiliary Demand (Active Power and Reactive Power) in kW and kVAr, at rated capacity conditions.	
III.	Interface Arrangements the means of synchronization between the distributors and User;	
IV.	Details of arrangements for connecting to ground that part of the Generator's System directly connected to the distribution system;	
V.	The means of connection and disconnection which are to be employed	
VI.	Precautions to be taken to ensure the continuance of safe conditions should any grounded neutral point of the Generating unit become disconnected from ground.	
VII.	Details of Protection System of the Generating Unit	

ANNEXURE 3: SYSTEM DATA

The Distribution Licensee shall provide only relevant details out of the following details as required by Consumer for designing and selecting electrical equipment:

1. Topological map of area of supply by licensee marking boundaries.
2. Distribution map of the Distribution Licensee drawn to scale of at least 1 cm to 2.5 KM showing the existing HT/EHT lines and substations within the Area of Supply of the Licensee. Lines and substations under construction or planned for the next five years shall be shown in dotted lines.
3. Single line diagram of the Distribution System showing line length, conductor sizes, substation capacity, capacitor sizes with locations, auto-reclosures, etc.
4. Details of Metering and Relaying at substations.
5. Details of Grid substations at the point of interconnections as follows:
 - i. MVA Capacity and voltage,
 - ii. Number of transformers, capacity of each transformer, voltage ratios, Ranges of taps Impedance

- iii. Fault level at substation bus bars, both three phase and single line to ground fault
 - iv. Bus impedance,
 - v. Substation layout diagram.
6. Drawl at Connection Points / Interface Point: Maximum and Minimum MW drawl from each connection with the Transmission System or with other Distribution Licensees during last six months

ANNEXURE 4: RULE NO. 44 A OF THE INDIAN ELECTRICITY RULES, 1956

Rule no. 44 A – Intimation of Accident

If any accident occurs in connection with the generation, transmission, supply or use of energy in or in connection with any part of electric supply lines or other works of any person and the accident results in or is likely to have resulted in loss of human or animal life or in any injury to a human being or an animal, such person or any authorized person of the distribution licensee not below the rank of Junior Engineer or equivalent shall send to the Inspector a telegraphic report within 24 hours of the knowledge of the occurrence of the fatal accident and a written report in a form set out in Annexure XIII within 48 hours of the knowledge of the occurrence of the fatal accident and all other accidents. Where practicable a telephonic message should also be given to the Inspector immediately the accident comes to the knowledge of authorized officer of distribution licensee or other person concerned.

The Indian Electricity Rules, 1956

[ANNEXURE XIII]

FORM FOR REPORTING ELECTRICAL ACCIDENTS

(See Rule 44-A)

Sl. No.	Particulars				Details	
1	Date and Time of accident					
2	Place of accident (Village/Town, Tehsil /Thana, District and State)					
3	System and voltage of supply (Whether EHV/HV/LV line, sub-station/generating station / consumer's installations/service lines/other installations)					
4	Designation of the Officer-in-charge (in whose jurisdiction the accident occurred)					
5	Name of owner/user of energy in whose premises the accident occurred.					
6	Details of victim					
(a)	Human					
<i>Sr. No.</i>	<i>Name</i>	<i>Father's Name</i>	<i>Sex of victim</i>	<i>Full Postal Address</i>	<i>Approx. Age</i>	<i>Fatal / Non-Fatal</i>
(b)	Animals					
<i>Sr. No.</i>	<i>Description of Animals</i>	<i>Number(s)</i>	<i>Name(s) of Owner(s)</i>	<i>Address (es) of owner(s)</i>	<i>Fatal / Non-Fatal</i>	
7	In case the victim(s) is /are employee(s): a) Designation of such person(s) b) Brief description of the job undertaken, if any. c) Whether such person/persons was/were allowed to work on the job.					
8	In case the victim(s) is/are employee(s) of a licensed contractor: a) Did the victim(s) possess any electric workman's permits(s), supervisor's certificate of competency issued under Rule 45? b) If yes give number and date of issue and the name of issuing authority. c) Name and designation of the person who assigned the duties of					

Sl. No.	Particulars	Details
	the victim(s)	
9	In case of accident in the Distribution licensee system, was the 'Permit to Work' (PTW) taken?	
10	Describe fully the nature and extent of injuries, e.g., fatal / disablement (permanent or temporary) of any portion of the body or burns or other injuries. In case of fatal accident, was the post mortem performed?	
11	Detailed causes leading to the accident (To be given in a separate sheet annexed to this form)	
12	Action taken regarding first-aid, medical attendance etc. immediately after the occurrence of the accident (give details)	
13	Whether the District Magistrate and Police Station concerned have been notified of the accident (if so, give details)	
14	Steps taken to preserve the evidence in connection with accident to the extent possible.	
15	Names and designation(s) of the person(s) assisting, supervising the person(s) killed or injured.	
16	What safety equipment were given to and used by the person(s) who met with this accident (e.g., rubber gloves, rubber mats, safety belts and ladders etc.)?	
17	Whether isolating switches and other sectionalizing devices were employed to deaden the section for working on the same? Whether working section was earthed at the site of work?	
18	Whether the work on live lines was undertaken by authorized person(s)? If so, the name and the designation of such person(s) may be given.	
19	Whether the artificial resuscitation treatment work on live lines was undertaken by Authorised person(s)? If yes, how long was it continued before its abandonment?	
20	Names and designations of persons present at and witnessed the accident.	
21	Any other information/remarks.	
Place:		
Time:		
Date:		

Signature:

Name & Designation:

Address of the person reporting:

ANNEXURE 5: LIST OF ABBREVIATIONS

Sl. No.	Abbreviation	Full Form
1	AAC	All Aluminum Conductor
2	AAAC	All Aluminum Alloy Conductor
3	ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced
4	BIS	The Bureau of Indian Standards
5	SAIDI	System Average Interruption Duration Index
6	SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
7	CBIP	The Central Board of Irrigation and Power
8	CEA	Central Electricity Authority
9	CEI	Chief Electrical Inspector
10	CT	Current Transformer
11	DCR	Distribution Code Review

Sl. No.	Abbreviation	Full Form
12	DCRP	Distribution Code Review Panel
13	EHV/EHT	Extra High Voltage/ Extra High Tension
14	GI	Galvanized Iron
15	GSS	Gas Sub-station
16	HV	High Voltage/
17	HT	High Tension
18	Hz	Hertz (cycles per seconds)
19	IDMT	Inverse Definite Minimum Time
20	IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
21	IEC	International Electro Technical Commission
22	IEGC	Indian Electrical Grid Code
23	IS	Indian Standards
24	IP	Irrigation Pump
25	kA	Kilo Ampere
26	kW	Kilo Watt
27	kWh	Kilo Watt hour
28	kVA	Kilo Volt Ampere
29	LT	Low Tension
30	LV	Low Voltage
31	MCB	Miniature Circuit Breaker
32	MVA	Mega Volt Ampere
33	MW	Megawatt
34	PCC	Prestressed Cement Concrete
35	PT	Potential transformer
36	PTW	Permit to work
37	RCC	Reinforced Cement Concrete
38	REC	Rural Electrification Corporation
39	R&R	Rehabilitation and Resettlement
40	SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
41	SLDC	State Load Despatch Centre
42	STU	State Transmission Utility