

 सत्यमेव जयते	राजस्थान राजपत्र विशेषांक	RAJASTHAN GAZETTE Extraordinary
	साधिकार प्रकाशित	Published by Authority
	माघ 09, बुधवार, शाके 1946- जनवरी 29, 2025 <i>Magha 09, Wednesday, Saka 1946- January 29, 2025</i>	

भाग-7

विभिन्न विभागों में प्रदायों के लिए टेण्डर मांगने की सूचनाओं को सम्मिलित करते हुये सार्वजनिक और निजी विज्ञापन आदि।

राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

जयपुर, अक्टूबर 29, 2024

संख्या रा.वि.वि. आयोग/सचिव/विनियम-155 :-विद्युत अधिनियम 2003 (2003 का अधिनियम 36 वां) की धारा 86 (1)(एच) सपठित धारा 181 द्वारा प्रदत्त शक्तियों और उस निमित्त उसे समर्थ बनाने वाली समस्त शक्तियों का प्रयोग करते हुये, राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग, पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, एतद्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:

भाग -I

प्रारम्भिक

- 1** लघुशीर्षक तथा प्रयोज्यता
 - 1.1 ये विनियम, "राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2024" कहलायेंगे।
 - 1.2 ये विनियम राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली और राभाप्रेके से सम्बद्ध 33 केवी और उससे अधिक के उपयोगकर्ताओं पर लागू होंगे।
 - 1.3 ये विनियम, राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड के प्रभावी होने की दिनांक से, नये कार्यो/प्रतिस्थापनों के लिये क्रय किये गये/उपलब्ध कराये गये नये कनेक्शनों और उपकरणों पर भी लागू होंगे।
 - 1.4 ये विनियम शासकीय राजपत्र में इनके प्रकाशन के तिथि से प्रवृत्त होंगे।
- 2.** परिभाषायें
 - 2.1 इन विनियमों में, जब तक कि सन्दर्भ द्वारा अन्यथा नहीं है:
 - (1) 'अधिनियम' का अभिप्राय उसके संशोधनों सहित विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) से हैं।
 - (2) 'अलर्ट स्थिति' का अभिप्राय उस स्थिति से है जिसमें विद्युत प्रणाली के प्रचालन मानदंड अपनी संबंधित प्रचालन सीमाओं के अन्तर्गत हैं परंतु सिंगल एन-1 आकस्मिकता के कारण प्रणाली सुरक्षा में उल्लंघन हुआ है;
 - (3) 'सहायक सेवाएं विनियम' या 'एएस विनियम' का अभिप्राय केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (सहायक सेवाएं) विनियम, 2022 से है।
 - (4) 'सहायक सेवाएं' का अभिप्राय विद्युत प्रणाली के संबंध में, यथा प्रचलन 'सहायक सेवाएं' से ग्रिड की विद्युत गुणवत्ता, विश्वसनीयता और सुरक्षा को बनाये रखने में ग्रिड प्रचालन की सहायता के लिये आवश्यक सेवा

अभिप्रेत है और इसमें प्राथमिक रिज़र्व सहायक सेवा, द्वितीयक रिज़र्व सहायक सेवा, तृतीयक रिज़र्व सहायक सेवा, भार अनुगामी के लिये सक्रिय विद्युत सहायता, रिएक्टिव विद्युत सहायता, ब्लैक स्टार्ट और सहायक सेवाएं विनियमों में यथा परिभाषित ऐसी अन्य सेवाएं शामिल हैं;

- (5) 'स्वतः उत्पादन नियंत्रण' या 'एजीसी' का अभिप्राय उस तंत्र से है जो अपनी पारस्परिक विनियम अनुसूची और अपने फ्रीक्वेंसी प्रतिक्रिया के अंश को बनाये रखने के लिये नियंत्रण क्षेत्र के उत्पादन को स्वतः अनुकूलित करता है;
- (6) 'सहायक उर्जा उपभोग' का अर्थ टैरिफ विनियमों में यथा परिभाषित के समान होगा;
- (7) 'ब्लैक आउट' का अभिप्राय विनिर्दिष्ट समय पर उस अवस्था से है जिसमें विद्युत प्रणाली का कोई अंश या सभी प्रचालनों को निलम्बित कर दिया गया है;
- (8) 'थोक उपभोक्ता' का वही अर्थ होगा जैसा कि संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों में परिभाषित है;
- (9) 'क्रेता' का अभिप्राय इन विनियमों के अनुसार राज्य प्रसारण प्रणाली के माध्यम से अनुसूचित संव्यवहार के माध्यम से विद्युत क्रय करने वाले व्यक्ति से है,
- (10) 'कैप्टिव उत्पादन संयंत्र या सीपीपी' का वही अर्थ होगा जैसा कि अधिनियम में परिभाषित है;
- (11) 'सीईए ग्रिड मानक' का अभिप्राय समय-समय पर यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड मानक) विनियम, 2010 से है;
- (12) 'संचार हेतु सीईए तकनीकी मानक' का अभिप्राय समय-समय पर यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत प्रचालन प्रणाली में संचार प्रणाली के लिये तकनीकी मानक) विनियम, 2020 से है;
- (13) 'संयोजकता हेतु सीईए तकनीकी मानक' का अभिप्राय समय-समय पर यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण ग्रिड से संयोजकता के लिये तकनीकी मानक) विनियम, 2007 से है;
- (14) 'निर्माण हेतु सीईए तकनीकी मानक' का अभिप्राय केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युतीय संयंत्रों और विद्युतीय लाइनों के निर्माण हेतु तकनीकी मानक) विनियम 2022 से है।
- (15) 'कोल्ड स्टार्ट' का अभिप्राय स्टीम टर्बाइन के संबंध में, 72 घंटों (अपने संपूर्ण भार मान के लगभग 40 प्रतिशत से नीचे टर्बाइन मेटल तापमान) से अधिक शटडाउन अवधि के पश्चात् स्टार्ट अप से है;
- (16) 'संकुलन' का अभिप्राय उस स्थिति से है जहां प्रसारण क्षमता के लिये मांग इसकी उपलब्ध अंतरण क्षमता से अधिक होती है;
- (17) 'कनेक्शन' का अभिप्राय उपयोगकर्ता के सिस्टम को राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली से संयोजन करने के लिये उपयोग की जाने वाली विद्युत लाइनों और विद्युत उपकरणों से है;
- (18) 'कनेक्शन अनुबंध' का अभिप्राय राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली के कनेक्शन और/या उपयोग से संबंधित शर्तों को निर्धारित करने वाले अनुबंध से है;

- (19) 'कनेक्शन की शर्तें' का अभिप्राय है ग्रिड कोड में यथा निर्धारित राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली से कनेक्शन रखने वाले उपयोगकर्ता द्वारा अनुपालन की जाने वाली तकनीकी शर्तें;
- (20) 'कनेक्शन प्वाइंट/बिंदु' का अभिप्राय उस बिंदु से है जहां उपयोगकर्ता या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के संयंत्र और/या उपकरण का राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली से संयोजन होता है;
- (21) 'घोषित क्षमता या डीसी' का अभिप्राय उत्पादन स्टेशन के संबंध में इंधन या जल की उपलब्धता और प्रासंगिक विनियमों में आगे की अर्हता के अध्यधीन विधिवत् रूप से विचार करते हुए, ग्रिड कोड में यथा परिभाषित दिन के किसी समय ब्लॉक या पूरे दिन के संबंध में ऐसे उत्पादन स्टेशन द्वारा घोषित मेगावाट में एक्स-बस विद्युत की डिलीवरी हेतु क्षमता से है;
- (22) 'मांग' का अभिप्राय एमवीएआर में रिएक्टिव विद्युत और मेगावाट में सक्रिय विद्युत की मांग से है;
- (23) 'मांग प्रतिक्रिया' का अभिप्राय राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा परिलक्षित प्रणाली आवश्यकताओं की प्रतिक्रिया में, एकल या सकल आधार पर मैनुअल रूप से या स्वचालित रूप से अंतिम उपभोक्ताओं या नियंत्रण क्षेत्र द्वारा विद्युत के उपयोग में परिवर्तन से है;
- (24) 'प्रेषण निर्देश' का अभिप्राय है एसएलडीसी द्वारा एसजीएस (सीपीपी के अतिरिक्त) को उत्पादन का प्रेषण करने और डिस्कॉम को ग्रिड कोड की अनुसूचियन और प्रेषण प्रक्रियाओं के अनुसार आहरण को नियमित करने के लिये दिया गया निर्देश;
- (25) विक्रेता के लिये समय-खंड में 'विचलन' का अभिप्राय है उसके कुल निर्धारित उत्पादन में से कम करके उसका कुल वास्तविक अंतःक्षेपण और क्रेता के लिये उसके कुल निर्धारित आहरण में से कम करके उसका कुल वास्तविक आहरण;
- (26) 'विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएसएम) विनियम' का अभिप्राय उसके पश्चातवर्ती संशोधनों सहित राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (विचलन व्यवस्थापन तंत्र सहबद्ध मामले) विनियम, 2017 से है;
- (27) 'वितरण कंपनी/डिस्कॉम' से अभिप्राय ऐसी कंपनी से है जो मुख्य रूप से अपने आपूर्ति क्षेत्र में उपभोक्ताओं को विद्युत के वितरण और खुदरा आपूर्ति के व्यवसाय में लगी हुयी है और इसमें जयपुर विद्युत वितरण निगम लिमिटेड (जविविनि), अजमेर विद्युत वितरण निगम लिमिटेड (अविविनि), जोधपुर विद्युत वितरण निगम लिमिटेड (जोविविनि) और डिम्ड वितरण अनुज्ञप्तिधारी का समावेश है;
- (28) 'आहरण' एसटीएस द्वारा आहरण का अभिप्राय है क्षेत्रीय ग्रिड से सक्रिय और प्रतिक्रिया दोनों प्रकार की विद्युत ऊर्जा और विद्युत के आयात और निर्यात का बीजगणितीय योग। डिस्कॉम के संबंध में आहरण का अभिप्राय है एसटीएस से सक्रिय और प्रतिक्रिया दोनों प्रकार की विद्युत ऊर्जा और विद्युत के आयात और निर्यात का बीजगणितीय योग। उपभोक्ता के संबंध में, आहरण का अभिप्राय है वितरण कंपनी/एसटीएस से विद्युत ऊर्जा और सक्रिय/प्रतिक्रिया विद्युत या दोनों का आयात;
- (29) 'विक्षोभ रिकॉर्डर' या 'डीआर' का अभिप्राय किसी घटना के दौरान प्रणाली मानदंडों के पूर्व चयनित डिजिटल या एनालॉग मूल्यों के व्यवहार को रिकॉर्ड करने के लिये साधन से है;

- (30) 'डाटा अभिग्रहण प्रणाली' या 'डीएस' का अभिप्राय रिले या उपस्कर के प्रचालन के क्रम को समय पर रिकॉर्ड करने के साथ-साथ पूर्व-चयनित प्रणाली मानदंडों के मापन के लिये प्रणाली से है;
- (31) 'आपातकालीन स्थिति' का अभिप्राय उस स्थिति से है जिसमें एक या एक से अधिक प्रचालन मानदंड अपनी प्रचालन सीमा से बाहर है या ग्रिड से जुड़े हुए कई उपस्कर अपने संबंधित भार सीमा से अधिक पर प्रचालन कर रहे हैं;
- (32) 'ऊर्जा प्रभार' का अभिप्राय उन उत्पादन स्टेशनों के ऊर्जा प्रभार से हैं जिनके टैरिफ का अवधारण आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 62 के अधीन किया गया है;
- (33) 'ऊर्जा भंडारण प्रणाली' या 'ईएसएस' का अभिप्राय उस सुविधा से है जहाँ विद्युतीय ऊर्जा का ऊर्जा के किसी रूप में रूपांतरण होता है जिसे भंडारित किया जा सकता है, और तदुपरांत विद्युतीय ऊर्जा में पुनः रूपांतरित और ग्रिड में वापस अंतःक्षेपित किया जा सकता है;
- (34) 'घटना' का अभिप्राय दोष, प्रसंगों और ब्रेक डाउन सहित ग्रिड में अननुसूचित या अनियोजित घटनाओं से हैं;
- (35) 'एक्स-विद्युत संयंत्र' का अभिप्राय सहायक उपभोग और रूपान्तरण हानियों को कम करने के पश्चात् उत्पादन स्टेशन का शुद्ध मेगावाट या मेगावाट-घंटा आउटपुट से है;
- (36) 'अतिरिक्त उच्च वोल्टेज (ईएचवी)' का अभिप्राय ऐसे वोल्टेज से है जो सामान्य परिस्थितियों में 33,000 वोल्ट से अधिक हो, बशर्ते कि प्राधिकरण द्वारा अनुमत प्रतिशत विचलन हो;
- (37) 'नम्य प्रत्यावर्ती करंट प्रसारण प्रणाली' या 'फैक्ट्स' का अभिप्राय उस विद्युत इलेक्ट्रॉनिक आधारित प्रणाली और अन्य स्टेटिक उपस्कर से है जो विद्युत प्रणाली स्थिरता सुधारने, नियंत्रण क्षमता में वृद्धि करने और प्रसारण प्रणालियों की विद्युत अंतरण क्षमता में वृद्धि करने के एक या एक से अधिक एसी प्रसारण प्रणाली मानदंडों को नियंत्रण प्रदान करते हैं;
- (38) 'फोल्ड आउटेज' का अभिप्राय अनियोजित दोष या किसी अन्य कारणों से उत्पादन यूनिट या प्रसारण सुविधा या उपकरण की आउटेज से हैं;
- (39) 'फ्री गवर्नर मोड' का अभिप्राय प्रचालन के उस मोड से है जिसमें मशीनों को ग्रिड फ्रीक्वेंसी की प्रतिक्रिया में लोड या अनलोड किया जाता है, अर्थात् मशीन अनलोड होती है जब ग्रिड की फ्रीक्वेंसी 50 हर्ट्ज से अधिक होती है और लोड होती है जब ग्रिड की फ्रीक्वेंसी 50 हर्ट्ज से कम होती है। लोडिंग या अनलोडिंग की मात्रा गवर्नर लूप के आनुपातिक होती है।
- (40) 'गेमिंग' का अभिप्राय किसी विक्रेता द्वारा विचलनों के लिये प्रभार के माध्यम से अनुचित वाणिज्यिक लाभ प्राप्त करने के लिये घोषित क्षमता की आशयपूर्वक/जानबूझकर मिथ्या घोषणा करना होगा;
- (41) 'उत्पादन इकाई' का अभिप्राय
- (क) पावर स्टेशन पर सभी संयंत्रों और उपकरणों, जो कि उस टर्बो-जेनरेटर के प्रचालन से विशेष रूप से संबद्ध है, के साथ पावर स्टेशन के अंदर प्राइम मूवर के साथ युग्मित विद्युतीय उत्पादक वाले उत्पादन स्टेशन (इस खंड के उप-खंडों (ख) और (ग) में कवर किये गए को छोड़कर) की इकाई,;

- (ख) सौर प्रकाश वोल्टीय प्रौद्योगिकी पर आधारित उत्पादन स्टेशन के संबंध में संबद्ध प्रकाश वोल्टीय मॉडल और अन्य उपकरण के साथ इंवर्टर;
- (ग) पवन ऊर्जा पर आधारित उत्पादन स्टेशन के संबंध में संबद्ध उपकरण के साथ पवन टर्बाइन उत्पादक;
- (घ) आरएचजीएस के संबंध में, क्रमशः उप-खंड (क) के अधीन हाइड्रो उत्पादक, या उप-खंड (ख) के अधीन सौर उत्पादक या इस खंड के उप-खंड (ग) के अधीन पवन उत्पादक के संयोजन से है;
- (42) 'ग्रिड विशोभ' का अभिप्राय ऐसी स्थिति से है. जहां ग्रिड का आंशिक या पूर्णतः विघटन और विफलता अनियोजित और आकस्मिक तरीके से होता है, जिससे बड़े क्षेत्र में विद्युत की आपूर्ति प्रभावित होती है;
- (43) 'अधिनियंत्रक अवरोह' का अभिप्राय उत्पादन इकाई के अधिनियंत्रक के प्रचालन के संबंध में, प्रणाली फ्रीक्वेंसी में प्रतिशत पात(कमी)से है जिसके कारण अधिनियंत्रक क्रिया के अधीन उत्पादन इकाई अपना आउटपुट शून्य भार से पूरे भार तक परिवर्तित कर सकती है;
- (44) 'ग्रिड सुरक्षा' का अभिप्राय सामान्य अवस्था बनाये रखने या यथाशीघ्र सामान्य अवस्था में वापस आने के लिये विद्युत प्रणाली की क्षमता से है और जो प्रचालन सुरक्षा सीमाओं की विशेषता है;
- (45) स्टीम टर्बाइन के संबंध में 'हॉट स्टार्ट' का अभिप्राय 10 घंटों से कम की शटडाउन अवधि के पश्चात् स्टार्ट अप से है (अपने पूरे भार मूल्यों के लगभग 80% से नीचे टर्बाइन मेटल तापमान);
- (46) 'निष्क्रियता' का अभिप्राय विद्युत प्रणाली के साथ युग्मित और विद्युत प्रणाली की फ्रीक्वेंसी से सिंक्रोनाइज़ उत्पादन इकाई, नेटवर्क घटक या अन्य उपस्कर से निष्क्रिय प्रतिक्रिया के द्वारा फ्रीक्वेंसी में परिवर्तनों का प्रतिरोध करने के लिये विद्युत प्रणाली की क्षमता में योगदान से है;
- (47) 'अशक्त विद्युत' का अभिप्राय उत्पादन स्टेशन की इकाई के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से पूर्व ग्रिड में अंतः क्षेपित की गयी विद्युत से है;
- (48) 'स्वतंत्र विद्युत उत्पादक (आईपीपी)' का अभिप्राय राज्य के भीतर किसी विद्युत स्टेशन से है, जिसका स्वामित्व किसी ऐसे उत्पादक के पास है जो राजस्थान राज्य विद्युत उत्पादन निगम लिमिटेड (राविउनि), एसटीयू, साझा उत्पादन स्टेशनों या केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन का हिस्सा नहीं है और यथा सीपीपी के वर्गीकृत नहीं है;
- (49) 'भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता (आईईजीसी)' का अभिप्राय समय-समय पर यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (भारतीय विद्युत ग्रिड कोड), 2023 से है;
- (50) 'राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली/राज्य प्रसारण प्रणाली (एसटीएस)' का अभिप्राय राज्य के क्षेत्र के भीतर विद्युत् प्रसारण के लिये अन्तर्राज्य प्रसारण प्रणाली के अतिरिक्त किसी भी प्रणाली से है;
- (51) 'अंतर्राज्य उत्पादन स्टेशन' (आईईजीसी) का अभिप्राय केन्द्रीय उत्पादन स्टेशन या एक से अधिक राज्यों में विद्युत के उत्पादन और बिक्री की योजना वाला कोई अन्य उत्पादन स्टेशन से है;

- (52) 'अंतर्राज्य प्रसारण प्रणाली' (आईएसटीएस) का वही अर्थ होगा जैसा कि अधिनियम की धारा 2 की उपधारा (36) में परिभाषित है;
- (53) 'भार' का अभिप्राय उपभोक्ता की उपयोगिता/अधिष्ठापन द्वारा उपभोग की गयी सक्रिय, प्रतिक्रिया या आभासी विद्युत अभिप्रेत है;
- (54) 'अधिकतम निरंतर रेटिंग' (एमसीआर)का अभिप्राय रेटेड मानदंडों पर निर्माता द्वारा उत्पादक टर्मिनलों पर मेगावाट में गारंटीकृत अधिकतम निरंतर आउटपुट से है;
- (55) 'मेरिट क्रम' का अभिप्राय उत्पादन की समग्र लागत को कम करने के लिये प्रेषण अनुदेशों का निर्धारण करने हेतु उपयोग किये जाने वाले अल्पतम ऊर्जा प्रभार से अधिकतम ऊर्जा प्रभार के आरोही क्रम में उपलब्ध विद्युत उत्पादन की रैंकिंग के क्रम से है;
- (56) 'न्यूनतम टर्नडाउन स्तर'का अभिप्राय अधिकतम निरंतर विद्युत रेटिंग की प्रतिशतता में व्यक्त उस न्यूनतम आउटपुट विद्युत से है जिसे उत्पादन इकाई बार पर बने रहने के लिये निरंतर रूप से बनाये रख सकती है, और इसमें सीईए (कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन इकाइयों का लचीला संचालन) विनियम, 2023 में यथा परिभाषित न्यूनतम विद्युत स्तर शामिल है;
- (57) 'राष्ट्रीय ग्रिड' का अभिप्राय देश का संपूर्ण अंतर-संयोजित इलेक्ट्रिक विद्युत नेटवर्क से है;
- (58) 'राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र' या 'एनएलडीसी' का अभिप्राय अधिनियम की धारा 26 की उप-धारा (1) के अधीन स्थापित केन्द्र से है;
- (59) 'नियर मिस इवेंट' का अभिप्राय विभिन्न खराबियों की उस घटना से है जिसमें ग्रिड विक्षोभ, विद्युत खराबी या आंशिक निपात की संभावना है परंतु जिससे ग्रिड विक्षोभ नहीं होता है;
- (60) 'सामान्य अवस्था' का अभिप्राय उस स्थिति से है जिसमें विद्युत प्रणाली के प्रचालन मानदंड अपनी सम्बन्धित प्रचालन सीमाओं में हैं और उपस्कर अपनी सम्बन्धित भार-सीमाओं में है;
- (61) 'एनआरपीसी' का अभिप्राय उत्तरी क्षेत्रीय विद्युत समिति से है;
- (62) 'एनआरएलडीसी' का अभिप्राय उत्तरी क्षेत्रीय भार प्रेषण केंद्र से है;
- (63) 'खुला अभिगम/ओपन एक्सेस (ओए)' का अभिप्राय है आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट विनियमों के अनुसार किसी अनुज्ञप्तिधारी या उपभोक्ता या उत्पादन में लगे किसी-व्यक्ति द्वारा प्रसारण लाइनों या वितरण प्रणाली या ऐसी लाइनों या प्रणाली से जुड़ी सुविधाओं के उपयोग के लिये अभेदपूर्वक प्रावधान;
- (64) 'खुला अभिगम/ओपन एक्सेस (ओए) उपभोक्ता' का अभिप्राय है आयोग द्वारा अपने उपभोग के लिये अपने आपूर्ति क्षेत्र के वितरण अनुज्ञप्तिधारी के अतिरिक्त किसी अन्य व्यक्ति से पूर्णतः या आंशिक रूप से विद्युत की आपूर्ति प्राप्त करने की अनुमति वाला उपभोक्ता।

- (65) 'प्रचालन मानदंड' का अभिप्राय फ्रीक्वेंसी, स्टेशन-बस पर वोल्टता, कोणीय पृथक्करण, डैम्पिंग अनुपात, लघु सर्किट स्तर, इनर्शिया सहित प्रणाली प्रचालक द्वारा यथा विनिर्दिष्ट प्रणाली सुरक्षा के लिये मानदंड अभिप्रेत हैं;
- (66) 'नियोजित आउटेज' का अभिप्राय है एसएलडीसी द्वारा योजनाबद्ध और सहमती से, उत्पादन इकाई या प्रसारण सुविधा या उपयोगकर्ता उपकरण का आउटेज;
- (67) 'प्राथमिक रिजर्व' का अभिप्राय विद्युत की अधिकतम मात्रा से है जो इन विनियमों के विनियम 36.2 में यथाविनिर्दिष्ट फ्रीक्वेंसी में अचानक परिवर्तन की दशा में उत्पादक की अधिनियंत्रक क्रिया के माध्यम से या फ्रीक्वेंसी नियंत्रक या किसी अन्य संसाधन के माध्यम से तुरंत सेवा में आयेगी।
- (68) 'रैंप दर' का अभिप्राय प्रतिशत मेगावाट प्रति मिनट में व्यक्त उत्पादन स्टेशन के आउटपुट की परिवर्तन दर से है;
- (69) 'राविविआ'/आयोग' का अभिप्राय राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग से है;
- (70) 'पुनर्स्थापनात्मक अवस्था' का अभिप्राय उस स्थिति से है जिसमें प्रणाली घटकों को पुनः जोड़ने और प्रणाली भार को पुनः स्थापित करने हेतु कार्यवाही की जाती है;
- (71) 'प्रादेशिक ग्रिड' का अभिप्राय प्रदेश में अंतर-संयोजित प्रसारण लाइनों, सब-स्टेशनों और उत्पादन संयंत्रों की उच्च वोल्टता आधारभूत प्रणाली से है;
- (72) 'आरईजीसी' का अभिप्राय राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड या ग्रिड कोड से है;
- (73) 'प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र' या 'आरएलडीसी' का अभिप्राय अधिनियम की धारा 27 की उप-धारा (1) के अधीन स्थापित केन्द्र से है;
- (74) 'नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन स्टेशन' या 'आरईजीएस' का अभिप्राय ऊर्जा भंडारण प्रणाली सहित या इसके बिना ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोत पर आधारित उत्पादन स्टेशन से है और इसमें नवीकरणीय हाइब्रिड उत्पादन स्टेशन शामिल हैं;
- (75) 'नवीकरणीय हाइब्रिड उत्पादन स्टेशन' या 'आरएचजीएस' का अभिप्राय ऊर्जा भंडारण प्रणाली सहित या इसके बिना, समान अंतर-संयोजन बिंदु पर जुड़े ऊर्जा के एक या एक से अधिक नवीकरणीय स्रोत (स्रोतों) के हाइब्रिड पर आधारित उत्पादन स्टेशन से है;
- (76) 'रेजिलियेन्स' का अभिप्राय विघटनकारी घटनाओं की अवधि को कम करने और परिमाण को सहन करने की योग्यता से है जिसमें ऐसी घटना का पूर्वानुमान लगाने, अंतर्लीन करने, उसके अनुकूल होने या उससे शीघ्रता से ठीक होने की क्षमता शामिल है;
- (77) 'द्वितीयक रिजर्व' का अभिप्राय विद्युत की उस अधिकतम मात्रा से है जिसे द्वितीय नियंत्रण सिग्नल के माध्यम से सक्रिय किया जा सकता है और जिसके द्वारा आनुषंगिक सेवा विनियमों के अनुसार एसआरएस प्रदाता के अंतःक्षेपण या आहरण या उपभोग को समायोजित किया जाता है;

- (78) 'विक्रेता' का अभिप्राय इन विनियमों के अनुसार अनुसूचित संव्यवहार के माध्यम से विद्युत की आपूर्ति करने वाले उत्पादन स्टेशन को शामिल करते हुये व्यक्ति से है;
- (79) 'स्टार्ट अप पावर' का अभिप्राय किसी नये उत्पादन केंद्र की कमीशनिंग गतिविधियों के लिये सहायक उपकरणों को चलाने के लिये आवश्यक विद्युतसे है;
- (80) 'राज्य भार प्रेषण केंद्र (एसएलडीसी)' का अभिप्राय है राज्य में विद्युत प्रणाली के एकीकृत संचालन को सुनिश्चित करने के लिये अधिनियम की धारा 31(1) के अंतर्गत केंद्र;
- (81) 'राज्य विद्युत समिति (एसपीसी)' का अभिप्राय है इस ग्रिड कोड के अंतर्गत गठित-समिति;
- (82) 'राज्य उत्पादन केंद्र (एसजीएस)' का अभिप्राय है राज्य के भीतर स्थित अन्तर्राज्य उत्पादन केंद्र (आईएसजीएस) के अतिरिक्त राज्य के भीतर विद्युत स्टेशन। इसमें आईपीपी और सीपीपी शामिल हैं;
- (83) 'राज्य प्रसारण यूटिलिटी' या 'एसटीयू' का अभिप्राय अधिनियम की धारा 39 की उप-धारा (1) के अधीन संबंधित राज्य सरकार द्वारा यथाविनिर्दिष्ट यूटिलिटी से है;
- (84) 'पर्यवेक्षी नियंत्रण और डेटा अधिग्रहण (एससीएडीए)' का अभिप्राय ऐसी कंप्यूटर प्रणाली से है जो संचार लिंक पर दूरस्थ स्थानों से डेटा प्राप्त करती है और निगरानी पर्यवेक्षण नियंत्रण और निर्णय में सहायता के लिये केंद्रीकृत नियंत्रण स्थान पर इसे संसाधित करती है;
- (85) 'प्रणाली बाधा' का अभिप्राय उस स्थिति से है जिसमें प्रचालन सुरक्षा सीमाओं का पालन करने हेतु किसी सुधारात्मक कार्यवाही को तैयार और सक्रिय करने की आवश्यकता है;
- (86) 'प्रणाली अवस्था' का अभिप्राय प्रचालन सुरक्षा सीमाओं के संबंध में विद्युत प्रणाली की प्रचालन अवस्था से है जो कि सामान्य अवस्था, सतर्क अवस्था, आपात अवस्था, अति आपात अवस्था और पुनर्स्थापन करने वाली अवस्था हो सकती है;
- (87) 'टैरिफ विनियम' का अभिप्राय है राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबंधन एवं शर्तें) विनियम 2019 और समय-समय पर विद्युत अधिनियम की धारा 181 के साथ पठित धारा 61 के अंतर्गत राविवा द्वारा इस उद्देश्य के लिये बनाये गये विनियम;
- (88) 'समय ब्लॉक' का अभिप्राय हर पंद्रह (15) मिनटों की ब्लॉक या आईईजीसी में यथा संशोधित जिसके लिये इन्टरफेस मीटर 00.00 बजे से आरंभ प्रथम समय ब्लॉक के साथ निर्दिष्ट विद्युतीय मानदंडों के मूल्य रिकॉर्ड करते हैं;
- (89) 'कुल अंतरण क्षमता' या 'टीटीसी' का अभिप्राय उस विद्युत शक्ति की मात्रा से है जो निकृष्टतम विश्वसनीय आकस्मिकता की उत्पन्नता के प्रभाव को ध्यान में रखते हुए निर्दिष्ट प्रचालन की स्थितियों के अधीन प्रसारण प्रणाली पर विश्वसनीयता से अंतरित की जा सकती है;
- (90) 'प्रसारण नियोजन मानदंड' का अभिप्राय प्रसारण प्रणाली नियोजन के लिये सीईए द्वारा जारी मानदंड से हैं;

- (91) 'प्रसारण सेवा समझौता' का अभिप्राय है प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी और प्रसारणसेवा/लाइन के उपयोगकर्ता के मध्य किया गया समझौता, अनुबंध, समझौता ज्ञापन या कोई ऐसी प्रसंविदा;
- (92) 'उपयोगकर्ता'का अभिप्राय उत्पादन कंपनी, आईपीपी, कैप्टिव उत्पादन संयंत्र, ऊर्जा भंडारण प्रणाली, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आरई जनरेटर, सौर पार्क विकासकर्ता, पवन पार्क विकासकर्ता, खुला अभिगम उपभोक्ता या थोक उपभोक्ता जिसका विद्युतीय संयंत्र 33 केवी और उससे अधिक वोल्टता स्तर पर ग्रिड से जुड़ा है, से है;
- (93) 'वॉर्म आरंभ' का अभिप्राय स्टीम टर्बाइन के संबंध में 10 घंटों से 72 घंटों (टर्बाइन मेटल का तापमान उसके पूरे भार के लगभग 40% से 80% के बीच होता है) की शटडाउन अवधि के पश्चात् के आरंभ से है;
- 2.2 इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों और अभिव्यक्तियों, जो यहां परिभाषित नहीं किये गए परंतु अधिनियम या आयोग के अन्य विनियमों में परिभाषित हैं, का वही अर्थ होगा जैसा उन्हें अधिनियम या आयोग के उक्त विनियमों में प्रदान किया गया है।
- 2.3 किन्हीं भी अधिनियमों, नियमों और विनियमों के संदर्भ में उनका संशोधन या समेकन या पुनराधिनियमन शामिल होगा।

भाग II

ग्रिड कोड की सामान्य आवश्यकता और प्रबंधन

भारतीय विद्युत ग्रिड कोड के साथ अनुकूलता

3. आरईजीसी को इस प्रकार तैयार किया गया है कि वह आईईजीसी के सुसंगत/अनुकूल हो। तथापि, राज्यान्तर्गत प्रसारण से संबंधित मामलों में यदि आरईजीसी का कोई प्रावधान आईईजीसी के प्रावधानों के साथ असंगत है तो आईईजीसी का प्रावधान अभिभावी होगा।
- एसएलडीसी के उतरदायित्व
4. एसएलडीसी अधिनियम, आरईजीसी तथा अन्य विनियमों के प्रावधानों के अंतर्गत उसे सौंपे गये कार्यों का निर्वहन स्वतंत्र एवं निष्पक्ष तरीके से करेगा।
5. एसएलडीसी, आरईजीसी के अनुरूप भार प्रेषण और सिस्टम प्रचालननियमावली तैयार करेगा तथा उपयोगकर्ताओं के विचार प्राप्त करने केपश्चात् अनुमोदन के लिये राविविआ को प्रस्तुत करेगा।
- 6 एसटीयू के उतरदायित्व
- 6.1 एसटीयू अधिनियम के प्रावधानों के अंतर्गत उसे सौंपे गये कार्यों का निर्वहन करेगा।
- 6.2 एसटीयू सुनिश्चित करेगा, उत्पादन स्टेशनों से विद्युत निकासी, विद्युत वितरण में लगी इकाईयों और खुला अभिगम उपभोक्ताओं को आपूर्ति, इकाईयों के मध्य विद्युत विनिमय, सीटीयू के साथ अंतः संयोजन के द्वारा ऊर्जा विनिमय।

- (i) एसपीसी के माध्यम से आरईजीसी के कार्यान्वयन में समन्वय,
- (ii) सीटीयू, राज्य सरकार, एनआरपीसी, सीईए, अनुज्ञप्तिधारी, उत्पादन कंपनी और राज्य सरकार द्वारा अधिसूचित किसी अन्य व्यक्ति के साथ अन्तर्राज्य प्रसारण प्रणाली से संबंधित योजना और समन्वय,
- 6.3 एसटीयू आरईजीसी के कार्यान्वयन और अनुपालन (एसटीएस के संधारण की अनुसूचन सहित) में किसी व्यक्ति या व्यक्तियों के समूह के विरुद्ध अनुचित रूप से पक्षपात नहीं करेगा या उन्हें अधिमानता नहीं देगा।
- 6.4 एसटीयू व्यक्तिगत आवश्यकताओं पर चर्चा करने के लिये उपयोगकर्ता के साथ तथा एसपीसी बैठक के लिये प्रस्ताव तैयार करने हेतु उपयोगकर्ता समूह के साथ बैठक आयोजित करेगा।
- 7 राज्य विद्युत समिति (एसपीसी)
- 7.1 एसटीयू द्वारा आरईजीसी की अधिसूचना की दिनांक से 30 दिनों के भीतर इसके प्रभावी कार्यान्वयन के लिये राज्य विद्युत समिति का गठन किया जावेगा। विद्यमान राज्य विद्युत समिति तब तक जारी रहेगी जब तक कि नयी राज्य विद्युत समिति का गठन नहीं हो जाता।
- 7.2 राज्य विद्युत समिति (एसपीसी) में निम्नलिखित सदस्य होंगे:
- (i) एसटीयू के मुख्य कार्यकारी/प्रबंध निदेशक - यथा अध्यक्ष।
- (ii) रविउनि के मुख्य कार्यकारी/प्रबंध निदेशक - यथा सदस्य।
- (iii) अजमेर डिस्कॉम के मुख्य कार्यकारी/प्रबंध निदेशक- यथा सदस्य।
- (iv) जयपुर डिस्कॉम के मुख्य कार्यकारी/प्रबंध निदेशक - यथा सदस्य।
- (v) जोधपुर डिस्कॉम के मुख्य कार्यकारी/प्रबंध निदेशक - यथा सदस्य।
- (vi) राजस्थान ऊर्जा विकास एवं आईटी सेवा लिमिटेड (आरयूवीआईटीएल) के मुख्य कार्यकारी/प्रबंध निदेशक - यथा सदस्य।
- (vii) राजस्थान अक्षय ऊर्जा निगम (आरआरईसी) के मुख्य कार्यकारी/प्रबंध निदेशक- यथा सदस्य।
- (viii) प्रभारी एसएलडीसी- यथा सदस्य।
- (ix) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारियों का एक प्रतिनिधि, यदि कोई हो (राविप्रनि के अलावा) अध्यक्ष द्वारा नामित किया जायेगा-यथा सदस्य।
- (x) वितरण अनुज्ञप्तिधारियों का एक प्रतिनिधि, यदि कोई हो (जयपुर/जोधपुर/अजमेर डिस्कॉम के अलावा) अध्यक्ष द्वारा नामित किया जायेगा-यथा सदस्य।
- (xi) आईपीपी/सीपीपी प्रतिनिधि, अध्यक्ष द्वारा नामित किया जायेगा-यथा सदस्य।
- (xii) अक्षय ऊर्जा उत्पादन स्टेशनों के दो प्रतिनिधि (एक सौर और दूसरा गैर सौर से) अध्यक्ष द्वारा नामित किया जायेगा-यथा सदस्य।
- (xiii) एनआरपीसी का एक प्रतिनिधि यथा विशेष आमंत्रित, समिति में भाग ले सकता है।
- (xiv) एनआरएलडीसी का एक प्रतिनिधि- यथा विशेष आमंत्रित के।
- (xv) एसटीयू का मुख्य अभियंता- सदस्य सचिव।
- राज्य विद्युत समिति (एसपीसी) के उतरदायित्व:
- 8 एसपीसी के प्राथमिक उत्तरदायित्व निम्नलिखित हैं:
- (i) आरईजीसी के कार्यान्वयन के लिये एसपीसी दिशा-निर्देश जारी करेगी।
- (ii) आरईजीसी के प्रावधानों के अंतर्गत विकसित नियमों और प्रक्रियाओं के कार्यान्वयन को सुगम बनाना।

- (iii) इन विनियमों के प्रावधानों और आरईजीसी के प्रावधानों के अंतर्गत विकसित नियमों और प्रक्रियाओं के कार्यान्वयन के दौरान उत्पन्न होने वाले मुद्दों के लिये सुधारात्मक उपायों का आकलन और सिफारिश करना।
- (iv) आरईजीसी की नियमित समीक्षा करना और उपयोगकर्ताओं के सुझावों पर विचार करने के पश्चात् उपयुक्त सिफारिशें करना।
- (v) ग्रिड के निष्पादन में सुधार के लिये राज्य स्तरीय संचालन विश्लेषण करना।
- (vi) विद्युत के राज्यान्तर्गत प्रसारण को सुगम बनाना।
- (vii) एसटीयू के साथ राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली से संबंधित नियोजन के सभी कार्यों को सुगम बनाना।
- (viii) ग्रिड के स्थिर प्रचालन के लिये सुरक्षा अध्ययन सहित नियोजन अध्ययन करना।
- (ix) केंद्रीकृत डेटाबेस का संधारण करना और विभिन्न ग्रिड तत्वों के लिये सुरक्षा रिले सेटिंग के विवरण सहित नियत कालिक आधार पर इसे अद्यतन करना।
- (x) साइबर सुरक्षा का उत्तरदायित्व।
- (xi) प्रमुख ग्रिड विक्षोभ का विश्लेषण करना, घटना के तुरंत पश्चात् सुधारात्मक उपाय सुझाना और उपयोगकर्ताओं को उपयुक्त निर्देश जारी करना।
- (xii) अंडर फ्रिक्वेंसी रिले के माध्यम से लोड शेडिंग दिशा-निर्देशों को स्वीकृत करना।
- (xiii) खुला अभिगम के मामले में, राविविआ खुला अभिगम विनियम, 2016 समय-समय पर संशोधित में परिभाषित पावर और कर्तव्य।
- (xiv) आयोग द्वारा समय-समय पर निर्देशित कोई अन्य कार्य।

एसपीसी कार्यवाही

9. एसपीसी अपनी बैठकों में अपने व्यवसाय के संव्यवहार के संबंध में प्रक्रिया के ऐसे नियमों का पालन करेगी (गणपूर्ति सहित) जैसा कि वह सूत्रबद्ध कर सकती है। समिति तीन महीने में कम से कम एक बार बैठक करेगी। एसपीसी आरईजीसी के कार्यान्वयन के लिये उप-समिति (यों) का गठन कर सकती है।
10. उपयोगकर्ताओं के लिये निगरानी एजेंसी एसएलडीसी होगी। निगरानी एजेंसी उपयोगकर्ताओं के अनुपालन की प्रगति पर नज़र रखेगी और अपालन के लिये अपवादात्मक रिपोर्टिंग आयोग को प्रस्तुत करेगी।

भाग-III

संसाधन नियोजन कोड

11. एकीकृत संसाधन नियोजन
- 11.1 एकीकृत संसाधन नियोजन में निम्नलिखित का समावेश होगा :
 - (i) मांग पूर्वानुमान;
 - (ii) उत्पादन संसाधन पर्याप्तता नियोजन;
 - (iii) प्रसारण तंत्र नियोजन
 'मांग पूर्वानुमान' और "उत्पादन संसाधन पर्याप्तता नियोजन"

11.2 मांग पूर्वानुमान और उत्पादन संसाधन पर्याप्तता नियोजन से संबंधित प्रावधान राविविआ (विद्युत क्रय और वितरण अनुज्ञप्तिधारी की क्रय प्रक्रिया) विनियम, 2004, और समय-समय पर यथा संशोधित सीईए द्वारा प्रकाशित भारत के लिये संसाधन पर्याप्तता नियोजन ढांचे के लिये दिशानिर्देश, 2022 या मांग पूर्वानुमान और उत्पादन संसाधन पर्याप्तता नियोजन के लिये आयोग द्वारा तैयार किये गये किसी अन्य विनियम द्वारा शासित होंगे। वितरण अनुज्ञप्तिधारियों के आपूर्ति क्षेत्र में मांग पूर्वानुमान की प्राथमिक जिम्मेदारी राउविआईटीलि/वितरण अनुज्ञप्तिधारियों की होगी।

11.3 प्रसारण प्रणाली नियोजन

11.3.1 राज्य प्रसारण यूटिलिटी एसटीएस के समग्र नियोजन के लिये जिम्मेदार होगी और निम्नलिखित के लिये परिप्रेक्ष्य रोलिंग प्रसारण प्रणाली योजना तैयार करेगी;

- (i) अल्पावधि अवधि अर्थात् पांच (5) वर्ष तक;
- (ii) मध्यम अवधि अर्थात् दस (10) वर्ष तक; और
- (iii) दीर्घकालीन अवधि अर्थात् पन्द्रह (15) वर्ष तक।

बशर्ते कि प्रसारण प्रणाली योजनाओं को लोड प्रक्षेपनों और उत्पादन क्षमता वृद्धि में संशोधनों को समायोजित करने के लिये प्रत्येक वर्ष अद्यतन किया जायेगा:

बशर्ते यह भी कि राज्य प्रसारण यूटिलिटीएसटीएस के लिये अद्यतनीकरण, यदि कोई हो, के साथ अल्पावधि प्रसारण प्रणाली योजनाओं को प्रत्येक वर्ष 30 सितंबर तक अपनी वेबसाइट पर प्रकाशित करेगी:

बशर्ते यह भी कि ऐसी प्रसारण प्रणाली योजनायें अनुरोध करने पर किसी भी व्यक्ति को भी उपलब्ध करायी जायेगी।

11.3.2 प्रसारण सिस्टम योजना में एसटीएस के लिये योजना का वर्णन किया जायेगा और इसमें सभी उपयोगकर्ताओं के लाभ के लिये प्रस्तावित वृद्धि योजनायें और सिस्टम सुदृढीकरण योजनायें शामिल होंगी:

बशर्ते कि उपरोक्त योजना में न केवल राज्य प्रसारण लाइनों से संबंधित सूचना शामिल हो सकती है, बल्कि ट्रांसफार्मर, संधारित्र (केपेसिटर), रिएक्टर, स्टेटिक वार कम्पेन्सेटर और लचीली प्रत्यावर्ती धारा प्रसारण तंत्र सहित अतिरिक्त उपकरण भी शामिल हो सकते हैं।

बशर्ते यह भी कि उपरोक्त योजना में परिलक्षित राज्य प्रसारण योजनाओं और सिस्टम सुदृढीकरण योजनाओं पर प्राप्त प्रगति की सूचना भी शामिल होगी।

11.3.3 इन विनियमों के अंतर्गत प्रसारण प्रणाली योजना तैयार करने के उद्देश्य से एसटीयू सभी उपयोगकर्ताओं से अपेक्षित सूचना मांग सकता है।

बशर्ते कि सभी उपयोगकर्ता प्रत्येक वर्ष 31 मार्च तक एसटीयू को वांछित नियोजन डेटा उपलब्ध करायेंगे, ताकि एसटीयू अगले 5 वर्षों के लिये प्रत्येक वर्ष 30 सितंबर तक योजना तैयार करने और उसे अंतिम रूप देने में समर्थ हो सके:

11.3.4 इन विनियमों के अंतर्गत प्रसारण प्रणाली योजना तैयार करने के उद्देश्य से एसटीयू निम्नलिखित पर भी विचार करेगा:

- (i) सीईए द्वारा जारी प्रसारण योजना मानदंड और दिशा-निर्देश;
- (ii) अधिनियम की धारा 73 के खंड (ए) के प्रावधानों के अंतर्गत प्रसारण प्रणाली के लिये सीईए द्वारा तैयार की गयी योजनायें;
- (iii) सीईए की भारतीय विद्युत सर्वेक्षण रिपोर्ट.
- (iv) अधिनियम की धारा 73 के खंड (डी) के अंतर्गत सीईए द्वारा निर्दिष्ट ग्रिड मानक;
- (v) अधिनियम की धारा 79 के खंड (एच) के अंतर्गत केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा निर्दिष्ट ग्रिड कोड के प्रावधानों के अंतर्गत केंद्रीय प्रसारण यूटिलिटी द्वारा तैयार की गयी प्रसारण योजना,
- (vi) क्षेत्रीय विद्युत समिति या राज्य विद्युत समिति की सिफारिशें/इनपुट यदि कोई हो;
- (vii) राष्ट्रीय विद्युत नीति पर रिपोर्ट जो राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली के विकास के लिये प्रासंगिक हैं, और
- (viii) आयोग द्वारा दिये गये निर्देश/सुझाव/कोई अन्य जानकारी।

11.3.5 एसटीयू नियोजन में निम्नलिखित चरणों का पालन करेगा:

- (i) एसटीएस के लिये प्रसारण योजना तैयार करना जो लोड पूर्वानुमान और उत्पादन योजना के साथ संगत हो, जिसमें एसटीएस में आवश्यक प्रतिक्रिया वोल्ट ऐम्पियर (वार) क्षतिपूर्ति का प्रावधान शामिल हो।
- (ii) राविविआ के निर्देशों और उपयोगकर्ता द्वारा प्रतिक्रिया क्षतिपूर्ति उपकरण की स्थापना के कार्यक्रम के अनुसार एसपीसी डिस्कॉम के परामर्श से एसटीयू द्वारा प्रतिक्रिया शक्ति नियोजन अभ्यास किया जायेगा।
- (iii) एसटीयू प्रसारण सिस्टम नियोजन के लिये लोड फ्लो, लघुपथ और क्षणिक स्थायित्व अध्ययन, रिले समन्वय अध्ययन और अन्य तकनीकों का उपयोग करेगा।
- (iv) एसटीयू प्रसारण सिस्टम नियोजन के लिये सिस्टम के लिये आकस्मिकता और सिस्टम बाधा स्थितियों का अनुकरण करेगा।
- (v) एसटीयू मांग पूर्वानुमान के लिये ऊर्जा प्रबंधन प्रणाली (ईएमएस) जैसे अत्याधुनिक उपकरणों का उपयोग करके एसएलडीसी द्वारा आपूर्ति किये गये परिचालन डेटा के आधार पर ऐतिहासिक डेटाबेस का संधारण करेगा।
- (vi) राज्य ग्रिड के लिये अध्ययन करते समय एसटीयू राज्य या राज्य के भाग के लिये खंडित ग्रिड पर प्रासंगिक सीटीयू अध्ययनों से प्राप्त इनपुट पर विचार करेगा तथा इसके लिये राज्य ग्रिड के समानांतर संचालित अंतर्राज्यीय प्रसारण प्रणाली पर विचार करेगा।

12 नियोजन उत्तरदायित्व

12.1 राज्यान्तर्गत प्रसारण सिस्टम नियोजन एसटीयू की प्राथमिक जिम्मेदारी होगी:

- बशर्ते कि राउविआईटीलि/वितरण अनुज्ञप्तिधारी उत्पादन कंपनियों और अन्य उपयोगकर्ता एसटीयू के साथ एसटीएस नियोजन गतिविधियाँ का समन्वय करेंगे।
- 12.2 प्रति वर्ष 31 मार्च तक, एसजीएस अपनी उत्पादन क्षमता अपने विद्युत स्टेशनों से विद्युत निकासी के लिये एसटीयू/एसएलडीसी को अगले पांच (5) वर्षों में से प्रत्येक के लिये, प्रसारण प्रणाली वृद्धि प्रस्तावों के साथ एसटीयू को सूचित करेगा।
- 12.3 राउविआईटीलि/वितरण अनुज्ञप्तिधारी आईएसजीएस/आईपीपी/आरईजीएस के साथ हस्ताक्षरित उत्तरवर्ती पांच वर्षों के लिये दीर्घकालिक अभिगम और मध्यम अवधि के खुला अभिगम विद्युत क्रय समझौतों का विवरण प्रति वर्ष 31 मार्च तक एसटीयू को प्रदान करेंगे।
- 12.4 राज्य के बाहर के स्टेशनों से विद्युत निकासी के लिये एसटीएस को सुदृढ करने की योजना एसटीयू द्वारा आरम्भ की जायेगी।
- 12.5 नियोजन अध्ययनों के आधार पर परिलक्षित एसटीएस प्रस्तावों पर चर्चा की जायेगी, समीक्षा की जायेगी तथा एसपीसी द्वारा उन्हें अंतिम रूप दिया जायेगा और अनुमोदित किया जायेगा।
- 13 नियोजन मानदंड
- 13.1 नियोजन मानदंड उस सुरक्षा दर्शन पर आधारित होगा जिस पर राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली की योजना बनायी गयी है, जिसमें एसटीयू और उपयोगकर्ताओं के पिछले अनुभव, विभिन्न राज्य सरकार एजेंसियों की भविष्य की योजना आदि को ध्यान में रखा गया है। प्रसारण नियोजन दर्शन, राष्ट्रीय विद्युत योजना उसके संशोधनों सहित तथा केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा यथा निर्दिष्ट समय-समय पर यथा संशोधित अन्य दिशा-निर्देशों द्वारा निर्देशित होगा।
- 13.2 एसटीयू प्रसारण सिस्टम योजना विकसित करते समय लोड फ्लो, क्षणिक स्थायित्व, वोल्टेज स्थायित्व और प्रतिक्रिया शक्ति अध्ययन सहित परंतु इन्ही तक सीमित नहीं, उपयुक्त प्रणाली अध्ययन करेगा।

भाग-IV

कनेक्शन कोड

सामान्य शर्तें

- 14 निम्नलिखित को सुनिश्चित करने में कनेक्शन की शर्तें एसटीएस से संबद्ध उपयोगकर्ता द्वारा अनुपालन किये जाने वाले तकनीकी, डिजाइन और परिचालन मानदंडों को निर्दिष्ट करती हैं:
- (i) सभी उपयोगकर्ताओं या संभावित उपयोगकर्ताओं के साथ समान व्यवहार किया जाता है।
- (ii) नये कनेक्शन से विद्यमान उपयोगकर्ताओं पर कोई प्रतिकूल प्रभाव नहीं होगा, न ही विद्यमान उपयोगकर्ताओं के कारण नये कनेक्शन को हानि होगी।

विद्यमान नियमों एवं विनियमों का अनुपालन

15 ग्रिड से जुड़े हुए या इससे संयोजन की मांग करने वाले सभी उपयोगकर्ता, समय-समय पर यथा अधिनियमित या संशोधित लागू विनियमों का अनुपालन करेंगे, जैसे कि :

- (i) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड के संयोजकता के लिये तकनीकी मानक) विनियम, 2007;
- (ii) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत संयंत्रों और विद्युत लाइनों के निर्माण के लिये तकनीकी मानक) विनियम, 2022
- (iii) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा तथा विद्युत आपूर्ति संबंधी उपाय) विनियम, 2023;
- (iv) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों का अधिष्ठापन एवं प्रचालन) विनियम, 2006:
- (v) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत प्रणाली संचालन में संचार प्रणाली के लिये तकनीकी मानक) विनियम, 2020;
- (vi) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (ग्रिड मानक) विनियम, 2010;
- (vii) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत क्षेत्र में साइबर सुरक्षा) दिशानिर्देश, 2021;
- (viii) केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (कोयले पर आधारित ताप विद्युत उत्पादन इकाइयों का फ्लेक्जिबल संचालन) विनियम, 2023;
- (ix) समय-समय पर यथा विनिर्दिष्ट कोई अन्य विनियम और मानक।

16 कनेक्शन पॉइंट

16.1 राज्य उत्पादन स्टेशन (एसजीएस)

16.1.1 कनेक्टिंग वोल्टेज 765 केवी, 400 केवी, 220 केवी, 132 केवी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सहमति के अनुसार होगा। जब तक कि एसटीयू द्वारा विशेष रूप से सहमति न दी जाये, कनेक्शन पॉइंट पावर स्टेशन स्विचयार्ड का आउटगोइंग फीडर गैट्री होगा। जनरेटर की साइट की परिधि के भीतर एसजीएस के स्वामित्व वाले सभी टर्मिनल, संचार और सुरक्षा उपकरण एसजीएस द्वारा अनुरक्षित किये जायेंगे।

16.1.2 नये उत्पादन स्रोत का अंतर्कनेक्शन प्रदान करने से पहले, एसटीयू विद्यमान उपकरण रेटिंग, सिस्टम स्थिरता और विश्वसनीयता सुरक्षा योजनाओं, नियंत्रण योजनाओं और सेवाओं की विश्वसनीयता की उपयुक्तता के प्रति अंतर्कनेक्शन के प्रभाव का अध्ययन करेगा। अनुरोधकर्ता को ऐसे अध्ययन के आधार पर एसटीयू द्वारा सूचित की गयी आवश्यकताओं का अनुपालन करना होगा।

वितरण अनुज्ञप्तिधारी

16.2 कनेक्टिंग वोल्टेज 33 केवी, 11 केवी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के साथ सहमति के अनुसार होगा। कनेक्शन प्वाइंट प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के सबस्टेशन पर प्रसारण टावर/पोल पर आउटगोइंग फीडर गैट्री/केबल टर्मिनेशन होगा। आउटगोइंग फीडर गैट्री या प्रसारण लाइन केबल टर्मिनल स्ट्रक्चर से आगे, सभी विद्युत उपकरण और लाइनें वितरण कंपनी द्वारा अनुरक्षित की जायेंगी।

खुला अभिगम उपभोक्ता (वितरण अनुज्ञप्तिधारी के उपभोक्ता नहीं)

16.3 कनेक्टिंग वोल्टेज 400/220/132/66/33 केवी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के साथ सहमति के अनुसार हो सकता है जिसको नेटवर्क से कनेक्शन किया जाना है। खुला अभिगम उपभोक्ताओं के स्वामित्व वाले सब-स्टेशनों

का अनुरक्षण उनके द्वारा या कनेक्शन समझौते में उल्लिखित के अनुसार किया जायेगा। कनेक्शन पॉइंट उसके परिसर में आउटगोइंग फीडर गैट्री होगा।

17 कनेक्टिविटी प्रक्रिया

17.1 आयोग की पूर्व स्वीकृति के लिये इन विनियमों की अधिसूचना की तिथि से 3 माह के भीतर, एसटीयू कनेक्टिविटी के लिये प्रक्रिया प्रस्तावित करेगा, जिसमें अन्य बातों के साथ-साथ फॉर्म, शुल्क, पात्रता, बैंक गारंटी, मानक कनेक्टिविटी समझौता, कनेक्टिविटी का परित्याग आदि शामिल होंगे।

बशर्ते कि जब तक ऐसी प्रक्रिया आयोग द्वारा स्वीकृत नहीं हो जाती, तब तक विद्यमान प्रक्रिया लागू रहेगी।

17.2 एसटीएस से जुड़ने या उसके उपयोग के लिये नई या संशोधित व्यवस्था स्थापित करने की इच्छा रखने वाले उपयोगकर्ता को, एसटीयू को उस प्रारूप और तरीके से, जैसा एसटीयू द्वारा अधिसूचित किया जाये, आवेदन प्रस्तुत करना होगा।

17.3 उपयोगकर्ता(ओं) को समय-समय पर आयोग द्वारा अनुमोदित कनेक्टिविटी प्रभारों का भुगतान करना होगा। एसटीयू समय-समय पर आयोग की स्वीकृति के लिये सभी औचित्य और सहायक दस्तावेजों के साथ विभिन्न उपयोगकर्ताओं के लिये कनेक्टिविटी प्रभारों का प्रस्ताव करेगा।

18 कनेक्शन समझौता

18.1 एसटीएस से जुड़े या कनेक्शन चाहने वाले सभी उपयोगकर्ताओं को मानक कनेक्टिविटी समझौते के अनुरूप एसटीयू/प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के साथ कनेक्शन समझौता करना होगा।

बशर्ते कि विद्यमान कनेक्शनों के मामले में एक वर्ष की छूट दी गयी है ताकि अंतरिम अवधि में वर्तमान व्यवस्था जारी रह सके। कनेक्शन की शर्तों पर पुनः बातचीत की प्रक्रिया एक वर्ष की अवधि के भीतर पूर्ण की जायेगी।

18.2 मानक कनेक्टिविटी समझौते में निम्नलिखित को उचित रूप से समाविष्ट किया जायेगा:

- (i) दोनों पक्षों को आरईजीसी का अनुपालन करने होने की आवश्यकता की शर्त ।
- (ii) कनेक्शन विवरण और/या सिस्टम प्रभारों का उपयोग।
- (iii) सुदृढीकरण और सिस्टम विस्तार के भुगतान से संबंधित पूंजीगत कार्यों का विवरण।
- (iv) कनेक्टिविटी आरेख के साथ विद्युत प्रणाली।
- (v) सामान्य दर्शन और सुरक्षा दिशानिर्देश।
- (vi) डाटा साझाकरण, भाषा और डाटा संचार और सुरक्षा समन्वय।
- (vii) साइट उत्तरदायित्व अनुसूची।

18.3 साइट उत्तरदायित्व अनुसूची

- 18.3.1 प्रत्येक कनेक्शन बिंदु के लिये साइट उत्तरदायित्व अनुसूची (एसआरएस) उस उप-स्टेशन के मालिक द्वारा तैयार की जायेगी जहां कनेक्शन हो रहा है।
- 18.3.2 साइट उत्तरदायित्व अनुसूची में निम्नलिखित सूचना सम्मिलित की जायेगी, अर्थात्,
- (i) विद्युत उपकरण सेवाओं और आपूर्ति की अनुसूची,
 - (ii) दूरसंचार और माप उपकरण की अनुसूची, और
 - (iii) प्रत्येक संयंत्र और उपकरण पर लागू सुरक्षा नियम।
- 18.3.3 कनेक्शन साइट पर स्थापित उपकरणों की प्रत्येक वस्तु के लिये साइट उत्तरदायित्व अनुसूची में निम्नलिखित सूचना भी प्रस्तुत की जायेगी, अर्थात्,
- (i) उपकरण का स्वामित्व,
 - (ii) उपकरण के नियंत्रण के लिये उत्तरदायित्व,
 - (iii) उपकरण के अनुरक्षण के लिये उत्तरदायित्व,
 - (iv) उपकरण के संचालन के लिये उत्तरदायित्व,
 - (v) साइट प्रबंधक,
 - (vi) साइट पर व्यक्तियों की सुरक्षा से संबंधित उत्तरदायित्व, और
 - (vii) साइट पर उपकरणों की सुरक्षा से संबंधित सभी मामलों के लिये उत्तरदायित्व।
- 18.3.4 एक ही स्टेशन पर संबद्ध एकाधिक प्रसारण अनुज्ञप्तिधारियों के मामले में, अनुज्ञप्तिधारियों के मध्य परिचालन एवं सुरक्षा समन्वय और डाटा साझाकरण के उत्तरदायित्व सहित साइट उत्तरदायित्व अनुसूची को कनेक्टिविटी अनुबंध में निर्दिष्ट किया जायेगा।

राज्य ग्रिड की आस्तियों की अनुसूची

- 19 एसटीयू और राविविआ द्वारा अनुज्ञप्ति प्राप्त अन्य प्रसारण अनुज्ञप्तिधारियों को प्रत्येक वर्ष 30 सितंबर तक राविविआ को प्रसारण आस्तियों की अनुसूची प्रस्तुत करनी होगी, जो 31 मार्च तक राज्य ग्रिड को निर्मित करती हैं।

भाग-V

सुरक्षा कोड

20 सुरक्षा प्रोटोकॉल एवं सेटिंग

- 20.1 ग्रिड से जुड़े सभी उपयोगकर्ता, निर्माण के लिये सीईए तकनीकी मानकों, संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों, सीईए (ग्रिड मानक) विनियम, 2010, संचार के लिये सीईए तकनीकी मानकों, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा तथा विद्युत आपूर्ति संबंधी उपाय) विनियम, 2010 और समय-समय पर विनिर्दिष्ट किसी

अन्य लागू सीईए मानकों के अनुसार दोषपूर्ण अनुभाग को अलग करने और घटक (घटकों) को सुरक्षित करने के लिये विश्वसनीयता, चयनात्मकता, गति और संवेदनशीलता वाली प्रभावी सुरक्षा प्रणाली प्रदान करेंगे और इसका रखरखाव करेंगे।

- 20.2 220 केवी और उससे अधिक वोल्टेज के कनेक्शन वाले सभी उपयोगकर्ताओं को आर्इइजीसी में निर्दिष्ट सुरक्षा प्रोटोकॉल और सेटिंग्स का पालन करना होगा। शेष उपयोगकर्ताओं के लिये, एसपीसी सुरक्षा प्रोटोकॉल और सेटिंग्स विकसित करेगा और हितधारकों के परामर्श से समय-समय पर समीक्षा के पश्चात् उन्हें संशोधित करेगा। ऐसा करने में, एसपीसी समय-समय पर निर्दिष्ट सीईए विनियमों द्वारा निर्देशित होगा।

सुरक्षा ऑडिट योजना

21. 220 केवी और उससे अधिक वोल्टेज के कनेक्शन वाले सभी उपयोगकर्ताओं को आर्इइजीसी में निर्दिष्ट सुरक्षा अंकेक्षण योजना का पालन करना होगा। शेष उपयोगकर्ताओं के लिये, एसपीसी सुरक्षा अंकेक्षण योजना विकसित कर सकता है।

सिस्टम सुरक्षा योजना (एसपीएस)

- 22 एसपीसी, एनआरपीसी द्वारा तैयार की गयी विशेष सुरक्षा योजना के अतिरिक्त, यदि आवश्यक हो, तो एसटीएस के लिये सिस्टम सुरक्षा योजना तैयार कर सकता है।

23. रिकॉर्डिंग उपकरण

- 23.1 सभी उपयोगकर्ता, रिकॉर्डिंग उपकरणों (विक्षोभ रिकॉर्डर और घटना लॉगर) को उचित कार्य अवस्था में रखेंगे।
- 23.2 विक्षोभ रिकॉर्डरों में समय सिंक्रनाइजेशन और एनालॉग और डिजिटल सिग्नल रिकॉर्डिंग के लिये मानक प्रारूप होगा जिसे एसपीसी द्वारा जारी संबंधित दिशानिर्देशों में शामिल किया जायेगा।
- 23.3 विक्षोभ रिकॉर्डर के समय सिंक्रनाइजेशन की एसएलडीसी द्वारा पीएमयू डाटा या स्काडा इवेंट लॉगर्स के साथ संपुष्टि की जायेगी। जो विक्षोभ रिकॉर्डर गैर-अनुपालक हैं, उन्हें एसपीसी में विचार के लिये सूचीबद्ध किया जायेगा।

भाग-VI

कमीशनिंग और वाणिज्यिक प्रचालन कोड

24. स्टार्ट अप विद्युत का आहरण और अशक्त विद्युत का अंतःक्षेपण
- 24.1 कैप्टिव उत्पादन संयंत्र के यूनिट समेत उत्पादन स्टेशन के यूनिट को, जिसे राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली से संयोजकता अनुदान की गयी है, राज्य भार प्रेषण केन्द्र की पूर्व अनुमति प्राप्त करने के पश्चात्, सीओडी से पहले परीक्षण और संपूर्ण भार परीक्षण सहित, कमीशनिंग अवधि के दौरान ग्रिड के साथ अशक्त विद्युत के अंतर-विनिमय की अनुमति होगी:

बशर्ते कि ऐसी अनुमति प्रदान करते समय राज्य भार प्रेषण केन्द्र ग्रिड सुरक्षा को ध्यान में रखेगा।

- 24.2 वह अवधि जिसके लिये ऐसा अंतरविनिमय स्वीकृत होगा, निम्नानुसार होगी:

- (i) स्टार्ट अप विद्युत का आहरण, प्रथम सिक्रोनाइजेशन की प्रत्याशित तारीख से 15 मास पूर्व और प्रथम सिक्रोनाइजेशन की तारीख के एक वर्ष पश्चात् से अधिक नहीं होगा।
- (ii) अशक्त विद्युत का अंतःक्षेपण, प्रथम सिक्रोनाइजेशन की तारीख से एक वर्ष से अधिक नहीं होगा।
- 24.3 उपरोक्त उपबंधों के होते हुए भी आयोग अपवादात्मक परिस्थितियों में, निर्धारित अवधि की समाप्ति के कम से कम दो माह पहले उत्पादन स्टेशन द्वारा किये गये आवेदन पर निर्धारित अवधि के पश्चात् विद्युत के अंतर-विनिमय हेतु अवधि को बढ़ा सकता है।
- 24.4 उत्पादन स्टेशन द्वारा स्टार्ट-अप विद्युत का उपयोग निर्माण गतिविधियों के लिये नहीं किया जायेगा;
- 24.5 यह सिद्ध करने का दायित्व उत्पादन स्टेशन का होगा कि उत्पादन स्टेशन के यूनिट (यूनिटी) से अशक्त विद्युत का अंतरविनिमय पूर्व कमीशनिंग गतिविधियों, परीक्षण और कमीशनिंग के प्रयोजन हेतु है और एसएलडीसी सीओडी से पूर्व विद्युत के अंतर विनिमय के प्रत्येक अवसर पर ऐसी सूचना मांगेगी। इसके लिये, उत्पादन स्टेशन एसएलडीसी को विनिर्दिष्ट कमीशनिंग गतिविधि, परीक्षण और पूर्ण भार परीक्षण, इसकी अवधि और अंतरविनिमय की अभीष्ट अवधि आदि का सुसंगत विवरण प्रस्तुत करेगा। उत्पादन स्टेशन आगामी दिवस के आधार पर अशक्त विद्युत के अंतःक्षेपण की मात्रा और समय के लिये अस्थायी योजना एसएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।
- 24.6 समान एसटीएस इंटरफेस बिंदु पर जुड़ी विभिन्न इकाइयों के स्वामित्व वाले समान उत्पादन स्टेशन या एकाधिक उत्पादन स्टेशनों के एकाधिक उत्पादन यूनिटों के मामले में, एसएलडीसी ऊर्जा के समुचित लेखांकन के माध्यम से उन उत्पादन यूनिटों, जिन्होंने सीओडी प्राप्त कर ली है, की स्थिर विद्युत का पृथक्करण उन उत्पादन यूनिटों द्वारा अंतः क्षेपित या आहरित विद्युत से करेगा जिन्होंने सीओडी प्राप्त नहीं की है।

परीक्षण चालन के नोटिस से पूर्व प्रस्तुत किया जाने वाला डाटा

25. परीक्षण चालन के नोटिस से पूर्व प्रत्येक राज्य उत्पादन स्टेशन और/या ईएसएस, एसएलडीसी और उत्पादन स्टेशन के लाभार्थी, जहाँ भी ज्ञात हो को, यथा लागू, निम्नलिखित विवरण प्रस्तुत किये जायेंगे :

सारणी 1: परीक्षण चालन से पूर्व उत्पादन स्टेशन और/या ईएसएस द्वारा प्रस्तुत किये जाने वाले विवरण

संस्थापित क्षमता	मेगावाट
संस्थापित क्षमता	एमवीए
एमसीआर	मेगावाट
संख्या X यूनिट साइज	संख्या X मेगावाट
कोल्ड स्टार्ट के लिये अपेक्षित समय	मिनट
वॉर्म स्टार्ट के लिये अपेक्षित समय	मिनट
हॉट स्टार्ट के लिये अपेक्षित समय	मिनट
कोल्ड अवस्थाओं के अधीन संयुक्त चक्र प्रचालन के लिये अपेक्षित समय	मिनट
वॉर्म अवस्थाओं के अधीन संयुक्त चक्र प्रचालन के लिये अपेक्षित समय	मिनट
रैम्पिंग अप क्षमता	% प्रति मिनट
रैम्पिंग डाउन क्षमता	% प्रति मिनट
न्यूनतम टर्नडाउन स्तर	एमसीआर का %
न्यूनतम टर्नडाउन स्तर	मेगावाट (एक्स-बस)
इन्वर्टर भार अनुपात (डीसी/एसी क्षमता)	
क्यूसीए का नाम (जहा लागू हो)	

पूर्ण जलाशय स्तर (एफआरएल)	मीटर
डिजाइन हेड	मीटर
न्यूनतम ड्रॉ डाउन स्तर (एमडीडीएल)	मीटर
डिजाइन हेड पर मुक्त जल	एम 3/मेगावाट
इकाईवार वर्जित क्षेत्र	मेगावाट

26 परीक्षण चालन का नोटिस

26.1 परीक्षण चालन या परीक्षण चालन की पुनरावृत्ति के लिये अपने उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट को प्रस्तावित करने वाली उत्पादन कंपनी, एसएलडीसी और मध्यस्थ खरीददारों, जहां कहीं परिलक्षित हों, सहित उत्पादन स्टेशनों के लाभार्थियों को कम से कम सात (7) दिन का नोटिस देगी;

बशर्ते कि यदि विफल परीक्षण चालन के अड़तालीस (48) घंटों के भीतर पुनः परीक्षण चालन होने वाला है, तो नये नोटिस की आवश्यकता नहीं होगी।

26.2 परीक्षण चालन के लिये अपनी प्रसारण प्रणाली या उसके घटकों को प्रस्तावित करने वाला प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, एसएलडीसी, एसटीयू, वितरण अनुज्ञप्तिधारियों और अंतर-संयोजन प्रणाली के स्वामियों को कम से कम सात (7) दिन का नोटिस देगा।

26.3 एसएलडीसी प्रार्थित तारीख से या किसी प्रणाली बाधाओं की दशा में परीक्षणचालन की प्रस्तावित तारीख से सात (7) दिनों के भीतर परीक्षणचालन के प्रारम्भ की अनुमितदेगा। परीक्षण चालन, एसएलडीसी द्वारा यथा निर्धारित तथा सूचित समय और तारीख से आरंभ होगा।

26.4 उत्पादन स्टेशन/प्रसारण अनुज्ञप्तिधारीको परियोजना के उपयोगी जीवन के विस्तार या नवीनीकरण और आधुनिकीकरण कार्यों के पूरा होने के बाद परीक्षण चालन को करना आवश्यक होगा।

27. उत्पादन यूनिट का परीक्षण चालन

27.1 थर्मल उत्पादन यूनिट का परीक्षण चालन निम्नलिखित उपबंधों के अनुसार किया जायेगा:

27.1.1 थर्मल उत्पादन यूनिट, नामित ईंधन पर बहत्तर (72) घंटों के लिये एमसीआर पर निरंतर प्रचालन में होगी:

बशर्ते कि:

- लघु बाधा या भार में कमी की स्वीकृति, परीक्षण की अवधि में वृद्धि के अनुरूप होगी;
- बाधा या आंशिक भार को इस शर्त पर अनुमति दी जायेगी कि बाधा की अवधि को छोड़कर परंतु अनुरूप बढ़ी हुई अवधि सहित परीक्षण चालन की अवधि के दौरान औसत भार, एमसीआर से कम नहीं होगा;
- चार (4) घंटों से अधिक की संचयी बाधा पर परीक्षण चालन को दोहराने की आवश्यकता होगी।

27.1.2 जहां परीक्षण चालन के आधार पर थर्मल उत्पादन यूनिट, एमसीआर के तदनुरूपी यूनिट क्षमता का प्रदर्शन करने में विफल होता है, वहां उत्पादन कंपनी के पास उत्पादन यूनिट की क्षमता को डी-रेट करने या परीक्षण चालन की पुनरावृत्ति का विकल्प होता है। यदि उत्पादन कंपनी यूनिट क्षमता को डी-रेट करने का निर्णय लेती है, तो

ऐसे मामलों में डी-रेटेड क्षमता, प्राथमिक प्रतिक्रिया को पूरा करने के लिये प्रदर्शित क्षमता के 95% से अधिक नहीं होगी।

27.2 हाइड्रो उत्पादन यूनिट का परीक्षण चालन, निम्नलिखित उपबंधों के अनुसार किया जायेगा:

27.2.1 हाइड्रो उत्पादन यूनिट बारह (12) घंटों के लिये एमसीआर पर निरंतर प्रचालन में होगी:

बशर्ते कि:

- (i) लघु बाधा या भार में कमी की स्वीकृति, परीक्षण की अवधि में वृद्धि के अनुरूप होगी;
- (ii) बाधा या आंशिक भार को इस शर्त पर अनुमति दी जायेगी कि बाधा की अवधि को छोड़कर परंतु अनुरूप बड़ी हुई अवधि सहित परीक्षण चालन की अवधि के दौरान औसत भार एमसीआर से कम नहीं होगा;
- (iii) चार (4) घंटों से अधिक की संचयी बाधा पर परीक्षण चालन को दोहराने की आवश्यकता होगी।
- (iv) यदि अपर्याप्त जलाशय या पॉन्ड स्तर या अपर्याप्त फ्लो के कारण एमसीआर को प्रदर्शित करना संभव न हो, तो सीओडी इस शर्त के अध्यक्षीन घोषित की जा सकती है कि इसे तुरंत प्रदर्शित किया जायेगा जब सीओडी के पश्चात् पर्याप्त जल उपलब्ध हो:

बशर्ते कि यदि ऐसा उत्पादन स्टेशन पर्याप्त जल उपलब्ध होने पर भी एमसीआर को प्रदर्शित करने में समर्थ न हो, तो उत्पादन कंपनी नीचे विनियम के संदर्भ में क्षमता को डी-रेट करेगी और ऐसी डी-रेटिंग सीओडी से प्रभावी होगी।

27.2.2 जहां परीक्षण चालन के आधार पर हाइड्रो उत्पादन यूनिट, एमसीआर के तदनुरूपी यूनिट क्षमता का प्रदर्शन करने में विफल होता है, वहां उत्पादन कंपनी के पास क्षमता को डी-रेट करने या परीक्षण चालन की पुनरावृत्ति का विकल्प होगा। यदि उत्पादन कंपनी यूनिट क्षमता को डी-रेट करने का निर्णय लेती है, तो ऐसे मामलों में डी-रेटेड क्षमता, प्राथमिक प्रतिक्रिया को पूरा करने के लिये प्रदर्शित क्षमता के 90% से अधिक नहीं होगी।

27.3 पवन/सौर/ईएसएस/हाइब्रिड उत्पादन स्टेशन का परीक्षण चालन

27.3.1 सोलर इन्वर्टर यूनिट (यूनिटों) के सफल परीक्षण चालन से अपेक्षित मीटरिंग प्रणाली, विद्युत संयंत्र नियंत्रक, टेलिमेट्री और सेवा में सुरक्षा प्रणाली के साथ एकल दिन में सूर्योदय से सूर्यास्त के बीच संचयी आधार पर कम से कम चार (4) घंटों की अवधि के लिये विद्युत के प्रवाह और संचार सिग्नल अभिप्रेत होगा। उत्पादन कंपनी परीक्षण चालन के दौरान यूनिट (यूनिटों) के आउटपुट को रिकॉर्ड करेगी और इसके प्रदर्शन की संपुष्टि दिन के दौरान साइट पर दर्ज किये गये तापमान और सौर विकिरण और संयंत्र डिजाइन मानकों के साथ करेगी:

बशर्ते कि

- (i) दिन के सौर विकिरण के साथ प्रमाणित प्रदर्शन स्तर से नीचे के आउटपुट से परीक्षण चालन की पुनरावृत्ति की आवश्यकता होगी;
- (ii) यदि अपर्याप्त सौर विकिरण के कारण संयंत्र की रेटेड क्षमता को प्रदर्शित करना संभव न हो, तो सीओडी इस शर्त के अध्यक्षीन घोषित की जा सकती है कि सीओडी की तारीख से एक वर्ष के भीतर इसे तुरंत प्रदर्शित किया जायेगा जब भी सीओडी के पश्चात् पर्याप्त सौरविकिरण उपलब्ध हो:

बशर्ते कि यदि ऐसा उत्पादन स्टेशन सीओडी के पश्चात्पर्याप्त सौर विकरण उपलब्ध होने पर भी रेटेड क्षमता को प्रदर्शित करने में समर्थ न हो, तो उत्पादन कंपनी इस विनियम के विनियम 27.3.6 के संदर्भ में क्षमता को डी-रेट करेगी।

27.3.2 पवन टर्बाइन (टर्बाइनों) के सफल परीक्षण चालन से अपेक्षित मीटरिंग प्रणाली, विद्युत संयंत्र नियंत्रक, टेलिमेट्री और सेवा में सुरक्षा प्रणाली के साथ पवन उपलब्धता के अवधियों के दौरान संचयी आधार पर कम से कम चार निरंतर (4) घंटों के लिये विद्युत के फ्लो और संचार सिग्नल अभिप्रेत होगा। उत्पादन कंपनी परीक्षण चालन के दौरान यूनिट (यूनिटों) के आउटपुट को रिकॉर्ड करेगी और इसके प्रदर्शन की पुष्टि दिन के दौरान साइट (साइटों) पर दर्ज की गयी पवन गति और संयंत्र डिजाइन मानकों के साथ करेगी।

बशर्ते कि

- (i) दिन की पवन गति के साथ संपुष्ट किये गये प्रदर्शन स्तर से नीचे के आउटपुट के लिये परीक्षण चालन को दोहराने की आवश्यकता होगी;
- (ii) यदि अपर्याप्त पवन वेग के कारण संयंत्र की रेटेड क्षमता को प्रदर्शित करना संभव न हो, तो सीओडी को इस शर्त के साथ घोषित किया जा सकता है कि सीओडी की तारीख से एक वर्ष के भीतर इसे तुरंत प्रदर्शित किया जायेगा जब भी सीओडी के पश्चात्पर्याप्त पवन वेग उपलब्ध हो;

बशर्ते कि यदि ऐसा उत्पादन स्टेशन सीओडी के पश्चात् पर्याप्त पवन वेग उपलब्ध होने पर भी रेटेड क्षमता को प्रदर्शित करने में समर्थ न हो, तो उत्पादन कंपनी इस विनियम के विनियम 27.3.6 के संदर्भ में क्षमता को डी-रेट करेगी।

27.3.3 स्टैंड अलोन ऊर्जा भंडारण प्रणाली (ईएसएस) के सफल परीक्षण चालन का अभिप्राय अपेक्षित मीटरिंग, टेलिमेट्री और सेवा में सुरक्षा प्रणाली के साथ डिज़ाइन क्षमताओं के अनुसार ऊर्जा की चार्जिंग और डिस्चार्जिंग का एक (1) चक्र से होगा।

27.3.4. पंड भंडारण संयंत्र के सफल परीक्षण चालन का अभिप्राय अपेक्षित मीटरिंग, टेलिमेट्री और सेवा में सुरक्षा प्रणाली के साथ रेटेड जल आहरण स्तरों तक डिज़ाइन क्षमताओं के अनुसार टर्बो उत्पादनकर्ता और पम्पिंग मोटर मोड का एक (1) चक्र से होगा।

27.3.5 हाइब्रिड प्रणाली के सफल परीक्षण चालन का अभिप्राय इन विनियमों के लागू उपबंधों के अनुसार हाइब्रिड प्रणाली के प्रत्येक व्यक्तिगत स्रोत के सफल परीक्षण चालन से होगा।

27.3.6 जहां परीक्षण चालन के आधार पर सौर/पवन/ईएसएस/पीएसपी/हाइब्रिड उत्पादन कंपनी अपनी रेटेड क्षमता को प्रदर्शित करने में विफल होती है, वहां उत्पादन कंपनी के पास परीक्षण चालन की पुनरावृत्ति के लिये या न्यूनतम सकल डी-रेटेड क्षमता के अध्यधीन क्षमता को डी-रेट करने का विकल्प होगा। यदि उत्पादन कंपनी यूनिट क्षमता को डी-रेट करने का निर्णय लेती है तो ऐसे मामलों में डी-रेटेड क्षमता, प्राथमिक प्रतिक्रिया की पूर्ति के लिये प्रदर्शित क्षमता के 90% से अधिक नहीं होगी।

27.3.7 इस विनियम में उपबंधों के होते हुए भी, जहां विद्युत क्रय करार में किसी विनिर्दिष्ट क्षमता के लिये व्यवस्था है जिसकी सीओडी घोषित की जा सकती है, तो ऐसी क्षमता के लिये परीक्षण चालन की अनुमति ऐसे विद्युत क्रय करार के संदर्भ में दी जायेगी।

प्रसारण प्रणाली का परीक्षण चालन

28. प्रसारण प्रणाली या उसके घटक के परीक्षण चालन का अभिप्राय अपेक्षित मीटरिंग प्रणाली, टेलिमेट्री और सुरक्षा प्रणाली के साथ और भेजने वाले अंत से प्राप्ति के अंत पर संचार सिग्नल और विद्युतके चौबीस (24) घंटों के निरंतर फ्लो के लिये ग्रिड से अंतर संयोजकता के माध्यम से अपनी मानकीय प्रणाली वोल्टता पर प्रसारण प्रणाली या उसके घटक के सफल विद्युतीकरण से होगा:

बशर्ते कि विशेष परिस्थितियों के अधीन और एसएलडीसी के पूर्व अनुमोदन के साथ, प्रसारण घटक का निम्नतर मानकीय प्रणाली वोल्टता स्तर पर विद्युतीकरण किया जा सकता है।

बशर्ते यह और कि एसएलडीसी चोरी-रोधी चार्जिंग की अनुमति दे सकता है जहाँ प्रसारण लाइन में कोई विद्युत नहीं है।

29 वाणिज्यिक प्रचालन की घोषणा से पूर्व दस्तावेज और परीक्षण

29.1 ग्रिड सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिये अन्य मानकों, कोड और संविदाओं में आवश्यकताओं के होते हुए भी, निम्नलिखित खंडों में यथा विनिर्दिष्ट परीक्षण, उत्पादन कंपनी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, द्वारा एसएलडीसी के साथ समन्वय में किये जायेंगे और अनुसूचित किये जायेंगे और ऐसी उत्पादन कंपनी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, को सफल परीक्षणचालन का प्रमाणपत्र जारी किये जाने से पूर्व एसएलडीसी को सुसंगत रिपोर्ट और यथा विनिर्दिष्ट अन्य दस्तावेज प्रस्तुत किये जायेंगे।

29.2 200 मेगावाट से अधिक क्षमता वाले सभी थर्मल उत्पादन स्टेशन और 25 मेगावाट से अधिक क्षमता वाले हाइड्रो उत्पादन स्टेशन, निर्माण के लिये सीईए तकनीकी मानक और संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानक के अनुसार स्वतः उत्पादन नियंत्रण में उनकी प्रणाली की टेलि-मीटरिंग विशेषताओं और नियंत्रणों के एकीकरण द्वारा समुचित भार प्रेषण केन्द्र से संयंत्र के स्वतः प्रचालन की सक्षमता की पुष्टि करने वाले दस्तावेज प्रस्तुत करेंगे।

29.3 थर्मल (कोयला/लिग्नाइट) उत्पादन स्टेशनों के लिये आवश्यक दस्तावेज और परीक्षण:

29.3.1 उत्पादन कंपनी ओईएम दस्तावेज प्रस्तुत करेगी:

- (i) बॉयलर, टर्बाइन और जेनरेटर के लिये प्रदर्शन विशेषता स्टार्टअप वक्र, ठंडी, गुणगुना और गर्म स्थितियों में यूनिट के आरंभ होने के समय सहित,
- (ii) जेनरेटर का क्षमता वक्र,
- (iii) बॉयलर और टर्बाइन की डिजाइन रैम्प दर

29.3.2 निम्नलिखित परीक्षण किये जाएंगे:

- (i) चार (4) घंटों की सतत अवधि के लिये निर्माण हेतु सीईए तकनीकी मानकों के अनुसार एमसीआर के पचपन (55) प्रतिशत के भार पर प्रचालन।
- (ii) एमसीआर के पचपन (55) प्रतिशत से एमसीआर प्रति मिनट के कम से कम एक (1) प्रतिशत की रैम्प दर पर एमसीआर तक रैम्प-अप, एक चरण या दो चरणों में (दो चरणों में 30 मिनटों की स्थिरीकरण अवधि के साथ) और एक (1) घंटे के लिये एमसीआर पर सतत प्रचालन।
- (iii) निर्माण के लिये सीईए तकनीकी मानकों के अनुसार खुले वॉल्व के साथ ओवरलोड क्षमता का प्रदर्शन और कम से कम पांच (5) मिनटों के लिये उस स्तर पर सतत प्रचालन।

- (iv) एमसीआर से एमसीआर प्रति मिनट के कम से कम एक (1) प्रतिशत पर रैम्प दर पर एमसीआर के पचपन (55) प्रतिशत तक रैम्प डाउन, एक चरण या दो चरणों में (दो चरणों में 30 मिनटों की स्थिरीकरण अवधि के साथ)।
- (v) 55%, 60%, 75% और 100% भार पर ± 0.1 हर्ट्ज के स्टेप परिवर्तन के साथ फ्रीक्वेंसी परीक्षण सिग्नल के अंतःक्षेपण के माध्यम से प्राथमिक प्रतिक्रिया।
- (vi) अति-उत्तेजना और कम-उत्तेजना लिमिटर सेटिंग्स और विद्यमान ग्रिड स्थिति को ध्यान में रखते हुए ओईएम द्वारा प्रदान किये गये उत्पादक क्षमता वक्र के अनुसार रिएक्टिव विद्युत क्षमता।

29.4 पंढ भंडारण हाइड्रो उत्पादन स्टेशन सहित हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के लिये अपेक्षित दस्तावेज और परीक्षण:

29.4.1 उत्पादन कंपनी, प्रचालन क्षेत्र (क्षेत्रों) और वर्जित क्षेत्र (क्षेत्रों) को दर्शाते हुए टर्बाइन विशेषताएं वक्र हेतु ओईएम दस्तावेज प्रस्तुत करेगी। उत्पादन यूनिट के प्रचालन के लचीलेपन को प्रदर्शित करने के लिये, वह वर्जित क्षेत्र (क्षेत्रों) के नीचे और ऊपर प्रचालन करेगी।

29.4.2 जल उपलब्धता और हेड को ध्यान में रखते हुए निम्नलिखित परीक्षण किये जाएंगे;

- (i) प्रचालन क्षेत्र के भीतर विभिन्न भार के लिये ± 0.1 हर्ट्ज के स्टेप परिवर्तन के साथ फ्रीक्वेंसी परीक्षण सिग्नल के अन्तःक्षेपण के माध्यम से प्राथमिक प्रतिक्रिया।
- (ii) अति-उत्तेजना और कम-उत्तेजना लिमिटर सेटिंग्स को ध्यान में रखते हुए उत्पादक क्षमता वक्र के अनुसार रिएक्टिव विद्युत क्षमता।
- (iii) ब्लैक स्टार्ट क्षमता, जहाँ संभव हो।
- (iv) जहाँ कहीं भी डिजाइन किया गया है, सिंक्रोनस कंडेन्सर मोड में प्रचालन।

29.5 गैस टर्बाइन आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिये अपेक्षित दस्तावेज और परीक्षण:

29.5.1 उत्पादन कंपनी (i) ठंडी, गुणगुना और गर्म परिस्थितियों में यूनिट का आरंभिक समय (ii) डिजाइन रैम्प दर के लिये ओईएम दस्तावेज प्रस्तुत करेगी।

29.5.2. निम्नलिखित परीक्षण किये जायेंगे :

- (i) प्रचालन क्षेत्र के भीतर विभिन्न भार के लिये ± 0.1 हर्ट्ज के स्टेप परिवर्तन के साथ फ्रीक्वेंसी परीक्षण सिग्नल के अंतःक्षेपण के माध्यम से प्राथमिक प्रतिक्रिया।
- (ii) अति-उत्तेजना और कम-उत्तेजना लिमिटर सेटिंग्स को ध्यान में रखते हुए उत्पादक क्षमता वक्र के अनुसार रिएक्टिव विद्युत क्षमता।
- (iii) 100 मेगावाट क्षमता तक ब्लैक स्टार्ट क्षमता, जहाँ संभव हो।
- (iv) सिंक्रोनस कंडेन्सर मोड में प्रचालन, जहाँ भी डिजाइन किया गया हो।

29.6 पवन और सौर संसाधनों एवं भंडारण सहित या बिना भंडारण के हाइब्रिड (पवन + सौर) पर आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिये अपेक्षित दस्तावेज और परीक्षण:

29.6.1 उत्पादन कंपनी, संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों के अनुपालन में पुष्टि करते हुए प्रमाणपत्र प्रस्तुत करेगी।

29.6.2 संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानक के अनुसार विनिर्दिष्ट तारीख के पश्चात् आरंभ किये गये यूनितों के लिये एलवीआरटी और एचवीआरटी को अधिदेशित करने वाली फॉल्ट राइड थ्रू टेस्ट (एलवीआरटी और एचवीआरटी) के लिये टाइप टेस्ट रिपोर्ट

29.6.3 अंतर्संयोजन के बिंदु पर निम्नलिखित परीक्षण किये जाएंगे:

- (i) संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों के अनुसार मशीनों की फ्रीक्वेंसी प्रतिक्रिया।
- (ii) उपलब्ध विकिरण (इरेडियेन्स) या पवन ऊर्जा, यथास्थिति, पर ओईएम रेटिंग के अनुसार रिएक्टिव विद्युत क्षमता।

बशर्ते कि उत्पादन कंपनी इस शर्त के अध्यक्षीन कि सीओडी प्राप्त करने की तारीख से एक वर्ष की अवधि के भीतर परीक्षण किये जायेंगे, यदि सीओडी से पूर्व परीक्षण संभव न हो तो विनिर्दिष्ट परीक्षणों के लिये ऑफलाइन सिमुलेशन अध्ययन प्रस्तुत कर सकती है।

29.7 ऊर्जा भंडारण प्रणालियों के लिये अपेक्षित दस्तावेज और परीक्षण:

29.7.1 ईएसएस, संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों के अनुपालन में पुष्टि करते हुए प्रमाणपत्र प्रस्तुत करेगी।

29.7.2 निम्नलिखित परीक्षण किये जाएंगे:

- (i) मेगावाट में विद्युत आउटपुट क्षमता और मेगावाट घंटा में ऊर्जा आउटपुट क्षमता।
- (ii) ईएसएस की फ्रीक्वेंसी प्रतिक्रिया।
- (iii) डिज़ाइन के अनुसार रैम्पिंग क्षमता।

29.8 एचवीडीसी प्रसारण प्रणाली के लिये अपेक्षित दस्तावेज और परीक्षण:

29.8.1 प्रसारण अनुज्ञाधिकारी, प्रचालन दिशानिर्देशों सहित तकनीकी विवरण प्रस्तुत करेगा जैसे कि विभिन्न प्रचालन भार पर फिल्टर बैंक आवश्यकताएं और मोनोपोलर/या बाइपोलर कन्फिगरेशन रिएक्टिव विद्युत नियंत्रक, रन-बैंक विशेषताएं, फ्रीक्वेंसी नियंत्रक, प्रचालन की घटी हुए वोल्टता मोड, सर्किट डिजाइन मानदंड और विद्युत ऑसिलेशन डैम्पिंग, जैसा लागू हो।

29.8.2 निम्नलिखित परीक्षण किये जायेंगे

- (i) न्यूनतम भार प्रचालन
- (ii) रैम्प दर
- (iii) ओवरलोड क्षमता।
- (iv) वोल्टता स्रोत कन्वर्टर (वीएससी) एचवीडीसी के मामले में ब्लैक स्टार्ट क्षमता जहाँ संभव हो।
- (v) डायनेमिक रिएक्टिव पावर सपोर्ट (एचवीडीसी आधारित वीएससी के मामले में)

29.9 एसवीसी या स्टैटकॉम के लिये अपेक्षित दस्तावेज और परीक्षण :

29.9.1 प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी सिंगल लाइन डायग्राम, V/I विशेषताएं कपर्लिंग ट्रांसफार्मर की रेटिंग, प्रत्येक वीएससी की रेटिंग, एमएसआर और एमएससी ब्रांच, विभिन्न प्रचालन मोड, आईईई मानक मॉडल, विद्युत ओसिलेशन डैम्पिंग (पीओडी) सक्षम और ट्यून्ड (यदि नहीं तो इसके लिये कारण), एसवीजी और पीओडी के प्रदर्शन की पुष्टि करने के लिये ऑफलाइन सिमुलेशन-आधारित अध्ययन के परिणाम सहित तकनीकी विवरण प्रस्तुत करेगा।

29.9.2 दोनों दिशाओं, अर्थात् समावेशन और अंतःक्षेपण मोड, में एसवीसी और स्टैट कॉम की पूर्ण रिएक्टिव विद्युत क्षमता की पुष्टि करने के लिये निम्नलिखित परीक्षण किये जायेंगे.

(i) पीओडी प्रदर्शन परीक्षण।

(ii) गतिशील प्रदर्शन परीक्षण।

बशर्ते कि उत्पादन कंपनी इस शर्त के अध्यक्षीन कि सीओडी प्राप्त करने की तारीख से एक वर्ष की अवधि के भीतर परीक्षण किये जायेंगे, यदि सीओडी से पूर्व परीक्षणों का आयोजन संभव न हो तो विनिर्दिष्ट परीक्षणों के लिये ऑफलाइन सिमुलेशन अध्ययन प्रस्तुत कर सकती है।

30. सफल परीक्षण चालन का प्रमाणपत्र

30.1 यदि किसी लाभार्थी द्वारा ऐसे परीक्षण चालन के समापन के दो (2) दिनों के भीतर परीक्षण चालन के संबंध में सभी संबद्ध को प्रति देते हुए एसएलडीसी को लिखित में आपत्ति उठाई जाती है, तो एसएलडीसी ऐसी आपत्ति की प्राप्ति के पांच (5) दिनों के भीतर, लाभार्थियों और संबंधित इकाई के साथ समन्वय में निर्णय लेगा कि क्या परीक्षण चालन सफल था या यदि परीक्षण चालन पुनरावृत्ति की आवश्यकता है।

30.2 इन विनियमों के विनियम 29 के अनुसार सफल परीक्षण चालन के समापन और दस्तावेजों और परीक्षण रिपोर्ट की प्राप्ति के पश्चात् एसएलडीसी तीन दिनों के भीतर, संबंधित उत्पादन स्टेशन, ईएसएस या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, को इस संबंध में प्रमाणपत्र जारी करेगा और उनके संबंधित लाभार्थी (लाभार्थियों) को इसकी प्रति देगा।

31. उत्पादन कंपनी और प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा घोषणा

31.1 थर्मल उत्पादन स्टेशन

31.1.1 उत्पादन कंपनी प्रमाणित करेगी कि:

(i) उत्पादन स्टेशन या उसका यूनिट, निर्माण के लिये सीईए तकनीकी मानकों, संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों, संचार के लिये सीईए तकनीकी मानकों केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010, सीईए (थर्मल विद्युत संयंत्रों का लचील प्रचालन) विनियम, 2023 और यथा लागू इन विनियमों की सुसंगत आवश्यकताओं और उपबंधों को पूरा करता है।

(ii) ईंधन तेल प्रणाली, कोयला संचालन संयंत्र, डीएम संयंत्र, पूर्व ट्रीटमेंट संयंत्र, अग्निशमन प्रणाली, ऐश डिस्पोजल प्रणाली, और किसी अन्य साइट विनिर्दिष्ट प्रणाली जैसे संयंत्र के शेष सहित प्रमुख संयंत्र उपस्कर

और सहायक प्रणालियां आरंभ की गयी हैं, और सतत आधार पर उत्पादन स्टेशन की यूनिटों के पूर्ण भार प्रचालन में सक्षम हैं।

(iii) आपातकालीन आपूर्तियों और सभी आवश्यक इन्स्ट्रूमेन्टेशन, नियंत्रण और सुरक्षा प्रणालियों और यूनिट को पूर्ण भार प्रचालन के लिये ऑटो लूप सहित स्थायी विद्युत आपूर्ति प्रणाली को सेवा में लगा दिया गया है।

31.1.2. इस विनियम के विनियम 31.1.1 के अधीन आवश्यक प्रमाणपत्रों को उत्पादन कंपनी के प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्ता द्वारा हस्ताक्षरित किया जायेगा जो कि सीएमडी या सीईओ या निदेशक के पद से कम नहीं होगा और सीओडी की घोषणा से पूर्व इन्हें एसएलडीसी को और एसपीसी को प्रस्तुत किया जायेगा।

31.2 हाइड्रो उत्पादन स्टेशन

31.2.1 उत्पादन कंपनी प्रमाणित करेगी कि:

(i) उत्पादन स्टेशन या उसकी यूनिट, निर्माण के लिये सीईए तकनीकी मानकों, संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों, संचार के लिये सीईए तकनीकी मानकों, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 और यथा लागू इन विनियमों की आवश्यकताओं और सुसंगत उपबंधों की पूर्ति करता है।

(ii) जल निकासी डी-वॉटरिंग प्रणाली, प्राथमिक और द्वितीयक कूलिंग प्रणाली, एलपी और एचपी एयर कम्प्रेसर और अग्निशमन प्रणाली सहित प्रमुख संयंत्र उपस्कर और सहायक प्रणालियां आरंभ की गयी हैं और सतत आधार पर यूनिटों के पूर्ण भार के प्रचालन में सक्षम हैं।

(iii) आपातकालीन आपूर्तियों और सभी आवश्यक इन्स्ट्रूमेन्टेशन, नियंत्रण और सुरक्षा प्रणालियों और यूनिट के पूर्ण भार प्रचालन के लिये ऑटो लूप सहित स्थायी विद्युत आपूर्ति को सेवा में लगा दिया गया है।

31.2.2 इस विनियम के विनियम 31.2.1 के अधीन आवश्यक प्रमाणपत्रों को उत्पादन कंपनी के प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्ता द्वारा हस्ताक्षरित किया जायेगा जो कि सीएमडी/एमडी या सीईओ या निदेशक के पद से कम नहीं होगा और सीओडी की घोषणा से पूर्व इन्हें एसएलडीसी को और एसपीसी को प्रस्तुत किया जायेगा।

प्रसारण प्रणाली

31.3 प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी सीओडी की घोषणा से पूर्व प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्ता, जो कि कंपनी के सीएमडी/एमडी या सीईओ या निदेशक के पद से कम नहीं होगा, द्वारा हस्ताक्षरित प्रमाणपत्र एसएलडीसी को प्रस्तुत करेगा कि प्रसारण लाइन् सब-स्टेशन और संचार प्रणाली, निर्माण के लिये सीईए तकनीकी मानकों, संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों, संचार के लिये सीईए तकनीकी मानकों, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 और इन विनियमों के अनुरूप है और उनकी पूर्ण क्षमता के प्रचालन में सक्षम है।

पवन, सौर, ईएसएस और हाइब्रिड उत्पादन स्टेशन

31.4 पवन और सौर स्रोतों पर आधारित उत्पादन स्टेशन, ईएसएस और हाइब्रिड उत्पादन स्टेशन सीओडी की घोषणा से पूर्व प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्ता, जो कि सीएमडी/एमडी या सीईओ या निदेशक के पद से कम नहीं होगा, द्वारा हस्ताक्षरित प्रमाणपत्र एसएलडीसी और एसपीसी को प्रस्तुत करेंगे कि पवन टर्बाइनों या सौर इन्वर्टरों या सहायक प्रणालियों, यथास्थिति, जैसे प्रमुख संयंत्र उपस्कर सहित उक्त उत्पादन स्टेशन या ईएसएस, यथा स्थिति

ने संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों, संचार के लिये सीईए तकनीकी मानकों, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा और विद्युत आपूर्ति से संबंधित उपाय) विनियम, 2010 और इन विनियमों के सभी सुसंगत उपबंधों का अनुपालन किया है।

32. वाणिज्यिक प्रचालन की घोषणा (डीओसीओ) और वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (सीओडी)

32.1 उत्पादन स्टेशन या उसकी यूनिट या प्रसारण प्रणाली या उसका घटक या ईएसएस निम्नानुसार वाणिज्यिक प्रचालन की घोषणा कर सकता है और एसएलडीसी और इसके लाभार्थियों को सूचित कर सकता है :

32.1.1 थर्मल उत्पादन स्टेशन या उसका यूनिट :

- (i) थर्मल उत्पादन स्टेशन की यूनिट के मामले में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, एमसीआर पर सफल परीक्षण चालन या इन विनियमों के विनियम 27.1.2 के अनुसार डी-रेटेड क्षमता यथास्थिति, और इन विनियमों के विनियम 31.1 के अनुसार घोषणा की प्रस्तुतिकरण के पश्चात् उत्पादन कंपनी द्वारा घोषित तारीख होगी।
- (ii) उत्पादन स्टेशन के मामले में, उत्पादन स्टेशन की अंतिम यूनिट की सीओडी, उत्पादन स्टेशन की सीओडी के रूप में मानी जायेगी।

32.1.2 हाइड्रो उत्पादन स्टेशन

- (i) पंपड भंडारण हाइड्रो उत्पादन स्टेशन सहित हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के मामले में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, एमसीआर पर सफल परीक्षण चालन या विनियम 27.2.2 के अनुसार डी-रेटेड क्षमता, यथास्थिति, और इन विनियमों के विनियम 31.2 के अनुसार घोषणा की प्रस्तुतिकरण के पश्चात् उत्पादन स्टेशन द्वारा घोषित तारीख होगी।
- (ii) उत्पादन स्टेशन के मामले में, उत्पादन स्टेशन की अंतिम यूनिट की सीओडी, उत्पादन स्टेशन की सीओडी के रूप में मानी जायेगी।

32.1.3 प्रसारण प्रणाली

- (i) राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली या उसके घटक के मामले में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा घोषित वह तारीख होगी जिस पर प्रसारण प्रणाली या उसका घटक, विनियम 28 के अनुसार प्रेषक अंत से प्राप्तकर्ता अंत तक विद्युत और संचार सिग्नल भेजने के लिये सफल परीक्षण प्रचालन और इन विनियमों के विनियम 31.3 के अनुसार घोषणा की प्रस्तुतिकरण के पश्चात् 00:00 बजे पर नियमित सेवा में है:

बशर्ते कि यदि नियमित टैरिफ तंत्र के अधीन निष्पादित प्रसारण प्रणाली या उसके घटक को प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या उसके आपूर्तिकर्ता या उसके ठेकेदारों पर आरोप्य कारणों से नहीं परंतु संबंधित उत्पादन स्टेशन के आरंभ होने में या अन्य प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी की अपस्ट्रीम या डाउनस्ट्रीम प्रसारण प्रणाली के आरंभ होने में विलंब के कारण अनुसूचित सीओडी पर या उसके पश्चात् नियमित सेवा से रोका जाता है, वहां प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, ऐसी प्रसारण प्रणाली या उसके घटक के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के

अनुमोदन हेतु एसटीयू से इस आशय के प्रमाण पत्र के साथ कि प्रसारण प्रणाली लागू सीईए मानकों के अनुसार पूर्ण है, समुचित याचिका के माध्यम से आयोग को संपर्क करेगा:

बशर्ते यह भी कि टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोली के माध्यम से निष्पादित प्रसारण प्रणाली के मामले में प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, (क) एसटीयू से इस आशय का प्रमाणपत्र कि बोली दिशा-निर्देशों और लागू सीईए मानकों के विनिर्देश के अनुसार प्रसारण प्रणाली पूर्ण है, और (ख) एसएलडीसी से नो लोड चार्जिंग प्रमाणपत्र, जहां नो लोड चार्जिंग संभव है, प्राप्त करने के पश्चात् प्रसारण सेवा करार के उपबंधों के अनुसार एसटीएस की डीमंड सीओडी घोषित कर सकता है।

- (ii) टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोली के अधीन प्रसारण प्रणाली के प्रसारण घटक की सीओडी, केवल प्रसारण सेवा करार के अनुसार सभी पूर्वापेक्षित प्रसारण घटकों की सीओडी की घोषणा के पश्चात् ही घोषित की जा सकेगी।

बशर्ते कि यदि एसपीसी द्वारा यथा प्रमाणित विद्युत प्रणाली के हित में किसी प्रसारण घटक की आवश्यकता है, तो उक्त प्रसारण घटक से सीओडी को इसके पूर्वापेक्षित प्रसारण घटकों की सीओडी की घोषणा से पूर्व घोषित किया जा सकता है।

संचार प्रणाली

32.1.4. संचार प्रणाली या उसके घटक के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का अभिप्राय 00.00 बजे से प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा घोषित तारीख से होगा जिसमें संचार प्रणाली या उसके घटक को, एसएलडीसी को वॉयस और डाटा के अंतरण समेत साइट स्वीकृति परीक्षण के समापन के पश्चात् सेवा में लाया जायेगा।

32.1.5 पवन और सौर स्रोतों पर आधारित उत्पादन स्टेशन; ईएसएस और हाइब्रिड उत्पादन स्टेशन

- (i) नवीकरणीय उत्पादन स्टेशन के यूनिटों के मामले में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का अभिप्राय इन विनियमों के विनियम 27.3 के अनुसार सफल परीक्षण चालन होने के पश्चात् उत्पादन स्टेशन द्वारा घोषित तारीख, इन विनियमों के विनियम 31.4 के अनुसार घोषणा की प्रस्तुतिकरण, और पीपीए/प्रासंगिक विनियम के अनुसार अन्य शर्तों, यदि कोई हो, को पूरा करने के अध्यक्षीन से होगा।
- (ii) समग्र रूप से उत्पादन स्टेशन के मामले में, उत्पादन स्टेशन के अंतिम यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को उत्पादन स्टेशन की सीओडी के रूप में माना जायेगा।

भाग-VII

प्रचालन कोड

33. प्रचालन दर्शन

33.1 सभी इकाइयां जैसे कि एसटीयू, एसपीसी, अनुज्ञप्तिधारी, उत्पादन स्टेशन और ग्रिड से जुड़ी अन्य इकाइयां, ग्रिड की अखंडता, स्थिरता और लचीलापन सुनिश्चित करने हेतु हर समय समन्वय में कार्य करेंगी और विद्युत प्रणाली के प्रचालन में मितव्ययता और दक्षता हासिल करेंगी।

33.2 राज्य ग्रिड का प्रचालन, एसएलडीसी द्वारा मॉनिटर किया जायेगा।

33.3 राज्य ग्रिड के लिये विस्तृत प्रचालन क्रियाविधि का विकास, इसका रखरखाव और इसका अद्यतनीकरण, सुसंगत हितधारियों के साथ परामर्श से एसएलडीसी द्वारा किया जायेगा और इसे एसएलडीसी की वेबसाइट पर प्रकाशित किया जायेगा। एसएलडीसी इसकी प्रतिलिपि आयोग को सूचनार्थ प्रस्तुत करेगा।

33.4 राज्य विद्युत ग्रिड के कुशल और सुरक्षित संचालन के लिये एसएलडीसी, उत्पादन संयंत्रों, 132 केवी और उससे अधिक के प्रसारण सबस्टेशन और प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी/उपयोगकर्ताओं द्वारा स्थापित किसी भी अन्य नियंत्रण केंद्र के नियंत्रण कक्ष स्वचालित होंगे या योग्य और पर्याप्त रूप से प्रशिक्षित कर्मियों द्वारा दिन-रात संचालित किये जायेंगे। वैकल्पिक रूप से, आधारभूत संरचना की भौतिक सुरक्षा और इसकी साइबर सुरक्षा सुनिश्चित करते हुये इन्हें दूर स्थित नियंत्रण केंद्रों से संचालित किया जा सकता है। किसी भी उत्पादन स्टेशन या सब स्टेशन के दूरस्थ संचालन से किसी भी स्विचिंग निर्देश और/या सूचना प्रवाह के निष्पादन में प्रतिकूल रूप से विलम्ब नहीं होगा:

बशर्ते कि जिस प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के पास लाइन के साथ अंत होने वाला अपना सबस्टेशन नहीं है, उसे भी समन्वय केंद्र रखना होगा। नवीकरणीय उत्पादन का प्रतिनिधित्व करने वाले क्यूसीए के पास समन्वय केंद्र होगा, जिसमें राज्य भार प्रेषण केन्द्र और संबंधित जनरेटर के साथ परिचालन समन्वय और सूचना के आदान-प्रदान के लिये योग्य और सक्षम कार्मिक दिन-राते उपस्थित रहेंगे, जहाँ भी आवश्यक हो।

34. प्रणाली सुरक्षा

34.1 सभी उपयोगकर्ता अपनी संबंधित विद्युत प्रणालियों का प्रचालन, हर समय एसएलडीसी के साथ समन्वय में एकीकृत ढंग से करेंगे।

34.2 ग्रिड के घटक का पृथक्करण, सेवा से बाहर होना और बंद होना:

34.2.1 ग्रिड के किसी भी घटक को इन परिस्थितियों के अलावा ग्रिड से पृथक नहीं किया जायेगा; (i) एसएलडीसी, की विस्तृत क्रियाविधि के अनुसार आपातकाल के दौरान जहां ऐसा पृथक्करण समग्र ग्रिड के निपात को रोकेगा या विद्युत आपूर्ति की शीघ्र पुनस्थापना को समर्थ बनायेगा; (ii) मानव जीवन की सुरक्षा हेतु, (iii) जब महत्वपूर्ण उपकरणों की गंभीर क्षति निकट हो और ऐसा पृथक्करण इसे रोकेगा, और (iv) जब ऐसे पृथक्करण को एसएलडीसी, द्वारा विनिर्दिष्ट रूप से अनुदेशित किया गया हो। ऐसे किसी पृथक्करण की रिपोर्ट एसएलडीसी को अगले 15 मिनटों के भीतर दी जायेगी।

34.2.2 ऐसे एसटीयू और उपयोगकर्ताओं के साथ परामर्श से एसएलडीसी, जो ग्रिड प्रचालन के लिये महत्वपूर्ण हैं, राज्य ग्रिड में महत्वपूर्ण घटकों की सूची तैयार करेगा और उक्त सूची सभी संबद्धों को उपलब्ध करवाएगा।

34.2.3 आपातकालीन परिस्थितियों या अन्यथा के अधीन राज्य ग्रिड के किसी भी महत्वपूर्ण घटक के स्विच ऑफ होने या ट्रिपिंग होने के मामले में, इसकी सूचना उपयोगकर्ता द्वारा उपलब्ध विवरणों के साथ तत्काल रूप से एसएलडीसीको दी जायेगी। निर्धारित सीमा तक ऐसे स्विच ऑफ होने और ट्रिपिंग के लिये कारणों और पुनस्थापन के संभावित समय के बारे में भी आधे घंटे के भीतर सूचित किया जायेगा। एसएलडीसी और उपयोगकर्ता यथासूचित पुनस्थापन के अनुमानित समय के भीतर ऐसे घटकों की पुनस्थापना सुनिश्चित करेंगे।

- 34.2.4 पृथक किये गये, निकाले गये या स्विच ऑफ किये गये घटकों को प्रणाली परिस्थितियों की अनुमति के अनुसार यथाशीघ्र पुनस्थापित किया जायेगा। पुनस्थापना प्रक्रिया का पर्यवेक्षण, एसएलडीसी द्वारा किया जायेगा।
- 34.3 ग्रिड घटकों का रखरखाव संबंधित उपयोगकर्ताओं द्वारा सीईए ग्रिड मानकों के उपबंधों के अनुसार किया जायेगा। किसी घटक के आउटेज की निगरानी एसएलडीसी द्वारा की जायेगी जिससे ग्रिड या ग्रिड के उप-इष्टतम (सब ऑप्टिमल) प्रचालन को खतरा हो रहा है या खतरा होने की संभावना है।
- 34.4 आपातकाल के अलावा, या जब महत्वपूर्ण उपस्करों को आसन्न खतरे से रोकना आवश्यक हो, तो कोई उपयोगकर्ता एसएलडीसी की पूर्व अनुमति के बिना अपने उत्पादन यूनिट का आउटपुट अचानक से 50 (पचास) मेगावाट से अधिक नहीं घटायेगा।
- 34.5 आपातकाल के अलावा, या जब महत्वपूर्ण उपस्करों को आसन्न खतरे से रोकना आवश्यक हो, तो कोई उपयोगकर्ता एसएलडीसी की पूर्व अनुमति के बिना अपने भार में अचानक से 50 (पचास) मेगावाट से अधिक परिवर्तन नहीं करेगा।
- 34.6 संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों के अनुसार सभी उत्पादन यूनिटों में उनके ऑटोमैटिक वोल्टता रेग्युलेटर (एवीआर), विद्युत प्रणाली स्टेबलाइज़र (पीएसएस), वोल्टता (रिएक्टिव विद्युत) नियंत्रक (विद्युत संयंत्र नियंत्रक) और प्रचालन में कोई अन्य आवश्यकता होगी। यदि 50 (पचास) मेगावाट से अधिक क्षमता वाली किसी उत्पादन यूनिट को सेवा में उसके एवीआर या वोल्टता नियंत्रक के बिना प्रचालित किये जाने की आवश्यकता हो, तो उत्पादन स्टेशन इसके कारणों और ऐसे प्रचालन की संभावित अवधि के साथ एसएलडीसी को तुरंत सूचित करेगा और इसकी अनुमति प्राप्त करेगा।
- 34.7 संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों के अनुसार पवन और सौर उत्पादकों या किसी अन्य आवश्यकता की क्षमता के माध्यम से निम्न और उच्च वोल्टता राइड सहित एवीआर, पीएसएस, वोल्टता नियंत्रकों (पीपीसी) की ट्यूनिंग को संबंधित उत्पादन स्टेशन द्वारा निम्नानुसार किया जायेगा:
- कम से कम प्रत्येक पांच (5) वर्षों में एक बार;
 - ग्रिड घटना के विश्लेषण या विक्षोभ के पश्चात् आरएलडीसी/एसएलडीसी द्वारा प्रदान किये गये फीडबैक के आधार पर; और
 - एसएलडीसी द्वारा की गयी रिपोर्ट के अनुसार बड़े नेटवर्क परिवर्तनों या उत्पादन स्टेशन के पास दोष स्तर के परिवर्तनों के मामले में।
 - उत्पादन स्टेशन की उत्तेजन प्रणाली में बड़े परिवर्तन के मामले में।
- 34.8 सुरक्षा के उपबंधों और रिले सेटिंग्स को एसपीसी द्वारा अंतिम रूप दी गयी योजना के अनुसार समय-समय पर पूरे राज्य ग्रिड में समन्वित किया जायेगा।
- 34.9 विद्युत प्रणाली स्टेबलाइज़र्स (पीएसएस), उत्पादन यूनिटों के एवीआर और रिएक्टिव, विद्युत नियंत्रकों को एसपीसी द्वारा तैयार की गयी योजना और क्रियाविधि के अनुसार उचित रूप से ट्यून किया जायेगा। यदि ट्यूनिंग का अनुपालन योजना और क्रियाविधि के अनुसार नहीं किया जाता है, तो चूक करने वाले उत्पादन स्टेशन को विनिर्दिष्ट समय के भीतर ट्यूनिंग को पूरा करने के लिये एसएलडीसी नोटिस जारी करेगा।

- 34.10 सभी वितरण अनुज्ञप्तिधारी, एसटीयू और थोक उपभोक्ता फ्रीक्वेंसी गिरावट, जिसके परिणामस्वरूप ग्रिड खराबी हो सकती है, को रोकने के लिये अपनी सम्बन्धित प्रणालियों में लोड शेडिंग के लिये ऑटोमेटिक अंडर-फ्रीक्वेंसी रिले (यूएफआर) और डीएफ/डीटी रिले प्रदान करेंगे।
- 34.11 एसटीयू एसएलडीसी के समन्वय और एसपीसी के अनुमोदन से अपने भार उत्पादन संतुलन के आधार पर ऑटोमेटिक अंडर-फ्रीक्वेंसी रिले (यूएफआर) और डीएफ/डीटीलोड शेडिंग स्कीमों की योजना बनायेगा।
- 34.12 एसएलडीसी, एसटीयू या उपयोगकर्ता प्रचालन सीमाओं के भीतर प्रसारण प्रणाली को प्रचालित करने और वोल्टता निपात, कैस्केड ट्रिपिंग और महत्वपूर्ण कॉरिडोर/फ्लो गेट जैसी परिस्थितियों के विरुद्ध सुरक्षा करने के लिये सुरक्षा योजनाओं (एसपीएस) (इंटर-ट्रिपिंग और रन-बैंक सहित) की आवश्यकताओं की पहचान कर सकते हैं। एसपीएस को सम्बन्धित उपयोगकर्ताओं द्वारा संस्थापित और इनका आरंभ किया जायेगा। एसपीएस को सदैव सेवा में रखा जायेगा। यदि एसएलडीसी, एसटीयू या उपयोगकर्ता द्वारा परिलक्षित किसी एसपीएस को सेवा से बाहर किया जाता है, तो एसएलडीसी की अनुमति आवश्यक होगी।
- 34.13 एसएलडीसी और उपयोगकर्ता यह सुनिश्चित करने के लिये इस ढंग से प्रचालन करेंगे कि स्थिर राज्य ग्रिड वोल्टता सीईए ग्रिड मानकों में यथा विनिर्दिष्ट सीमा के भीतर रहे।
- 34.14 संबंधित उपयोगकर्ता वोल्टता निपात और कैस्केड ट्रिपिंग को रोकने के लिये एसपीसी द्वारा तैयार किये गये सुरक्षा तंत्रों को कार्यान्वित करेंगे।
- 34.15 सभी सुरक्षा तंत्र सदैव प्रचालन में होंगे और किसी भी प्रकार के अपवाद की सूचना संबंधित उपयोगकर्ता द्वारा एसएलडीसी को कारणों और ऐसे अपवाद की संभावित अवधि के साथ तत्काल रूप से दी जायेगी। संबंधित उपयोगकर्ता, एसएलडीसी से अनुमति प्राप्त करेंगे।
35. फ्रीक्वेंसी नियंत्रण
- 35.1 संदर्भ फ्रीक्वेंसी 50.000 हर्ट्ज होगी और फ्रीक्वेंसी का स्वीकार्य बैंड आईइजीसी के अनुसार होगा। फ्रीक्वेंसी को एसएलडीसी द्वारा ± 0.001 हर्ट्ज के रेज्यूलेशन के साथ मापा जायेगा।
- 35.2 एसएलडीसी यह प्रयास करेगा कि ग्रिड फ्रीक्वेंसी 50 हर्ट्ज के निकट रहे और यदि फ्रीक्वेंसी स्वीकार्य बैंड के बाहर जाती है तो यह सुनिश्चित करेगा कि फ्रीक्वेंसी यथाशीघ्र आईइजीसी के अनुसार पुनर्स्थापित हो गयी है।
- 35.3 सभी उपयोगकर्ता अंतःक्षेपण या आहरण, यथास्थिति की अपनी अनुसूची का पालन करें और इन विनियमों के अधीन और एसएलडीसी द्वारा यथापेक्षित कार्यवाही करें ताकि ग्रिड फ्रीक्वेंसी बनी रहे और स्वीकार्य बैंड के भीतर रहे।
36. रिजर्व
- 36.1 ग्रिड सुरक्षा के हित में एसएलडीसी राज्य स्तर पर पर्याप्त स्पनिंग रिजर्व मार्जिन बनाये रखेगा।
- 36.2 प्राथमिक रिजर्व एवं नियंत्रण:
- 36.2.1 फ्रीक्वेंसी एक्सकर्जन की प्रतिक्रिया में प्राथमिक नियंत्रण, अपने सक्रिय विद्युत आउटपुट या खपत, यथास्थिति, को नियंत्रित करने के उद्देश्य से उत्पादन यूनिट, या ऊर्जा भंडारण प्रणाली या मांग पक्ष स्रोत में स्थानिक ऑटोमैटिक

नियंत्रण है। प्राथमिक नियंत्रण, टर्बाइन स्पीड गवर्नरी या फ्रीक्वेंसी नियंत्रकों के माध्यम से कार्यान्वित तत्काल ऑटोमैटिक नियंत्रण है।

- 36.2.2 सभी उत्पादन स्टेशन और उनके यूनितों में संयोजकता के लिये सीईए तकनीकी मानकों के अनुसार विद्युतीय रूप से नियंत्रित संचालन प्रणालियां या फ्रीक्वेंसी नियंत्रक होंगे और वे पीआरएएस प्रदान करने के लिये आदेशाधीन है। उत्पादन स्टेशन और गवर्नरों के साथ उनके यूनित प्रचालन के फ्री गवर्नर मोड के अधीन होंगे।
- 36.2.3 सभी उत्पादन यूनितों में उनके गवर्नर या फ्रीक्वेंसी नियंत्रक सीईए तकनीकी मानकों में यथानिर्दिष्ट 3 से 6% (थर्मल उत्पादन यूनितों और डब्ल्यूएस विक्रेता के लिये) या 0-10% (हाइड्रो उत्पादन यूनितों के लिये) की ड्रूप सेटिंग के साथ हर समय प्रचालन में होंगे।
- 36.2.4 विभिन्न प्रकार के उत्पादन यूनितों की प्राथमिक प्रतिक्रिया आईडजीसी के अनुसार होगी।
- 36.2.5 सभी उत्पादन स्टेशनों अर्थात् कोयला/लिग्नाइट आधारित/हाइड्रो/गैस आधारित/डब्ल्यू.एस. विक्रेता में अपने प्रचालन स्तर को, यथास्थिति, कम से कम 105% और अपने एमसीआर के 105% या 110% तक तत्काल उठाने की क्षमता होगी जब कभी फ्रीक्वेंसी अचानक से गिरती है, और इस प्रकार प्राथमिक प्रतिक्रिया प्रदान करेंगे जब कभी स्थिति उत्पन्न होती है। उपर्युक्त आवश्यकताओं का पालन न करने वाले किसी भी उत्पादन स्टेशन को केवल एसएलडीसी की अनुमति प्राप्त करने के पश्चात् प्रचालन (राज्य ग्रिड के साथ सिंक्रोनाइज) में रखा जायेगा।
- 36.2.6 ऊपर उल्लिखित सभी उत्पादन स्टेशनों के पास उनके प्रचालन स्तर के कम से कम, यथालागू, 5% या 10% से और उनके एमसीआर के यथालागू 5% या 10%के न्यूनतम टर्नडाउन स्तर तक आउटपुट को कम करने की क्षमता हो जब फ्रीक्वेंसी संदर्भित फ्रीक्वेंसी से ऊपर जाये और इस प्रकार प्राथमिक प्रतिक्रिया प्रदान करें जब स्थिति उत्पन्न हो। उपर्युक्त आवश्यकताओं का अनुपालन न करने वाले किसी भी उत्पादन स्टेशन को केवल एसएलडीसी से अनुमति प्राप्त करने के पश्चात् ही प्रचालन (राज्य ग्रिड के साथ सिंक्रोनाइज) में रखा जायेगा।
- 36.2.7 सामान्य गवर्नर कार्यवाही को भार लिमिटर, ऑटोमैटिक टर्बाइन रन-अप प्रणाली (एटीएआर) टर्बाइन पर्यवेक्षक नियंत्रण या समन्वित नियंत्रण प्रणाली के माध्यम से किसी भी ढंग से रोका नहीं जायेगा और जान-बूझकर कोई भी विलंब नहीं किया जायेगा। नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन यूनित के मामले में रिएक्टिव विद्युत लिमिटर या विद्युत कारक नियंत्रक या वोल्टता लिमिटर अपनी क्षमताओं के भीतर प्राथमिक फ्रीक्वेंसी प्रतिक्रिया को नहीं रोकेंगे। किसी उत्पादन यूनित या फ्रीक्वेंसी नियंत्रक का अंतनिहित डेड बैंड +/- 0.03 हर्ट्ज से अधिक नहीं होगा। गवर्नर को 50.000 हर्ट्ज की संदर्भ फ्रीक्वेंसी के संबंध में निर्धारित किया जायेगा और डेड बैंड की बाहर की प्रतिक्रिया, फ्रीक्वेंसी में कुल परिवर्तन के संबंध में होगी।
- 36.2.8 थर्मल और हाइड्रो उत्पादन यूनित, गवर्नर कार्यवाही प्रदान करने के लिये मार्जिन उपलब्ध कराने हेतु वॉल्व वाइड ओपन (वीडब्ल्यूओ) प्रचालन को नहीं अपनायेंगे।
- 36.2.9 प्राथमिक रिजर्व आनुषंगिक सेवा (पीआरएएस) तुरंत आरंभ होगी जब फ्रीक्वेंसी इन विनियमों के उपविनियम 36.2.7 में यथा विनिर्दिष्ट डेड बैंड से आगे विचलित होती है और 45 सैकंडों के भीतर अपनी पूरी पीआरएएस क्षमता बाध्यता प्रदान करने और कम से कम अगले पांच (5) मिनटों के लिये स्थिर रहने में सक्षम होगी।

द्वितीयक रिजर्व

- 36.3 सभी एसजीएस को सीईआरसी (आनुषंगिक सेवा) विनियम, 2022 के अनुसार, द्वितीयक रिजर्व आनुषंगिक सेवा (एसआरएस) में सम्मिलित होने का प्रयास करना चाहिए। एसएलडीसी एसआरएस में सम्मिलित होने वाले उत्पादकों को सूचना की निगरानी करेगा और उसे अपनी वेबसाइट पर प्रदर्शित करेगा।
37. प्रचालन नियोजन
- 37.1 समय हॉरिज़ॉन
- 37.1.1 एसएलडीसी द्वारा प्रचालन नियोजन अग्रिम रूप में एसटीयू, के साथ समन्वय में मासिक और वार्षिक समय हॉरिज़ॉन में किया जायेगा।
- 37.1.2 एसएलडीसी द्वारा प्रचालन नियोजन अग्रिम रूप में अंतःदिवस, डे अहेड, साप्ताहिक समय हॉरिज़ॉन में किया जायेगा।
- 37.1.3 एसएलडीसी निम्नलिखित का पालन करने के लिये डाटा संग्रहण हेतु क्रिया विधियाँ और प्रारूप जारी करेगा:
- (i) प्रचालन नियोजन विश्लेषण,
 - (ii) वास्तविक समय मॉनिटरिंग,
 - (iii) वास्तविक समय मूल्यांकन।
- 37.1.4 एसएलडीसी भी उपर्युक्त उद्देश्यों हेतु डाटा संग्रहण के लिये क्रियाविधियों और प्रारूप जारी सकता है।
- 37.2 माँग का आकलन
- 37.2.1 एसएलडीसी, संसाधन पर्याप्तता नियोजन के भाग के रूप में एसटीयू द्वारा कियेगये माँग के आकलन में विधिवत् फैक्टरिंग के पश्चात् प्रचालन नियोजन के भाग के रूप में माँग का आकलन करेगा। एसएलडीसी द्वारा माँग का आकलन, राउविआर्इटीलि/वितरण अनुज्ञप्तिधारियों, ग्रिड से जुड़े वितरित उत्पादन संसाधनों, कैप्टिव विद्युत संयंत्रों से एकत्रित विवरणों के आधार पर प्रसारण प्रणाली पर एक्टिव विद्युत और रिएक्टिव विद्युत दोनों प्रसंगों के लिये किया जायेगा।
- 37.2.2 एसएलडीसी, प्रचालन विश्लेषण के साथ-साथ संसाधन पर्याप्तता उद्देश्यों के लिये मेगावाट और मेगावाट घंटा में दैनिक, साप्ताहिक, वार्षिक माँग के आकलन के लिये कार्यप्रणाली तैयार करेगा। प्रत्येक एसएलडीसी, माँग का आकलन करते हुये, अत्याधुनिक साधनों, मौसम का डाटा, ऐतिहासिक डाटा और अन्य किसी डाटा का उपयोग कर सकता है। इस उद्देश्य हेतु, सभी वितरण अनुज्ञप्तिधारी माँग के ऐतिहासिक डाटाबेस का संधारण करेंगे।
- 37.2.3 एसएलडीसी द्वारा माँग का आकलन, दैनिक प्रचालन और शेड्यूलिंग के लिये समय ब्लॉक वार ग्रेन्यूलैरिटी के साथ डे अहेड आधार पर किया जायेगा। यदि एसएलडीसी दिन के लिये वास्तविक समय में माँग में बड़ा परिवर्तन पाता है, तो वह तुरंत माँग के आकलन में सुधार के लिये संशोधन करेगा।
- 37.2.4 एसएलडीसी, भार-उत्पादन संतुलन नियोजन के साथ-साथ प्रचालन नियोजन विश्लेषण के लिये साप्ताहिक और मासिक आधार पर पीक और ऑफ पीक माँग (एक्टिव के साथ-साथ रिएक्टिव विद्युत) का प्राक्कलन करेगा जो कि प्रचालन नियोजन डाटा का हिस्सा होगा। उपर्युक्त माँग प्राक्कलन में समय ब्लॉक की ग्रेन्यूलैरिटी होगी। प्राक्कलन

में रूफ टॉप सौर और अन्य वितरित उत्पादन के रूप में अंतःस्थापित उत्पादन को ध्यान में रखते हुये ग्रिड पर भार प्रसंग के साथ-साथ शुद्ध भार प्रसंग को कवर किया जायेगा।

37.2.5 एसएलडीसी, अंत दिवस, डे-अहेड, साप्ताहिक, मासिक और वार्षिक पूर्वानुमानों के लिये पूर्वानुमान त्रुटि की संगणना करेंगे और भविष्य में पूर्वानुमान त्रुटि को कम करने के उद्देश्य से इसका विश्लेषण करेंगे। संगणित पूर्वानुमान की त्रुटियां, एसएलडीसी, द्वारा उसकी वेबसाइट पर उपलब्ध करवाई जाएंगी।

37.3 उत्पादन प्राक्कलन

37.3.1 इकाइयों द्वारा उत्पादन प्राक्कलन की कार्य-रीतियां, इन विनियमों के विनियम 37.1.3 के प्रावधानों के अनुसार होगी।

37.3.2 एसएलडीसी प्रचालन नियोजन के उद्देश्य से इन विनियमों के उपविनियम 37.1 में यथा संदर्भित विभिन्न समय हॉरिजॉन के लिये पवन, सौर, ईएसएस और नवीकरणीय ऊर्जा हाइब्रिड उत्पादन स्टेशनों से उत्पादन का पूर्वानुमान करेगा जो कि राज्यान्तर्गत इकाइयाँ हैं।

संसाधनों की पर्याप्तता

37.4 एसएलडीसी, समय-समय पर यथा संशोधित इन विनियमों, आईईजीसी और सीईए विनियमों-दिशा-निर्देशों में सम्यक ध्यान रखते हुये संसाधनों की पर्याप्तता की सुनिश्चितता और उनका प्राक्कलन करेंगे, उत्पादन रिजर्वों, मांग प्रतिक्रिया क्षमता और उत्पादन लचीलेपन की आवश्यकताओं की पहचान करेंगे।

38 आउटेज नियोजन

38.1 प्रणाली प्रचालन परिस्थितियों और ग्रिड सुरक्षा को ध्यान में रखते हुये ग्रिड घटकों के लिये आउटेज नियोजन, समन्वित और इष्टतम ढंग से किया जायेगा। राज्य ग्रिड के लिये समन्वित उत्पादन और प्रसारण आउटेज योजना में सभी उपलब्ध उत्पादन संसाधनों, मांग प्राक्कलनों, प्रसारण बाधाओं, सिंचाई आवश्यकताओं के लिये जल में फैक्टर, यदि कोई हो, को ध्यान में रखा जायेगा। राज्य प्रसारण आउटेज की इष्टतमता के लिये, ग्रिड प्रचालन को प्रतिकूलता से प्रभावित होने से बचाने के लिये और प्रणाली सुरक्षा मानकों को बनाये रखने के लिये, आउटेज योजना में उत्पादन आउटेज अनुसूची और प्रसारण आउटेज अनुसूची को ध्यान में रखा जायेगा।

38.2 वार्षिक आउटेज योजना को निम्नानुसार तैयार किया जायेगा :

38.2.1 ग्रिड घटकों की वार्षिक आउटेज योजना, उपयोगकर्ताओं के साथ परामर्श से एसएलडीसी द्वारा वित्तीय वर्ष के लिये अग्रिम में तैयार की जायेगी और प्रत्येक तिमाही और प्रत्येक मास से पूर्व इसकी समीक्षा की जायेगी, और जहां भी आवश्यक होगा, समायोजन किया जायेगा।

38.2.2. वार्षिक आउटेज योजना को इस ढंग से तैयार किया जायेगा कि समग्र डाउनटाइम कम हो, विशेष रूप से जहां किसी ग्रिड घटक (घटकों) के आउटेज में कई इकाइयां शामिल हैं।

38.2.3 हाइड्रो उत्पादन संयंत्रों, आरईजीएस और ईएसएस और इसके सहयोगी निकासी नेटवर्क की आउटेज योजना को इन स्रोतों से अधिकतम उत्पादन प्राप्त करने के उद्देश्य से तैयार किया जायेगा।

उदाहरण: पवन उत्पादक के आउटेज की योजना मंद पवन ऋतु के दौरान तैयार की जा सकती है। सौर उत्पादक के आउटेज, यदि आवश्यक हो, की योजना वर्षा ऋतु के दौरान या रात के समय, यदि संभव हो, की जा सकती है। हाइड्रो उत्पादक के आउटेज की योजना मंद जल ऋतु के दौरान तैयार की जा सकती है।

38.3 आउटेज नियोजन प्रक्रिया निम्नानुसार होगी:

38.3.1 सभी उपयोगकर्ता, एसटीयू, अनुज्ञप्तिधारी, वार्षिक आउटेज योजना का पालन करेंगे। यदि किसी विचलन की आवश्यकता होती है, तो उसकी स्वीकृति केवल एसएलडीसी की पूर्व अनुमति के साथ दी जायेगी।

38.3.2 प्रत्येक उपयोगकर्ता, किसी ग्रिड घटक के नियोजित आउटेज से पूर्व एवं एसएलडीसी से अंतिम अनापत्ति प्राप्त करेगा।

38.3.3 ग्रिड विक्षोभ, प्रणाली आइसोलेशन, राज्य में आंशिक ब्लैक-आउट या प्रणाली में किसी अन्य घटना जिससे प्रस्तावित आउटेज के कारण प्रणाली सुरक्षा पर प्रतिकूल प्रभाव पड़ सकता है,

(i) एसएलडीसी को नियोजित आउटेज को स्थगित करने का प्राधिकार होगा,

(ii) एसएलडीसी, नियोजित आउटेज की अनापत्ति देने से पूर्व पुनः अध्ययन कर सकता है।

39 प्रचालन नियोजन अध्ययन

39.1 एसएलडीसी निम्नलिखित के लिये डे-अहेड, साप्ताहिक, मासिक और वार्षिक प्रचालन अध्ययन करेंगे:

(i) राज्य द्वारा विद्युत के आयात या निर्यात के लिये कुल अंतरण क्षमता (टीटीसी) और उपलब्ध अंतरण क्षमता (एटीसी) का मूल्यांकन और घोषणा। टीटीसी और एटीसी का पुनरीक्षण समय-समय पर, नये घटकों और अन्य ग्रिड दशाओं के आरंभ होने के आधार पर किया जायेगा और सभी मान्यताओं और सीमित करने वाली बाधाओं के साथ इसे एसएलडीसी की वेबसाइट पर प्रकाशित किया जायेगा;

(ii) नियोजित आउटेज मूल्यांकन;

(iii) विशेष परिदृश्य मूल्यांकन;

(iv) सिस्टम सुरक्षा योजना मूल्यांकन;

(v) प्राकृतिक आपदा मूल्यांकन, और

(vi) प्रचालन परिदृश्य में सुसंगत कोई अन्य अध्ययन।

39.2 एसएलडीसी वास्तविक समय परिचालनात्मक योजना अध्ययन के लिये अपने ईएमएस और स्काडा प्रणाली में एकीकृत नेटवर्क आकलन उपकरण का उपयोग करेगा। ईएमएस/स्काडा का उपयोग करके सभी उपयोगकर्ताओं को नेटवर्क विश्लेषण के सफल निष्पादन के लिये हर समय वास्तविक समय त्रुटि मुक्त परिचालनात्मक डेटा उपलब्ध कराना होगा। ऐसे डेटा उपलब्ध न कराने पर एसएलडीसी को इस पुनःस्थापन के लिये निश्चित समय-सीमा के साथ रिपोर्ट की जायेगी।

39.3 प्रचालन नियोजन अध्ययन, यह मूल्यांकन करने के लिये किया जायेगा कि क्या नियोजित प्रचालन इन विनियमों और लागू सीईए मानकों के अधीन परिभाषित किसी भी प्रणाली प्रचालन सीमाओं के विचलन में परिणत होंगे।

विचलन, यदि कोई हो, कि समीक्षा एसपीसी की मासिक प्रचालन बैठक में की जायेगी और शीघ्र समाधान के लिये एसपीसी द्वारा महत्वपूर्ण विचलन की निगरानी की जायेगी।

- 39.4 एसएलडीसी, तारीख विनिर्दिष्ट विद्युतप्रवाह अध्ययन के परिणाम, प्रचालन योजना और प्रचालन अध्ययन पर बैठकों के कार्यवृत्त सहित पूर्ण प्रचालन नियोजन अध्ययन के रिकॉर्ड का संधारण करेंगे।
- 39.5 एसएलडीसी के पास प्रचालन नियोजन अध्ययन के परिणामस्वरूप परिभाषित प्रणाली प्रचालन सीमा से संभावित विचलनों के समाधान हेतु प्रचालन योजनाएं होगी। ये प्रचालन योजनाएं उपयोगकर्ताओं को अग्रिम में संप्रेषित की जाएंगी ताकि वे सुधारात्मक उपाय कर सकें।
- 39.6 यदि उपयोगकर्ता ऐसी प्रचालन योजना का पालन करने में असमर्थ होता है, तो वह गैर-अनुपालन के लिये विस्तृत कारणों और स्पष्टीकरणों के साथ अग्रिम में एसएलडीसी को सूचित करेगा।
- 39.7 एसएलडीसी, राज्य के लिये टीटीसी और एटीसी पर अगले छह (6) मास में राज्यान्तर्गत प्रणाली में आरंभ किये जाने वाले नये घटकों के प्रभाव पर अध्ययन करेगा।
- 39.8 एसएलडीसी, एसटीयू द्वारा अंतर संयोजन और नियोजन अध्ययनों के साथ प्रणाली और अंतरण क्षमता संवर्धन पर नये घटकों के प्रभाव के अध्ययनों के परिणामों की तुलना करेगा और देखे गये किसी भी महत्वपूर्ण विचलन को तत्काल और दीर्घकालिक प्रशमन उपायों के लिये एसटीयू को सूचित करेगा।
- 39.9 प्रणाली सुरक्षा के लिये सुरक्षा तंत्रों जैसे प्रणाली सुरक्षा योजना, भार-अस्वीकरण योजना, उत्पादन रन-बैंक, आइलैडिंग योजना या कोई अन्य योजना का प्रस्ताव उपयोगकर्ता या एसएलडीसी द्वारा किया जायेगा और एसपीसी द्वारा दिए गये अंतिम रूप के अनुसार स्थापित किये जायेंगे।
40. प्रणाली की पुनःस्थापना
- 40.1 एसएलडीसी एसटीयू के साथ परामर्श से, आंशिक और कुल ब्लैक आउट के अधीन राज्य ग्रिड की पुनः स्थापना के लिये विस्तृत क्रियाविधि तैयार करेगा जिसकी समीक्षा की जायेगी और उन्हें अपने सम्बन्धित विद्युत प्रणालियों के विन्यास में परिवर्तनों को ध्यान में रखते हुये प्रतिवर्ष अद्यतन किया जायेगा।
- 40.2 प्रत्येक उपयोगकर्ता प्रणाली के आंशिक और कुल ब्लैक आउट के पश्चात् पुनः स्थापना के लिये विस्तृत क्रियाविधि एसएलडीसी के समन्वय से संबंधित उपयोगकर्ता द्वारा तैयार की जायेगी। संबंधित उपयोगकर्ता प्रत्येक वर्ष क्रियाविधि की समीक्षा करेगा और इसको अद्यतन करेगा। उपयोगकर्ता विभिन्न उप-प्रणालियों के लिये एसएलडीसी को सूचना के अधीन वर्ष में विभिन्न उप-प्रणाली के लिये कम से कम एक बार प्रक्रिया का मॉक ट्रायल रन करेगा, जिसमें इन्वर्टर आधारित उत्पादन स्टेशन की ग्रिड बनाने की क्षमता के साथ-साथ उत्पादन यूनिटों की ब्लैक-स्टार्ट और एचवीएससी आधारित बीएससी ब्लैक-स्टार्ट सपोर्ट होगा। ब्लैकस्टार्ट के लिये उपयोग किये जाने वाले डीजल जनरेटर सेट और अन्य एकल आनुषंगिक आपूर्ति स्रोत का परीक्षण साप्ताहिक आधार पर किया जायेगा और उपयोगकर्ता परीक्षण रिपोर्ट तिमाही आधार पर एसएलडीसी को भेजेंगे।
- 40.3 निम्नलिखित को ध्यान में रखते हुये पुनःस्थापन क्रियाविधियों को तैयार करने, उसकी समीक्षा करने और उसे अद्यतन करने के लिये एसएलडीसी के साथ समन्वय में प्रत्येक उपयोगकर्ता द्वारा सिमुलेशन अध्ययन किये जायेंगे;
- (i) जनरेटर की ब्लैक स्टार्ट क्षमता,
- (ii) क्रैकिंग पाथ का निर्माण करने और आइलैंड को बनाये रखने के लिये ब्लैक स्टार्ट जनरेटर की योग्यता:

- (iii) ब्लॉक लोड स्विचिंग इन या आउट का प्रभाव;
- (iv) लाइन/ट्रांसफार्मर चार्जिंग;
- (v) घटे हुये दोष स्तर;
- (vi) पुनः स्थापन दशा के अधीन सुरक्षा सेटिंग्स।
- 40.4 डिजाइन के अनुसार हाउस लोड प्रचालन के लिये थर्मल और न्यूक्लियर उत्पादन स्टेशन स्वयं को तैयार करेंगे। उपयोगकर्ता और एसएलडीसी उस घटना में, जहां ऐसे प्रचालन की आवश्यकता थी, उत्पादन स्टेशन के हाउस लोड प्रचालन के प्रदर्शन की रिपोर्ट करेंगे।
- 40.5 एसएलडीसी प्राथमिकता के आधार पर पुनःस्थापित किये जाने वाले ब्लैकस्टार्ट सुविधा, इन्वर्टर आधारित उत्पादन स्टेशनों के ग्रिड निर्माण की क्षमता, हाउस लोड प्रचालन सुविधा, राज्यान्तर्गत संबंधों, सिंक्रोनाइजिंग बिंदुओं और आवश्यक भार वाले उत्पादन स्टेशनों को परिलक्षित करेंगा।
- 40.6 ब्लैक आउट के पश्चात् पुनःस्थापित प्रक्रिया के दौरान, एसएलडीसी वोल्टता और फ्रीक्वेंसी के लिये कम किये गये सुरक्षा मानकों के साथ प्रचालन करने हेतु प्राधिकृत होंगे और ग्रिड की शीघ्रतम संभव बहाली प्राप्त करने के उद्देश्य से द्वितीयक या तृतीयक फ्रीक्वेंसी नियंत्रण का स्थगन, विद्युत बाजार गतिविधियां, सुरक्षा योजनाओं, यथा आवश्यक कम गवर्नर ड्रपसेटिंग जैसे प्रचालन उपायों के कार्यान्वयन का निर्देश दे सकते हैं।
- 40.7 पुनःस्थापन प्रक्रिया के लिये आवश्यक सभी संचार चैनलों का उपयोग ग्रिड की सामान्य स्थिति बहाल होने तक केवल प्रचालन संचार हेतु किया जायेगा।
- 40.8 इस विनियम के खंड 40.5 में यथा परिभाषित विद्युत के अंतःक्षेपण के माध्यम से ब्लैकस्टार्ट सहायता प्रदान करने वाली इकाई को उस अंतिम ब्लॉक के लिये डीएसएम विनियमों के अनुसार विचलन हेतु प्रभारों की सामान्य दर के 110% पर वास्तविक अंतःक्षेपण हेतु भुगतान किया जायेगा जिसमें ग्रिड उपलब्ध थी।
41. वास्तविक समय प्रचालन
- 41.1 प्रणाली स्थिति
- विद्युत प्रणाली को आकस्मिकताओं के प्रकार और एसएलडीसी द्वारा विद्युत प्रणाली के प्रचालन मानदंडों के मान के आधार पर सामान्य, एलर्ट, आपातकालीन, अति आपातकालीन और पुनः स्थापन स्थिति के अधीन वर्गीकृत किया जायेगा।
- सामान्य स्थिति
- 41.1.1 जब विद्युत प्रणाली अपने संबंधित प्रचालन सीमाओं के भीतर प्रचालन मानदंडों के साथ प्रचालन कर रही है और उपस्कर उनके संबंधित भार सीमाओं के भीतर है तो विद्युत प्रणाली को सामान्य स्थिति के अधीन वर्गीकृत किया जायेगा। सामान्य स्थिति के अधीन, विद्युत प्रणाली सुरक्षित है और सीईए प्रसारण नियोजन मानदंड में परिभाषित आकस्मिकता के अधीन स्थिरता बनाये रखने में सक्षम है।
- एलर्ट स्थिति

41.1.2 जब विद्युत प्रणाली अपनी सम्बन्धित प्रचालन सीमाओं के भीतर प्रचालन मानदंडों के साथ प्रचालन कर रही हैं, परंतु एक ही आकस्मिकता ('N-1') के परिणामस्वरूप सुरक्षा मानदंड का उल्लंघन होता है तो विद्युत प्रणाली को एलर्ट स्थिति के अधीन वर्गीकृत किया जायेगा। ऐसी एलर्ट स्थिति के अधीन, विद्युत प्रणाली अक्षुण्ण रहती है। तथापि, जब भी विद्युत प्रणाली एलर्ट स्थिति के अधीन हो, तो प्रणाली प्रचालक इसे सामान्य स्थिति में वापस लाने के लिये सुधारात्मक उपाय करेगा।

आपातकालीन स्थिति

41.1.3 जब विद्युत प्रणाली अपने संबंधित प्रचालन सीमाओं के बाहर प्रचालन मानदंडों के साथ प्रचालन कर रही है या उपस्कर उनके संबंधित भार सीमाओं से अधिक हैं तो विद्युत प्रणाली को आपातकालीन स्थिति के अधीन वर्गीकृत किया जायेगा। आपातकालीन स्थिति, विभिन्न आकस्मिकताओं या प्रणाली में किसी बड़ी ग्रिड अव्यवस्था के कारण उत्पन्न हो सकती है। ऐसी आपातकालीन स्थिति के अधीन विद्युत प्रणाली अक्षुण्ण रहती है। तथापि, जब भी विद्युत प्रणाली आपातकालीन स्थिति के अधीन हो, तो प्रणाली प्रचालक विद्युत प्रणाली को एलर्ट/सामान्य स्थिति में वापस लाने के लिये निम्नानुसार सुधारात्मक उपाय करेगा;

- (i) लोडशेडिंग, उत्पादन यूनिट ट्रिपिंग, लाइन ट्रिपिंग या क्लोजिंग जैसे चरम उपाय,
 - (ii) एचवीडीसी नियंत्रण, उत्तेजन नियंत्रण, एचपी-एलपी बायपास, गंभीर लाइनों पर टाईलाइन फ्लोरी शेड्यूलिंग जैसे आपातकालीन नियंत्रण कार्यवाही, और
 - (iii) प्रणाली सुरक्षा योजना, भार कटौती योजना और उत्पादन रन-बैक योजना जैसी ऑटोमेटेड कार्यवाही।
- अति आपातकालीन स्थिति

41.1.4 यदि आपातकालीन स्थिति के दौरान की गयी नियंत्रण कार्यवाही, प्रणाली को एलर्ट स्थिति या सामान्य स्थिति में वापस लाने में असमर्थ है और प्रचालन मानदंड उनके संबंधित प्रचालन सीमाओं से बाहर है या उपस्कर गंभीर रूप से भारित है तो विद्युत प्रणाली को अति आपातकालीन स्थिति के अधीन वर्गीकृत किया जायेगा। अति आपातकालीन स्थिति, प्राकृतिक आपदाओं जैसे उच्च प्रभाव कम फ्रीक्वेंसी घटनाओं के कारण उत्पन्न हो सकती है। विद्युत प्रणाली अक्षुण्ण बनी रह सकती है या नहीं (विभाजन उत्पन्न हो सकता है) और उत्पादन संयंत्र ट्रिपिंग, थोक भार शेडिंग, कम फ्रीक्वेंसी भार शेडिंग (यूएफएलएस) और कम वोल्टता भार शेडिंग (यूवीएलएस) प्रचालन जैसी चरम घटनाएं उत्पन्न हो सकती है।

पुनर्स्थापनाकारी स्थिति

41.1.5 जब प्रणाली घटकों को पुनःजोड़ने और प्रणाली भार को पुनःस्थापित करने के लिये नियंत्रण कार्यवाही की गयी हो तो विद्युत प्रणाली को पुनर्स्थापनाकारी स्थिति के अधीन वर्गीकृत किया जायेगा। विद्युत प्रणाली, पुनर्स्थापनाकारी स्थिति से एलर्ट स्थिति या सामान्य स्थिति में प्रणाली दशाओं के आधार पर परिवर्तित होती है।

41.2 एसटीयू के साथ परामर्श से एसएलडीसी, एसटीएस अध्ययन करेगा और ऐतिहासिक डाटा और ग्रिड घटनाओं के आधार पर उपर्युक्तस्थितियों के संबंध में विद्युत प्रणाली को वर्गीकृत करने के लिये विस्तृत मानदंड विकसित करेंगा। विस्तृत मानदंड को एसएलडीसी द्वारा जारी की जाने वाली संबंधित विस्तृत प्रचालन क्रियाविधि में शामिल किया जायेगा।

41.3 एसएलडीसी समुचित उपाय करते हुये सामान्य स्थिति में ग्रिड को बनाये रखेगा। यदि विद्युत प्रणाली में सामान्य स्थिति नहीं रहती तो सामान्य स्थिति में प्रणाली को वापस लाने के लिये समुचित उपाय किये जायेगे। यदि

विद्युत प्रणाली अत्यधिक आपातकालीन स्थिति में आ गयी है तो एसएलडीसी आपात कार्यवाही करेगा और तत्काल पुनर्स्थापन के उपाय आरंभ करेगा।

प्रचालन गत समन्वय

41.4 प्रचालन गत समन्वय के लिये प्रत्येक राज्य प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य उत्पादन स्टेशन के पास राउण्ड दि क्लॉक समन्वय के लिये नियंत्रण केन्द्र या समन्वय केन्द्र होगा।

42. मांग एवं भार प्रबंधन

42.1 मांग एवं भार को ग्रिड सुरक्षा सुनिश्चित करने के लिये व्यवस्थित किया जायेगा।

42.2 एसटीयू और राउविआईटीलि / वितरण अनुज्ञप्तिधारी(यों) के साथ समन्वय में एसएलडीसी, एसएलडीसी में आपात नियंत्रण सहित स्वचालित मांग प्रबंधन योजना विकसित करेगा।

42.3 जब कभी भी विद्युत प्रणाली एसएलडीसी द्वारा यथानिर्धारित अलर्ट स्थिति या आपातकालीन स्थिति में है, तो:

42.3.1 राउविआईटीलि / वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रणाली की सुरक्षा के लिये एसएलडीसी के निर्देशों का पालन करेगा और लोडशेडिंग जैसे चरम उपायों को अंतिम समाधान के रूप में कार्यान्वित करेगा।

42.3.2 एसएलडीसीग्रिड की स्थिरता सुनिश्चित करने के लियेग्रिड से आहरण को प्रतिबंधित करने या भार को कम करने के लिये राउविआईटीलि/वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को निर्देश दे सकता है:

बशर्ते कि मांग प्रतिक्रिया विकल्प की समाप्ति के पश्चात् लोडशेडिंग को उपाय के रूप में लिया जायेगा।

42.3.3 असंबद्ध भार, यदि कोई है, प्रणाली के सामान्य होने के पश्चात् एसएलडीसी से क्लियरेन्स पर, जितनी जल्दी संभव हो सके, बहाल किया जायेगा।

43 पञ्च प्रेषण विश्लेषण

43.1 प्रचालनगत विश्लेषण

43.1.1 एसएलडीसी निम्नलिखित का विश्लेषण करेगा:

(i) पूर्ति की गयी मांग की पद्धति, कम आहरण और अधिक आहरण, फ्रिक्वेंसी प्रोफाइल, वोल्टेज एवं टाई-लाइन फ्लो, एंगुलरस्प्रेड, क्षेत्र नियंत्रण त्रुटि, रिजर्व मार्जिन, भार एवं आरई पूर्वानुमान त्रुटि, प्रेषित आनुषंगिक सेवायें, प्रसारण संकुलता और (एन-1) उल्लंघन।

(ii) स्रोत एवं स्टेशन वार उत्पादन के अनुसार उत्पादन मिक्स।

(iii) इन विनियमों के खण्ड 43.1.1(i) और 43.1.1(ii) में उल्लिखित किसी प्रणाली पैरामीटरों में अनियमित पैटर्न और उसके कारण; तथा

(iv) ग्रिड सुरक्षा को प्रभावित करने वाली कोई अन्य घटना या चरम मौसमी घटनायें

43.1.2 इस प्रकार का विश्लेषण एसएलडीसी की वेबसाइट पर प्रकट किये जायेंगे।

43.1.3 विश्लेषण और रिपोर्टिंग के प्रयोजन के लिये, टेलीमीटर डाटा 5 मिनट से अनधिक की कणात्मक और विशेष घटनाओं के लिये उच्चतर कणात्मक होगा। इस प्रकार का डाटा कम से कम 15 वर्षों के लिये एसएलडीसी द्वारा स्टोर किया जायेगा और रिपोर्टों को प्रचालनगत विश्लेषण के लिये 25 वर्षों के लिये स्टोर किया जायेगा।

43.2 घटना की रिपोर्टिंग

43.2.1 घटना की रिपोर्टिंग से घटना विश्लेषण की सुगमता के लिये पर्याप्त डाटा उपलब्ध करवाया जायेगा।

- (i) प्रणाली में घटना होने के तत्काल पश्चात् संबंधित प्रयोगकर्ता वायस मैसेज के माध्यम से एसएलडीसी को सूचित करेगा।
- (ii) लिखित पलैश रिपोर्ट नीचे दी गयी सारणी 2 में विनिर्दिष्ट समयावधि के भीतर संबंधित प्रयोगकर्ता द्वारा एसएलडीसी को प्रस्तुत की जायेगी।
- (iii) व्यवधान रिकॉर्डर (डीआर), स्टेशन इवेन्ट लॉगर (ईएल), डाटा अधिग्रहण प्रणाली (डीएएस) नीचे दी गयी सारणी 2 में विनिर्दिष्ट समयावधि के भीतर प्रस्तुत की जायेगी।
- (iv) घटना के संपूर्ण विश्लेषण के पश्चात्, प्रयोगकर्ता एसएलडीसी को घटना के घटित होने के एक सप्ताह के भीतर ग्रिड प्रभाव या ग्रिड व्यवधान के मामले में विस्तृत रिपोर्ट नीचे दी गयी सारणी 2 में विनिर्दिष्ट समयावधि के अन्दर प्रस्तुत करेगा।

43.2.2 एसएलडीसी परिणामों और विश्लेषण सहित प्रत्येक ग्रिड व्यवधान या ग्रिड प्रभाव की ड्राफ्ट रिपोर्ट तैयार करेगा जिसे नीचे गयी सारणी में विनिर्दिष्ट समयावधि के अनुसार एसपीसी की बैठक में विचार विमर्श किया जायेगा और अंतिम रूप दिया जायेगा।

सारणी 2: रिपोर्ट प्रस्तुत करने की समयावधि

क्र. स.	ग्रिड घटना (वर्गीकरण)	पलैश रिपोर्ट प्रस्तुत करने का अंतिम समय (प्रयोगकर्ता/एसएलडीसी)	व्यवधान रिकॉर्ड और स्टेशन घटना लॉग प्रस्तुत करने की अंतिम तिथि (प्रयोगकर्ता/एसएलडीसी)	विस्तृत रिपोर्ट और डाटा प्रस्तुत करने की अंतिम तिथि (प्रयोगकर्ता/एसएलडीसी)	ड्राफ्ट रिपोर्ट प्रस्तुत करने की अंतिम तिथि (एसएलडीसी)	अंतिम रिपोर्ट प्रस्तुत करने की अंतिम तिथि (एसपीसी)
1	जीआई-1/ जीआई-2	8 घंटे	24 घंटे	+7 दिन	+7 दिन	+60 दिन
2	नियर मिस घटना	8 घंटे	24 घंटे	+7 दिन	+7 दिन	+60 दिन
3	जीडी-1	8 घंटे	24 घंटे	+7 दिन	+7 दिन	+60 दिन
4	जीडी-2/जीडी-3	8 घंटे	24 घंटे	+7 दिन	+21 दिन	+60 दिन

5	जीडी-4/जीडी-5	8 घंटे	24 घंटे	+7 दिन	+30 दिन	+60 दिन
---	---------------	--------	---------	--------	---------	---------

43.2.3 ट्रिपिंग की गंभीरता के आधार पर ग्रिड घटनाओं और ग्रिड विक्षोभ का वर्गीकरण- ग्रिड घटनाओं और ग्रिड विक्षोभ का वर्गीकरण निम्नानुसार होगा:-

(i) गंभीरता के बढ़ते क्रम में ग्रिड घटनाओं का वर्गीकरण;

श्रेणी जीआई-1 - ग्रिड के एक या एक से अधिक विद्युत प्रणाली तत्वों जैसे जनरेटर, प्रसारण लाइन, ट्रांसफार्मर, शंट रिएक्टर, सीरीज कैपेसिटर और स्टैटिक वार कम्पेंसेटर की ट्रिपिंग जिसके लिये उप-स्टेशन पर आपूर्ति की कुल हानि या 132 केवी पर ग्रिड की अखंडता की हानि के बिना उत्पादन या भार के पुननिर्धारण की आवश्यकता होती है।

श्रेणी जीआई-2-ग्रिड के एक या अधिक विद्युत प्रणाली तत्वों जैसे जनरेटर, प्रसारण लाइन, ट्रांसफार्मर, शंट रिएक्टर, सीरीज कैपेसिटर, और स्टैटिक वार कम्पेंसेटर की ट्रिपिंग, जिसके लिये उप-स्टेशन पर आपूर्ति की पूर्ण हानि या 220 केवी और उससे अधिक पर ग्रिड की अखंडता की हानि के बिना, उत्पादन या भार के पुननिर्धारण की आवश्यकता होती है।

(iii) गंभीरता के बढ़ते क्रम में ग्रिड विक्षोभ का वर्गीकरण -

सारणी 3: ग्रिड विक्षोभ का वर्गीकरण

श्रेणी जीडी-1	जब किसी राज्य ग्रिड में पूर्ववर्ती उत्पादन या भार का दस प्रतिशत से कम हानि होती है।
श्रेणी जीडी-2	जब किसी राज्य ग्रिड में पूर्ववर्ती उत्पादन या भार का दस प्रतिशत से लेकर बीस प्रतिशत तक की हानि होती है।
श्रेणी जीडी-3	जब किसी राज्य ग्रिड में पूर्ववर्ती उत्पादन या भार का बीस प्रतिशत से लेकर तीस प्रतिशत तक की हानि होती है।
श्रेणी जीडी-4	जब किसी राज्य ग्रिड में पूर्ववर्ती उत्पादन या भार का तीस प्रतिशत से लेकर चालीस प्रतिशत तक की हानि होती है।
श्रेणी जीडी-5	जब किसी राज्य ग्रिड में पूर्ववर्ती उत्पादन या भार का चालीस प्रतिशत या उससे अधिक की हानि होती है।

स्पष्टीकरण: ग्रिड विक्षोभ के वर्गीकरण के प्रयोजन के लिये उत्पादन या भार की प्रतिशत हानि, जो भी अधिक है, पर विचार किया जायेगा।

43.2.4 अंतिम रिपोर्ट की सिफारिशों का कार्यान्वयन एसपीसी की उपसमिति द्वारा मॉनिटर किया जायेगा। एसएलडीसी आवश्यक कार्यवाही के लिये एसपीसी को लिये गये अनुभव को प्रसारित करेगा।

43.2.5 स्टेशन का सिंगल लाइन डायग्राम, सुरक्षा रिले सेटिंग, एचवीडीसी ट्रांसिएंट फॉल्ट रिकॉर्ड, स्विचयार्ड उपकरण और एसएलडीसी द्वारा घटना के विश्लेषण के लिये अपेक्षित कोई अन्य संगत स्टेशन जैसे कोई अतिरिक्त डाटा को अनुरोध के अड़तालीस (48) घण्टों के भीतर प्रयोगकर्ताओं द्वारा प्रस्तुत किया जायेगा। सभी प्रयोगकर्ता

एसएलडीसी के अनुरोध पर नवीकरणीय उत्पादन (इन्वर्टर स्तर या डब्ल्यूटीजी स्तर) एचवीडीसी, फैक्ट्स जैसे ऊर्जा विद्युत डिवाइस जैसे विभिन्न उपकरणों से उच्च रेजूलूशन एनालॉग डाटा भी प्रस्तुत करेंगे।

43.2.6 ग्रिड में किसी घटना के दौरान स्टेटकॉम के ट्रिगरिंग, टीसीएससी, एचवीडीसी रनबैक, एचवीडीसी पावर ऑसिलेशन डैम्पिंग, उत्पादन स्टेशन पावर सिस्टम स्टेबलाइजर और कोई अन्य नियंत्रक प्रणाली एसएलडीसी को रिपोर्ट की जायेगी। अस्थायी त्रुटि रिकॉर्डों और घटना लॉगर डाटा घटना के घटित होने के 24 घण्टों के भीतर एसएलडीसी को प्रस्तुत किया जायेगा। उत्पादन स्टेशन घटाव-बढ़ाव की पुनरावृत्ति के 24 घण्टों के भीतर एसएलडीसी को घटाव-बढ़ाव के दौरान रिकॉर्ड किये गये प्रतिक्रिया पावर डाटा और 1 सेकण्ड संकल्प प्रतिक्रिया पावर का डाटा प्रस्तुत करेगा।

43.2.7 सुरक्षा प्रणाली के अनपेक्षित प्रचालन या गैर प्रचालन की घटनाओं पर मासिक रिपोर्ट तैयार की जायेगी और प्रत्येक प्रयोगकर्ता द्वारा एसएलडीसी को आगामी माह के प्रथम सप्ताह के भीतर प्रस्तुत की जायेगी।

44. आवधिक रिपोर्टें

44.1 एसएलडीसी द्वारा राज्य ग्रिड के प्रदर्शन को कवर करने वाली दैनिक और मासिक रिपोर्टें तैयार की जायेगी और एसएलडीसी की वेबसाइट पर प्रदर्शित की जायेगी।

44.2 रिपोर्टों में अन्य बातों के साथ निम्नलिखित को शामिल किया जायेगा :

- (i) फ्रिक्वेंसी प्रोफाइल;
- (ii) प्रत्येक नियंत्रण क्षेत्र के लिये स्रोतवार उत्पादन;
- (iii) ग्रिड से आहरण और क्षेत्र नियंत्रण त्रुटि;
- (iv) पूर्ति की गयी मांग (पीक, ऑफ पीक और औसत);
- (v) मेगावाट और मेगावाट घण्टे में न सौंपी गयी मांग/ऊर्जा;
- (vi) नवीकरणीय ऊर्जा की कटौती के उदाहरण और मात्रा;
- (vii) कम या उच्च वोल्टेज वाले सामान्यता सबस्टेशन और महत्वपूर्ण सबस्टेशनों की वॉल्टेज प्रोफाइल;
- (viii) बड़े उत्पादक और प्रसारणआउटेज;
- (ix) प्रसारण प्रणाली में बाध्यतायें एवं संकुलता के उदाहरण,
- (x) ग्रिडकोड के महत्वपूर्ण/सतत गैरअनुपालन के उदाहरण;
- (xi) जलाशयों की स्थिति।

45. प्रतिक्रियाशील विद्युत प्रबंधन

45.1 सभी प्रयोगकर्तासीईए ग्रिड मानकों कोड में विनिर्दिष्ट रेंज में अंतर संयोजन प्वाइंट पर वोल्टेज को बनाये रखने का प्रयास करेंगे।

- 45.2 सभी उत्पादन स्टेशन गतिशील रूप से बदलती प्रति क्रियाशील विद्युत सहायता की आपूर्ति के लिये सक्षम होंगे ताकि सीईए संयोजकता मानक विनियमों के अनुसार 0.95 लैगिंग से 0.95 लीडिंग की सीमाओं के भीतर इंटर कनेक्शन प्वाइंट पर विद्युत घटक को बनाया रखा जा सके।
- 45.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, खुला अभिगम और थोक उपभोक्ता निम्नलिखित सुनिश्चित करेंगे:
- (i) वे अपने अधिष्ठापन की न्यूट्रल ग्राउंडिंग बनाये रखेंगे और उस अधिष्ठापन को अलग कर देंगे जिनकी न्यूट्रल ग्राउंडिंग अपूर्ण है, और
 - (ii) यदि वोल्टेज अभिहित प्रणाली वोल्टेज के 105% से अधिक हो तो वे संधारित्र बैंकों को बंद कर देंगे और यदि वोल्टेज अभिहित वोल्टेज के 95% से कम हो जाता है तो वे शंट रिएक्टरों को बंद कर देंगे।
- 45.4 प्रयोगकर्ताओं के रिएक्टिव अंतःपरिवर्तन को एसएलडीसी द्वारा परिमापित और मॉनिटरिंग किया जायेगा।
- 45.5 ग्रिड से संबद्ध सभी उत्पादन स्टेशन संबंधित उत्पादन यूनिटों की क्षमता सीमाओं के भीतर एसएलडीसी की हिदायतों के अनुसारी प्रतिक्रियाशील विद्युत का उत्पादन या आत्मसात करेंगे, जहां क्षमता सीमा ओईएम द्वारा यथाविनिर्दिष्ट होंगी।
- 45.6 एसएलडीसी अंतरसंयोजन प्वाइंट पर वोल्टेज को बनाये रखने के लिये प्रतिक्रियाशील विद्युत सेटप्वाइंट, वोल्टेज सेटप्वाइंट और विद्युत घटक नियंत्रण के बारे में प्रयोगकर्ताओं को निर्देश देंगे।
- 45.7 एसएलडीसी द्वारा विनिर्दिष्ट प्रक्रिया के अनुसार एसएलडीसी प्रयोगकर्ताओं द्वारा उपलब्ध करवाये गये डाटा और तकनीकी ब्योरों पर आधारित नियमित आधार पर किसी विश्वसनीय आकस्मिकता के अधीन विभिन्न सबस्टेशनों या उत्पादन स्टेशनों में उपलब्ध गतिशील प्रतिक्रियाशील विद्युत रिजर्व का निर्धारण करेंगे।
- 45.8 एसएलडीसी निम्नलिखित सुविधाओं का प्रयोग करते हुये अन्य बातों के साथ सीमाओं के भीतर वोल्टेज को बनाये रखने के लिये समुचित उपाय करेंगा और सुविधा स्वामी, एसएलडीसी के निर्देशोंका अनुपालन करेंगा।
- (i) शंट रिएक्टर
 - (ii) शंट कैपेसिटर (एचवीडीसी आटोमेटिक नियंत्रण को छोड़कर)
 - (iii) टीसीएससी
 - (iv) वीएससी आधारित एचवीडीसी
 - (v) इन्वर्टर आधारित रिएक्टिव पावर सपोर्ट सहित सिंक्रोनस/गैर- सिंक्रोनस उत्पादक वॉल्टेज नियंत्रण, सिंक्रोनस कंडेसर
 - (vi) स्टैटिक वीएआर कम्पेनसेटर (एसवीसी) स्टैटकॉम और अन्य फैक्ट डिवाइस
 - (vii) ट्रांसफार्मर टैप चेंज उत्पादक ट्रांसफार्मर और अंतर संयोजन ट्रांसफार्मर
 - (viii) फिल्टर बैंक को इष्टतम करने के लिये एचवीडीसी पावर आर्डर या एचवीडीसी कंट्रोलर सिलेक्शन
 - (ix) ऑन और ऑफ लाइन स्वीचिंग
- 45.9 प्रति क्रियाशील विद्युत सुविधा सदैव प्रचालन में रहेगी और एसएलडीसी अनुमति के बिना बाहर नहीं की जायेगी।

- 45.10 अंतरसयोजन ट्रांसफार्मर और उत्पादन ट्रांसफार्मरों की आवधिक या मौसमी टैप परिवर्तन तकनीकी साध्यता के आधार पर वोल्टेज को इष्टतम करने के लिये किये जायेंगे और जहाँ आवश्यक हा, इस प्रकार के टैप स्टेगिंग जैसे अन्य विकल्प नेटवर्क में किये जा सकते हैं।
- 45.11 क्षमता वाले हाइड्रो एवं गैस उत्पादन यूनिट एसएलडीसी केनिर्देशों के अनुसार सिंक्रोनस कंडेंसर मोड प्रचालन में प्रचालित होंगे। एकल सिंक्रोनस कंडेंसर यूनिट एसएलडीसी के निदेशों के अनुसार प्रचालित होंगे।
- 45.12 पवन, सौर और ऊर्जा भंडारण को कवर करने वाले सभी इन्वर्टर आधारित संसाधन (आईवीआर) यह सुनिश्चित करेंगे कि उनके पास सीईए कनेक्टिविटी मानकों के अनुसार, सौर के लिये गैर-ऑपरेटिंग घंटों और रात के घंटों सहित हर समय आवश्यक क्षमता है। सिंक्रोनस कंडेनसर/नाइट-मोड के अंतर्गत परिचालन करते समय प्रतिक्रियाशील विद्युत सहायता प्रदान करने के उद्देश्य से इन उपकरणों द्वारा उपभोग की गयी सक्रिय विद्युत को विचलन के अंतर्गत चार्ज नहीं किया जायेगा और इसे एसटीएस में प्रसारण हानि के रूप में माना जायेगा।
- 45.13 प्रतिक्रिया ऊर्जा एक्सचेंजों के लिये लेखाकंन, प्रभार और भुगतान, एसएलडीसी द्वारा जारी विस्तृत परिचालन प्रक्रिया में निदष्ट किया जायेगा।
46. आवधिक परीक्षण
- 46.1 प्रणाली में घटना के दौरान वांछित प्रदर्शन को सुनिश्चित करने के लिये तथा सिमुलेशन अध्ययनों के लिये प्रयुक्त गणितीय मॉडल के शुद्धता को पता लगाने के लिये विद्युत प्रणाली घटकों का आवधिक परीक्षण किया जायेगा।
- 46.2 विद्युत प्रणाली घटक का स्वामी, एसटीयू और एसएलडीसी को रिपोर्ट प्रस्तुत करने के लिये और आईइजीसी में यथाविनिर्दिष्ट परीक्षणों के लिये उत्तरदायी होगा।
- 46.3 सभी उपकरण स्वामी, अनुसूची के अनुसार परीक्षण के दौरान उचित समन्वय सुनिश्चित करने के लिये 31 अक्टूबर तक एसपीसी को अगले वर्ष के लिये परीक्षण योजना प्रस्तुत करेंगे। अनुसूची में किसी परिवर्तन के मामले में, स्वामी अग्रिम रूप से एसपीसी को सूचित करेगा।
- 46.4 परीक्षण प्रत्येक पांच वर्षों में एक बार कियेजायेंगे या जब कभी प्रमुख रिटरोफिटिंग की जाती है। यदि कोई प्रतिकूल प्रदर्शन किसी ग्रिड घटना के दौरान पाया जाता है तो परीक्षण पहले भी किया जायेगा यदि इसकी एसएलडीसी यथा स्थिति, द्वारा सलाह दी जाती है।
- 46.5 विद्युत प्रणाली घटकों के स्वामी एसटीयू, एसपीसी और एसएलडीसी के साथ परामर्श करते हुये परीक्षण रिपोर्टों में सुझायी गयी सिफारिशों, यदि कोई है, को कार्यान्वित करेगा।
- क्षमता निर्माण और प्रमाणन
47. एसएलडीसी में नियोजित कामीक के क्षमता निर्माण, कुशलता उन्नयन एवं प्रमाणीकरण, प्रत्यायित प्रमाणित करने वाली एजेंसी (एजेंसियों) के माध्यम से संस्थानिक फ्रेमवर्क के अधीन आवधिक रूप से किया जायेगा।

भाग-VIII

अनुसूचीकरण और प्रेषणकोड

48. एसएलडीसी विद्युत के अनुकूलतम अनुसूचीकरण और प्रेषण, वास्तविक समय ग्रिड प्रचालनों की मॉनिटरिंग और ऊर्जा स्टोरेज प्रणाली सहित रिजर्व का प्रबंधन तथा मांगप्रतिक्रिया, अंतःराज्यिक प्रसारण प्रणाली में पर्यवेक्षण और नियंत्रण, इन्टरफेस ऊर्जा मीटर डाटा की प्रोसेसिंग और लेखांकन का समन्वयन तथा राज्य पूल खाता का व्यवस्थापन, जैसा आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किया जाता है, के लिये उत्तरदायी होगा।
49. राज्य भार प्रेषण केन्द्रों के उत्तरदायित्व
- 49.1 अधिनियम के अधीन अपने कार्यों के निर्वहन में समन्वित ग्रिड के स्थिर, सुचारू और सुरक्षित प्रचालन में राज्य भार प्रेषण केन्द्र अपने नियंत्रण क्षेत्र में निम्नलिखित के लिये उत्तरदायी होगा:
- 49.1.1. संविदाओं के अनुसार राज्य नियंत्रण क्षेत्र में इकाइयों के लिये अनुकूलतम अनुसूचीकरण और प्रेषण;
- 49.1.2 डे अहेड पर प्रत्येक समय ब्लॉक और अंतःदिवस आधार के लिये इन विनियमों के विनियम 37.2 के अधीन मांग का पूर्वानुमान;
- 49.1.3 डे अहेड पर प्रत्येक समय ब्लॉक और अंतःदिवस आधार के लिये इसके क्षेत्राधिकार के अधीन पवन एवं सौर उत्पादन स्टेशनों से उत्पादन का पूर्वानुमान,
बशर्ते कि इस प्रकार के पूर्वानुमानों को इससे उद्भूत सभी वाणिज्यिक देयताओं सहित अपने निजी जोखिम और स्वविवेक पर पवन एवं सौर उत्पादन स्टेशनों द्वारा प्रयुक्त किया जाये।
- 49.1.4 मांग और पूर्ति का संतुलन,
- 49.1.5 रिजर्व को बनाये रखना और प्रेषण करना:
- 49.1.6 राज्य के सम्बन्ध में कुल अंतरण क्षमता और उपलब्ध अंतरण क्षमता घोषित करना और ग्रिड स्थितियों पर आधारित समय-समय पर उसे पुनरीक्षण करना। टीटीसी और एटीसी का निर्धारण अग्रिम रूप से कम से कम तीन (3) माह के सतत आधार पर और समय-समय पर आकस्मिकता के आधार पर संशोधित किया जायेगा।
50. सामान्य उपबन्ध
- 50.1 एसएलडीसी द्वारा प्रकाशित किये जाने वाले उत्पादन स्टेशनों और आहरिती इकाई के विवरण।
- 50.1.1 एसएलडीसी अपने नियंत्रण क्षेत्र के भीतर सभी उत्पादन स्टेशनों की सूची प्रकाशित करेगा जिसे केन्द्र क्षमता, लाभार्थियों के आबंटित शेयर, क्रेताओं द्वारा संविदा की गयी मात्रा और शेष उपलब्ध क्षमता जैसे विवरणों सहित इसकी वेबसाइट पर तिमाही रूप से अद्यतन किया जायेगा।
- 50.1.2 एसएलडीसी राज्य के भीतर सभी आहरिती इकाइयों की सूची तिमाही आधार पर अद्यतन करेगा और उसे सभी इकाइयों से आबंटित या संविदा की गयी मात्रा सहित अपनी वेबसाइट पर उसे पोस्ट करेगा।
- अनुसूची का अनुपालन:
- 50.2 प्रत्येक राज्य इकाई इसके उत्पादन या मांग या दोनों, यथास्थिति, को नियमित करेगी ताकि राज्य प्रसारण प्रणाली से शुद्ध अंतःक्षेपण या शुद्ध आहरण की अनुसूची का अनुपालन किया जा सके।

50.3 राज्य इकाई उत्पादन स्टेशनों द्वारा घोषित क्षमता की घोषणा

50.3.1 एक(1) मेगावाट और उससे अधिक क्षमता वाले प्रत्येक एसजीएस और खुला अभिगम आपूर्तिकर्ता को एसएलडीसी को अगले दिन के लिये प्रत्येक कनेक्शन बिंदू पर मेगावाट और एमवीएआर में समय ब्लॉक औसत क्षमता अनुमान घोषित करना होगा।

बशर्ते कि सौर और पवन जनरेटर्स के लिये समय निर्धारण, समय-समय पर संशोधित राविविआ (सौर और पवन उत्पादन स्रोतों के पूर्वानुमान समय-निर्धारण, विचलन व्यवस्थापन और संबंधित मामले) विनियम 2017 के प्रावधानों के अनुसार होगा।

50.3.2 आरई उत्पादक के अतिरिक्त अन्य उत्पादन स्टेशन डेअहेड आधार पर सहायक विद्युत उपभोग को कम करके 100 प्रतिशत एमसीआर तक सीमित एक्सबस घोषित क्षमता को घोषित करेगा।

बशर्ते कि हाइड्रो उत्पादन स्टेशन राज्य अंतर्वाह अवधि के दौरान ओवरलोड क्षमता तक सीमित सहायक विद्युत उपभोग को कम करके 100 प्रतिशत एमसीआर से अधिक सीमित एक्सबस घोषित क्षमता को घोषित कर सकते हैं।

50.3.3 एसएलडीसी द्वारा जारी की गयी अनुसूची उत्पादन स्टेशन की घोषित क्षमता के इस प्रकार के परीक्षण के लिये लाभार्थियों पर बाध्यकारी होगी। यदि उत्पादन स्टेशन घोषित क्षमता के प्रदर्शन में असफल रहते हैं तो इसे गलत घोषणा माना जायेगा जिसके लिये प्रभारों को निम्नानुसार एसएलडीसी द्वारा उत्पादन स्टेशन पर उदग्रहित किया जायेगा :

50.3.4 एक दिन में ब्लॉक या एकाधिक ब्लॉकों के लिये प्रथम गलत घोषणा करने के लिये प्रभार मानकीय उपलब्धता में दो दिवसीय नियत प्रभारों के तदनुसूची प्रभार होंगे। दूसरी गलत घोषणा करने के लिये, प्रभार मानकीय उपलब्धता में चार दिवसीय नियत प्रभार के तदनुसूची होंगे और परवर्ती गलत घोषणा करने के लिये, प्रभार माह की अवधि में ज्यामिति अनुक्रम में वृद्धि होगी।

50.4 अनुसूचीकरण के लिये घोषित की जाने वाली रेम्पिंग दर

50.4.1 उत्पादन स्टेशन निम्नलिखित तरीके से डेअहेड घोषित क्षमता सहित रेम्पिंग दर घोषित करेगा जिसे उत्पादन अनुसूची की तैयारी के लिये लिया जायेगा:

50.4.2 कोयला या लिग्नाइट फायर संयंत्र बार पर प्रति मिनट पर एमसीआर के तदनुसूची एक्सबस क्षमता के कम से कम एक प्रतिशत की रेम्प डाउन दर या रेम्प अप को घोषित करेगा।

50.4.3 गैस विद्युत संयंत्र बार पर प्रति मिनट पर एमसीआर के तदनुसूची एक्सबस क्षमता के कम से कम तीन प्रतिशत की रेम्प डाउन दर या रेम्प अप को घोषित करेगा।

50.4.4. हाइड्रो विद्युत संयंत्र बार पर प्रति मिनट पर एमसीआर के तदनुसूची एक्सबस क्षमता के कम से कम दस प्रतिशत की रेम्प डाउन दर या रेम्प अप को घोषित करेगा।

50.4.5 नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन स्टेशन सीईए सयोजकता मानकों के अनुसार रेम्प अप या रेम्प डाउन दर घोषित करेगा।

बशर्ते कि सहायक दस्तावेज के साथ उत्पादन संयंत्र के मूल उपकरण निर्माता (ओईएम) से प्रमाणन के अधीन उपर्युक्त प्रावधान से विचलन पर आयोग द्वारा प्रतिमामला आधार पर विचार किया जा सकेगा।

51 राज्य थर्मल उत्पादन स्टेशन के प्रचालन के लिये न्यूनतम टर्न डाउन स्तर

51.1 राज्य थर्मल उत्पादन स्टेशन के इकाई के संबंध में प्रचालन के लिये न्यूनतम टर्न डाउन स्तर उक्त यूनिट के एमसीआर का 55 प्रतिशत होगा या समय-समय पर यथासंशोधित सीईए (कोयला आधारित थर्मल उत्पादन यूनिटों के लोचशील प्रचालन) विनियम 2023 में यथाविनिर्दिष्ट इस प्रकार के अन्य न्यूनतम विद्युत स्तर, जो भी कम हो, होगा:

बशर्ते कि यदि थर्मल उत्पादन स्टेशन को इस विनियम में निर्दिष्ट न्यूनतम टर्नडाउन स्तर को प्राप्त करने में कठिनाई होती है, तो थर्मल उत्पादन स्टेशन उचित कारणों और औचित्य के साथ आयोग को प्रस्ताव पेश कर सकता है। आयोग राज्य थर्मल उत्पादन स्टेशन के विनिर्दिष्ट इकाई (यों) के संबंध में प्रचालन के विभिन्न न्यूनतम टर्नडाउन स्तर को आदेश के माध्यम से निर्धारित कर सकता है।

बशर्ते यह भी कि अपने विकल्प से इस प्रकार का उत्पादन स्टेशन इस खंड में विनिर्दिष्ट न्यूनतम टर्न डाउन स्तर से नीचे न्यूनतम टर्नडाउन को घोषित कर सकता है:

बशर्ते यह भी कि वे राज्य थर्मल जनरेटिंग स्टेशन जिनकी टैरिफ निर्धारण धारा 62 या धारा 63 के तहत की गई है उन्हें आंशिक लोड संचालन यानी मानक स्तर से कम उत्पादन के लिए अनुबंध में निर्धारित प्रावधानों के अनुसार मुआवजा दिया जाएगा जो ऐसे जनरेटिंग स्टेशनों और लाभार्थियों या खरीदारों के बीच किया गया है। यदि अनुबंध में इस तरह का कोई प्रावधान नहीं है तो आयोग द्वारा अलग आदेश के माध्यम से निर्दिष्ट तंत्र के अनुसार मुआवजा दिया जाएगा।

51.2 गैर उत्पादन घण्टों के दौरान इसकी विद्युत अपेक्षाओं की पूर्ति के लिये भले ही यह सीओडी से पहले या पश्चात् में हो, नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन स्टेशन सहित उत्पादन स्टेशन विक्रेता या वितरण अनुज्ञप्तिधारियों या पावर एक्सचेंज के माध्यम से वैध संविदा करेंगे।

बशर्ते कि जहां नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन स्टेशन सहित उत्पादन स्टेशन गैर उत्पादन घण्टों के दौरान विद्युत के आहरण के लिये संविदा करने के लिये असमर्थ है तो यह डीएसएम विनियमों के अनुसार विचलन प्रभारों के भुगतान पर ग्रिड से विद्युत का आहरण कर सकता है।

52. यूनिट शटडाउन (यूएसडी)

52.1 न्यूनतम टर्नडाउन स्तर से कम अधिग्रहित किये गये उत्पादन स्टेशनों या उनकी इकाइयों के पास न्यूनतम टर्नडाउन स्तर से कम के स्तर पर प्रचालन करने या यूनिट शटडाउन के अधीन जाने का विकल्प होगा।

52.2 यदि एक उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई, यूनिट शटडाउन के अधीन जाने का विकल्प करता है, तो इस प्रकार के उत्पादन स्टेशन के स्वामित्व वाली उत्पादन कंपनी या उसके यूनिट इसके लाभार्थियों को विद्युत की आपूर्ति के लिये अपने दायित्वों को पूरा करेगा जिन्होंने आपूर्ति की व्यवस्था करते हुये यूएसडी के पूर्व उक्त उत्पादन स्टेशन से अपेक्षा की है अर्थात् (क) विद्युत बाजार विनियमों के अधीन कवर कियेगये संविदा (संविदाओं) करते हुये या (ख) उक्त उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट के मूल लाभार्थियों के अधिकारों का सम्मान करने के अध्याधीन इस

प्रकार के उत्पादन कंपनी द्वारा स्वामित्व किये गये किसी अन्य उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट से आपूर्ति की व्यवस्था करते हुये जिससे आपूर्ति की व्यवस्था की गयी है:

53. उत्पादन स्टेशन द्वारा विद्युत के वैकल्पिक स्रोत से अनुसूचीकरण
- 53.1 एक उत्पादन स्टेशन (i) इन विनियमों के विनियम 52 के विनियम 52.1 के अनुसार यूनिट शटडाउन जानेपर या (ii) यूनिट (यूनिटों) के फोर्सआउटेज या (iii) इस बात का ध्यान किये बिना आरईजीएस से आपूर्ति की गयी विद्युत द्वारा इसके अनुसूचित उत्पादन को प्रतिस्थापित करते हुये आरईजीएस से भिन्न उत्पादन स्टेशन के मामले में वैकल्पिक स्रोत से विद्युत की आपूर्ति कर सकता है, भले ही इस प्रकार के अभिज्ञात स्रोत उत्पादन स्टेशन के परिसरों के भीतर या बाहर स्थित हैं या विभिन्न स्थानों पर स्थित है।
- 53.2 इस विनियम के उपविनियम 53.1 के उपखण्ड (i) और (ii) के अधीन कवर किये गये वैकल्पिक स्रोतों से विद्युत की अनुसूचीकरण के लिये पद्धति निम्नलिखित चरणों के अनुसार होगी:
- 53.2.1 उत्पादन स्टेशन द्विपक्षीय संव्यवहार या सामूहिक संव्यवहार के अधीन वैकल्पिक सप्लायर के साथ संविदा कर सकता है।
- 53.2.2 द्विपक्षीय संव्यवहार के मामले में उत्पादन स्टेशन इसके लाभार्थियों को इस प्रकार के वैकल्पिक सप्लायर से अनुसूचित विद्युत के लिये एसएलडीसी को अनुरोध करेगा जो, यथास्थिति, सातवीं या आठवीं समय ब्लॉक से प्रभावी होगा।
- 53.2.3 वैकल्पिक सप्लायर से अनुसूचित विद्युत इस प्रकार के उत्पादन स्टेशन की अनुसूची से कम हो जायेगी।
- 53.2.4 यदि वैकल्पिक आपूर्ति सामूहिक संव्यवहारों के माध्यम से व्यवस्थित की गयी है तो संगणित मात्रा उत्पादन स्टेशन के अनुसूचित उत्पादन से कम हो जायेगी।
- 53.2.5 वैकल्पिक स्रोतों से क्रेता को विद्युत आपूर्ति के इस प्रकार के क्रय के लिये उत्पादन स्टेशन द्वारा प्रसारण प्रभारों और हानियों का भुगतान अपेक्षित नहीं होगा।
- 53.3 इस विनियम के उपविनियम 53.1 के (iii) के अधीन कवर किये गये वैकल्पिक स्रोतों से विद्युत की अनुसूचीकरण के लिये पद्धति निम्नलिखित चरणों के अनुसार होगी:
- 53.3.1 उत्पादन स्टेशन वैकल्पिक स्रोतों से विद्युत की आपूर्ति के लिये आरईजीएस से संविदा करेगा।
- 53.3.2 उत्पादन स्टेशन इसके लाभार्थियों को इस प्रकार के वैकल्पिक स्रोत से अनुसूचित विद्युत के लिये एसएलडीसी को अनुरोध करेगा जो यथास्थिति सातवीं या आठवीं समय ब्लॉक से प्रभावी होगा।
- 53.3.3 वैकल्पिक स्रोत से अनुसूचित विद्युत इस प्रकार के उत्पादन स्टेशन की अनुसूची से कम हो जायेगी।
- 53.3.4 वैकल्पिक स्रोतों से क्रेता को विद्युत आपूर्ति के इस प्रकार के क्रय के लिये उत्पादन स्टेशन द्वारा प्रसारण प्रभारों और हानियों का भुगतान अपेक्षित नहीं होगा।
- 53.3.5 उत्पादन स्टेशन के मामले में जिनका टैरिफ अधिनियम की धारा 62 के अधीन आयोग द्वारा अवधारित किया गया है वहां इस विनियम के उप-विनियम 53.3.1 से 53.3.4 के अनुसार वैकल्पिक स्रोत से इसके क्रेता को इस

प्रकार के उत्पादन स्टेशन द्वारा विद्युत की आपूर्ति टैरिफ विनियमों में यथाविनिर्दिष्ट निवल बचतों के शेयरिंग के अध्याधीन होगी:

बशर्ते कि टैरिफ विनियमों में उपबंध हो जाने तक शुद्ध बचतों की शेयरिंग आयोग द्वारा अनुमोदित और एसएलडीसी द्वारा तैयार की जाने वाली विस्तृत क्रियाविधि के अनुसार होगी।

53.3.6 उनसे भिन्न उत्पादन स्टेशन के मामले में जिनका टैरिफ अधिनियम की धारा 62 के अधीन आयोग द्वारा अक्धारित किया गया है, ऐसे उत्पादन स्टेशन द्वारा अपने क्रेता को इस विनियम के उप-विनियम 53.3.1 से 53.3.4 के अनुसार वैकल्पिक स्रोत से विद्युत की आपूर्ति क्रेता के साथ संविदा के अनुसार होगी और संविदा में विनिर्दिष्ट उपबंध के अभाव में, उत्पादन स्टेशन और क्रेता के बीच शुद्ध बचतों की शेयरिंग सहित पारस्परिक सहमति के अनुसार होगी।

54. राज्यान्तर्गत संव्यवहारों के लिये अनुसूचीकरण और प्रेषण के लिये क्रियाविधि

54.1 निम्नलिखित अनुसूचीकरण संबद्ध गतिविधियां “डी” दिवस पर विद्युत की आपूर्ति के लिये डे अहेड आधार, “डी-1” दिवस पर राज्य इकाइयों के लिये दैनिक आधार पर निम्नानुसार किया जायेगा:

54.1.1 उत्पादन स्टेशनों द्वारा घोषित क्षमता की घोषणा:

(i) कोयला और लिग्नाइट पर आधारित प्रत्येक राज्य उत्पादन स्टेशन “डी-1” दिवस पर पूर्वाह्न 6:00 बजे तक, “डी” दिवस के 00:00 घण्टों से 24:00 घण्टों तक के लिये निम्नलिखित सूचना प्रस्तुत करेगा;

(क) ऑनबार यूनिटों के लिये समय ब्लॉक वार ऑनबार घोषित क्षमता (मेगावाट);

(ख) ऑफबार यूनिटों के लिये समय ब्लॉक वार ऑफबार घोषित क्षमता (मेगावाट);

(ग) ऑनबार क्षमता के लिये समय ब्लॉक वार रेम्पअप दर (मेगावाट/मिनट);

(घ) ऑनबार क्षमता के लिये समय ब्लॉक वार रेम्पडाउन दर (मेगावाट/मिनट);

(ङ) दिवस के लिये मेगावाट घंटे क्षमता;

(च) ऑनबार एक्सबस क्षमता का न्यूनतम टर्नडाउन स्तर (मेगावाट) और प्रतिशतता (%) में;

(ii) हाइड्रो ऊर्जा पर आधारित उत्पादन स्टेशन “डी-1” की दिवस पर पूर्वाह्न 6.00 बजे तक, “डी” दिवस के 00:00 घण्टों से 24:00 घण्टों तक के लिये निम्नलिखित सूचना एसएलडीसी को प्रस्तुत करेगा;

(क) समय ब्लॉक वार एक्सबस घोषित क्षमता;

(ख) दिवस के लिये मेगावाट घण्टे (MWH) क्षमता;

(ग) मेगावाट और मेगावाट घण्टे में एक्सबस पिकीग क्षमता;

(घ) ऑनबार क्षमता के लिये समय ब्लॉक वार रेम्पअप दर (मेगावाट/मिनट);

(ङ) ऑनबार क्षमता को लिये समय ब्लॉक वार रेम्पडाउन दर (मेगावाट/मिनट);

(च) एक्सबस संस्थापित क्षमता की प्रतिशत (%) और मेगावाट में यूनिटवार निषिद्ध/वर्जित जोन

- (छ) सिंचाई, पेयजल और अन्य प्रतिफल के लिये जल छोड़ने की अपेक्षा की तदनुरूपी अवधि और न्यूनतम मेगावाट;
- (ज) यदि पर्याप्त जल उपलब्ध नहीं है तो अधिकतम यूनिट के संभावित समन्वय सहित यूनिट वार अधिकतम मेगावाट।
- (iii) गैस पर आधारित राज्य उत्पादन स्टेशन या संयुक्त चक्र उत्पादन स्टेशन "डी-1" दिवस पर पूर्वाह्न 6.00 बजे तक, "डी" दिवस के 00:00 घण्टों से 24:00 घण्टों तक के लिये निम्नलिखित सूचना प्रस्तुत करेगा
- (क) घरेलू गैस, आरएलएनजी या तरल ईंधन और ऑनबार यूनिटों जैसे प्रत्येक ईंधन के लिये अलग से मेगावाट में केन्द्र के लिये समय ब्लॉक वार ऑनबार घोषित क्षमता;
- (ख) समय ब्लॉक वार ऑफ वार घोषित क्षमता (मेगावाट) और ऑफ वार यूनिट;
- (ग) अगले दिन के लिये मेगावाट घण्टे क्षमता (ईंधन वार);
- (घ) ऑनबार क्षमता के लिये समय ब्लॉक वार रेम्पअप दर (मेगावाट/मिनट);
- (ङ) ऑनबार क्षमता के लिये समय ब्लॉक वार रेम्पडाउन दर (मेगावाट/मिनट);
- (च) न्यूनतम टर्नडाउन स्तर (मेगावाट) और एक्सबस क्षमता ऑनबार की प्रतिशतता (%) में;
- (iv) पंप स्टोरेज संयंत्र, व्यक्तिशः या उनकी और से अग्रणी ईएसएस द्वारा प्रतिनिधित्व किये गये सहित ईएसएस "डी-1" दिवस पर पूर्वाह्न 6.00 बजे तक, "डी" दिवस के 00:00 घण्टों से 24:00 घण्टों तक के लिये संविदा वार ब्योरे सहित पूल उत्पादन और कुल अनुसूची की कुल उपलब्ध क्षमता एसएलडीसी को प्रस्तुत करेंगे। पूल उत्पादन की कुल उपलब्ध क्षमता का स्रोतवार विस्तृत विवरण भी प्रस्तुत किया जायेगा।
- (v) उत्पादन स्टेशन द्वारा घोषित उपलब्धता का 2 डेसिमल (0.01) मेगावाट और 3 डेसिमल (0.001) मेगावाट घण्टे का प्रस्ताव होगा।

54.2 प्रत्येक लाभार्थी या क्रेता की पात्रता:

- 54.2.1 उत्पादन स्टेशन के लिये जहाँ केन्द्रीय सरकार ने विद्युत को आवंटित किया है, वहाँ प्रत्येक राज्य दिवस के लिये स्टेशन की घोषित क्षमता (ऑफ-बार घोषित क्षमता और ऑफ-बार घोषित क्षमता सहित) में राज्य के शेयर तक मेगावाट प्रेषण के लिये पात्र होगा। तदनुसार इस प्रकार के उत्पादन स्टेशन की घोषित क्षमता के आधार पर "डी-1" दिवस पर पूर्वाह्न 7.00 बजे तक "डी" दिवस के 00:00 घण्टों से 24:00 घण्टों के लिये एनआरएलडीसी प्रत्येक लाभार्थी या क्रेता के हकदार शेयर की घोषणा करेगा।
- 54.2.2 केन्द्र सरकार द्वारा विद्युत के आवंटन रखने से भिन्न उत्पादन स्टेशन उनके साथ किये गये संविदाओं के अनुसार लाभार्थी (लाभार्थियों) या क्रेताओं के संबंधित शेयर सहित घोषित क्षमता को निर्दिष्ट करेंगे।
- 54.2.3 एनआरएलडीसी "डी-1" दिवस पर 7.00 बजे पूर्वाह्न पर "डी" दिवस को 00:00 घण्टों से 24:00 घण्टों के लिये प्रत्येक लाभार्थी या क्रेता का शेयर घोषित करेंगे।
- 54.2.4 एसएलडीसी 15 मिनट के अंतराल पर डी दिवस के लिये प्रत्येक लाभार्थी या क्रेता की आईएसजीएस/एसजीएस/आरईजीएस/आरएचजीएस पात्रता के लिये जनरेटर-वार उपलब्धता को संकलित

करेगा और 'डी-1' दिवस को प्रातः 07:15 बजे तक राउविआईटीलि/वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को इसकी सूचना देगा।

54.3 'डी-1' दिन के प्रातः 07:30 बजे तक, राजविआईटीलि/वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रत्येक आईएसजीएस/एसजीएस/आरईजीएस/आरएचजीएस में एसएलडीसी को डी दिन के 0000 घंटे से 2400 घंटे तक के लिये मांग प्रस्तुत करेंगे।

54.4 'डी-1' दिन के प्रातः 8 बजे तक एसएलडीसी आईएसजीएस/एसजीएस/आरईजीएस/आरएचजीएस से 0000 घंटे से 2400 घंटे तक के लिये एनआरएलडीसी को राज्य की मांग सूचित करेगा। एनआरएलडीसी 'डी-1' दिन को प्रातः 9 बजे तक राज्य के लिये अंतिम निकासी कार्यक्रम और इंजेक्शन कार्यक्रम जारी करेगा। एनआरएलडीसी 'डी-1' दिन को प्रातः 9 बजे तक राज्य के उत्पादन केंद्रवार निकासी कार्यक्रम सूचित करेगा।

54.5 एसएलडीसी द्वारा अनुसूचियों को जारी करना

54.5.1 एसएलडीसी राज्यान्तर्गत इकाइयों के लिये एनआरएलडीसी द्वारा रिलीज की गयी अनुसूची को लेगा और अनुसूची को अंतिम रूप देगा। एसएलडीसी "डी-1" दिवस को प्रातः 9:45 तक आहरणकर्ता और अंतःक्षेपण करने वाली इकाइयों के लिये अंतिम आहरण अनुसूचियों और अंतःक्षेपण अनुसूचियों को जारी करेगा।

54.5.2 एसएलडीसी अनुसूची को अंतिम रूप देते समय, तकनीकी बाधाओं के अधीन, उत्पादन स्टेशनों के मैरिट क्रम में विधिवत रूप से घटक होंगे जिसके साथ इन्होंने संविदा (संविदाओं) की है।

बशर्तेकि नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन स्टेशन मैरिट क्रम प्रेषण के अध्याधीन नहीं होंगे और तकनीकी बाधाओं के अध्याधीन मैरिट क्रम में अन्य उत्पादन स्टेशनों से अधिग्रहण द्वारा पहले अनुपालन के लिये अपेक्षित होंगे।

अनपेक्षित अधिशेष विद्युत :

54.6 वे उत्पादन स्टेशन जिनका टैरिफ अधिनियम की धारा 62 के अधीन अवधारित किया गया है, डेअहेड बाजार में पूर्वाह्न 9.45 बजे यथा उपलब्ध अपने अनपेक्षित अधिशेष का लाभार्थी (यों) की सहमति के बिना विक्रय कर सकता है। बचतों की शेयरिंग टैरिफ विनियमोंके उपबंधों के अनुसार होगी और जब तक टैरिफ विनियमों में कोई प्रावधान नहीं किया जाता, शेयरिंग एसएलडीसी द्वारा तैयार की जाने वाली और आयोग द्वारा अनुमोदित विस्तृत क्रियाविधि के अनुसार की जायेगी।

54.7 प्राथमिक प्रतिक्रिया के लिये मार्जिन:

54.7.1 प्राथमिक प्रतिक्रिया को सुनिश्चित करने के प्रयोजन के लिये, एसएलडीसी, उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट (यूनिटों) की संस्थापित क्षमता के 100 प्रतिशत के तदनुरूपी एक्सबस उत्पादन के आगे उत्पादन स्टेशन या यूनिट (यूनिटों) का कार्यक्रम नहीं बनायेगा। उत्पादन स्टेशन यूनिटों के वाल्व वाइड ओपन प्रचालन के लिये आश्रित नहीं होंगे भले ही पूर्ण भार या आंशिक भार पर चल रहे हों और यह सुनिश्चित करेंगे कि प्राथमिक प्रतिक्रिया के रूप में गवर्नर कार्यवाही के लिये माजन उपलब्ध है।

54.7.2 गैस या तरल ईंधन आधारित यूनिटों के मामलों में संस्थापित क्षमता में समुचित समायोजन स्थान परिवेशीय स्थितियों की तुलना में तापमान और दबाव की प्रचलित परिवेशीय स्थितियों पर उचित विचार करने में

अनुसूचीकरण के लिये जिसमें उत्पादन स्टेशन या यूनिट (यूनिटों) की संस्थापित संस्था को विनिर्दिष्ट किया गया है, एसएलडीसी द्वारा किया जायेगा।

बशर्ते कि हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों को रिसाव से बचाने के लिये उच्च अंतर्वाह अवधियों के दौरान किसी अन्य अधिभार क्षमता या संस्थापित क्षमता के 110 प्रतिशत के तदनुरूपी एक्सबस उत्पादन निर्धारित करने के लिये अनुमति दी जायेगी।

55. अनुसूचियों को संशोधित करने की शक्ति

55.1 प्रसारण बाधा के कारण विद्युत के निकास में अवरोध उत्पन्न होने की स्थिति में एसएलडीसी अनुसूचियों को संशोधित करेगा जो कि उस समय ब्लॉक से जिसमें प्रसारण बाधा को एसएलडीसी के ध्यान में प्रथम बार लाया गया है, गणना करते हुये चौथे समय ब्लॉक में प्रभावी होगा। पहले तीन समय ब्लॉकों के दौरान भी, अनुसूची को एसएसजीएस द्वारा वास्तविक उत्पादन और डिस्कॉमों द्वारा वास्तविक आहरण के समान संशोधित समझा जायेगा।

55.2 लाइनों की विवेचनीय लोडिंग, ट्रांसफार्मर, असामान्य बॉल्टेज या प्रणाली सुरक्षा के लिये आशंका जैसी आकस्मिक स्थितियों में निम्नलिखित उपाय जिन्हें आवश्यक समझा जाता है, एसएलडीसी द्वारा किये जाये।

(i) अनुसूचियों के अनुपालन के लिये संबंधित इकाइयों को निर्देश जारी करना,

(ii) आनुषंगिक सेवाओं का नियोजन;

(iii) पम्पिंग मोड में प्रचालित स्टोरेज संयंत्रों का स्विचिंग आन-ऑफ करना;

(iv) आपात मांग प्रतिक्रिया उपायों का प्रेषण;

(v) अनुसूचियों को संशोधित करते हुये आहरण या अंतःक्षेपण की वृद्धि या कमी करना और इस प्रकार के निर्देशों पर तत्काल कार्रवाई की जायेगी।

55.3 जब कभी एसएलडीसी ग्रिड सुरक्षा या आकस्मिकता के कारण अंतिम अनुसूचियों को संशोधित करता है, तो संक्षिप्त कारण संबंधित इकाई को तत्काल सूचित किया जायेगा और उसके पश्चात् विस्तृत स्पष्टीकरण 24 घण्टों के भीतर एसएलडीसी वेबसाइट पर पोस्ट किया जायेगा।

55.4 एसएलडीसी द्वारा दिये गये किसी भी मौखिक निर्देश की जितनी जल्दी संभव हो सके अधिकतम 24 घण्टों के भीतर लिखित में पुष्टि की जायेगी।

56. अनुरोध पर अनुसूचियों का पुनरीक्षण

(क) क्रेताओं की ओर से एसएलडीसी उनकी अनुसूचियों को संशोधित कर सकते हैं :

(ख) "डी" दिवस के लिये निर्धारित संव्यवहार में संशोधन के लिये अनुरोध को निम्नलिखित के अध्याधीन अनुमति दी जायेगी:

(i) उत्पादन स्टेशन से अनुसूची के उध्वगामी पुनरीक्षण के लिये क्रेताओं का अनुरोध जिनका टैरिफ अधिनियम की धारा 62 के अधीन अवधारित किया गया है, को डेअहेड बाजार के अधीन

अनुसूचियों को अंतिम रूप देने के पश्चात् इस प्रकार के उत्पादन स्टेशनों में अनपेक्षित अधिशेष की शेष उपलब्ध मात्रा के संबंध में केवल, "डी-1" दिवस पर 14:00 बजे आरंभ होने की अनुमति दी जायेगी।

- (ii) उत्पादन स्टेशनों से अनुसूची के अधोगामी पुनरीक्षण के लिये क्रेताओं का अनुरोध जिनका टैरिफ अधिनियम की धारा 62 के अधीन अवधारित किया गया है, को किसी भी समय ब्लॉक में अनुमति होगी।

बशर्ते कि क्रेताओं द्वारा "डी" दिवस के लिये अनुसूचियों में अधोगामी संशोधन, उत्पादन स्टेशन में 'डी-1' दिवस को 14:30 बजे के पश्चात् उत्पादन स्टेशन में न्यूनतम टर्नडाउन स्तर के उनके सम्बन्धित हिस्से से नीचे की ओर अनुमति नहीं दी जायेगी।

- (iii) उनसे भिन्न उत्पादन स्टेशनों के संबंध में जिनका टैरिफ अधिनियम की धारा 62 के अधीन अवधारित किया गया है, अनुसूची के ऊर्ध्वगामी या अधोगामी पुनरीक्षण के लिये क्रेता के अनुरोध की उत्पादन स्टेशन और लाभाथयों या क्रेताओं के बीच संबंधित संविदाओं के उपबंधों के अनुसार अनुमति होगी।

- (ग) इस खण्ड के उपखण्ड (ख) के अनुसार की गयी अनुसूची में संशोधन के लिये अनुरोध के आधार पर विषम समय ब्लॉकों में की गयी अनुसूची में कोई संशोधन सातवें समय ब्लॉक से प्रभावी हो जायेगा और सम समय ब्लॉकों में की गयी अनुसूची में कोई संशोधन आठवें समय ब्लॉक से प्रभावी हो जायेगा, उस समय ब्लॉक की गणना करते हुये जिसमें C संशोधन के लिये अनुरोध एसएलडीसी द्वारा प्राप्त किया है।

- (घ) आहरण और प्रेषण अनुसूचियों को अंतिम रूप देते समय यदि राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रणाली में किसी संकुलता का पूर्वानुमान हो जाता है तो एसएलडीसी यथा अपेक्षित अनुसूचियों को माँडरेट करेगा।

57. घोषित क्षमता और अनुसूची का पुनरीक्षण ईएसएस या उत्पादन स्टेशन के यूनिटके फोर्ड आउटेज के कारण (अंतःक्षेपण इकाई के रूप में) केवल द्विपक्षीय संव्यवहारों के मामले में अनुमति होगी और सामूहिक संव्यवहारों के मामले में नहीं होगी। इस प्रकार के उत्पादन स्टेशन या ईएसएस (अंतःक्षेपण इकाई के रूप में) या विद्युत व्यापार या उत्पादन स्टेशन या ईएसएस के यूनिट से विक्रय करने वाली कोई एजेंसी एसएलडीसी को यूनिट के बहाली के प्राकृतिक समय और अनुसूची और घोषित क्षमता के पुनरीक्षण के लिये अधिग्रहण सहित यूनिट के आउटेज को तत्काल सूचित करेगा। इस उत्पादन यूनिट से विद्युत के लाभार्थी, विक्रेता और क्रेता की अनुसूची सभी द्विपक्षीय संव्यवहारों के लिये समानुपातिक आधार पर पुनरीक्षित की जायेगी। संशोधित घोषित क्षमता और अनुसूचियां इस विनियम के विनियम 56 में यथाविनिर्दिष्ट ढंग से और समय ब्लॉक से प्रभावी होगी।

बशर्ते कि उत्पादन स्टेशन या ईएसएस को घोषित क्षमता और अनुसूची में दिन में दो (2) संशोधन है, की अनुमति होगी जोकि इकाईयों के आंशिक आउटेज या थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिये ईंधन की गुणवत्ता में परिवर्तन, हाइड्रों विद्युत उत्पादन स्टेशनों के लिये जल की उपलब्धता में परिवर्तन या गैस विद्युत उत्पादन स्टेशनों के लिये गैस की आपूर्ति में जैसे कारणों से हो सकते हैं और संशोधित अनुसूची उस समय ब्लॉक की गणना करते हुये जिसमें पुनरीक्षण को पहली बार उत्पादक या ईएसएस द्वारा सूचित किया गया है, यथा स्थिती सातवें समय ब्लॉक या आठवें समय ब्लॉक से प्रभावी हो जायेगी।

बशर्ते यह भी कि एसएलडीसी विक्रेता और क्रेता को संशोधित अनुसूची सूचित करेंगे। मूल अनुसूची यूनिट की बहाली के प्राकृतिक समय से प्रभावी होगी।

- 58 उत्पादन अनुसूचियां और आहरण अनुसूचियां राज्य सस्थाओं के लिये उपयोगकर्ता क्रेडेंशियल नियंत्रित अभिगम के माध्यम से सुलभ होंगी। प्रचालन दिवस 24:00 बजे समाप्त होने के पश्चात दिन के दौरान अंतिम रूप से क्रियान्वित अनुसूची (उत्पादन केन्द्रों की प्रेषण अनुसूची तथा राज्यों की निकासी अनुसूची में सभी पूर्व-परिवर्तनों को ध्यान में रखते हुये)एसएलडीसी द्वारा जारी की जायेगी। ये अनुसूचियां वाणिज्यिक लेखांकन का आधार होंगी।
59. अनुसूची में विसंगति
- 59.1 सभी राज्य इकाइयां, खुला अभिगम ग्राहक, अंतःक्षेपित करने वाली इकाइयां और आहरिती उपभोक्ता उनकी संव्यवहार अनुसूची की सूक्ष्मता से जांच करें और त्रुटियों, यदि कोई हैं, को एसएलडीसी को सूचित करें।
- 59.2 एसएलडीसी द्वारा जारी की गयी अंतिम अनुसूचियां पांच दिनों की अवधि के लिये किसी जांच और सत्यापन के लिये सभी प्रादेशिक इकाइयों और अन्य राज्य खुला अभिगम इकाइयों के लिये खुली होंगी। यदि कोई गलती या त्रुटि पाई जाती है तो एसएलडीसी संपूर्ण जांच करेगा और उसे ठीक करेगा।
60. ऊर्जा मीटर ऋग और लेखांकन
- 60.1 एसटीयू सभी एसटीएस इंटरफेस प्वाइंट, इकाइयों के बीच कनेक्शन के प्वाइंट के माध्यम से प्रत्येक समयब्लॉक में परस्पर विनिमय हुंड वास्तविक सक्रिय एवं प्रतिक्रियात्मक ऊर्जा की रिकार्डिंग के लिये अन्य अभिज्ञात प्वाइंट को कवर करते हुये संबंधित इकाई की लागत पर इंटरफेस ऊर्जा मीटर के खरीद व स्थापन के लिये उत्तरदायी होगा और इसका प्रचालन और आवधिक कैलीब्रेशन संबंधित इकाई द्वारा किया जायेगा। एसटीयू खराब मीटरों के प्रतिस्थापन के लिये उत्तरदायी होगा।
- 60.2 आटोमेटिक रिमोट मीटर रीडिंग सुविधा के साथ इंटरफेस ऊर्जा मीटर की स्थापना, प्रचालन, कैलीब्रेशन और रखरखाव समय-समय से यथासंशोधित सीईए मीटरिंग विनियम, 2006 के अनुसार होगा।
- 60.3 एएमआर सुविधा के प्रयोजन के लिये अपेक्षित अतिरिक्त संचार लिंक, यदि कोई है, का स्थापन, प्रचालन और रखरखाव सीईए संचार विनियमों के अनुसार होगा।
- 60.4 एसएलडीसी, आईईएम रीडिंग के आधार पर समय ब्लॉकवार वास्तविक शुद्ध अंतःक्षेपण तथा राज्यान्तर्गत इकाइयों के आहरण पर संगणित करेगा।
- बशर्ते कि एसएलडीसी द्वारा की गयी संगणनाएं जांच और सत्यापन के लिये 15 दिनों की अवधि के लिये राज्यान्तर्गत इकाइयों के लिये खुली होंगी।
- 60.5 यदि कोई त्रुटि या चूक स्वविश्लेषण द्वारा पता लगाई जाती है या किसी इकाई द्वारा नोटिस में लायी जाती है तो एसएलडीसी संपूर्ण जांच करेंगे और इस प्रकार के पता लगाने की तारीख से एक माह की अवधि के भीतर त्रुटि को ठीक करेंगे।
- रिकार्डों का निरीक्षण:
61. उत्पादन स्टेशनों और अनुज्ञप्तिधारियों के प्रचालन गत लॉग और रिकार्ड एसएलडीसी द्वारा नियंत्रण और समीक्षा के लिये उपलब्ध होंगे।

निगरानी

- 62.1 एसएलडीसी उपयुक्त एससीएडीए उपकरण(णों) का उपयोग करके वास्तविक मेगावाट और वास्तविक एमवीएआर और बस वोल्टेज में उत्पादन इकाई आउटपुट, डिस्कॉम और खुला अभिगम उपभोक्ताओं द्वारा निकासी की निरंतर निगरानी करेगा।
- 62.2 जहां स्काडा उपकरण उपलब्ध नहीं हैं या दोषपूर्ण हैं या स्थापना में देरी हो रही है. वहां एसजीएस (सीपीपी को छोड़कर) एसएलडीसी को प्रति घंटे उत्पादन योग आउटपुट और अन्य आवश्यक लॉग रीडिंग प्रदान करेगा। सीपीपी एसएलडीसी को प्रति घंटे निर्यात आयात मेगावाट और एमवीएआर प्रदान करेगा।
- 62.3 यदि निरंतर निगरानी से डिस्पैच निर्देशों और जनरेटिंग यूनिट आउटपुट के बीच लगातार सामग्री विसंगति या कनेक्शन शर्तों का उल्लंघन प्रकट होता है, तो एसएलडीसी एसजीएस को तत्काल सुधारात्मक कदम उठाने के लिये सूचित करेगा। निरंतर विसंगतियों को एसएलडीसी के निर्देशों का गैर-अनुपालन माना जायेगा।
- 63 वाणिज्यिक तंत्र
- 63.1 विचलन के लिये वाणिज्यिक तंत्र समय-समय पर यथासंशोधित राविविआ (विचलन व्यवस्थापन तंत्र और संबंधित मामले) विनियम, 2017 या राविविआ (खुला अभिगम के लिये नियम और शर्तें) विनियम, 2016 यथास्थिति, के प्रावधानों द्वारा शासित होगा।
- 63.2 पवन और सौर ऊर्जा उत्पादन के लिये, वाणिज्यिक तंत्र समय-समय पर यथासंशोधित राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (सौर और पवन उत्पादन स्रोतों के पूर्वानुमान समय-निर्धारण, विचलन व्यवस्थापन और संबंधित मामले) विनियम, 2017 द्वारा शासित होगा।

भाग IX

साइबर सुरक्षा

64. सामान्य
- 64.1 यह अध्याय स्पाइवेयर, मालवेयर, साइबर आक्रमण, नेटवर्क हैकिंग समय समय पर सुरक्षा अंकेक्षण के लिये क्रियाविधि, प्रणाली अपेक्षाओं का उन्नयन और साइबर आक्रमण और साइबर सुरक्षा अपेक्षाओं के क्षेत्र में नवीनतम उपलब्धियों की जानकारी से राष्ट्रीय ग्रिड के रक्षोपाय करने के उपायों से संबंधित है।
- 64.2 सभी प्रयोगकर्ताओं, एसएलडीसी और एसटीयू के पास सूचना प्रौद्योगिकी अधिनियम 2000; सीईए (संयोजकता के लिये तकनीकी मानदण्ड) विनियम, 2007; सीईए (विद्युत क्षेत्र में सहायता सुरक्षा) मार्गनिर्देश 2021 और समुचित प्राधिकारी द्वारा समय समय पर जारी किये गये इस प्रकार के किसी विनियम के अनुसार एक साइबर सुरक्षा ढांचा होगा ताकि ग्रिड के विश्वसनीय प्रचालन को सहायता दी जा सके।

साइबर सुरक्षा अंकेक्षण

65. सभी प्रयोगकर्ता, सीईए (विद्युत क्षेत्र में साइबर सुरक्षा) मार्गनिर्देश 2021 और समुचित प्राधिकारी द्वारा जारी किये गये किसी अन्य मार्गनिर्देशों में उल्लिखित मार्गनिर्देशों के अनुसार साइबर सुरक्षा अंकेक्षण करेंगे।
66. रिपोर्टिंग तंत्र

- 66.1 सभी प्रयोगकर्ता किसी साइबर आक्रमण के मामले में सूचना प्रौद्योगिकी अधिनियम 2000 के अनुसार समुचित सरकारी एजेंसियों को तत्काल रिपोर्ट करेंगे।
- 66.2 एसएलडीसी, एसपीसी और आयोग को भी साइबर आक्रमण के किसी मामले में इस प्रकार की इकाइयों द्वारा सूचित किया जायेगा।

भाग X

मॉनिटरिंग एवं अनुपालन कोड

सामान्य

67. यह अध्याय (क) एसएलडीसी, एसपीसी या किसी अन्य व्यक्ति द्वारा ग्रिड में विभिन्न इकाइयों द्वारा इन विनियमों के अनुपालन की मॉनिटरिंग (ख) इन विनियमों के दृष्टांतों के उल्लंघन की रिपोर्टिंग का ढंग और (ग) सुधारात्मक कदम लेना या समुचित कार्यवाही करना से संबंधित है।

अनुपालनों का निर्धारण

68. इन विनियमों के अनुपालन के संबंध में सभी प्रयोगकर्ताओं, एसटीयू, एसएलडीसी और एसपीसी के प्रदर्शन को समय-समय पर निर्धारित किया जायेगा।

अनुपालन की मॉनिटरिंग

69. अनुपालन सुनिश्चित करने के उद्देश्य से दो पद्धतियों अपनायी जायेगी:

- (i) स्व अंकेक्षण
- (ii) अनुपालन अंकेक्षण

69.1 स्व अंकेक्षण

- 69.1.1 सभी प्रयोगकर्ता, एसटीयू, एसएलडीसी इन विनियमों के अनुपालन की समीक्षा के लिये वार्षिक स्व अंकेक्षण करेंगे और प्रत्येक वर्ष की 31 जुलाई तक रिपोर्ट प्रस्तुत करेंगे।

- 69.1.2 अन्य बातों के साथ साथ स्व अंकेक्षण रिपोर्ट में गैर अनुपालन के संबंध में निम्नलिखित सूचना को शामिल किया जायेगा:

- (i) यह समझने के लिये पर्याप्त सूचना कि गैर-अनुपालन कैसे और क्यों हुआ;
- (ii) इस प्रकार के गैर-अनुपालन द्वारा हुई क्षति की सीमा;
- (iii) उसे ठीक करने के लिये किये गये उपाय और समयवधि योजना;
- (iv) किसी भावी पुनरावृत्ति को कम करने के लिये किये गये उपाय;

- 69.1.3 प्रयोगकर्ताओं द्वारा स्व अंकेक्षण रिपोर्टें एसएलडीसी को प्रस्तुत की जायेगी और इसकी वेबसाइट पर प्रकाशित की जायेगी।

69.1.4 एसएलडीसी और एसटीयू की स्व अंकेक्षण रिपोर्ट आयोग को प्रस्तुत की जायेगी और इसकी वेबसाइट पर प्रकाशित की जायेगी।

69.1.5 कमियां उचित समय के भीतर समयबद्ध ढंग से ठीक की जायेंगी।

अनुपालन अंकेक्षण

69.2 आयोग किसी प्रयोगकर्ता, क्यूसीए, एसएलडीसी के लियेतृतीय पक्ष अनुपालन अंकेक्षण का आदेश कर सकता है जिसे आयोग की जानकारी में लाये गये तथ्यों के आधार पर आवश्यक समझा गया है।

70 गैर अनुपालन

70.1 यदि कोई उपयोगकर्ता आरईजीसी प्रावधानों का अनुपालन करने में विफल रहता है, तो प्रभावित पक्ष आरईजीसी प्रावधानों के अनुसार तत्काल सुधारात्मक उपाय करने के लिये एसएलडीसी को सूचित करेगा।

70.2 एसएलडीसी आरईजीसी प्रावधानों के ऐसे उल्लंघन की निगरानी करेगा और उसके उचित रिकॉर्ड का संधारण करेगा। एसएलडीसी सभी परिचालन मुद्दों को सुलझाने, सुधारात्मक उपाय सुझाने और गैर-अनुपालन को रोकने के लिये प्रयास करेगा और उपयोगकर्ताओं को उपयुक्त निर्देश जारी करेगा।

70.3 इस कोड के उल्लंघन की स्थिति में, एसएलडीसी द्वारा की जाने वाली अन्य कार्यवाहियों पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना एसएलडीसी आयोग के समक्ष याचिका दायर कर सकता है।

70.4 यदि एसएलडीसी या एसपीसी द्वारा आरईजीसी के किसी प्रावधान का अनुपालन नहीं किया जाता है, तो कोई भी व्यक्ति याचिका दायर करके आयोग को प्रस्ताव पेश कर सकता है।

70.5 इन विनियमों में किसी बात के होते हुये भी, यदि आयोग संतुष्ट हो तो वह किसी भी व्यक्ति के विरुद्ध स्वप्रेरणा से कार्यवाही कर सकता है, यदि उसके संज्ञान में आरईजीसी के किसी भी प्रावधान का अनुपालन न करने का मामला आता है।

भाग XI

विविध

शिथिल करने की शक्ति:

71. आयोग लिखित में अभिलिखित किये जाने वाले कारणों के लिये, इन विनियमों के किसी भी उपबंध को स्वप्रेरणा से या किसी प्रभावित व्यक्ति द्वारा किये गये आवेदन पर व्यक्तियों की श्रेणी को लागू विनियम के प्रचालन से उद्भूत कठिनाई को दूर करने के लिये शिथिल कर सकेगा।

कठिनाई दूर करने की शक्ति:

72. यदि इन विनियमों के उपबंधों को प्रभावी बनाने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग, स्वप्रेरणा से या याचिका पर सामान्य या विशिष्ट आदेश द्वारा ऐसे उपबंध जो अधिनियम के उपबंधों से असंगत न हो, बना सकेगा जो कठिनाई को दूर करने के लिये आवश्यक प्रतीत हों।

73. निरसन और व्यावृत्तियां

- 73.1 इन विनियमों में अन्यथा उपबंधित के अनुसार, राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2008 और उसके पश्चात् के सभी संशोधन इन विनियमों के आरंभ की तारीख से निरसित होंगे।
- 73.2 ऐसे निरसन में किसी बात के होते हुये भी, कोई प्रक्रिया, कार्यवृत्त, रिपोर्ट, पुष्टिकरण या निरसित विनियमों के अधीन निष्पादित किसी लिखत की घोषणा सहित की गयी कोई बात या की गयी कोई कार्यवाही या किये गये से तात्पर्य होना, इन विनियमों के सुसंगत उपबंधों के अधीन किया गया समझा जायेगा।
- संविदा में इन विनियमों का निरूपण
74. इन विनियमों के उपबंध या उसके किसी संशोधन को इन विनियमों के अधीन कवर कियेगये किसी प्रयोगकर्ता द्वारा प्रवेश कियेगये किसी करार में “विधि में परिवर्तन” के अधीन निरूपित नहीं किया जायेगा।

आयोग की आज्ञा से,
बी.एल. गोयल,
सचिव।

विशेष टिप्पणी :- मूल अंग्रेजी भाषा में विनियम व इसके हिंदी रूपांतरण में अगर अंतर होता है तो अंग्रेजी भाषा का अभिप्राय ही मान्य होगा।

RAJASTHAN ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

NOTIFICATION

Jaipur, October 29, 2024

No. RERC/Secy/Reg –155 .-In exercise of the powers conferred under Section 181 read with section 86(1)(h) of the Electricity Act, 2003 (Act 36 of 2003) and all other powers enabling it in this behalf, the Rajasthan Electricity Regulatory Commission, after previous publication hereby makes the following Regulations, namely:

Part I PRELIMINARY

1 Short title and applicability

- 1.1 These Regulations may be called as ‘Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Rajasthan Electricity Grid Code) Regulations, 2024’.
- 1.2 These regulations shall apply to the Users of 33kV and above connected to the Intra-State Transmission System and SLDC.

- 1.3 These Regulations shall also be applicable to the new Connections and equipments procured/provided for new works/replacements from the date the REGC is made effective.
- 1.4 These Regulations shall come into force from the date of publication of these regulations in the official gazette.

2 Definitions

2.1 In these regulations, unless the context otherwise requires:

- (1) **'Act'** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), including amendments thereto;
- (2) **'Alert State'** means the state in which the operational parameters of the power system are within their respective operational limits, but a single n-1 contingency leads to violation of system security;
- (3) **'Ancillary Services Regulations' or 'AS Regulations'** means the Central Electricity Regulatory Commission (Ancillary Services) Regulations, 2022;
- (4) **'Ancillary Services'** means in relation to power system as operation, means the service necessary to support the grid operation in maintaining power quality, reliability and security of the grid and includes Primary Reserve Ancillary Service (PRAS), Secondary Reserve Ancillary Service (SRAS), Tertiary Reserve Ancillary Service (TRAS), active power support for load following, reactive power support, black start and such other services as defined in AS Regulations;
- (5) **'Automatic Generation Control' or 'AGC'** means a mechanism that automatically adjusts the generation of a control area to maintain its interchange schedule plus its share of frequency response;
- (6) **'Auxiliary Energy Consumption'** shall have the same meaning as defined in the Tariff Regulations.
- (7) **'Blackout'** means a condition at a specific time where a part or all the operations of the power system have got suspended;
- (8) **'Bulk Consumer'** shall have the same meaning as defined in CEA Technical Standards for Connectivity;
- (9) **'Buyer'** means a person purchasing electricity through a transaction scheduled through State transmission system in accordance with these regulations;
- (10) **'Captive Generating Plant or CPP'** shall have the same meaning as defined in the Act;
- (11) **'CEA Grid Standards'** means the Central Electricity Authority (Grid Standards) Regulations, 2010 as amended from time to time;
- (12) **'CEA Technical Standards for Communication'** means the Central Electricity Authority (Technical Standards for Communication System in Power System Operation) Regulations, 2020 as amended from time to time;
- (13) **'CEA Technical Standards for Connectivity'** means the Central Electricity Authority (Technical Standards for Connectivity to the Grid) Regulations, 2007 as amended from time to time;
- (14) **'CEA Technical Standards for Construction'** means the Central Electricity Authority

- (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2022 as amended from time to time;
- (15) **‘Cold Start’** in relation to steam turbine means start up after a shutdown period exceeding 72 hours (turbine metal temperatures below approximately 40% of their full load values);
- (16) **‘Congestion’** means a situation where the demand for transmission capacity exceeds its Available Transfer Capability;
- (17) **‘Connection’** means the electric lines and electrical equipments used for connecting the User’s system to the Intra-State Transmission System;
- (18) **‘Connection Agreement’** means an agreement setting out the terms relating to the Connection to and / or use of the Intra-State Transmission System;
- (19) **‘Connection Conditions’** means the technical conditions to be complied by a User having a Connection to the Intra-State Transmission System as laid down in the Grid Code;
- (20) **‘Connection Point’** means a point at which a User’s or Transmission Licensee’s Plant and / or Apparatus connects to the Intra-State transmission system;
- (21) **‘Declared Capacity’ or ‘DC’** in relation to a generating station means, the capability to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any time-block of the day as defined in the Grid Code or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel or water, and subject to further qualification in the relevant regulations;
- (22) **‘Demand’** means the demand of active power in MW and reactive power in MVAR;
- (23) **‘Demand Response’** means variation in electricity usage by the end consumers or by a control area manually or automatically, on standalone or aggregated basis, in response to the system requirements as identified by the State load despatch centre;
- (24) **‘Despatch Instruction’** means an instruction given by SLDC to SGS (other than CPP) to despatch generation and to Discom to regulate drawal in accordance with the Scheduling and Despatch procedures of Grid Code;
- (25) **‘Deviation’** in a time-block for a seller means its total actual injection minus its total scheduled generation and for a buyer means its total actual drawal minus its total scheduled drawal;
- (26) **‘Deviation Settlement Mechanism (DSM) Regulations’** means Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related Matters) Regulation 2017 including any subsequent amendments thereof;
- (27) **‘Distribution Company / Discom’** means a company primarily engaged in the business of distribution & retail supply of electricity to the consumers in its area of supply and includes Jaipur Vidyut Vitran Nigam Ltd. (JVVN), Ajmer Vidyut Vitran Nigam Ltd. (AVVN), Jodhpur Vidyut Vitran Nigam Ltd. (JdVVN) and deemed distribution licensee;
- (28) **‘Drawal’** Drawal by STS means the algebraic sum of import and export of electrical energy and power both active and reactive from the Regional Grid. In respect of a Discom, drawal means algebraic sum of import and export of electrical energy and power both active and reactive from STS. In respect of a Consumer, drawal means import from Distribution Company / STS of electrical energy and active / reactive power or both;

- (29) **‘Disturbance Recorder’ or ‘DR’** means a device for recording the behavior of the pre-selected digital and analog values of the system parameters during an event;
- (30) **‘Data Acquisition System’ or ‘DAS’** means a system for recording the sequence of operation in time, of the relays/equipment as well as the measurement of pre-selected system parameters;
- (31) **‘Emergency State’** means the state in which one or more operational parameter are outside their operating limit or many of the equipment connected to the grid are operating above their respective loading limit;
- (32) **‘Energy Charge’** means the energy charge for the generating stations whose tariffs are determined by the Commissions under Section 62 of the Act.
- (33) **‘Energy Storage System’ or ‘ESS’** means a facility where electrical energy is converted into any form of energy which can be stored, and subsequently reconverted into electrical energy and injected back into the grid;
- (34) **‘Event’** means an unscheduled or unplanned occurrence in the grid including faults, incidents and breakdowns;
- (35) **‘Ex-Power Plant’** means net MW or MWh output of a generating station, after deducting auxiliary consumption and transformation losses;
- (36) **‘Extra High Voltage (EHV)’** means where the voltage exceeding 33,000 volts under normal conditions, subject, to the percentage variation allowed by the Authority;
- (37) **‘Flexible Alternating Current Transmission System’ or ‘FACTS’** means a power electronics-based system and other static equipment that provide control of one or more AC transmission system parameters to improve power system stability, enhance controllability and increase power transfer capability of transmission systems;
- (38) **‘Forced Outage’** means an Outage of a Generating Unit or a transmission facility or apparatus due to a fault or other reasons, which has not been planned;
- (39) **‘Free Governor Mode’** means the mode of operation of governor where machines are loaded or unloaded directly in response to grid frequency i.e machine unloads when grid frequency is more than 50 Hz and loads when grid frequency is less than 50 Hz. The amount of loading or unloading is proportional to the governor droop.
- (40) **‘Gaming’** shall mean an intentional/deliberate mis-declaration of declared capacity by any seller in order to make an undue commercial gain through charge for Deviations;
- (41) **‘Generating Unit’** means
- a) an unit of a generating station (other than those covered in sub-clauses (b) and (c) of this clause) having electrical generator coupled to a prime mover within a power station together with all plant and apparatus at the power station which relate exclusively to operation of that turbo-generator , ;
 - b) an inverter along with associated photovoltaic modules and other equipment in respect of generating station based on solar photo voltaic technology;
 - c) a wind turbine generator with associated equipment, in respect of generating station based on wind energy;
 - d) in respect of RHGS, combination of hydro generator under sub-clause (a); or

- solar generator under sub-clause (b) or wind generator under sub-clause (c) of this clause;
- (42) **'Grid Disturbance'** means a situation where disintegration and grid collapse either in part or full occurs in an unplanned and abrupt manner, affecting the power supply in a large area;
- (43) **'Governor Droop'** in relation to the operation of the governor of a generating unit means the percentage drop in system frequency which would cause the generating unit under governor action to change its output from no load to full load;
- (44) **'Grid Security'** means the power system's capability to retain a normal state or to return to a normal state as soon as possible, and which is characterized by operational security limits;
- (45) **'Hot Start'** in relation to steam turbine, means the start up after a shutdown period of less than 10 hours (turbine metal temperatures below approximately 80% of their full load values);
- (46) **'Inertia'** means the contribution to the capability of the power system to resist changes in frequency by means of an inertial response from a generating unit, network element or other equipment that is coupled with the power system and synchronized to the frequency of the power system;
- (47) **'Infir Power'** means the electricity injected into the grid prior to the date of commercial operation of a unit of the generating station;
- (48) **'Independent Power Producer (IPP)'** means a Power Station within the State, owned by a Generator not being part of Rajasthan Rajya Vidyut Utpadan Nigam limited (RVUN), STU, Shared Generating Stations or Central Sector Generation and not classified as a CPP;
- (49) **'Indian Electricity Grid Code (IEGC)'** means the Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code), 2023 as amended from time to time;
- (50) **'Intra-State transmission system / State Transmission system (STS)'** means any system for transmission of electricity within the area of the State other than an inter-State transmission system;
- (51) **'Inter-State Generating Station (ISGS)'** means a central generating station or any other generating station having a scheme for generation and sale of electricity in more than one state;
- (52) **'Inter-State Transmission System (ISTS)'** shall have the same meaning as defined in sub-section (36) of Section 2 of the Act;
- (53) **'Load'** means the active, reactive, or apparent power consumed by a utility/installation of consumer;
- (54) **'Maximum Continuous Rating (MCR)'** means the maximum continuous output in MW at the generator terminals guaranteed by the manufacturer at rated parameters;
- (55) **'Merit Order'** means the order of ranking of available electricity generation in ascending order from least energy charge to highest energy charge to be used for deciding despatch instructions to minimize the overall cost of generation;
- (56) **'Minimum Turndown Level'** means the minimum output power expressed in percentage

of maximum continuous power rating that the generating unit can sustain continuously; to be on bar and includes minimum power level as defined in CEA (Flexible Operation of Coal based Thermal Power Generating Units) Regulations, 2023.

- (57) **‘National Grid’** means the entire inter-connected electric power network of the country;
- (58) **‘National Load Despatch Centre’ or ‘NLDC’** means the centre established under sub-section (1) of Section 26 of the Act;
- (59) **‘Near Miss Event’** means an incident of multiple failures that has the potential to cause a grid disturbance, power failure or partial collapse but does not result in a grid disturbance;
- (60) **‘Normal State’** means the state in which the operational parameters of the power system are within their respective operational limits and equipments are within their respective loading limits;
- (61) **‘NRPC’** means Northern Regional Power Committee;
- (62) **‘NRLDC’** means Northern Regional Load Despatch Centre;
- (63) **‘Open Access (OA)’** means the non-discriminatory provision for the use of transmission lines or distribution system or associated facilities with such lines or system by any licensee or consumer or a person engaged in generation in accordance with the regulations specified by the Commission;
- (64) **‘Open Access (OA) Consumer’** means a consumer permitted by the Commission to receive completely or partly for its consumption the supply of electricity supply from a person other than the distribution licensee of his area of supply.;
- (65) **‘Operational Parameters’** means the parameters for system security as specified by the system operator including frequency, voltage at station-bus, angular separation, damping ratio, short circuit level, inertia;
- (66) **‘Planned Outage’** means Outage of a Generating Unit or a transmission facility or Users apparatus, planned and agreed by SLDC;
- (67) **‘Primary Reserve’** means the maximum quantum of power which will immediately come into service through governor action of the generator or frequency controller or through any other resource in the event of sudden change in frequency as specified Regulation 36.2 of these regulations;
- (68) **‘Ramp Rate’** means rate of change of a generating station output expressed in %MW per minute;
- (69) **‘RERC’ / Commission** means Rajasthan Electricity Regulatory Commission;
- (70) **‘Restorative State’** means a condition in which control action is being taken to reconnect the system elements and to restore system load;
- (71) **‘Regional Grid’** means the high voltage backbone system of inter-connected transmission lines, sub-stations and generating plants in a region;
- (72) **‘REGC’** means Rajasthan Electricity Grid Code or Grid Code;
- (73) **‘Regional Load Despatch Centre’ or ‘RLDC’** means the Centre established under sub-section (1) of Section 27 of the Act;
- (74) **‘Renewable Energy Generating Station’ or ‘REGS’** means a generating station based on a renewable source of energy with or without Energy Storage System and shall include

Renewable Hybrid Generating Station;

- (75) **‘Renewable Hybrid Generating Station’ or ‘RHGS’** means a generating station based on hybrid of two or more renewable source(s) of energy with or without Energy Storage System, connected at the same inter-connection point;
- (76) **‘Resilience’** means the ability to withstand and reduce the magnitude or duration of disruptive events, which includes the capability to anticipate, absorb, adapt to, or rapidly recover from such an event;
- (77) **‘Secondary Reserve’** means the maximum quantum of power which can be activated through secondary control signal by which injection or drawal or consumption of an SRAS provider is adjusted in accordance with Ancillary Service Regulations;
- (78) **‘Seller’** means a person, including a generating station, supplying electricity through a transaction scheduled in accordance with these regulations;
- (79) **‘Start up Power’** means power required for running the auxiliary equipment’s for commissioning activities of a new generating station;
- (80) **‘State Load Despatch Centre (SLDC)’** means the centre under Section 31(1) of the Act to ensure integrated operation of the power system in the State;
- (81) **‘State Power Committee (SPC)’** means the Committee setup under this Grid Code;
- (82) **‘State Generating Station (SGS)’** means a power station within the State, except Inter-State Generating Station (ISGS) located within the State. This includes IPP and CPP;
- (83) **‘State Transmission Utility (STU)’** means the utility notified by the State Government under sub-section (1) of Section 39 of the Act;
- (84) **‘Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)’** means a computer system acquiring data from remote locations over communication links and process it at centralized control location for monitoring, supervision, control and decision support;
- (85) **‘System Constraint’** means a situation in which there is a need to prepare and activate a remedial action in order to respect operational security limits;
- (86) **‘System State’** means the operational state of the power system in relation to the operational security limits which can be normal state, alert state, emergency state, extreme emergency state and restoration state;
- (87) **‘Tariff Regulations’** means the Rajasthan Electricity Regulatory Commissions (Terms and Conditions of Tariff) Regulation, 2019 and the regulations framed for this purpose by RERC under section 61 read with section 181 of the Electricity Act from time to time;
- (88) **‘Time Block’** means block of 15 minute each or as amended in IEGC for which interface meters record values of specified electrical parameter with first time block starting at 00:00 Hrs.;
- (89) **‘Total Transfer Capability’ or ‘TTC’** means the amount of electric power that can be transferred reliably by transmission system under a given set of operating conditions considering the effect of occurrence of the worst credible contingency;
- (90) **‘Transmission Planning Criteria’** means the criteria issued by CEA for transmission system planning;
- (91) **‘Transmission Service Agreement’** means the agreement, contract, memorandum of

understanding, or any such covenants, entered into between the transmission Licensee and the user of the transmission service/line;

- (92) ‘**User**’ means and includes generating company, IPP, captive generating plant, energy storage system, transmission licensee, distribution licensee, RE Generator, solar park developer, wind park developer, open access customer or bulk consumer whose electrical plant is connected to the grid at voltage level 33 kV and above;
- (93) ‘**Warm Start**’ means the start up after a shutdown period between 10 hours and 72 hours (turbine metal temperatures between approximately 40% to 80% of their full load values) in relation to steam turbine;

- 2.2 Words and expressions used in these regulations and not defined herein but defined in the Act or other relevant regulations of the Commission shall have the meaning as assigned to them under the Act or relevant regulations of the Commission.
- 2.3 Reference to any Acts, Rules and Regulations shall include amendments or consolidation or re-enactment thereof.

Part II

GENERAL REQUIREMENT AND MANAGEMENT OF GRID CODE

Compatibility with Indian Electricity Grid Code

- 3 The REGC has been prepared so as to be consistent / compatible with the IEGC. However, in the matters relating to Intra-State transmission, if any provision of the REGC is inconsistent with the provisions of the IEGC, the provision of IEGC shall prevail.

SLDC responsibility

- 4 The SLDC shall discharge the functions assigned to it under the provisions of the Act, REGC and other regulations in an independent and unbiased manner.
- 5 The SLDC shall frame a Load Despatch and System Operation Manual, consistent with REGC and submit to RERC for approval after obtaining views of the Users.

6 STU Responsibility

- 6.1 The STU shall discharge the functions assigned to it under the provisions of the Act.
- 6.2 The STU shall ensure the power evacuation of the generating stations, for supply to the entities engaged in distributing electricity and to OA consumers, exchange of power among entities, exchange of power through inter-connection with CTU including:
- (i) Coordination in implementation of REGC through SPC.

(ii) Planning and co-ordination relating to inter-state transmission system with CTU, State Government, NRPC, CEA, licensee, generating company and any other person notified by the State Government.

6.3 The STU shall not unduly discriminate against or prefer someone or a group of persons in implementing and complying with the REGC (including the scheduling of maintenance of the STS).

6.4 The STU shall also hold meeting with the User to discuss individual requirements and with the group of Users for preparing proposals for SPC meeting.

7 State Power committee (SPC)

7.1 A State Power Committee shall be constituted by the STU within 30 days from the date of notification of REGC for its effective implementation. The existing State Power Committee shall continue until the new State Power Committee is formed.

7.2 State Power Committee (SPC) shall have the following members:

- (i) Chief Executive / Managing Director of STU – as Chairperson.
- (ii) Chief Executive / Managing Director of RVUN – as Member.
- (iii) Chief Executive/Managing Director of Ajmer Discom – as Member.
- (iv) Chief Executive/Managing Director of Jaipur Discom – as Member.
- (v) Chief Executive / Managing Director of Jodhpur Discom – as Member.
- (vi) Chief Executive/Managing Director of Rajasthan Urja Vikas and IT Services Limited RUVITL – as Member.
- (vii) Chief Executive/Managing Director of Rajasthan Renewable Energy Corporation (RREC) – as Member.
- (viii) Incharge SLDC – as Member.
- (ix) One representative of transmission licensees, if any (other than RVPN) to be nominated by Chairperson – as Member.
- (x) One representative of distribution licensees, if any (other than Jaipur /Jodhpur / Ajmer Discoms) to be nominated by Chairperson – as Member.
- (xi) IPP/ CPP representative to be nominated by Chairperson – as Member.
- (xii) Two representatives of RE Generating Stations (one from Solar and other from Non Solar) to be nominated by Chairperson – as Member.
- (xiii) One representative from NRPC may participate in the Committee as a special invitee.
- (xiv) One representative of NRLDC – as special invitee.
- (xv) Chief Engineer of STU – as Member Secretary.

State Power committee (SPC) responsibilities:

8 The following are the primary responsibilities of SPC:

- (i) SPC shall issue guidelines for implementation of REGC.
- (ii) Facilitating the implementation of the rules and procedures developed under the provisions of REGC.
- (iii) Assessing and recommending the remedial measures for issues that might arise during the course of implementation of provisions of these regulations, and the rules and procedures developed under the provisions of REGC.
- (iv) To undertake regular review of REGC and to make suitable recommendations after considering the Users suggestions.
- (v) To undertake State level operation analysis for improving grid performance
- (vi) To facilitate Intra-State transmission of power.
- (vii) To facilitate all functions of planning relating to Intra-State transmission system with STU.
- (viii) To undertake operational planning studies including protection studies for stable operation of the grid.
- (ix) To maintain a centralised database and update the same on periodic basis containing details of protection relay setting for various grid elements.
- (x) Responsibility of cyber security
- (xi) To analyse major Grid Disturbances, soon after the occurrence, and to suggest remedial measures and issue suitable directives to the Users.
- (xii) To approve load shedding guidelines through under frequency relays.
- (xiii) In case of open access power and duties as defined in RERC Open Access Regulation, 2016, as amended from time to time.
- (xiv) Any other function as may be directed by the Commission from time to time.

SPC proceedings

- 9 SPC shall observe such rules of procedure in regard to transaction of its business in its meetings (including the quorum) as it may formulate. The Committee shall meet at least once in three months. The SPC may constitute sub-committee(s) for implementation of REGC.
- 10 The monitoring agency for users shall be the SLDC. The monitoring agency shall track the progress of compliances of users, and exceptional reporting for non-compliance shall be submitted to the Commission.

Part III

RESOURCE PLANNING CODE

11 Integrated Resource Planning

11.1 The integrated resource planning shall include

- (i) Demand forecasting;
- (ii) Generation resource adequacy planning;
- (iii) Transmission system planning.

‘Demand Forecasting’ and ‘Generation Resource Adequacy planning’

11.2 The provisions related to Demand Forecasting and Generation Resource Adequacy Planning shall be governed by the provisions of RERC (Power Purchase & procurement process of distribution licensee) Regulations, 2004, and Guidelines for Resource Adequacy Planning Framework for India”, 2022, published by CEA as amended from time to time or any other Regulation framed by the Commission towards Demand Forecasting and Generation Resource Adequacy Planning. The primary responsibility of demand forecasting within Distribution Licensees’ area of supply shall be with RUVITL / Distribution Licensees.

11.3 Transmission system planning

11.3.1 State Transmission Utility shall be responsible for overall planning of STS and shall prepare a perspective rolling transmission system plan for;

- (i) Short term period i.e., up to five (5) years;
- (ii) Medium term period i.e., up to ten (10) years; and
- (iii) Long term period i.e., up to fifteen (15) years.

Provided that the transmission system plans shall be updated every year to accommodate the revisions in the load projections and generation capacity additions:

Provided further that State Transmission Utility shall publish on its website the shortterm transmission system plans alongwith updations, if any for STS, by 30th September for each year:

Provided also that such transmission system plans shall also make available to any person upon request.

11.3.2 The transmission system plan shall describe the plan for the STS and shall include proposed augmentation schemes and system strengthening schemes for the benefit of all Users:

Provided that the above plan may include information related not only to State transmission lines but also additional equipments including transformers, capacitors, reactors, Static VAR Compensators and Flexible Alternating Current Transmission Systems:

Provided further that the above plan shall also include information on progress achieved on the identified State transmission schemes and system strengthening schemes.

11.3.3 STU may, for the purpose of preparing the transmission system plan under these Regulations, seek requisite information from all Users.

Provided that all the Users shall furnish the desired, planning data to STU by 31st March every year to enable STU to formulate and finalise the plan by 30th September each year for the next 5 years:

11.3.4 STU shall also consider the following for the purpose of preparing transmission system plan under these Regulations:

- (i) Transmission Planning Criteria and Guidelines issued by CEA;
- (ii) Plans formulated by CEA for the transmission system under the provisions of clause (a) of Section 73 of the Act;
- (iii) Electric Power Survey of India report of CEA;
- (iv) Grid Standards specified by CEA under clause (d) of Section 73 of the Act;
- (v) Transmission Plan formulated by Central Transmission Utility under the provisions of Grid Code specified by Central Electricity Regulatory Commission under clause (h) of Section 79 of the Act;
- (vi) Recommendations/inputs, if any, of the Regional Power Committee or State Power Committee;
- (vii) Reports on National Electricity Policy which are relevant for development of Intra-State Transmission System; and
- (viii) Directions/suggestions/Any other information given by the Commission.

11.3.5 STU shall follow the following steps in planning:

- (i) Prepare a transmission plan for the STS compatible with the load forecast and generation plan including provision for reactive volt ampere (VAR) compensation needed in the STS.
- (ii) The reactive power planning exercise to be carried out by STU in consultation with SPC, Discoms, as per RERC's directives and Programme for installation of reactive compensation equipment by User.
- (iii) STU shall use the load flow, short circuit, and the transient stability study, relay coordination study and other techniques for the transmission system planning.
- (iv) STU shall simulate the contingency and system constraint conditions for the system for the transmission system planning.
- (v) STU shall maintain the historical database, based on the operational data supplied by SLDC using the state-of-the-art tools such as Energy Management System (EMS) for demand forecasting.
- (vi) STU while conducting studies for State Grid shall consider input from relevant CTU studies on truncated Grid for the State or part of the State and for that consider inter-state transmission system operating in parallelism with the State Grid.

12 **Planning Responsibility**

- 12.1 Intra-State transmission system planning shall be primary responsibility of STU:
Provided that RUVITL/Distribution Licensees, Generating Companies and other Users shall coordinate STS planning activities with STU.
- 12.2 SGS shall provide its generation capacity to STU / SLDC for power evacuation from its power stations for each of the succeeding five (5) years along with transmission system augmentation proposals to STU, annually by 31st March.
- 12.3 RUVITL/Distribution Licensees shall provide details of Long-Term Access and Medium-Term Open Access PPAs signed with ISGS/IPPs/REGs for the succeeding five years to STU annually by 31st March.
- 12.4 The planning for strengthening the STS for power evacuation from outside the State stations shall be initiated by STU.
- 12.5 The STS proposals identified on the basis of planning studies shall be discussed, reviewed, and finalized and approved by the SPC.

13 **Planning Criterion**

- 13.1 The Planning Criteria shall be based on the security philosophy on which the Intra State Transmission System has been planned considering past experience of STU and Users, future plan of various State Government agencies etc. The transmission planning philosophy shall be guided by National Electricity Plan including its amendments thereof, and other guidelines as specified by the Central Electricity Authority and amended from time to time.
- 13.2 STU shall carry out appropriate system studies including but not limited to Load Flow, Transient Stability, Voltage Stability and Reactive power Studies while developing the transmission system plan.

Part IV CONNECTION CODE

General Conditions

- 14 Connection conditions specify technical, design and operational criteria to be complied with by the User connected to the STS, in ensuring the following:
- (i) All Users or prospective Users are treated equitably.

- (ii) New Connections shall not cause any adverse effect on the existing Users, nor a new Connection shall suffer because of existing Users.

Compliance with Existing Rules and Regulations

- 15 All Users connected to or seeking connection to the grid shall comply with all the applicable regulations as enacted or amended from time to time, such as:
- (i) Central Electricity Authority (Technical Standards for Connectivity to the Grid) Regulations, 2007;
 - (ii) Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical Plants and Electric Lines) Regulations, 2022;
 - (iii) Central Electricity Authority (Measures Relating to Safety & Electric Supply) Regulations, 2023;
 - (iv) Central Electricity Authority (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006;
 - (v) Central Electricity Authority (Technical Standards for Communication System in Power System Operation) Regulations, 2020;
 - (vi) Central Electricity Authority (Grid Standards) Regulations, 2010;
 - (vii) Central Electricity Authority (Cyber Security in Power Sector) Guidelines, 2021;
 - (viii) Central Electricity Authority (Flexible Operation of Coal based Thermal Power Generating Units) Regulations, 2023;
 - (ix) Any other regulations and standards as specified from time to time.

16 Connection Point

16.1 State Generating Stations (SGS)

- 16.1.1 The connecting voltage shall be either 765 kV, 400 kV, 220 kV, 132 kV or as agreed by Transmission Licensee. Unless specifically agreed by STU the Connection Point shall be the outgoing feeder gantry of Power Station Switchyard. All the terminals, Communication and protection equipment owned by SGS within the perimeter of the Generator's site shall be maintained by the SGS.
- 16.1.2 Before providing interconnection of a new generating source, STU shall study the impact of interconnection towards suitability of existing equipment rating, system stability and reliability protectionschemes, control schemes and reliability of services. Requester shall comply with the requirements as intimated by STU based on such study.

Distribution Licensee

- 16.2 The connecting voltage shall be either 33 kV, 11 kV or as agreed with Transmission Licensee. The Connection Point shall be the outgoing feeder gantry/ cable termination on transmission tower/pole at Transmission Licensee's substation. From the outgoing feeder gantry or transmission line cable terminal structure onwards, all the electrical equipment and lines shall be maintained by the Distribution Company.

Open Access Consumers (not a consumer of Distribution licensee)

- 16.3 The connecting voltage may be 400/220/132/66/33 kV or as agreed with Transmission Licensee with whose network the connection is to be effected. Sub-stations owned by the Open Access consumers shall be maintained by them or as mentioned in the connection agreement. The Connection Point shall be the outgoing feeder gantry on its premises.

17 Connectivity Procedure

- 17.1 STU shall propose a procedure for connectivity which shall inter alia contain Form, Fees, Eligibility, Bank Guarantee, Standard Connectivity Agreement, Relinquishment of connectivity etc., within 3 months from the date of notification of these Regulations, for the prior approval of the Commission.

Provided that till such procedure is approved by the Commission, existing procedure shall continue to be in force.

- 17.2 A User seeking to establish new or modified arrangement of connection to or for use of STS, shall submit an application to STU in the form and manner as may be notified by the STU.
- 17.3 The User(s) shall pay the Connectivity Charges as approved by the Commission from time to time. STU shall propose the connectivity charges for different users with all the justifications and supporting documents from time to time for approval of the Commission

18 Connection Agreement

- 18.1 All Users connected or seeking connection to the STS shall enter into a connection agreement with the STU/Transmission Licensee in line with Standard Connectivity Agreement.

Provided that in respect of existing connections a relaxation of one year is allowed so that the present arrangement may continue in the interim. The process of re-negotiation of the connection conditions shall be completed within this period of one year.

- 18.2 The Standard Connectivity Agreement shall appropriately incorporate the following:
- (i) A condition requiring both the parties to comply with the REGC.
 - (ii) Connection details and/or use of system charges.
 - (iii) Details of capital works related payments of reinforcement and system extension.

- (iv) Electrical system with connectivity diagram.
- (v) General philosophy and protection guidelines.
- (vi) Data sharing, Speech & Data communication and protection coordination.
- (vii) A Site Responsibility Schedule.

18.3 Site Responsibility Schedule

18.3.1 A Site Responsibility Schedule (SRS) for every connection point shall be prepared by the owner of the sub-station where connection is taking place.

18.3.2 Following information shall be included in the Site Responsibility Schedule, namely,

- (i) Schedule of electrical apparatus services and supplies;
- (ii) Schedule of telecommunications and measurement apparatus; and
- (iii) Safety rules applicable to each plant and apparatus.

18.3.3 Following information shall also be furnished in the Site Responsibility Schedule for each item of equipment installed at the connection site, namely,

- (i) the ownership of equipment;
- (ii) the responsibility for control of equipment;
- (iii) the responsibility for maintenance of equipment;
- (iv) the responsibility for operation of equipment;
- (v) the manager of the site;
- (vi) the responsibility relating to safety of persons at site; and
- (vii) the responsibility for all matters relating to safety of equipment at site.

18.3.4 In case of multiple transmission licensees connected at same station, the Site Responsibility Schedule including the responsibility for operation & protection coordination and data sharing among the licensees, shall be specified in the Connectivity Agreement.

Schedule of Assets of State Grid

19 STU and other transmission licensees granted license by RERC shall submit annually to RERC by 30th September each year a schedule of transmission assets, which constitute the State Grid as on 31st March.

Part V PROTECTION CODE

20 Protection Protocol and Settings

- 20.1 All users connected to the State grid shall provide and maintain effective protection system having reliability, selectivity, speed, and sensitivity to isolate faulty section and protect element(s) as per the CEA Technical Standards for Construction, the CEA Technical Standards for Connectivity, the CEA (Grid Standards) Regulations, 2010, the CEA Technical Standards for Communication, the CEA (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2010 and any other CEA standards specified from time to time.
- 20.2 All Users having connection voltage 220 kV and above shall follow the protection protocol and settings as specified in IEGC. For remaining Users, SPC shall develop the protection protocol and settings and revise the same, after review from time to time, in consultation with the stakeholders. In doing so, SPC shall be guided by the CEA Regulations specified from time to time.

Protection Audit Plan

- 21 All Users having connection voltage 220 kV and above shall follow the protection audit plan as specified in IEGC. For remaining Users SPC may develop the protection audit plan.

System Protection Scheme (SPS)

- 22 SPC may frame system protection scheme for STS if required in addition to special protection scheme formulated by NRPC.

23 Recording Instruments

- 23.1 All users shall keep the recording instruments (disturbance recorder and event logger) in proper working condition
- 23.2 The disturbance recorders shall have time synchronization and a standard format for recording analogue and digital signals which shall be included in the guidelines issued by the SPC.
- 23.3 The time synchronization of the disturbance recorders shall be corroborated with the PMU data or SCADA event loggers by the SLDC. Disturbance recorders which are non-compliant shall be listed out for discussion at SPC.

Part VI

COMMISSIONING AND COMMERCIAL OPERATION CODE

- 24 **Drawal of Start up Power and Injection of Infirm Power**

- 24.1 A unit of a generating station including unit of a captive generating plant that has been granted connectivity to the Intra-State Transmission System shall be allowed to inter-change infirm power with the grid during the commissioning period, including testing and full load testing before the COD, after obtaining prior permission of the SLDC:
Provided that SLDC while granting such permission shall keep the grid security in view.
- 24.2 The period for which such interchange shall be allowed-shall be as follows:-
- (i) Drawal of start-up power shall not exceed 15 months prior to the expected date of first synchronization and one year after the date of first synchronization; and
 - (ii) Injection of infirm power shall not exceed one year from the date of first synchronization.
- 24.3 Notwithstanding the above provisions of this Regulation, the Commission may in exceptional circumstances, allow extension of the period for inter-change of power beyond the stipulated period on an application made by the generating station at least two months in advance of completion of the stipulated period.
- 24.4 Start-up power shall not be used by the generating station for the construction activities.
- 24.5 The onus of proving that the interchange of infirm power from the unit(s) of the generating station is for the purpose of pre-commissioning activities, testing and commissioning, shall rest with the generating station and the SLDC shall seek such information on each occasion of interchange of power before COD. For this, the generating station shall furnish to the SLDC relevant details of the specific commissioning activity, testing and full load testing, its duration and intended period of interchange, etc. The generating station shall submit a tentative plan for the quantum and time of injection of infirm power on day ahead basis to the SLDC.
- 24.6 In the case of multiple generating units of the same generating station or multiple generating stations owned by different entities connected at a common STS interface point, SLDC shall ensure segregation of firm power from generating units that have achieved COD from power injected or drawn by generating units which have not achieved COD through appropriate accounting of energy.

Data to be furnished prior to Notice of trial run

- 25 The following details, as applicable, shall be furnished by each state generating station and/or ESS to the SLDC and the beneficiaries of the generating station, wherever identified, prior to notice of trial run:

Table 1: Details to Be Furnished by Generating Station and/or ESS Prior To Trial

Run

Description	Units
Installed Capacity	MW
Installed Capacity	MVA
MCR	MW
Number x unit size	No x MW
Time required for cold start	Minute
Time required for warm start	Minute
Time required for hot start	Minute
Time required for combined cycle operation under cold conditions	Minute
Time required for combined cycle operation under warm conditions	Minute
Ramping up capability	% per minute
Ramping down capability	% per minute
Minimum turndown level	% of MCR
Minimum turndown level	MW (ex-bus)
Inverter Loading Ratio (DC/AC capacity)	
Name of QCA (where applicable)	
Full reservoir level (FRL)	Metre
Design Head	Metre
Minimum draw down level (MDDL)	Metre
Water released at Design Head	M3/ MW
Unit-wise forbidden zones	MW

26 Notice of Trial Run

26.1 The generating company proposing its generating station or a unit thereof for trial run or repeat of trial run shall give a notice of not less than seven (7) days to the SLDC and the beneficiaries of the generating stations, including intermediary procurers, wherever identified.

Provided that in case the repeat trial run is to take place within forty eight (48) hours of the failed trial run, fresh notice shall not be required.

- 26.2 The transmission licensee proposing its transmission system or an element thereof for trial run shall give a notice of not less than seven days to the SLDC, STU, distribution licensees and the owner of the inter-connecting system.
- 26.3 The SLDC shall allow commencement of the trial run from the requested date or in case of any system constraints not later than seven (7) days from the proposed date of trial run. The trial run shall commence from the time and date as decided and informed by the SLDC.
- 26.4 A generating station/ transmission licensee shall also be required to undergo a trial run after completion of Renovation and Modernization for extension of the useful life of the project.

27 Trial Run of Generating Unit

27.1 Trial Run of Thermal Generating Unit shall be carried out in accordance with following provisions:

- 27.1.1 A thermal generating unit shall be in continuous operation at MCR for seventy-two (72) hours on designated fuel:

Provided that:

- (i) shortinterruption or load reduction shall be permissible with corresponding increase in duration of the test;
- (ii) interruption or partial loading may be allowed with the condition that the average load during the duration of trial run shall not be less than MCR excluding period of interruption but including the corresponding extended period;
- (iii) cumulative interruption of more than four (4) hours shall call for a repeat of trial run.

- 27.1.2 Where on the basis of the trial run, a thermal generating unit fails to demonstrate the unit capacity corresponding to MCR, the generating company has the option to de-rate the capacity of the generating unit or to go for repeat trial run. If the generating company decides to de-rate the unit capacity, the de-rated capacity in such cases shall be not more than 95% of the demonstrated capacity, to cater for primary response.

27.2 Trial Run of Hydro Generating Unit shall be carried out in accordance with following provisions:

- 27.2.1 A hydro generating unit shall be in continuous operation at MCR for twelve (12) hours:

Provided that-

- (i) short interruption or load reduction shall be permissible with a corresponding increase in duration of the test;
- (ii) Interruption or partial loading may be allowed with the condition that the average load during the duration of trial run shall not be less than MCR excluding period of interruption but including the corresponding extended period
- (iii) cumulative interruption of more than four (4) hours shall call for a repeat of trial run;
- (iv) if it is not possible to demonstrate the MCR due to insufficient reservoir or pond level or insufficient inflow, COD may be declared, subject to the condition that the same shall be demonstrated immediately when sufficient water is available after COD:
Provided that if such a generating station is not able to demonstrate the MCR when sufficient water is available, the generating company shall de-rate the capacity in terms of below regulation and such de-rating shall be effective from COD.

27.2.2 Where on the basis of the trial run, a hydro generating unit fails to demonstrate the unit capacity corresponding to MCR, the generating company shall have the option to either de-rate the capacity or to go for repeat trial run. If the generating company decides to de-rate the unit capacity, the de-rated capacity in such cases shall be not more than 90% of the demonstrated capacity to cater for primary response.

27.3 Trial Run of Wind / Solar / ESS / Hybrid Generating Station

27.3.1 Successful trial run of a solar inverter unit(s) shall mean flow of power and Communication signal for not less than four (4) hours on a cumulative basis between sunrise to sunset in a single day with the requisite metering system, power plant controller, telemetry and protection system in service. The generating company shall record the output of the unit(s) during the trial run and its performance shall be corroborated with the temperature and solar irradiation recorded at site during the day and plant design parameters.

Provided that:

- (i) the output below the corroborated performance level with the solar irradiation of the day shall call for repeat of the trial run;
- (ii) if it is not possible to demonstrate the rated capacity of the plant due to insufficient solar irradiation, COD may be declared subject to the condition that the same shall be demonstrated immediately when sufficient solar irradiation is available after COD, within one year from the date of COD:

Provided that if such a generating station is not able to demonstrate the rated capacity when sufficient solar irradiation is available after COD, the generating company shall de-rate the capacity in terms of regulation 27.3.6 of this Regulation.

27.3.2 Successful trial run of a wind turbine(s) shall mean flow of power and Communication

signal for a period of not less than four (4) hours on a cumulative basis in a single day during periods of wind availability with the requisite metering system, power plant controller, telemetry and protection system in service. The generating company shall record the output of the unit(s) during the trial run and corroborate its performance with the wind speed recorded at site(s) during the day and plant design parameters:

Provided that-

- (i) the output below the corroborated performance level with the wind speed of the day shall call for repeat of the trial run;
- (ii) if it is not possible to demonstrate the rated capacity of the plant due to insufficient wind velocity, COD may be declared subject to the condition that the same shall be demonstrated immediately when sufficient wind velocity is available after COD, within one year from the date of COD: Provided that if such a generating station is not able to demonstrate the rated capacity when sufficient wind velocity is available after COD, the generating company shall de-rate the capacity in terms of regulation 27.3.6 of this Regulation.

- 27.3.3 Successful trial run of a standalone Energy Storage System (ESS) shall mean one (1) cycle of charging and discharging of energy as per the design capabilities with the requisite metering, telemetry and protection system being in service.
- 27.3.4 Successful trial run of a pumped storage plant shall mean one (1) cycle of turbogenerator and pumping motor mode as per the design capabilities upto the rated water drawing levels with the requisite metering, telemetry and protection system being in service.
- 27.3.5 Successful trial run of a hybrid system shall mean successful trial run of individual source of hybrid system in accordance with the applicable provisions of these regulations.
- 27.3.6 Where on the basis of the trial run, solar / wind / ESS/ PSP/ hybrid generating station fails to demonstrate its rated capacity, the generating company shall have the option to either to go for repeat trial run or de-rate the capacity subject to a minimum aggregated de-rate the capacity. If the generating company decides to de-rate the unit capacity, the de-rated capacity in such cases shall be not more than 90% of the demonstrated capacity to cater for primary response.
- 27.3.7 Notwithstanding the provisions contained in this Regulation, where Power purchase Agreement provides for a specific capacity that can be declared COD, trial run shall be allowed for such capacity in terms of such Power purchase agreement.

Trial Run of Transmission System

- 28 Trial run of a transmission system or an element thereof shall mean successful energisation of the transmission system or the element thereof at its nominal system voltage through interconnection with the grid for continuous twenty-four (24) hours flow of power and Communication signal from the sending end to the receiving end and with requisite metering system, telemetry and protection system.

Provided that under exceptional circumstances and with the prior approval of SLDC, a transmission element can be energized at lower nominal system voltage level.

Provided further that the SLDC may allow anti-theft charging where the transmission line is not carrying any power.

29 Documents and Tests prior to Declaration of Commercial Operation

- 29.1 Notwithstanding the requirements in other standards, codes and contracts, for ensuring grid security, the tests as specified in the following clauses shall be scheduled and carried out in coordination with SLDC by generating company or the transmission licensee, as the case may be, and relevant reports and other documents as specified shall be submitted to SLDC before a certificate of successful trial run is issued to such generating company or the transmission licensee, as the case may be.

- 29.2 All thermal generating stations having a capacity of more than 200 MW and hydro generating stations having a capacity of more than 25 MW shall submit documents confirming the enablement of automatic operation of the plant from the SLDC by integrating the controls and tele-metering features of their system into the automatic generation control in accordance with the CEA Technical Standards for Construction and the CEA Technical Standards for Connectivity.

29.3 Documents and Tests Required for Thermal (coal/lignite) Generating Stations

- 29.3.1 The generating company shall submit OEM documents for (i) startup curve for boiler and turbine including starting time of unit in cold, warm and hot conditions, (ii) capability curve of generator, (iii) design ramp rate of boiler and turbine.

- 29.3.2 The following tests shall be performed:

- (i) Operation at a control load of fifty five (55) percent of MCR as per the CEA Technical Standards for Construction for a sustained period of four (4) hours.

- (ii) Ramp-up from fifty five (55) percent of MCR to MCR at a ramp rate of at least one (1) percent of MCR per minute, in one step or two steps (with stabilization period of 30 minutes between two steps) and sustained operation at MCR for one (1) hour.
- (iii) Demonstrate overload capability with valve wide open as per the CEA Technical Standards for Construction and sustained operation at that level for at least five (5) minutes.
- (iv) Ramp-down from MCR to fifty (55) percent of MCR at a ramp rate of at least one (1) percent of MCR per minute, in one or two steps (with stabilization period of 30 minutes between two steps).
- (v) Primary response through injecting a frequency test signal with a step change of ± 0.1 Hz at 55%, 60%, 75% and 100% load.
- (vi) Reactive power capability as per the generator capability curve as provided by OEM considering over-excitation and under-excitation limiter settings and prevailing grid condition.

29.4 Documents and Tests Required for Hydro Generating Stations including pumped storage Hydro Generating Stations

- 29.4.1 The generating company shall submit OEM documents for turbine characteristics curve indicating the operating zone(s) and forbidden zone(s). In order to demonstrate operating flexibility of the generating unit, it shall be operated below and above the forbidden zone(s).
- 29.4.2 The following tests shall be performed considering the water availability and head:
- (i) Primary response through injecting a frequency test signal with a step change of ± 0.1 Hz for various loadings within the operating zone.
 - (ii) Reactive power capability as per the generator capability curve considering over-excitation and under-excitation limiter settings.
 - (iii) Black start capability, wherever feasible.
 - (iv) Operation in synchronous condenser mode wherever designed.

29.5 Documents and Tests Required for Gas Turbine based Generating Stations

- 29.5.1 The generating company shall submit OEM documents for (i) the starting time of the unit in cold, warm and hot conditions (ii) design ramp rate.
- 29.5.2 The following tests shall be performed:
- (i) Primary response through injecting a frequency test signal with a step change of ± 0.1 Hz for various loadings within the operating zone.
 - (ii) Reactive power capability as per the generator capability curve considering over-excitation and under-excitation limiter settings.
 - (iii) Black start capability up to 100 MW capacity wherever feasible.

(iv) Operation in synchronous condenser mode wherever designed.

29.6 Documents and Tests Required for the Generating Stations based on wind, solar resources and Hybrid (wind + solar) with or without storage.

29.6.1 The generating company shall submit certificate confirming compliance to CEA Technical Standards for Connectivity.

29.6.2 Type test report for Fault Ride through Test (LVRT and HVRT) for units commissioned after the specified date as per CEA Technical Standards for Connectivity mandating LVRT and HVRT capability shall be submitted.

29.6.3 The following tests shall be performed at the point of interconnection:

- (i) Frequency response of machines as per the CEA Technical Standards for Connectivity.
- (ii) Reactive power capability as per OEM rating at the available irradiance or the wind energy, as the case may be. Provided that the generating company may submit offline simulation studies for the specified tests, in case testing is not feasible before COD, subject to the condition that tests shall be performed within a period of one year from the date of achieving COD.

29.7 Documents and Tests Required for Energy Storage Systems.

29.7.1 The ESS shall submit certificate confirming compliance to the CEA Technical Standards for Connectivity.

29.7.2 The following tests shall be performed:

- (i) Power output capability in MW and energy output capacity in MWh.
- (ii) Frequency response of ESS.
- (iii) Ramping capability as per design.

29.8 Documents and Tests Required for HVDC Transmission System.

29.8.1 The transmission licensee shall submit technical details including operating guidelines such as filter bank requirements at various operating loads and monopolar/ or bipolar configuration, reactive power controller, run-back features, frequency controller, reduced voltage mode of operation, circuit design parameters and power oscillation damping as applicable.

29.8.2 The following tests shall be performed:

- (i) Minimum load operation.
- (ii) Ramp rate.
- (iii) Overload capability.
- (iv) Black start capability in case of Voltage source convertor (VSC) HVDC wherever

feasible.

(v) Dynamic Reactive Power Support (in the case of VSC based HVDC).

29.9 Documents and Tests Required for SVC/STATCOM

29.9.1 The transmission licensee shall submit technical particulars including single line diagram, V/I characteristics, the rating of coupling transformer, the rating of each VSC, MSR/MS branch, different operating modes, the IEEE standard Model, Power Oscillation Damping (POD) enabled and tuned (if not then reasons for same), Static Volt Ampere Reactive Generator (SVG) and the results of Offline simulation-based study to validate the performance of POD.

29.9.2 The following tests shall be performed to validate the full reactive power capability of SVC and STATCOM in both the directions i.e., absorption as well as injection mode:

- (i) POD performance test.
- (ii) dynamic performance testing.

Provided that the transmission licensee may submit offline simulation studies for the specified tests, in case the conduct of tests is not feasible before COD, subject to the condition that tests shall be performed within a period of one year from the date of achieving COD.

30 Certificate of successful trial run

30.1 In case any objection is raised by a beneficiary in writing to the SLDC with copy to all concerned regarding the trial run within two (2) days of completion of such trial run, the SLDC shall, within five (5) days of receipt of such objection, incoordination with the concerned entity and the beneficiaries, decide if the trial run was successful or there is a need for repeat trial run.

30.2 After completion of successful trial run and receipt of documents and test reports as per Regulation 29 of these regulations, the SLDC shall issue a certificate, within three days, to that effect to the concerned generating station, ESS or transmission licensee, as the case may be, with a copy to their respective beneficiary(ies).

31 Declaration by Generating Company and Transmission Licensee

31.1 Thermal Generating Station

31.1.1 The generating company shall certify that:

- (i) The generating station or unit thereof meets the relevant requirements and provisions of the CEA Technical Standards for Construction, CEA Technical Standards for Connectivity, CEA Technical Standards for Communication, Central Electricity Authority (Measures relating to Safety and Electricity Supply)

Regulations,2010, CEA (Flexible operation of thermal power plants) Regulations,2023 and these regulations, as applicable.

- (ii) The main plant equipment and auxiliary systems including the balance of the plant such as the fuel oil system, coal handling plant, DM plant, pre-treatment plant, fire-fighting system, ash disposal system and any other site specific system have been commissioned and are capable of full load operation of the units of the generating station on sustained basis.
- (iii) Permanent electric supply system including emergency supplies and all necessary instrumentation, control and protection systems and auto loops for full load operation of unit have been put in service.

31.1.2 The certificates as required under Regulation 31.1.1 of this Regulation shall be signed by the authorized signatory not below the rank of CMD/MD or CEO or Director of the generating company and shall be submitted to the SLDC and to SPC before the declaration of COD.

31.2 Hydro Generating Station

31.2.1 The generating company shall certify that:

- (i) The generating station or unit thereof meets the requirement and relevant provisions of the CEA Technical Standards for Construction, CEA Technical Standards for Connectivity, CEA Technical Standards for Communication, Central Electricity Authority (Measures relating to Safety and Electricity Supply) Regulations,2010 and these regulations, as applicable.
- (ii) The main plant equipment and auxiliary systems including the drainage de-watering system, primary and secondary cooling system, LP and HP air compressor and firefighting system have been commissioned and are capable for full load operation of units on sustained basis.
- (iii) Permanent electric supply systems including emergency supplies and all necessary Instrumentations Control and Protection Systems and auto loops for full load operation of the unit are put into service.

31.2.2 The certificates as required under Regulation 31.2.1 of this Regulation shall be signed by the authorized signatory not below the rank of CMD/MD or CEO or Director of the generating company and shall be submitted to the SLDC and SPC before declaration of COD.

Transmission system

- 31.3 The transmission licensee shall submit a certificate signed by the authorized signatory not below the rank of CMD/MD or CEO or Director of the company to the SLDC and SPC before declaration of COD that the transmission line, sub-station and Communication system conform to the CEA Technical Standards for Construction, CEA Technical Standards for Connectivity, CEA Technical Standards for Communication Central Electricity Authority (Measures relating to Safety and Electricity Supply) Regulations, 2010 and these regulations and are capable of operation to their full capacity.

Wind, Solar, ESS, and Hybrid Generating Station

- 31.4 The generating station based on wind and solar resources, the ESS and the hybrid generating station shall submit a certificate signed by the authorized signatory not below the rank of CMD/MD or CEO or Director to the SLDC and SPC before declaration of COD, that the said generating station or the ESS as the case may be, including main plant equipment such as wind turbines or solar inverters or auxiliary systems, as the case may be, has complied with all relevant provisions of CEA Technical Standards for Connectivity, CEA Technical Standards for Communication Central Electricity Authority (Measures relating to Safety and Electricity Supply) Regulations, 2010 and these regulations.

32 Declaration of Commercial Operation (DOCO) and Commercial Operation Date (COD)

- 32.1 A generating station or unit thereof or a transmission system or an element thereof or ESS may declare commercial operation as follows and inform SLDC and its beneficiaries:

32.1.1 Thermal Generating Station or a unit thereof

- (i) The commercial operation date in case of a unit of the thermal generation station shall be the date declared by the generating company after successful trial run at MCR or de-rated capacity as per Regulation 27.1.2, as the case may be, and submission of declaration as per Regulation 31.1 of these regulations.
- (ii) In case of the generating station, the COD of the last unit of the generating station shall be considered as the COD of the generating station.

32.1.2 Hydro Generating Station

- (i) The commercial operation date in case of a unit of the hydro generating station including a pumped storage hydro generating station shall be the date declared by the generating station and after successful trial run at MCR or de-rated capacity as per Regulation 27.2.2, as the case may be, and submission of declaration as per Regulation 31.2 of these regulations.

- (ii) In case of the generating station, the COD of the last unit of the generating station shall be considered as the COD of the generating station.

32.1.3 Transmission System

- (i) The commercial operation date in case of an Intra-State Transmission System or an element thereof shall be the date declared by the transmission licensee on which the Transmission System or an element thereof is in regular service at 00:00 hours after successful trial operation for transmitting electricity and Communication signal from the sending end to the receiving end as per Regulation 28 and submission of declaration as per Regulation 31.3 of these regulations:

Provided that in case a transmission system or an element thereof executed under regulated tariff mechanism is prevented from regular service on or after the scheduled COD for reasons not attributable to the transmission licensee or its supplier or its contractors but is on account of the delay in commissioning of the concerned generating station or in commissioning of the upstream or downstream transmission system of other transmission licensee, the transmission licensee shall approach the Commission through an appropriate petition along with a certificate from the STU to the effect that the transmission system is complete as per the applicable CEA Standards, for approval of the commercial operation date of such transmission system or an element thereof:

Provided also that in case of Transmission System executed through Tariff Based Competitive Bidding, the transmission licensee may declare deemed COD of the STS in accordance with the provisions of the Transmission Service Agreement after obtaining (a) a certificate from the STU to the effect that the transmission system is complete as per the specifications of the bidding guidelines and applicable CEA Standards and (b) no load charging certificate from the SLDC, where no load charging is possible.

- (ii) The COD of a transmission element of the transmission system under Tariff Based Competitive Bidding shall be declared only after declaration of COD of all the pre-required transmission elements as per the Transmission Services Agreement:

Provided that in case any transmission element is required in the interest of the power system as certified by SPC, the COD of the said transmission element may be declared prior to the declaration of COD of its pre-required transmission elements.

Communication System

32.1.4 Date of commercial operation in relation to a Communication system or an element thereof shall mean the date declared by the transmission licensee from 0000 hour of which a Communication system or element thereof shall be put into service after completion of site acceptance test including transfer of voice and data to the SLDC.

32.1.5 Generating Stations based on Wind and Solar resources; ESS and Hybrid Generating Station

- (i) The commercial operation date in case of units of a renewable generating station shall mean the date declared by the generating station after undergoing successful trial run as per Regulation 27.3 of these regulations, submission of declaration as per Regulation 31.4 of these regulations, and subject to fulfilment of other conditions, if any as per PPA / relevant regulations.
- (ii) In case of a generating station as a whole, the commercial operation date of the last unit of the generating station shall be considered as the COD of the generating station.

**Part VII
OPERATING CODE**

33 Operating Philosophy

33.1 All entities such as STU, SPC, licensees, generating stations and other grid connected entities shall at all times function in coordination to ensure integrity, stability and resilience of the grid and achieve economy and efficiency in operation of power system.

33.2 Operation of the State grid shall be monitored by the SLDC.

33.3 Detailed Operating Procedures for State grid shall be developed, maintained and updated by the SLDC in consultation with relevant stakeholders and shall be posted on SLDC website. SLDC shall submit the copy of the same to the Commission for information.

33.4 For efficient and secure operation of the State Power Grid the control rooms of the SLDC, generating plants, transmission substation of 132kV & above and any other control centres established by the Transmission Licensee/Users shall be automated or manned round the clock by qualified and adequately trained personal. Alternatively, the same may be operated from a remotely located control centres ensuring physical security of the infrastructure and its cyber security. Remote operation of any generating station or substation shall not adversely delay the execution of any switching instruction and/or information flow:

Provided that a transmission licensee not having its own substation terminating with the line shall also be required to have a coordination centre. QCA, representing renewable generators shall have a coordination centre manned by qualified and competent personnel round the clock, wherever required, for operational coordination and information exchange with the state load despatch centre and concerned generators.

34 System Security

34.1 All users shall operate their respective power systems in an integrated manner at all times in coordination with the SLDC.

34.2 Isolation, taking out of service and switching off an element of the grid:

34.2.1 No element(s) of the grid shall be isolated from the grid, except (i) during an emergency as per the Detailed Operating Procedure(s) of SLDC where such isolation would prevent a total grid collapse or would enable early restoration of power supply; (ii) for the safety of human life; (iii) when serious damage to a critical equipment is imminent and such isolation would prevent it; and (iv) when such isolation is specifically instructed by SLDC. Any such isolation shall be reported to the SLDC within the next 15 minutes.

34.2.2 SLDC in consultation with STU and users, shall prepare a list of important elements in the State grid that are critical for grid operation and shall make the said list available to all concerned.

34.2.3 In case of switching off or tripping of any of the important elements of the State grid under emergency conditions or otherwise, it shall be intimated immediately by the users with

available details to SLDC. The reasons for such switching off or tripping to the extent determined and the likely time of restoration shall also be intimated within half an hour. The SLDC and the users shall ensure restoration of such elements within the estimated time of restoration as intimated.

- 34.2.4 The isolated, taken out or switched off elements shall be restored as soon as the system conditions permit. The restoration process shall be supervised by the SLDC.
- 34.3 Maintenance of grid elements shall be carried out by the respective users in accordance with the provisions of the CEA Grid Standards. Outage of an element that is causing or likely to cause danger to the grid or sub-optimal operation of the grid shall be monitored by the SLDC.
- 34.4 Except in an emergency, or when it becomes necessary to prevent imminent damage to critical equipment, no user shall suddenly reduce its generating unit output by more than 50 (Fifty) MW without prior permission of the SLDC.
- 34.5 Except in an emergency, or when it becomes necessary to prevent imminent damage to critical equipment, no user shall cause a sudden variation in its load by more than 50 (Fifty) MW without the prior permission of the SLDC.
- 34.6 All generating units shall have their automatic voltage regulators (AVRs), Power System Stabilizers (PSSs), voltage (reactive power) controllers (Power Plant Controller) and any other requirements in operation, as per the CEA Technical Standards for Connectivity. If a generating unit with a capacity higher than 50(Fifty) MW is required to be operated without its AVR or voltage controller in service, the generating station shall immediately inform the SLDC of the reasons thereof and the likely duration of such operation and obtain its permission.

- 34.7 The tuning of AVR, PSS, Voltage Controllers (PPC) including for low and high voltage ride through capability of wind and solar generators or any other requirement as per CEA Technical Standards for Connectivity shall be carried out by the respective generating station: –
- at least once every five (5) years;
 - based on operational feedback provided by the RLDC/SLDC after analysis of a grid event or disturbance; and
 - in case of major network changes or fault level changes near the generating station as reported by SLDC.
 - in case of a major change in the excitation system of the generating station.
- 34.8 Provisions of protection and relay settings shall be coordinated periodically throughout the State grid, as per the plan finalized by the SPC.
- 34.9 Power System Stabilizers (PSSs), AVRs of generating units and reactive power controllers shall be properly tuned by the generating station as per the plan and the procedure prepared by the SPC. In case the tuning is not complied with as per the plan and procedure, the SLDC shall issue notice to the defaulting generating station to complete the tuning within a specified time.
- 34.10 All distribution licensees, STUs and bulk consumers shall provide automatic under frequency relays (UFR) and df/dt relays for load shedding in their respective systems to arrest frequency decline that could result in grid failure.
- 34.11 STU shall plan UFR settings and df/dt load shedding schemes depending on their load generation balance in coordination with the SLDC and approval of the SPC.
- 34.12 SLDC, STU or users may identify the requirement of System Protection Schemes (SPS) (including inter-tripping and run-back) in the power system to operate the transmission system within operating limits and to protect against situations such as voltage collapse, cascade tripping and tripping of important corridors/flow-gates. SPS shall be installed and commissioned by the concerned users. SPS shall always be kept in service. If any SPS identified by SLDC, STUs or users is to be taken out of service, the permission of the SLDC shall be required.
- 34.13 SLDC and users shall operate in a manner to ensure that the steady state grid voltage remains within the limits as specified in the CEA Grid Standards.

34.14 The concerned users shall implement defense mechanisms as finalized by the SPCs to prevent voltage collapse and cascade tripping.

34.15 All defense mechanisms shall always be in operation and any exception shall be immediately intimated by the concerned user to the SLDC along with the reasons and the likely duration of such exception. The concerned user shall also obtain permission from the SLDC.

35 Frequency Control

35.1 The Reference Frequency shall be 50.000 Hz and the allowable band of frequency shall be as per IEGC. The frequency shall be measured with a resolution of +/-0.001 Hz by SLDC.

35.2 SLDC shall endeavor that the grid frequency remains close to 50 Hz. and in case frequency goes outside the allowable band, ensure that the frequency is restored as per IEGC at the earliest.

35.3 All users shall adhere to their schedule of injection or drawl, as the case may be, and take such action as required under these regulations and as directed by SLDC so that the grid frequency is maintained and remains within the allowable band.

36 Reserves

36.1 SLDC, in the interest of Grid security shall maintain the adequate spinning reserve margin at the State level.

36.2 Primary Reserve and Control:

36.2.1 Primary control is local automatic control in a generating unit or energy storage system or demand side resource for the purpose of adjusting its active power output or consumption, as the case may be, in response to frequency excursion. Primary control is the immediate automatic control implemented through turbine speed governors or frequency controllers.

36.2.2 All the generating stations and units thereof shall have the electronically controlled governing systems or frequency controllers in accordance with the CEA Technical Standards for Connectivity and are mandated to provide PRAS. The generating stations and units thereof with governors shall be under Free Governor Mode of Operation.

36.2.3 The generating units shall have their governors or frequency controllers in operation at all the times with droop settings of 3 to 6 % (for thermal generating units and WS Seller) or 0-10% (for hydro generating units) or as specified in the CEA Technical Standards for

Connectivity.

- 36.2.4 Primary Response of various types of Generating Units shall be as per IEGC.
- 36.2.5 All generating stations i.e., Coal/Lignite Based/Hydro/Gas based/WS Seller shall have the capability of instantaneously picking up to a minimum 105% of their operating level and up to 105% or 110% of their MCR, as the case maybe, when the frequency falls suddenly and shall provide primary response whenever condition arises. Any generating station not complying with the above requirements shall be kept in operation (synchronized with the state grid) only after obtaining the permission of the SLDC.
- 36.2.6 All generating stations mentioned above shall have the capability of reducing output at least by 5% or 10%, as applicable, of their operating level and up to 5% or 10% of their MCR, as applicable, limited to the minimum turndown level when the frequency rises above the reference frequency and thus providing primary response, whenever conditionarises. Any generating station not complying with the above requirements shall be kept in operation (synchronized with the State grid) only after obtaining permission from the SLDC.
- 36.2.7 The normal governor action shall not be suppressed in any manner through load limiter, Automatic Turbine Run-up System (ATRS), turbine supervisory control or coordinated control system and no time delays shall be deliberately introduced. In the case of a renewable energy generating unit, a reactive power limiter or power factor controller or voltage limiter shall not suppress the primary frequency response within its capability. The inherent dead band of a generating unit/frequency controller shall not exceed +/- 0.03 Hz. The governor shall be set with respect to a reference frequency of 50.000 Hz and response outside the dead band shall be with respect to a total change in frequency.
- 36.2.8 The thermal and hydro generating units shall not resort to Valve Wide Open (VWO) operation to make available margin for providing governor action.
- 36.2.9 The Primary Reserve Ancillary Service (PRAS) shall start immediately when the frequency deviates beyond the dead band as specified in Sub Regulation 36.2.7 of these Regulations and shall be capable of providing its full PRAS capacity obligation within 45 seconds and sustaining at least for the next five (5) minutes.

Secondary Reserve

36.3 All SGS should try to participate in Secondary Reserve Ancillary Service (SRAS) as per the CERC (Ancillary Services) Regulations, 2022. SLDC shall monitor and place the information of Generators participating in SRAS on its website.

37 Operational Planning

37.1 Time Horizon

37.1.1 Operational planning shall be carried out in advance by SLDC with Monthly and Yearly time horizons in co-ordination with STU.

37.1.2 Operational planning shall be carried out in advance by SLDC on Intra-day, Day Ahead, Weekly time horizons.

37.1.3 SLDC shall issue procedure and formats for data collection to carry out:

- i. Operational planning analysis,
- ii. Real-time monitoring,
- iii. Real-time assessments

37.1.4 SLDC may also issue procedure and format for data collection for above purposes.

37.2 Demand Estimation

37.2.1 SLDC shall carry out demand estimation as part of operational planning after duly factoring in the demand estimation done by STU as part of resource adequacy planning. Demand estimation by SLDC shall be for both active power and reactive power incident on the transmission system based on the details collected from RUVITL/Distribution Licensees, grid-connected distributed generation resources and captive power plants.

37.2.2 SLDC shall develop methodology for daily, weekly, monthly, yearly demand estimation in MW and MWh for operational analysis as well as resource adequacy purposes. SLDC, while estimating demand may utilize state of the art tools, weather data, historical data and any other data. For this purpose, all distribution licensees shall maintain historical database of demand.

37.2.3 The demand estimation by SLDC shall be done on day ahead basis with time block wise granularity for the daily operation and scheduling. In case SLDC observes a major change in demand in real time for the day, it shall immediately revised the demand estimation for correction.

37.2.4 SLDC shall also estimate peak and off-peak demand (active as well as reactive power) on weekly and monthly basis for load - generation balance planning as well as for operational planning analysis, which shall be a part of the operational planning data. The demand estimates mentioned above shall have granularity of a time block. The estimate shall cover the load incident on the grid as well as net load incident taking into account embedded generation in the form of roof-top solar and other distributed generation.

37.2.5 SLDC shall compute forecasting error for intra day, day-ahead, weekly, monthly and yearly forecasts and analyse the same in order to reduce forecasting error in future. The computed forecasting errors shall be made available by SLDC on their website.

37.3 Generation Estimation

37.3.1 The modalities of generation by entities shall be as per the provisions of Regulation 37.1.3 of this Regulation.

37.3.2 SLDC shall forecast generation from wind, solar, ESS and Renewable Energy Hybrid generating stations that are intra-state entities, for different time horizons as referred to in Sub Regulation 37.1 of these regulations for the purpose of operational planning.

Adequacy of Resources

37.4 SLDC shall estimate and ensure the adequacy of resources, identify generation reserves, demand response capacity and generation flexibility requirement with due regard to the resource adequacy framework as specified in these regulations, IEGC and CEA Regulations/ Guidelines, as amended from time to time.

38 Outage Planning

38.1 Outage planning shall be prepared for the grid elements in a coordinated and optimal manner keeping in view the system operating conditions and grid security. The coordinated generation and transmission outage plan for the State grid shall take into consideration all the available generation resources, demand estimates, transmission constraints, factoring in water for irrigation requirements, if any. To optimize the transmission outages of the State grid, to avoid grid operation getting adversely affected and to maintain system security standards, the outage plan shall also take into account the generation outage schedule and transmission outage schedule.

38.2 Annual outage plan shall be prepared as follows:

38.2.1 Annual outage plan of grid elements shall be prepared in advance for the financial year by the SLDC in consultation with the users and reviewed before every quarter and every month and adjustments shall be made wherever necessary.

- 38.2.2 Annual outage plan shall be prepared in such a manner as to minimize the overall downtime, particularly where multiple entities are involved in outage of any grid element(s).
- 38.2.3 The outage plan of hydro generation plant, REGS and ESS and its associated evacuation network shall be prepared with a view to extract maximum generation from these sources. Example: Outage of wind generator may be planned during lean wind season. Outage of solar generator, if required, may be planned during the rainy season or during night, if possible. Outage of hydro generator may be planned during the lean water season.
- 38.3 Outage Planning Process shall be as follows:
- 38.3.1 All users, STU, licensees shall follow the annual outage plan. If any deviation is required, the same shall be allowed only with prior permission of the SLDC.
- 38.3.2 Each user shall obtain the final clearance from SLDC, prior to the planned outage of any grid element.
- 38.3.3 In case of grid disturbances, system isolation, partial black-out in a State or any other event in the system that may have an adverse impact on the system security due to proposed outage,
- (i) SLDC shall have the authority to defer the planned outage;
 - (ii) SLDC before giving clearance of the planned outage may conduct studies again.

39 Operational Planning Study

- 39.1 **SLDCs shall perform day-ahead, weekly, monthly, and yearly operational study for:**
- (i) assessment and declaration of total transfer capability (TTC) and available transfer capability (ATC) for import or export of electricity by the State. TTC and ATC shall be revised from time to time based on commissioning of new elements and other grid conditions and shall be published on SLDC website with all the assumptions and limiting constraints;
 - (ii) planned outage assessment;
 - (iii) special scenario assessment;
 - (iv) system protection scheme assessment;
 - (v) natural disaster assessment; and
 - (vi) any other study relevant in operational scenario.

- 39.2 SLDC shall utilize network estimation tool integrated in their EMS, and SCADA system for the real time operational planning study. All users shall make available at all times real time error free operational data for successful execution of network analysis using EMS/SCADA. Failure to make available such data shall be immediately reported to the SLDC along with firm timeline for restoration.
- 39.3 Operational planning study shall be done to assess whether the planned operations shall result in deviations from any of the system operational limits defined under these regulations and applicable CEA Standards. The deviations, if any, shall be reviewed in the monthly operational meeting of SPC and significant deviations shall be monitored by SPC for early resolution.
- 39.4 SLDC shall maintain records of the completed operational planning study, including date specific power flow study results, the operational plan and minutes of meetings on operational study.
- 39.5 SLDC shall have operating plans to address potential deviations of system operational limit identified as a result of the operational planning study. These operating plans shall be communicated to users in advance so that they can take corrective measures.
- 39.6 In case any user is unable to adhere to such an operating plan, it shall intimate the SLDC in advance with detailed reasons and explanation for the non-adherence.
- 39.7 SLDC shall undertake study on the impact of new elements to be commissioned in the intra-state system in the next six (6) months on the TTC and ATC for the State.
- 39.8 SLDC shall compare the results of the studies of impact of new elements on the system and transfer capability addition with those of the interconnection and planning studies by STU, and any significant variations observed shall be communicated to STU for immediate and long-term mitigation measures.
- 39.9 Defense mechanisms like system protection scheme, load-rejection scheme, generation run-back, islanding scheme or any other scheme for system security shall be proposed by user or SLDC and shall be deployed as finalized by the SPC.

40 **System Restoration**

- 40.1 SLDC in consultation with STU shall prepare detailed procedure for restoration of the State grid under partial and total blackout which shall be reviewed and updated annually taking into account changes in the configuration of their respective power systems.

- 40.2 Detailed procedures for restoration post partial and total blackout of each user system shall be prepared by the concerned user in coordination with the SLDC. The concerned user shall review the procedure every year and update the same. The user shall carry out mock trial run of the procedure for different sub-systems including black-start of generating units along with grid forming capability of inverter based generating station, VSC based HVDC black-start support at least once in a year under intimation to the SLDC. Diesel generator sets and other standalone auxiliary supply source to be used for black start shall be tested on weekly basis and the user shall send the test reports to the SLDC on a quarterly basis.
- 40.3 Simulation studies shall be carried out by each user in coordination with SLDC for preparing, reviewing, and updating the restoration procedures considering the following:
- (i) Black start capability of generator;
 - (ii) Ability of black start generator to build cranking path and sustain island;
 - (iii) Impact of block load switching in or out;
 - (iv) Line/transformer charging;
 - (v) Reduced fault levels;
 - (vi) Protection settings under restoration condition.
- 40.4 The thermal and nuclear generating stations shall be prepared for house load operation as per design. User and SLDC shall report the performance of house load operation of a generating station in the event where such operation was required.
- 40.5 SLDC shall identify the generating stations with black start facility, grid forming capability of inverter based generating station, house load operation facility, intra-state ties, synchronizing points and essential loads to be restored on priority.
- 40.6 During the restoration process following a black out, SLDC is authorized to operate with reduced security standards for voltage and frequency and may direct for implementation of such operational measures, namely, suspension of secondary or tertiary frequency control, power market activities, defense schemes, reduced governor droop setting as necessary, in order to achieve the fastest possible recovery of the grid.
- 40.7 All Communication channels required for restoration process shall be used for the operational Communication only till the grid normalcy is restored.
- 40.8 Any entity extending black start support by way of injection of power as identified in clause 40.5 of this Regulation shall be paid for actual injection @ 110 % of normal rate of charges for deviation in accordance with DSM Regulations for the last block in which the grid was available.

41 Real Time Operation

41.1 System state

Power system shall be categorized under normal, alert, emergency, extreme emergency and restoration state depending on the type of contingencies and value of operational parameters of the power system by SLDC.

Normal state

41.1.1 Power system shall be categorized under normal state when the power system is operating with operational parameters within their respective operational limits and equipments are within their respective loading limits. Under normal state, the power system is secure and capable of maintaining stability under contingencies defined in the CEA Transmission Planning Criteria.

Alert state

41.1.2 Power system shall be categorized under alert state when the power system is operating with operational parameters within their respective operational limits, but a single contingency ('N-1') leads to violation of security criteria. The power system remains intact under such alert state. However, whenever the power system is under alert state, the system operator shall take corrective measures to bring back the power system to a normal state.

Emergency state

41.1.3 Power system shall be categorized under emergency state when the power system is operating with operational parameters outside their respective operational limits or equipments are above their respective loading limits. Emergency state can arise out of multiple contingencies or any major grid disturbance in the system. The power system remains intact under such emergency state. However, whenever the power system is under emergency state, the system operator, to bring back the power system to alert/normal state shall take corrective measures such as:

- (i) extreme measures such as load shedding, generation unit tripping, line tripping or closing,
- (ii) emergency control action such as HVDC Control, Excitation Control, HP-LP Bypass, tie line flow rescheduling on critical lines, and
- (iii) automated action such as system protection scheme, load curtailment scheme and generation run-back scheme.

Extreme Emergency state

41.1.4 Power system shall be categorized under extreme emergency state if the control actions taken during emergency state are not able to bring the system either to alert state or normal state and operational parameters are outside their respective operational limits or equipment are critically loaded. Extreme emergency state may arise due to high impact low frequency events like natural disasters. The power system may or may not remain intact (splitting may occur) and extreme events like generation plant tripping, bulk load shedding, under frequency load shedding (UFLS) and under voltage load shedding (UVLS) operation may occur.

Restorative State

41.1.5 Power system shall be categorized under restorative state when control action is being taken to reconnect the system elements and to restore system load. The power system transits from restorative state to either the alert state or the normal state, depending on the system conditions.

41.2 SLDC in consultation with STU shall carry out the study of STS and based on historical data and grid incidences evolve detailed criteria to categorise the power system in terms of the above states. The detailed criteria shall be included in the respective Detailed Operating Procedure to be issued by SLDC.

41.3 SLDC shall maintain the grid in the normal state by taking suitable measures. In case the power system moves away from the normal state, appropriate measures shall be taken to bring the system back to the normal state. In case the power system has moved to extreme emergency state, SLDC shall take emergency action and initiate restorative measures immediately.

Operational coordination

41.4 For operational coordination, each State transmission licensee, distribution licensee, State generating station, shall have a control center or coordination centre for round the clock coordination.

42 Demand and Load Management

42.1 The demand and load shall be managed for ensuring grid security.

42.2 SLDC, in coordination with STU and RUVITL/Distribution Licensee (s), shall develop Automatic Demand Management scheme with emergency controls at SLDC.

42.3 Whenever the power system is in alert state or emergency state as assessed by SLDC:

42.3.1 The RUVITL/distribution licensees shall abide by directions of SLDC to secure the system, and extreme measures like load shedding may be carried out as a last resort.

42.3.2 SLDC may direct RUVITL/distribution licensees to restrict drawal from the grid or curtail load for ensuring the stability of the grid:

Provided that load shedding shall be resorted to after the demand response option has been exhausted.

42.3.3 The load disconnected, if any, shall be restored as soon as possible on clearance from SLDC after the system has been normalized.

43 Post Despatch Analysis

43.1 Operational analysis

43.1.1 SLDC shall analyse the following:

- (i) Pattern of demand met, under drawls and over drawls, frequency profile, voltage and tie-line flows, angular spread, area control error, reserve margin, load and RE Forecast errors ancillary services despatched, transmission congestion and (n-1) violations;
- (ii) Generation mix in terms of source and station wise generation;
- (iii) Irregular pattern in any of the system parameters mentioned in Clause 43.1.1(i) and Clause 43.1.1(ii) of these Regulations and reasons thereof; and
- (iv) Extreme weather events or any other event affecting the grid security.

43.1.2 Such analysis shall be disclosed on SLDC Website.

43.1.3 For the purpose of analysis and reporting, telemetered data shall be archived with granularity of not more than five (5) minutes and higher granularity for special events. Such data shall be stored by SLDC for at least fifteen (15) years and reports shall be stored for twenty-five (25) years for operational analysis.

43.2 Event reporting

43.2.1 Event reporting shall make available adequate data to facilitate event analysis.

- (i) Immediately following an event in the system, the concerned user shall inform the SLDC through voice message.
- (ii) Written flash report shall be submitted to SLDC by the concerned user within the time line specified in the Table 2 below.
- (iii) Disturbance Recorder (DR), station Event Logger (EL), Data Acquisition System (DAS) shall be submitted within time line specified in the Table 2 below.

(iv) After complete analysis of the event, user shall submit a detailed report in case of grid disturbance or grid incidence within the time line specified in the Table 2 below to SLDC.

43.2.2 SLDC shall prepare a draft report of each grid disturbance or grid incidence including simulation results and analysis which shall be discussed and finalized at SPC meeting as per timeline specified in the table below.

Table 2: Report submission timeline

Sr. No.	Grid Event (Classification)	Flash report submission deadline (users/ SLDC)	Disturbance record and station event log submission deadline (users/ SLDC)	Detailed report and data submission deadline (users/ SLDC)	Draft report submission deadline (SLDC)	Final Report submission deadline (SPC)
1	GI-1/GI-2	8 hours	24 hours	+7 days	+7 days	+60 days
2	Near miss	8 hours	24 hours	+7 days	+7 days	+60 days
3	GD-1	8 hours	24 hours	+7 days	+7 days	+60 days
4	GD-2/GD-3	8 hours	24 hours	+7 days	+21 days	+60 days
5	GD-4/GD-5	8 hours	24 hours	+7 days	+30 days	+60 days

43.2.3 Categorisation of grid incidents and grid disturbance based on severity of trippings.- The categorisation of grid incidents and grid disturbances shall be as follows:-

(i) Categorisation of grid incidents in increasing order of severity,-

Category GI-1 - Tripping of one or more power system elements of the grid like a generator, transmission line, transformer, shunt reactor, series capacitor and Static VAR Compensator, which requires re-scheduling of generation or load, without total loss of supply at a sub-station or loss of integrity of the grid at 132 kV;

Category GI-2 - Tripping of one or more power system elements of the grid like a generator, transmission line, transformer, shunt reactor, series capacitor and Static VAR Compensator, which requires re-scheduling of generation or load, without total loss of supply at a sub-station or loss of integrity of the grid at 220 kV and above.

(ii) Categorisation of grid disturbance in increasing order of severity,-

Table 3: Categorisation of grid disturbance

Category GD-1	When less than ten percent of the antecedent generation or load in a State grid is lost.
Category GD-2	When ten percent. to less than twenty percent of the antecedent generation or load in a State grid is lost.
Category GD-3	When twenty percent to less than thirty percent. of the antecedent generation or load in a State grid is lost.
Category GD-4	When thirty percent to less than forty percent of the antecedent generation or load in a State grid is lost.
Category GD-5	When forty percent or more of the antecedent generation or load in a State grid is lost.

Explanation: For the purpose of categorization of grid disturbances, percentage loss of generation or load, whichever is higher shall be considered.

- 43.2.4 The implementation of the recommendations of the final report shall be monitored by a sub-committee of the SPC. SLDC shall disseminate the lessons learnt to the SPC for necessary action.
- 43.2.5 Any additional data such as single line diagram (SLD) of station, protection relay settings, HVDC transient fault record, switchyard equipment and any other relevant station data required for carrying out analysis of an event by SLDC shall be furnished by the users within forty- eight (48) hours of the request. All users shall also furnish high-resolution analog data from various instruments including power electronic devices like HVDC, FACTS, renewable generation (inverter level or WTG level) on the request of SLDC.
- 43.2.6 Triggering of STATCOM, TCSC, HVDC run-back, HVDC power oscillation damping, generating station power system stabilizer and any other controller system during any event in the grid shall be reported to the SLDC. The transient fault records and event logger data shall be submitted to SLDC within 24 hours of occurrence of the incident. Generating stations shall submit 1 second resolution active power and reactive power data recorded during oscillations to the SLDC within 24 hours of the occurrence of the oscillations.
- 43.2.7 A monthly report on events of unintended operation or non-operation of protection system shall be prepared and submitted by each user to SLDC within the first week of the subsequent month.

44 Periodic Reports

- 44.1 Daily and monthly reports covering performance of the State grid shall be prepared by SLDC and published on SLDC website.
- 44.2 The reports shall inter-alia contain the following:
- (i) Frequency profile;
 - (ii) Source wise generation for each control area;
 - (iii) Drawal from the grid and area control error;
 - (iv) Demand met (peak, off-peak and average);
 - (v) Demand/Energy unserved in MW and MWh;
 - (vi) Instances and quantum of curtailment of renewable energy;
 - (vii) Voltage profile of important substations and sub-stations normally having low or high voltage;
 - (viii) Major generation and transmission outages;
 - (ix) Constraints and instances of congestion in the transmission system;
 - (x) Instances of persistent/significant non-compliance of Grid Code;
 - (xi) Status of reservoirs.

45 Reactive Power Management

- 45.1 All users shall endeavour to maintain the voltage at interconnection point in the range specified in the CEA Grid standards.
- 45.2 All generating stations shall be capable of supplying dynamically varying reactive power support so as to maintain power factor within the limits of 0.95 lagging and 0.95 leading as per the CEA Connectivity Standard Regulations.
- 45.3 The distribution licensees, OA and bulk consumers shall ensure the following:
- (i) They shall maintain neutral grounding of their installation and shall isolate the installation whose neutral grounding is imperfect; and
 - (ii) They shall switch off capacitor banks if voltage exceed 105% of nominal system voltage and shall switch off shunt reactors if voltage goes below 95% of nominal voltage.
- 45.4 The reactive interchange of the users shall be measured and monitored by the SLDC.
- 45.5 All generating stations connected to the State grid shall generate or absorb reactive power as per instructions of the SLDC, as the case may be within capability limits of the respective generating units where Capability limit of a generating unit shall be as specified by the OEM.
- 45.6 SLDC may direct the users about reactive power set-points, voltage set-points and power factor control to maintain the voltage at interconnection points.

- 45.7 SLDC shall assess the dynamic reactive power reserve available at various substations or generating stations under any credible contingency on a regular basis based on technical details and data provided by the users, as per the procedure specified by SLDC.
- 45.8 SLDC shall take appropriate measures to maintain the voltage within limits inter-alia using following facilities and facility owner shall abide by the instructions of SLDC:
- (i) Shunt reactors,
 - (ii) Shunt capacitors (excluding HVDC automatic control),
 - (iii) TCSC,
 - (iv) VSC based HVDC,
 - (v) Synchronous/non-synchronous generator voltage control including inverter based reactive power support synchronous condenser,
 - (vi) Static VAR compensators (SVC), STATCOM and other FACTS devices,
 - (vii) Transformer tap change: generator transformer and inter-connecting transformer,
 - (viii) HVDC power order or HVDC controller selection to optimise filter bank.
 - (ix) Switching ON or OFF lines.
- 45.9 Reactive power facility shall be in operation at all times and shall not be taken out without the permission of the SLDC.
- 45.10 Periodic or seasonal tap changing of inter-connecting transformers and generator transformers shall be carried out to optimize the voltages, subject to technical feasibility, and where ever necessary,, other options such as tap staggering may be carried out in the network.
- 45.11 Hydro and gas generating units having capability shall operate in synchronous condenser mode operation as per instructions of SLDC. Standalone synchronous condenser units shall operate as per instructions of SLDC.
- 45.12 All the Inverter Based Resources (IBRs) covering wind, solar and energy storage shall ensure that they have the necessary capability, as per CEA Connectivity Standards, all the time including non-operating hours and night hours for solar. The active power consumed by these devices for purpose of providing reactive power support, when operating under synchronous condenser/night-mode, shall not be charged under deviations and shall be treated as transmission losses in the STS.
- 45.13 Accounting, charges and payment for Reactive Energy Exchanges shall be specified in the detailed operating procedure issued by SLDC.

46 Periodic Testing

- 46.1 There shall be periodic tests to be carried out on power system elements for ascertaining correctness of mathematical models used for simulation studies as well as ensuring desired performance during an event in the system.
- 46.2 The owner of the power system element shall be responsible for carrying out tests as specified in IEGC and for submission of reports to STU and SLDC.
- 46.3 All equipment owners shall submit a testing plan for the next year to the SPC by 31st October for ensuring proper coordination during testing as per the schedule. In case of any change in the schedule, the owners shall inform the SPC in advance.
- 46.4 The tests shall be performed once in every five (5) years or whenever major retrofitting is done. If any adverse performance is observed during any grid event, then the tests shall be carried out even earlier, if so advised by SLDC as the case may be.
- 46.5 The owners of the power system elements shall implement the recommendations, if any, suggested in the test reports in consultation with the STU, SPC and SLDC.

Capacity Building and Certification

- 47 Capacity Building, skill upgradation and certification of the personnel deployed in SLDC shall be done periodically under an institutional framework through accredited certifying agency(ies).

Part VIII**SCHEDULING AND DESPATCH CODE**

- 48 The SLDCs shall be responsible for optimum scheduling and despatch of electricity, monitoring of real time grid operations and management of the reserves including energy storage systems and demand response, supervision and control over the intra-State transmission system, processing of interface energy meter data and coordinating the accounting and the settlement of State pool account, as may be specified by the Commission.

49 Responsibilities of State load despatch centres

- 49.1 The State Load Despatch Centre in discharge of its functions under the Act and for stable, smooth and secure operation of the integrated grid, shall be responsible for the following:

- 49.1.1 Optimum Scheduling and despatch for the entities in the State control area in accordance

with contracts;

49.1.2 Forecasting demand under Regulation 37.2 of these regulations for each time block on day-ahead and intra-day basis;

49.1.3 Forecasting of generation from wind and solar generating stations under its jurisdiction for each time block on day-ahead and intra-day basis:

Provided that such forecasts may be used by the wind and solar generating stations at their own risk and discretion along with all commercial liabilities arising out of it;

49.1.4 Balancing demand and supply.

49.1.5 Maintaining and dispatching reserves.

49.1.6 Declaring Total Transfer Capability and Available Transfer Capability in respect of State and revising the same from time to time based on grid conditions. Assessment of TTC and ATC shall be done on a continuous basis at least three (3) months in advance and revised based on contingencies from time to time.

50 General Provisions

50.1 Details of generating stations and drawing entity to be published by SLDC.

50.1.1 SLDC shall publish a list of all generating stations within their control area, which shall be updated quarterly on their website along with details such as station capacity, allocated share of beneficiaries, contracted quantum by buyers, and balance available capacity etc.

50.1.2 SLDC shall update on a quarterly basis the list of all drawee entities within the State and post the same on their websites along with the allocated or contracted quantum from all entities.

Adherence to Schedule:

50.2 Each State entity shall regulate its generation or demand or both, as the case may be, so as to adhere to the schedule of net injection into or net drawal from the State transmission system.

50.3 Declaration of Declared Capacity by State Generating stations

50.3.1 Each SGS having capacity of 1MW and above and OA supplier shall declare the time

block averaged capability estimate in MW & MVAR at each connection point for the day ahead to SLDC.

Provided that the scheduling for Solar and Wind Generators shall be as per the provisions of RERC (Forecasting, Scheduling, Deviation Settlement and Related Matters of Solar and Wind Generation Sources) Regulations, 2017, as amended from time to time.

50.3.2 The generating station other than RE generator shall declare ex-bus Declared Capacity limited to 100% MCR less auxiliary power consumption, on day ahead basis.

Provided that the hydro generating stations may declare ex-bus Declared Capacity more than 100% MCR less auxiliary power consumption limited to overload capability during high inflow periods.

50.3.3 The schedule issued by the SLDC shall be binding on the beneficiaries for such testing of the declared capacity of the generating station. In case the generating station fails to demonstrate the declared capacity, it shall be treated as a mis-declaration for which charges shall be levied on the generating station by SLDC as below.

50.3.4 The charges for the first mis-declaration for a block or multiple blocks in a day shall be the charges corresponding to two days' fixed charges at normative availability. For the second mis-declaration, the charges shall correspond to four days' fixed charges at normative availability, and for subsequent mis-declarations, the charges shall increase in a geometric progression over a period of a month.

50.4 **Ramping Rate to be Declared for Scheduling:**

50.4.1 The generating station shall declare the ramping rate along with the declaration of day-ahead declared capacity in the following manner, which shall be accounted for in the preparation of generation schedules:

50.4.2 Coal or lignite fired plants shall declare a ramp up or ramp down rate of not less than 1% of ex-bus capacity corresponding to MCR on bar per minute;

50.4.3 Gas power plants shall declare a ramp up or ramp down rate of not less than 3% of ex-bus capacity corresponding to MCR on bar per minute;

50.4.4 Hydro power plants shall declare a ramp up or ramp down rate of not less than 10% of ex-bus capacity corresponding to MCR on bar per minute;

50.4.5 Renewable Energy generating stations shall declare a ramp up or ramp down rate as per CEA Connectivity Standards.

Provided that the deviation from the above provision may be considered by the Commission on case to case basis subject to certification from the Original Equipment Manufacturer (OEM) of generating plant with supporting document.

51 Minimum Turndown Level for Operation of State Thermal Generating Stations.

51.1 The minimum turndown level for operation in respect of a unit of a State thermal generating station shall be 55% of the MCR of the said unit or such other minimum power level as specified in the CEA (Flexible Operation of coal based Thermal Generating Units) Regulations, 2023, as amended from time to time, whichever is lower:

Provided that, the thermal generating station may approach the Commission in case the thermal generating station find it difficult in achieving the minimum turndown level as specified in this Regulation, with proper reasons and justification. The Commission may fix through an order a different minimum turndown level of operation in respect of specific unit(s) of a thermal generating station:

Provided further that such generating station on its own option may declare a minimum turndown level below the minimum turndown level specified in this clause:

Provided also that the thermal generating stations whose tariffs are determined under Section 62 or Section 63 of the Act, shall be compensated for part load operation, that is, for generation below the normative level of operation, in terms of the provisions of the contract entered into by such generating stations with the beneficiaries or buyers, or in the absence of such provision in the contract, as per the mechanism to be specified by the Commission through separate Order.

51.2 For meeting its power requirements during non-generation hours, whether before or after COD, a generating station, including renewable energy generating station, shall enter into a valid contract with a seller or distribution licensee or through power exchange:

Provided that where the generating station including a renewable energy generating station is unable to enter into a contract for the drawal of power during non-generation hours, it may draw power from the grid on payment of deviation charges as per the DSM Regulations.

52 Unit Shut Down (USD)

- 52.1 The generating stations or units thereof, which have been requisitioned less than the minimum turndown level, shall have the option to operate at a level below the minimum turn down level or to go under Unit Shut Down (USD).
- 52.2 In case a generating station, or unit thereof, opts to go under unit shut down (USD), and if it retains its DC, the generating company owning such generating station or unit thereof shall fulfil its obligation to supply electricity to its beneficiaries who had made requisition from the said generating station prior to it going under USD, by arranging supply either (a) by entering into a contract(s) covered under the Power Market Regulation; or (b) by arranging supply from any other generating station or unit thereof owned by such generating company subject to honouring of rights of the original beneficiaries of the said generating station or unit thereof from which supply is arranged;

53 Scheduling from Alternate Source of Power by a Generating Station

- 53.1 A generating station may supply power from alternate source in case of (i) USD in terms of regulation 52.1 of Regulation 52 of these regulations or (ii) forced outage of unit(s) or (iii) a generating station other than REGS replacing its scheduled generation by power supplied from REGS irrespective of whether such identified sources are located within or outside the premises of the generating station or at a different location.
- 53.2 The methodology for scheduling of power from alternate sources covered under (i) and (ii) of sub regulation 53.1 of this regulation shall be as per the following steps:
- 53.2.1 The generating station may enter into contract with alternate supplier under bilateral transaction or collective transaction.
- 53.2.2 In case of bilateral transaction, the generating station shall request SLDC to schedule power from such alternate supplier to its beneficiaries which shall become effective from 7th or 8th time blocks, as the case may be.
- 53.2.3 The power scheduled from alternate supplier shall be reduced from the schedule of the generating station.
- 53.2.4 In case of alternate supply is arranged through collective transactions, the transacted quantum shall be reduced from the scheduled generation of the generating station.
- 53.2.5 The generating station shall not be required to pay the transmission charges and losses for

such purchase of power to supply to the buyer from alternate sources.

53.3 The methodology for scheduling of power from alternate sources covered under (iii) of sub regulation 53.1 of this regulation, shall be as per the following steps:

53.3.1 The generating station shall enter into contract with REGS for supply of power from alternate sources.

53.3.2 The generating station shall request SLDC to schedule power from such alternate source to its beneficiaries which shall become effective from 7th or 8th time blocks, as the case may be.

53.3.3 The power scheduled from alternate source shall be reduced from the schedule of the generating station.

53.3.4 The generating station shall not be required to pay the transmission charges and losses for such purchase and supply from alternate sources to the buyer.

53.3.5 In case of a generating station whose tariff is determined by the Commission under Section 62 of the Act, supply of power by such generating station to its buyer from an alternate source, in terms of sub-regulations 53.3.1 to 53.3.4 of this regulation, shall be subject to sharing of net savings as specified in the Tariff Regulations:

Provided that until a provision is made in the Tariff Regulations, sharing of net savings shall be in accordance with the detailed procedure to be prepared by SLDC and approved by the Commission.

53.3.6 In case of a generating station other than whose tariff is determined by the Commission under Section 62 of the Act, supply of power by such generating station to its buyer from an alternate source in terms of sub-regulations 53.3.1 to 53.3.4 of this regulation shall be in accordance with the contract with the buyer and in the absence of a specific provision in the contract, in terms of mutual consent including on sharing of net savings between the generating station and the buyer.

54 Procedure for Scheduling and Despatch for Intra-State Transactions

54.1 The following scheduling related activities shall be carried out daily for State entities, on day ahead basis, 'D-1' day, for supply of power on 'D' day, as follows:

54.1.1 Declaration of Declared Capacity by generating stations:

(i) Each State Generating Station (SGS) based on coal and lignite shall submit the following information to SLDC for 0000 hours to 2400 hours of the 'D' day, by 6 AM on 'D-1' day:

(a) Time block-wise On-bar Declared Capacity (MW) for on-bar units;

(b) Time block-wise Off-bar Declared Capacity (MW) for off-bar units;

(c) Time block-wise Ramp up rate (MW/min) for on-bar capacity;

(d) Time block-wise Ramp down rate (MW/min) for on-bar capacity;

(e) MWh capability for the day;

(f) Minimum turndown level (MW) and in percentage (%) of ex-bus capacity on-bar;

(ii) The State Generating Station (SGS) based on hydro energy shall submit the following information to SLDC for 0000 hours to 2400 hours of the 'D' day, by 6 AM on 'D-1' day:

(a) Time block-wise ex-bus declared capacity;

(b) MWh capability for the day;

(c) Ex-bus peaking capability in MW and MWh;

(d) Time block-wise Ramp up rate (MW/min) for on-bar capacity;

(e) Time block-wise Ramp down rate (MW/min) for on-bar capacity;

(f) Unit-wise forbidden zones in MW and percentage (%) of ex-bus installed capacity;

(g) Minimum MW and duration corresponding to requirement of water release for irrigation, drinking water and other considerations.

(h) Unit wise maximum MW along with probable combination of unit maximum in case adequate water is not available.

(iii) The State Generating Station (SGS) based on gas or combined cycle generating station shall submit to SLDC the following for 0000 hours to 2400 hours of the 'D' day, by 6 AM on 'D1' day:

(a) Time block-wise On-bar Declared Capacity (DC) for the station in MW separately for each fuel such as domestic gas, RLNG or liquid fuel and Onbar units;

(b) Time block wise Off-bar Declared Capacity (MW) and off-bar units;

(c) MWh capability (fuel-wise) for the next day;

(d) Time block wise Ramp up rate (MW/min) for on-bar capacity;

(e) Time block wise Ramp down rate (MW/min) for on-bar capacity;

(f) Minimum turndown level (MW) and in percentage (%) of ex-bus capacity onbar.

(iv) ESS including pumped storage plant, individually or represented by the lead ESS on their behalf, shall submit to SLDC the aggregate available capacity of the pooled generation and aggregate schedule along with contract-wise breakup for each time-block for 0000 hours to 2400 hours of the 'D' day, by 6 AM on 'D-1' day. The source-wise breakup of aggregate available capacity of the pooled generation shall also be furnished.

(v) The availability declaration by generating station shall have a resolution of two decimal (0.01) MW and three decimal (0.001) MWh.

54.2 Entitlement of each beneficiary or buyer:

54.2.1 For generating station, where the Central Government has allocated power, each State shall be entitled to a MW despatch up to the State's Share in the station's declared capacity (including On-bar Declared Capacity and Off-bar Declared Capacity) for the day. Accordingly, based on declared capacity of such generating station, NRLDC shall declare entitled share of each beneficiary or buyer for 0000 hours to 2400 hours of the 'D' day, by 7 AM on 'D-1' day.

54.2.2 The generating station other than those having allocation of power by the Central Government shall indicate the declared capacity along with respective share of the

beneficiary(ies) or buyers in accordance with the contracts entered with them.

54.2.3 NRLDC shall declare share of each Beneficiary or Buyer for 0000 hours to 2400 hours of 'D' day, by 7 AM on 'D-1' day.

54.2.4 SLDC shall compile the generator-wise availability for ISGS/ SGS/ REGS/ RHGS entitlement of each Beneficiary or Buyer for 'D' day at 15-minute interval and shall intimate the same to RUVITL/Distribution Licensees by 07:15 AM on 'D-1' day.

54.3 By 07:30 AM of 'D-1' day, RUVITL/Distribution Licensees will furnish requisition to SLDC in each ISGS/ SGS / REGS/ RHGS for 0000 hours to 2400 hours of 'D' day.

54.4 By 8 AM of 'D-1' day, SLDC shall convey the requisition of the State to NRLDC from ISGS/ SGS / REGS/ RHGS for 0000 hours to 2400 hours of 'D' day. NRLDC shall issue final drawl schedules and injection schedules for the State by 9 AM on 'D-1' day. NRLDC shall convey the generating station wise drawal schedule of the State by 9 AM on 'D-1' day.

54.5 Issue of schedules by SLDC:

54.5.1 SLDC shall take into account the schedule released by the NRLDC for their intra-State entities and finalise the intra-State schedule. SLDC shall issue final drawl schedules and injection schedules for drawee and injecting entities by 9:45 AM on 'D-1' day.

54.5.2 The SLDC, while finalising the schedule, shall subject to technical constraints, duly factor in merit order of the generating stations with which beneficiary has entered into contract(s):

Provided that the renewable energy generating stations shall not be subjected to merit order despatch, and subject to technical constraints shall be requisitioned first followed by requisition from other generating stations in merit order.

Un-Requisitioned Surplus power:

54.6 The generating station whose tariff is determined under Section 62 of the Act, may sell its un-requisitioned surplus without the consent of the beneficiary(ies) as available at 9.45 AM in the day ahead market. The sharing of net savings shall be as per provisions of Tariff Regulations and until a provision is made in the Tariff Regulations, sharing shall be done in accordance with the detailed procedure to be prepared by SLDC and approved by the Commission.

54.7 Margins for primary response:

54.7.1 For the purpose of ensuring primary response, SLDC shall not schedule the generating station or unit(s) thereof beyond ex-bus generation corresponding to 100% of the Installed capacity of the generating station or unit(s) thereof. The generating station shall not resort to Valve Wide Open (VWO) operation of units, whether running on full load or part load, and shall ensure that there is margin available for providing governor action as primary response.

54.7.2 In case of gas or liquid fuel-based units, suitable adjustment in Installed Capacity shall be made by SLDC for scheduling in due consideration the prevailing ambient conditions of temperature and pressure visà-vis site ambient conditions on which installed capacity of the generating station or unit(s) thereof have been specified:

Provided that the hydro generating stations shall be permitted to schedule ex-bus generation corresponding to 110% of the installed capacity or any other overload capability during high inflow periods to avoid spillage:

55 Power to revise schedules:

55.1 In the event of a situation arising due to bottleneck in evacuation of power due to transmission constraint, SLDC shall revise the schedule, which shall become effective from 4th time block, counting the time block in which the transmission constraint has been brought to the notice of SLDC as the first one. During the first three time blocks also, the schedule shall be deemed to have been revised to be equal to the actual generation by SSGS and actual drawal by the DISCOMs.

55.2 In case of contingencies such as critical loading of lines, transformers, abnormal voltages or threat to system security, the following steps as considered necessary, may be taken by SLDC:

- (i) Issue directions to concerned entities to adhere to the schedules;
- (ii) Deployment of ancillary services;
- (iii) Switching on/off pump storage plants operating in pumping mode;
- (iv) Dispatching emergency demand response measures;
- (v) To increase or decrease the drawal or injection by revising the schedules and such directions shall be immediately acted upon.

55.3 Whenever SLDC revises final schedules due to reasons of grid security or contingency, brief reasons shall be informed immediately to the concerned entity followed by a detailed explanation to be posted on SLDC website within 24 hours.

55.4 Any verbal directions by SLDC shall be confirmed in writing as soon as possible latest within twenty-four hours.

56 Revision of schedules on request:

- (a) SLDCs on behalf of Buyers may revise their schedules.
- (b) The request for revision of scheduled transaction for 'D' day, shall be allowed subject to the following:

- (i) Request of buyers for upward revision of schedule from the generating station whose tariff is determined under Section 62 of the Act shall be allowed starting 1400hrs on 'D-1' day, only in respect of the remaining available quantum of un-requisitioned surplus in such generating stations, after finalization of schedules under day ahead market.
- (ii) Request of buyers for downward revision of schedule from the generating stations, whose tariff is determined under Section 62 of the Act shall be allowed in any time block.

Provided that downward revision of schedules by the buyers for 'D' day, after 1430 hrs on 'D-1' day in the generating station shall not be allowed below their respective share of minimum turndown level in the generating station.

- (iii) Request of buyers for upward or downward revision of schedule in respect of the generating stations other than those whose tariff is determined under Section 62 of the Act, shall be allowed in terms of provisions of the respective contracts between the generating stations and beneficiaries or buyers.
- (c) Based on the request for revision in schedule made as per sub-clause (b) of this clause, any revision in schedule made in odd time blocks shall become effective from 7th time block and any revision in schedule made in even time blocks shall become effective from 8th timer block, counting the time block in which the request for revision has been received by the SLDC.
- (d) While finalizing the drawal and dispatch schedules, in case any congestion is foreseen in the intra-State transmission system or technical constraints of a generating station, the SLDC shall moderate the schedules as required.

- 57 Revision of Declared Capacity and schedule, shall be allowed on account of forced outage of a unit of a generating station or ESS (as an injecting entity) only in case of bilateral transactions and not in case of collective transaction. Such generating station or ESS (as injecting entity) or the electricity trader or any other agency selling power from the unit of the generating station or ESS shall immediately intimate the outage of the unit along with the requisition for revision of Declared Capacity and schedule and the estimated time of restoration of the unit, to SLDC. The schedule of beneficiaries, sellers and buyers of power from this generating unit shall be revised on pro-rata basis for all bilateral transactions. The revised Declared Capacity and schedules shall become effective from the time block and in the manner as specified in regulation 56 of this Regulation:

Provided that the generating stations or ESS shall be allowed 2 (two) revisions of Declared Capacity and schedule in a day due to reasons such as partial outage of the unit or variation in fuel quality for thermal generating stations, variation of water availability for hydro generating stations or variations in supply of gas for gas generating stations and the revised schedule shall become effective from the 7th time block or 8th time block as the case may be, counting the time block in which the revision is informed by the generator or ESS to be the first one:

Provided further that the SLDC, shall inform the revised schedule to the Seller and the Buyer. The original schedule shall become effective from the estimated time of restoration of the unit.

- 58 The generation schedules and drawl schedules shall be accessible to the State entities through user credentials controlled access. After the operating day is over at 2400 hours, the schedule finally implemented during the day (taking into account all before-the-fact changes in despatch schedule of generating stations and drawal schedule of the States) shall be issued by the SLDC. These schedules shall be the basis for commercial accounting.

59 Discrepancy in schedule

- 59.1 All State entities, open access customers, injecting entities and drawee consumers shall closely check their transaction Schedule and point out errors, if any, to the SLDC.
- 59.2 The final schedules issued by SLDC shall be open to all State entities and other State open access entities for any checking and verification, for a period of 5 days. In case any mistake or omission is detected, the SLDC shall make a complete check and rectify the same.

60 Energy Metering and Accounting

- 60.1 The STU shall be responsible for procurement and installation of Interface Energy Meters (IEMs), at the cost of respective entity, at all the STS interface points, points of connections between the entities for recording of actual active and reactive energy interchanged in each time-block through those points, and its operation and periodic calibration shall be done by the respective entity. STU shall be responsible for replacement of faulty meters.
- 60.2 The installation, operation, calibration and maintenance of Interface Energy Meters (IEMs) with automatic remote meter reading (AMR) facility shall be in accordance with the CEA Metering Regulations 2006.
- 60.3 The installation, operation, and maintenance of additional communication links, if any, required for the purpose of AMR facility shall be in accordance with CEA Communications Regulations.
- 60.4 SLDC shall, based on the IEM readings, compute time block wise actual net injection and drawal of Intra State entities:

Provided that the computations done by SLDCs shall be open to Intra State entities for a period of fifteen (15) days for checking and verification.

60.5 In case any error or omission is detected by self-analysis or brought to notice by an entity, the SLDC as the case may be, shall make a complete check and rectify the error within a period of a month from date of such detection.

Inspection of Records

61 The operational logs and records of the Generating Stations and licensees shall be available for inspection and review by the SLDC.

62 Monitoring

62.1 The SLDC shall continuously monitor the Generating Unit outputs, Drawal by Discoms and OA consumers in actual MW and actual MVar and Bus voltages by using suitable SCADA equipment(s).

62.2 Where SCADA equipments are not available or are defective or there is delay in installation, SGS (excluding CPPs) shall provide the SLDC hourly generation summation outputs and other required logged readings. CPPs shall provide the hourly export / import MW and MVar to SLDC.

62.3 SLDC shall inform SGS, if, constant monitoring reveals the persistent material mismatch between the despatch instructions and the Generating Unit output or breach of the Connection Conditions, for taking urgent corrective steps. Continued discrepancies shall be considered as non-compliance of SLDC's directions.

63 Commercial mechanism

63.1 The commercial mechanism for deviation shall be governed by the provision of RERC (Deviation Settlement Mechanism & related matters) Regulations, 2017 or RERC (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2016, as the case may be as amended from time to time.

- 63.2 For Wind and Solar power generation, the commercial mechanism shall be governed by Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Forecasting, Scheduling, Deviation Settlement and Related matters of Solar and Wind Generation Sources) Regulations, 2017, as amended from time to time.

Part IX CYBER SECURITY

64 General

- 64.1 This chapter deals with measures to be taken to safeguard the national grid from spyware, malware, cyber-attacks, network hacking, procedure for security audit from time to time, upgradation of system requirements and keeping abreast of latest developments in the area of cyber-attacks and cyber security requirements.
- 64.2 All users, SLDC and STU shall have in place, a cyber security framework in accordance with Information Technology Act, 2000; CEA (Technical Standards for Connectivity) Regulations, 2007; CEA (Cyber Security in Power Sector) Guidelines, 2021 and any such regulations issued from time to time, by an appropriate authority, so as to support reliable operation of the grid.

Cyber Security Audit

- 65 All users shall conduct Cyber Security Audit as per the guidelines mentioned in the CEA(Cyber Security in Power Sector) Guidelines, 2021 and any other guidelines issued by an appropriate Authority.

66 Mechanism of Reporting

- 66.1 All Users shall immediately report to the appropriate government agencies in accordance with the Information Technology Act, 2000 in case of any cyber-attack.
- 66.2 SLDC, SPC and the Commission shall also be informed by such entities in case of any instance of cyber-attack.

Part X

MONITORING AND COMPLIANCE CODE

General

- 67 This chapter deals with (a) monitoring of compliance of these regulations by various entities in the grid by SLDC, SPC or any other person, (b) manner of reporting the instances of violations of these regulations and (c) taking remedial steps or initiating appropriate action.

Assessment of Compliances

- 68 The performance of all users, STU, SLDC and SPC with respect to compliance of these regulations shall be assessed periodically.

Monitoring of Compliance

- 69 In order to ensure compliance, two methodologies shall be followed:

- (i) Self-Audit
- (ii) Compliance Audit

69.1 Self -Audit:

- 69.1.1 All users, STU, SLDC shall conduct annual self-audits to review compliance of these regulations and submit the reports by 31st July of every year.

- 69.1.2 The self-audit report shall inter alia contain the following information with respect to non-compliance:

- (i) Sufficient information to understand how and why the non-compliance occurred;
- (ii) Extent of damage caused by such non-compliance;
- (iii) Steps and timeline planned to rectify the same;
- (iv) Steps taken to mitigate any future recurrence;

- 69.1.3 The self-audit reports by users shall be submitted to the SLDC, as the case may be and will be published on its website.

- 69.1.4 The self-audit reports of SLDC and STU shall be submitted to the Commission and will be published on its website.

- 69.1.5 The deficiencies shall be rectified in a time bound manner within a reasonable time.

Compliance Audit

- 69.2 The Commission may order third-party compliance audit for any User, QCA, SLDC as deemed necessary based on the facts brought to the knowledge of the Commission.

70 Non Compliance

- 70.1 If a user fails to comply with the REGC provision(s), the affected party shall inform the SLDC for taking immediate remedial measures as per REGC provisions.
- 70.2 The SLDC shall also monitor and maintain appropriate record of such violation of REGC provisions. The SLDC shall try to sort out all operational issues, suggest remedial measures and issue suitable directives to the Users to prevent non-compliance.
- 70.3 In case of default of this code without prejudice to other actions as may be taken by SLDC, the SLDC may file a Petition before the Commission.
- 70.4 In case of non-compliance of any provisions of the REGC by SLDC or SPC any person may approach the Commission through filing of a petition.
- 70.5 Notwithstanding anything contained in these regulations, the Commission, if satisfied, may also take Suo-moto action against any person, in case of non-compliance of any of the provisions of the REGC comes to its notice.

**Part XI
MISCELLANEOUS****Power to Relax**

- 71 The Commission, for reasons to be recorded in writing, may relax any of the provisions of these regulations on its own motion or on an application made before it by an affected person to remove the hardship arising out of the operation of any of these regulations, applicable to a class of persons.

Power to Remove Difficulty

- 72 If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may either suo-motu or on a petition, 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.

73 Repeal and Savings

- 73.1 Save as otherwise provided in these regulations, Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Rajasthan Electricity Grid Code) Regulations, 2008 and all subsequent amendments thereof shall stand repealed from the date of commencement of these Regulations.
- 73.2 Notwithstanding such repeal, anything done, or any action taken or purported to have been done or taken including any procedure, minutes, reports, confirmation or declaration of any instrument executed under the repealed regulations shall be deemed to have been done or taken under the relevant provisions of these regulations.

Treatment of These Regulations in Contract

- 74 The provisions of these regulations or any amendments thereof shall not be treated under 'Change in law' in any of the agreements entered into by any of the Users covered under these regulations.

By Order of the Commission,

Babu Lal Goyal,
Secretary.

राज्य केन्द्रीय मुद्रणालय, जयपुर।