इसे वेबसाइट **www.govtpress.nic.in** से भी डाउन लोड किया जा सकता है.

मध्यप्रदेश राजपत्र

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 40]　　भोपाल, शुक्रवार, दिनांक 4 अक्टूबर 2024—आश्विन 12, शक 1946

भाग ४

विषय—सूची

(क)	(1) मध्यप्रदेश विधेयक,	(2) प्रवर समिति के प्रतिवेदन	(3) संसद् में पुरःस्थापित विधेयक.
(ख)	(1) अध्यादेश	(2) मध्यप्रदेश अधिनियम,	(3) संसद् के अधिनियम.
(ग)	(1) प्रारूप नियम,	(2) अन्तिम नियम.	

भाग ४ (क)—कुछ नहीं

भाग ४ (ख)—कुछ नहीं

भाग ४ (ग)

अंतिम विनियम

मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग

पंचमतल, मेट्रो प्लाजा, बिट्टन मार्केट, ई—5, अरेरा कालोनी, भोपाल

भोपाल, दिनांक 30 सितम्बर 2024

मप्रविनिआ/संचा. (टैरिफ)/2024/क्रमांक 2180. विद्युत अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, वर्ष 2003) की धारा86 की उप—धारा (1) के खण्ड (ज) तथा (झ) सहपठित धारा 181 के अधीन सामर्थ्यकारी अन्य समस्त शक्तियों को प्रयोग में लाते हुए, मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग, एतद्द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:—

मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (सहायक सेवाएं) विनियम, 2024 (जी—48, वर्ष 2024)

1. **संक्षिप्त शीर्षक, विस्तार एवं प्रांरभ (Short Title, Extent and Commencement) :**

1.1 ये विनियम **"मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (सहायक सेवाएं) विनियम, 2024 (जी–48, वर्ष 2024)"** कहलायेंगे।

1.2 ये विनियम उक्त तिथि से प्रभावशील होंगे जैसा कि आयोग द्वारा इस बारे में अधिसूचित किया जाए।

2. **उद्देश्य (Objective) :**

इन विनियमों का उद्देश्य राज्य ग्रिड को बचाव तथा सुरक्षा प्रदान करने तथा विद्युत प्रणाली के निर्बाध परिचालन को सुनिश्चित करने की दृष्टि से राज्यान्तरिक पारेषण तन्त्र (नेटवर्क) में ग्रिड की आवृत्ति 50 HZके समीपस्थ संधारित करने तथा संकुलन (congestion)से राहत प्राप्त करने हेतु राज्य भार प्रेषण केन्द्र (SLDC) को सहायता प्रदान करने हेतु तथा राज्य विचलन (state deviation)को न्यूनतम करने के लिये सहायक सेवाओं की अधिप्राप्ति, नियोजन तथा भुगतान की क्रियाविधि प्रदान करना है।

3. **परिभाषाए एवं व्याख्याएं (Definitions and Interpretations) :**

3.1 इन विनियमों में जब तक संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो :

(1) **"अधिनियम(Act)"** से अभिप्रेत है विद्युत अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, वर्ष 2003) ;

(2) **"स्वचालित उत्पादन नियन्त्रण संकेत {Automatic Generation Control Signal (AGC Signal)}"** से अभिप्रेत है समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा सृजित स्वचालित संकेत जिसके माध्यम से किसी द्वितीयक संचिति सहायक सेवाओं के प्रदायक के विद्युत उत्पादन को समायोजित किया जाता है ;

(3) **"सहायक सेवाएं" ("Ancillary Services" or "AS")** किसी विद्युतप्रणाली प्रचालन के संबंध में अभिप्रेत है ग्रिड की ऊर्जा गुणवत्ता, विश्वसनीयता तथा सुरक्षा के संधारण में सहायता हेतु

आवश्यक सेवा तथा इनमें सम्मिलित हैं प्राथमिक संचिति सहायक सेवा (Primary Reserve Ancillary Service), द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (Secondary Reserve Ancillary Servce), तृतीयक संचिति सहायक सेवा (Tertiary Reserve Ancillary Service), अनुवर्ती भार हेतु सक्रिय ऊर्जा आधार (Active Power Support for load following), प्रतिक्रियाशील ऊर्जा आधार (Reactive Power Start), अंधकार निवारण (black start) तथा इसी प्रकार की अन्य सेवाएं जैसा कि ग्रिड संहिता में परिभाषित किया गया है ;

(4) **"क्षेत्र नियन्त्रण त्रुटि (Area Control Error-ACE)"** आवृत्ति अभिनति के प्रभावों (effects of frequency bias) तथा मापन की त्रुटियों में संशोधन (correction of measurement errors) की विवेचनानुसार क्षेत्र (area)के रूप में राज्य के शुद्ध वास्तविक विनिमय (net actual interchange) तथा शुद्ध अनुसूचित विनिमय (net scheduled interchange) के मध्य तात्कालिक अन्तर (instantaneous change) ;

(5) **"सहायक सेवा क्षमता आबन्ध {Ancillary Service (AS) Capacity Obligation}"** से अभिप्रेत है, द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) के अधीन समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा प्रेषण हेतु अन्तरित की गई संकेतक क्षमता (signalled capacity) अथवा तृतीयक संचिति सहायक सेवा (TRAS) के अधीन समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा अधिप्राप्त की गई क्षमता ;

(6) **"स्वचालित उत्पादन नियन्त्रण (Automatic Generation Control or AGC)"**से अभिप्रेत है, कोई क्रियाविधि जिसके माध्यम से किसी नियन्त्रण क्षेत्र में द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) का विद्युत उत्पादन, द्वितीयक नियन्त्रण संकेत (Secondary Control Signal) की अनुक्रिया में स्वचालित रूप से समायोजित हो जाता है ;

(7) **"संतुलन तथा व्यवस्थापनसंहिता (Balancing and Settlement Code)"** से अभिप्रेत है यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत सन्तुलन तथा व्यवस्थापन संहिता, 2023 ;

(8) **"आयोग (Commission)"** से अभिप्रेत है मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग जैसा कि इसे अधिनियम की धारा 82 की उप–धारा (1) में निर्दिष्ट किया गया है ;

(9) **"क्षतिपूर्ति प्रभार (Compensation Charge)"** से अभिप्रेत है किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र (जिसकी विद्युत–दर द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) में प्रतिभागिता हेतु अधिनियम की धारा 62 के अधीन अवधारित की जाती है), को छोड़कर, द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) द्वारा घोषित मूल्य ;

(10) **"मांग अनुक्रिया (Demand Response)"** से अभिप्रेत है अनुज्ञप्तिधारी या किसी निर्बाध (खुली) पहुंच क्रेता (Open Access Customer) द्वारा प्रणाली की आवश्यकतानुसार समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा चिन्हांकित विद्युत आहरण में परिवर्तन ;

(11) **"विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि विनियम (DSM Regulations)"** से अभिप्रेत है केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा यथासंशोधित अधिनियम "Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related Matters) Regulations, 2021" ;

(12) **"ऊर्जा संग्रहण (Energy Storage)"** का विद्युत प्रणाली के संबंध में अभिप्रेत है कोई सुविधा जहां जहां विद्युत ऊर्जा को ऊर्जा के कतिपय अन्य किसी रूप में परिवर्तित किया जाता है जिसका संग्रहण किया जा सकता है तथा तत्पश्चात् जिसे विद्युत ऊर्जा के रूप में पुनः परिवर्तित किया जाता है ;

(13) **"समतल अन्तर्संयोजित नियन्त्रण (Flat Tie-line Control)"** से अभिप्रेत है राज्य स्तर पर क्षेत्र नियन्त्रण त्रुटि (Area Control Error-ACE) के सुधार हेतु कोई क्रियाविधि जिसके अन्तर्गत शुद्ध अनुसूचित विनिमय (net scheduled interchange) से केवल शुद्ध वास्तविक विनिमय (net actual interchange) के विचलन को ही समाहित किया जाता है तथा आवृत्ति विचलन (frequency deviation) की उपेक्षा की जाती है ;

(14) **"एफ.एस.डी.एस.एम. विनियम (FSDSM' Regulations)"** से अभिप्रेत है यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (पवन तथा सौर विद्युत उत्पादन केन्द्रों का पूर्वानुमान, अनुसूचीकरण, विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि तथा संबंधित मामले) विनियम, 2018 ;

(15) **"आवृत्ति अनुक्रिया अभिलक्षण (Frequency Response Characteristics)"** से अभिप्रेत है, विद्युत उत्पादकों के उत्पादन द्वारा या भार के माध्यम से विद्युत खपत में स्वचालित व सतत परिवर्तन जो नियन्त्रण क्षेत्र के भार–उत्पादन सन्तुलन में परिवर्तन के पश्चात् तत्काल घटित होता है तथा ऐसी दशा में घटित होता है जो आवृत्ति में कतिपय परिवर्तन का विरोध करता है;

(16) **"प्रवेश द्वार का बन्द होना (Gate Closure)"** से अभिप्रेत निर्धारित समय–सीमा (time line) से है जैसा कि इसे भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता (IEGC) में परिभाषित किया गया है ;

(17) **"भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता (Indian Electricity Grid Code or IEGC)"** केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 79 की उप–धारा (1) के खण्ड (ज) सहपठित धारा 178 की उप–धारा (2) के खण्ड (छ) के अधीन विनिर्दिष्ट किया गया अधिनियम ;

(18) **"मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता (MP Electricity Grid Code)"** से अभिप्रेत है मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग द्वारा विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 86 की उप–धारा (1) के खण्ड (ज) के अधीन विनिर्दिष्ट ग्रिड संहिता ;

(19) **"समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency)"** से अभिप्रेत हैराज्य भार प्रेषण केन्द्र जो राज्यान्तरिक स्तर (Intra-State level) पर सहायक सेवाओं के क्रियान्वयन हेतु उत्तरदायी होगा;

(20) **"प्राथमिक संचिति सहायक सेवा (Primary Reserve Ancillary Service or 'PRAS')"** से अभिप्रेत है सहायक सेवा (Ancillary Service) जो विद्युत उत्पादक (generator) या अन्य किसी संसाधन के माध्यम से आवृत्ति में आकस्मिक परिवर्तन होने पर तत्काल गति–नियन्त्रक कार्रवाई (governor action) के माध्यम से सेवा में आ जाएगी ;

(21) **"द्वितीयक नियन्त्रण संकेत (Secondary Control Signal)"** से अभिप्रेत है समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) से उत्पादित स्वचालित संकेत (automated signal) जिसके माध्यम से द्वितीयक संचिति सहायक सेवाओं के प्रदायक के अन्तःक्षेपण (injection)या आहरण (drawal) या खपत (consumption) को समायोजित किया जाता है तथा इसमें स्वचालित उत्पादन नियन्त्रण संकेत (AGC Signal) भी सम्मिलित है ;

(22) **"द्वितीयक संचिति सेवा (Secondary Reserve Ancillary Service or 'SRAS')"** से अभिप्रेत है सहायक सेवा जिसमें द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–ऊर्ध्वमुखी (SRAS-Up) तथा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–अधोमुखी (SRAS-Down) सम्मिलित है जिसे समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा उत्प्रेरित किया जाता है तथा द्वितीयक नियन्त्रण संकेत (Secondary Control Signal) के माध्यम से नियोजित किया जाता है ;

(23) **"द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (Secondary Reserve Ancillary Service Provider or 'SRAS Provider')"** से अभिप्रेत है कोई इकाई जो इन विनियमों के अनुसार द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–ऊर्ध्वमुखी (SRAS-up) तथा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–अधोमुखी (SRAS-Down) प्रदान करती है ;

(24) **"द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–अधोमुखी (SRAS-Down)"** से अभिप्रेत है कोई द्वितीयक सहायक संचिति सेवा जो समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) से प्राप्त द्वितीयक नियन्त्रण संकेत की अनुक्रिया के अनुसार यथास्थिति सक्रिय ऊर्जा अन्तःक्षेपण (active power injection) को कम करती है या फिर आहरण या खपत में वृद्धि करती है ;

(25) **"द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–ऊर्ध्वमुखी (SRAS-up)"** से अभिप्रेत है कोई द्वितीयक सहायक संचिति सेवा जो समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) से प्राप्त द्वितीयक नियन्त्रण

संकेत की अनुक्रिया के अनुसार सक्रिय ऊर्जा अन्तःक्षेपण (active power injection) में वृद्धि करती है या फिर आहरण या खपत को कम करती है ;

(26) **"राज्य विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि संकोष लेखा (State DSM Pool Account)"** से अभिप्रेत है राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत सन्तुलन तथा व्यवस्थापन संहिता तथा मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (पवन तथा सौर विद्युत उत्पादन केन्द्रों का पूर्वानुमान, अनुसूचीकरण, विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि तथा संबंधित मामले) विनियम, 2018 (FSDSM Regulations) के अधीन संधारित लेखे ;

(27) **"विद्युत–दर विनियम (Tariff Regulations)"** से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 181 की उप–धारा (यघ) सहपठित धारा 61 के अधीन समय–समय पर निर्दिष्ट विनियम ;

(28) **"तृतीयक संचिति सहायक सेवा (Tertiary Reserve Ancillary Service or 'TRAS')"** से अभिप्रेत है सहायक सेवा जिसमें सम्मिलित है चक्रण संचिति (spinning reserve) या गैर–चक्रण संचिति (non-spinning reserve) जो समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) से सम्प्रेषित दिशा–निर्देशों के अनुसार प्रतिक्रिया अभिव्यक्त करती है ;

(29) **"अन्तर्संयोजन अभिनति नियन्त्रण (Tie-line Bias Control)"** से अभिप्रेत है राज्य स्तर पर क्षेत्र नियंन्त्रण त्रुटि (ACE) के सुधार हेतु कोई क्रियाविधि जिसके अन्तर्गत राज्य स्तर पर शुद्ध अनुसूचित विनिमय (net schedule interchange) से शुद्ध वास्तविक विनियम (net actual interchange) के साथ–साथ आवृत्ति विचलन (frequency deviation) को भी समाहित किया जाता है ; और

(30) **"अन–अधिग्रहीत अधिशेष (Un-Requisitioned Surplus or 'URS')"** से अभिप्रेत है किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र की क्षमता जिसका अधिग्रहण नहीं किया गया है तथा जो प्रेषण (despatch) हेतु उपलब्ध है तथा इसकी संगणना विद्युत उत्पादन केन्द्र की घोषित क्षमता (declared capacity)तथा इसकी समग्र अनुसूची (total schedule) के अन्तर के रूप में की जाती है।

3.2 इन विनियमोंमें प्रयोग किये गये शब्द तथा अभिव्यक्तियां जिन्हें परिभाषित नहीं किया गया है परन्तु अधिनियम या आयोग के अन्य विनियमों में परिभाषित किया गया है, का वही अर्थ होगा जैसा कि आयोग के कथित विनियमों में इनके लिये नियत है।

3.3 अधिनियमों, नियमों, विनियमों के संदर्भ में इनके संशोधन या समेकन या पुनः अधिनियमन सम्मिलित होंगे।

4. विस्तार (Scope)

ये विनियम राज्यान्तरिक इकाइयों (intra-State entities) को प्रयोज्य होंगे जिनमें ऐसी इकाइयां जो ऊर्जा संग्रहण संसाधनों को धारित करती हैं तथा ऐसी इकाइयां जो मांग अनुक्रिया (demand response) प्रदान करने की योग्यता रखती हैं, सहायक सेवाएं प्रदान करने तथा जैसा कि वे अन्य इकाइयां जैसा कि इन विनियमों में प्रावधान किया गया है, की अर्हता धारित करती है।

5. सहायक सेवाओं के प्रकार (Types of Ancillary Services)

5.1 सहायक सेवाएं निम्नानुसार होंगी, जैसे कि :

(क) प्राथमिक संचिति सहायक सेवा (Primary Reserve Ancillary Service-PRAS) ;

(ख) द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (Secondary Reserve Ancillary Service-SRAS) ;

(ग) तृतीयक संचिति सहायक सेवा (Tertiary Reserve Ancillary Service-TRAS) ; and

(घ) अन्य कोई सहायक सेवाएं जैसा कि मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता में निर्दिष्ट किया जाए।

5.2 इस विनियम के खण्ड 5.1 के उपखण्ड (ख) में उल्लेखित द्वितीयक संचिति सहायक सेवा की अधिप्राप्ति, नियोजन तथा भुगतान की क्रियाविधि इन विनियमों में विनिर्दिष्ट अनुसार होगी।

6. समन्वयन अभिकरण द्वारा संचितियों का प्राक्कलन (Estimation of Reserves by the Nodal Agency)

6.1 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) राज्य स्तर पर द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS)की आवश्यकता की मात्रा का आकलन ऐसी अवधि हेतु तथा ऐसी क्रियाविधि पर आधारित करेगा जैसा कि इसे द्वितीयक संचिति सहायक सेवा की आवश्यकता के आकलन हेतु विस्तृत प्रक्रिया में निर्दिष्ट किया जाए तथा अपनी वेबसाइट पर प्रकाशित किया जाए।

6.2 समन्वयन अभिकरण द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) की आवश्यकता की मात्रा का आकलन दिवस पूर्व (day ahead basis) तथा धनात्मक आवश्यकता (incremental requirement) के आधार पर, यदि कोई हो, करेगा तथा इसे अपनी वेबसाइट पर अद्यतन करेगा।

6.3 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) की आवश्यकता का आकलन राज्य स्तर पर किया जाएगा।

भाग—एक

द्वितीयक संचिति सहायक सेवा

(Secondary Reserve Ancillary Service-SRAS)

7. द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदाय हेतु अर्हता (Eligibility for an SRAS Provider)

राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली से संयोजित कोई भी विद्युत उत्पादन केन्द्र या कोई इकाई जो ऊर्जा संग्रहण संसाधन धारित करती हो या फिर कोई इकाई जो स्वचलन (Standalone) या समेकित (aggregated) आधार पर मांग अनुक्रिया (demand response) प्रदान करने की सुयोग्यता रखती हो, द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक के रूप में द्वितीयक संचिति सेवा प्रदान की योग्यता रखेगी यदि वह :

(क) समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा प्रतिपादित विस्तृत प्रक्रिया की आवश्यकताओं के अनुरूप राज्य भार प्रेषण केन्द्र (SLDC)के साथ द्वि–दिशात्मक संचार प्रणाली (bi-directonal Communication System) धारित करती हो ;

(ख) विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में स्वचालित उत्पादन नियन्त्रण सामर्थ्य (AGC enabled) धारित करती हो ;

(ग) एक मेगावाट (MW) की न्यूनतम अनुक्रिया (minimum response) प्रदान करने हेतु सक्षम हो ;

(घ) समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा प्रतिपादित विस्तृत प्रक्रिया के अनुरूप, द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) के अधीन प्रदत्त ऊर्जा के अनुश्रवण तथा मापन हेतु संस्थापित मापन (मीटरिंग) तथा स्काडा (SCADA) दूरमापन व्यवस्था (telemetry) धारित करती हो ;

(ङ) द्वितीयक संचिति सहायक सेवा संकेत (SRAS Signal) को 30 सेकण्ड के भीतर अनुक्रिया प्रदान करने, पन्द्रह (15) मिनट के भीतर समग्र द्वितीयक संचिति सहायक सेवा क्षमता आबन्ध (SRAS Capacity Obligation) प्रदान करने तथा आगामी तीस (30) मिनट हेतु न्यूनतम इसे धारित रखने (sustaining) की योग्यता रखती हो।

8. द्वितीयक संचिति सहायक सेवा की सक्रियता तथा नियोजन प्रदान करना (Activation and Deployment of SRAS)

8.1 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा निम्न घटनाओं के फलस्वरूप द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) को उत्प्रेरित तथा नियोजित किया जाएगा ताकि राज्य के विचलन को न्यूनतम किये जाने के साथ–साथ राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली को संकुलन से मुक्त किया जा सके या फिर प्राथमिक संचितियों की प्रतिपूर्ति (replenish) की जा सके :

(क) राज्य को नियन्त्रण क्षेत्र (control area)मानते हुए, राज्य की क्षेत्र नियन्त्रण त्रुटि (Area Control Error-ACE), यदि ±10 MWकी प्रारंभिक सीमा (Threshold limit) के परे जाने पर या फिर जैसा कि द्वितीयक संचिति सहायक सेवा के निष्पादन की समीक्षा के आधार पर आयोग द्वारा अधिसूचित किया जाए : और

(ख) ऐसी अन्य घटनाएं जैसा कि वे मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता में निर्दिष्ट की जाएं।

8.2 राज्य हेतु दूरमाप मूल्यों (telemetered values) तथा इस विनियम के खण्ड (8.3) तथा (8. 4) में निर्दिष्ट बाह्य निवेशों (external Outputs) के आधार पर, समन्वयन अभिकरण के नियन्त्रण केन्द्र पर क्षेत्र नियन्त्रण त्रुटि (Area Control Error-ACE) की स्वगणना (auto-calculated) निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$ACE = (I_a - I_s) - 10 * B_f * (F_a - F_s) +$ *क्षतिपूर्ति (Offset)*

जहां,

I_a वास्तविक शुद्ध विनिमय (Actual Net Interchange) MW में (निर्यात हेतु धनात्मक मूल्य)

I_s अनुसूचित शुद्ध विनिमय (Scheduled net interchange) MW में (निर्यात हेतु धनात्मक मूल्य)

B_f आवृत्ति अभिनति गुणांक (Frequency Bias Coefficient)मेगावाट MW/0.1 Hz में (ऋणात्मक मूल्य)

F_a वास्तविक प्रणाली आवृत्ति, Hz में

F_s अनुसूचित प्रणाली आवृत्ति Hz में

क्षतिपूर्ति (Offset) =मापन की त्रुटि हेतु क्षतिपूर्ति के लिये प्रावधान

8.3 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा आवृत्ति अभिनति गुणांक का आकलन तथा घोषणा विस्तृत प्रक्रिया के अनुसार की जाएगी।

8.4 मापन त्रुटियों के लेखांकन हेतु क्षतिपूर्ति का उपयोग किया जाएगा तथा राज्य हेतु इसका निर्णय समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा लिया जाएगा।

8.5 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) का संचालन दो नियन्त्रण पद्धतियों (control modes) अर्थात् अन्तर्संयोजित अभिनति नियन्त्रण पद्धति (tie-line bias control mode) या समतल अन्तर्संयोजन नियन्त्रण पद्धति (flat tie-line control) द्वारा, ग्रिड की आवश्यकताओं के आधार पर किया जा सकेगा।

9 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा की अधिप्राप्ति (Procurement of SRAS)

9.1 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा राज्य स्तर पर द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) की अधिप्राप्ति इस विनियम में विनिर्दिष्ट क्रियाविधि के माध्यम से की जाएगी।

9.2 कोई द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) जो द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) हेतु प्रतिभागी बनने का इच्छुक हो, को समन्वयन अभिकरण को न्यूनतम 7 (सात) दिवस की अवधि हेतु स्थाई सहमति (standing consent) प्रदान करनी होगी जो इसके संशोधित/सुधार होने या इसे वापस लिये जाने (withdrawn) तक वैध रहेगी :

परन्तु यह कि स्थाई सहमति, अनिवार्य अवरोध (forced outage) संबंधी प्रकरण को छोड़कर, को न्यूनतम अड़तालीस (48) घंटे की पूर्व सूचना दिये बगैर न तो संशोधित (modified) किया जा सकेगा और न ही वापस लिया जा सकेगा :

परन्तु आगे यह और कि यदि द्वितीयक संचिति सहायक सेवा हेतु चिन्हित (earmarked) क्षमता की मांग न की गई हो तथा तत्समय लाभार्थी/हितग्राही द्वारा विद्युत की आवश्यकता चाही गई हो तो इसे समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा लाभार्थी/हितग्राही के लाभार्थ इसके द्वारा प्रस्तुत लिखित मांग के आधार पर अपने अनन्य विवेकाधिकार के अनुसार जारी किया जा सकेगा।

9.3 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Providers) जो विद्युत उत्पादन केन्द्र हों, को ऐसे समय अन्तराल को घोषित करना होगा जैसा कि इसे विस्तृत प्रक्रिया के अन्तर्गत प्रतिपादित किया जाए तकनीकी मापदण्ड जैसा कि वे समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा चाहे गये हों जिनमें स्थापित क्षमता, उच्चतम संभावित विद्युत उत्पादन (Pmax), अनुसूची (schedule), तकनीकी न्यूनतम, बढ़त तथा घटत सुयोग्यता (Ramp up and Ramp down Capacity) को भी सम्मिलित किया जाएगा, जो मात्र इन तक ही सीमित न होंगे।

9.4 विद्युत उत्पादन केन्द्रों से हटकर अन्य द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों (SRAS Providers) को अपनी तकनीकी आवश्यकताएं घोषित करनी होंगी जैसा कि इन्हें विस्तृत प्रक्रिया में प्रतिपादित किया जाए।

9.5 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक जो विद्युत उत्पादन केन्द्र हों जिनकी विद्युत–दर (टैरिफ) का अवधारण अधिनियम की धारा 62 के अधीन किया जाता है, को अपना ऊर्जा प्रभार अग्रिम (energy charge upfront) मासिक आधार पर ऐसी रीति के अनुसार घोषित करना होगा जैसा कि इसे विस्तृत प्रक्रिया में प्रतिपादित किया जाए।

9.6 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक, उन्हें छोड़कर जिन्हें इस विनियम के खण्ड (9.5) के अधीन सम्मिलित किया गया है, को मासिक आधार पर अपनी क्षतिपूर्ति प्रभार अग्रिम

(Compensation Charge upfront) की एकल दर को घोषित करना होगा जो मात्र विस्तृत प्रक्रिया के अन्तर्गत प्रतिपादित रीति के अनुसार पावर एक्सचेंज के पूर्व माह के दिवस पूर्व बाजार (Day Ahead Market-DAM) के औसत बाजार समाशोधन मूल्य (average market clearing price) तक ही सीमित होगा।

9.7 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) इन विनियमों के विनियम 6 के अनुसार द्वितीयक संचिति सहायक सेवा आवश्यकता के प्राक्कलन के आधार पर, दिवस–पूर्वआधार (day ahead basis)पर तथा वास्तविक समय आधार (real-time basis) पर इसकी समीक्षा करते हुए, द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों द्वारा की गई घोषणाओं पर विचार करते हुए पर्याप्त द्वितीयक संचिति सहायक सेवा की क्षमता को सुनिश्चित करेगा।

9.8 ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्रों के प्रकरण में जिनकी विद्युत–दर (टैरिफ) का अवधारण अधिनियम की धारा 62 के अधीन किया जाता है वहां समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) प्रदान करने हेतु विद्युत उत्पादन केन्द्रों को निम्न रीति के अनुसार चिन्हांकित किया जाएगा, अर्थात् :

(क) दिवस–पूर्व आधार पर (day-ahead basis), उपलब्ध अन–अधिग्रहीत क्षमता (un-requisitioned capacity) के आधार पर, जब अनुसूची को आगामी दिवस हेतु रात्रि 23.00 बजे सम्प्रेषित कर दिया गया हो ; और

(ख) वास्तविक–समय आधार पर (On a real time basis) प्रवेश–द्वार बन्द होने के पश्चात् धनात्मक द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (incremental SARS) आवश्यकताओं हेतु :

परन्तु यह कि द्वितीयक संचिति सहायक सेवा हेतु, इस प्रकार चिन्हांकित की गई क्षमता पर विचार ऐसी क्षमता की वास्तविक उपलब्धता के आधार पर किया जाएगा।

9.9 इस विनियम के खण्ड (9.7) के अधीन सुनिश्चित की गई क्षमता हेतु या खण्ड (9.8) के अधीन चिन्हांकित की गई क्षमता हेतु, परन्तु जिसे द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) हेतु संकेतबद्ध (signalled) न किया गया हो, के बारे में द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों (SRAS Providers) हेतु किसी प्रकार के वचनबद्धता प्रभार (Commitment Charge) को लागू नहीं किया जाएगा :

परन्तु यह कि आयोग उपलब्धता की समीक्षा के आधार पर तथा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) के निष्पादन के आधार पर भी भविष्य में पृथक आदेश के माध्यम से द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों (SRAS Providers) को अग्रिम रूप से द्वितीयक

संचिति सहायक सेवा (SRAS) क्षमता की वचनबद्धता हेतु तथा ऐसी वचनबद्ध द्वितीयक संचिति सहायक सेवा क्षमता (Committed SRAS Capacity) हेतु क्रियाविधि प्रदान कर सकेगा।

10. द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों का चयन तथा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा का प्रेषण (Selection of SRAS Providers and Despatch of SRAS)

10.1 उपलब्ध द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों (SRAS Providers) के परिवर्तनीय प्रभारों (variable charges) अथवा प्रयोज्य क्षतिपूर्ति प्रभारों (Compensation Charges) के सुयोग्यता क्रमानुसार (merit order) द्वितीयक संचिति सहायक सेवा आवश्यकता (SRAS requirement) की पूर्ति हेतु राज्य के द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों (SRAS Providers) के मध्य द्वितीयक संचिति सहायक सेवा संकेत (SRAS Signal) आवंटित किया जाएगा।

10.2 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा राज्य स्तर पर द्वितीयक नियंत्रण संकेतों (secondary control signals) के माध्यम से द्वितीयक संचिति सहायक सेवा का प्रेषण किया जाएगा।

10.3 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–उर्ध्वमुखी (SRAS -Up) तथा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–अधोमुखी (SRAS-Down) हेतु द्वितीयक नियंत्रण संकेत (Secondary Control Signal) को द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) के नियन्त्रण केन्द्र (Control Centre) को प्रति 4 सेकण्ड के अन्तराल अनुसार (या फिर अन्य कोई अन्तराल, जैसा कि इस बारे में आयोग द्वारा निर्णय लिया जाए) प्रेषित किया जाएगा। द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों (SRAS Providers) द्वारा बिना किसी मानवीय हस्तक्षेप के द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–उर्ध्वमुखी (SRAS-UP) तथा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–अधोमुखी (SRAS-Down) हेतु स्वयमेव यन्त्रवत (automatically) द्वितीयक नियन्त्रण संकेत का अनुसरण किये जाने की अनुमति प्रदान की जाएगी।

10.4 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) से प्राप्त स्वचालित संकेत (automatic signal) के अनुसार द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) यथास्थिति, सक्रिय विद्युत अन्तःक्षेपण (active power injection) में वृद्धि या कमी कर सकेगा या फिर आहरण या खपत (drawal or consumption) में वृद्धि या कमी कर सकेगा।

10.5 विस्तृत प्रक्रिया में प्रतिपादित किये गये अनुसार द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) राज्य भार प्रेषण केन्द्र के साथ समयोचित आंकड़ों (real-time data) को साझा करेगा।

10.6 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–उर्ध्वमुखी (SRAS-UP) तथा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–अधोमुखी (SRAS-Down)MW आंकड़ों के

औसत की गणना प्रत्येक 15–मिनट के समय–खण्ड (time block) हेतु MWh में प्रत्येक द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) हेतु समन्वयन अभिकरण पर अभिलेखित स्काडा (SCADA) आंकड़ों के प्रयोग द्वारा की जाएगी तथा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) के नियन्त्रण केन्द पर प्राप्त आंकड़ों का मिलान किया जाएगा तथा इसका उपयोग द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) को यथास्थिति ऊर्जा प्रभार (energy charge) या क्षतिपूर्ति प्रभार (Compensation Charge) के भुगतान हेतु इन विनियमों के विनियम 11 के अनुसार किया जाएगा।

11. **द्वितीयक संचिति सहायक सेवा हेतु भुगतान (Payment for SRAS)**

11.1 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) का भुगतान राज्य विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि कोष लेखा (State DSM Pool Account)के माध्यम से, यथास्थिति ऊर्जा प्रभार (Energy charge) या क्षतिपूर्ति प्रभार (Compensation Charge) हेतु (जिसकी गणना इन विनियमों के विनियम 10 के खण्ड 10.6 के अनुसार की जाएगी) जैसा कि इसे द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) द्वारा घोषित किया जाए द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–उर्ध्वमुखी (SRAS-UP) प्रेषित MW मात्रा हेतु 15–मिनट के समय–खण्ड (time-block) हेतु की जाएगी :

परन्तु यह कि ऊर्जा प्रभार (Energy charge) या क्षतिपूर्ति प्रभार (Compensation Charge) जैसा कि इन्हें द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों (SRAS Providers) द्वारा घोषित किया जाए तथा जैसा कि वे द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) प्रदाय के समय प्रयोज्य हों, का उपयोग प्रदायकों द्वारा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) की गणना हेतु किया जाएगा तथा ऊर्जा प्रभारों या क्षतिपूर्ति प्रभारों का भूतलक्षी प्रभाव से निपटान (Rotrospective Settlement) मान्य न होगा भले ही कथित प्रभारों को बाद में किसी भी तिथि को पुनरीक्षित किया जाए।

11.2 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) राज्य विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि कोष लेखा (State DSM Pool Account)को प्रत्येक 15–मिनट समय–खण्ड के लिये द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–अधोमुखी (SRAS-Down) प्रेषित MW मात्रा हेतु (जिसकी गणना इन विनियमों के विनियम 10 के खण्ड 10.6 के अनुसार की जाएगी) करेगा।

11.3 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) के कार्यान्वयन के प्रारंभिक प्रक्रम के दौरान द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) को किसी भी प्रकार का प्रोत्साहन प्रदान नहीं किया जाएगा। तथापि, आयोग राज्य में द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) को

प्रारंभ करने के पश्चात् उसके अन्तर्गत वित्तीय प्रभाव के विश्लेषण पर प्रोत्साहन को किसी प्रक्रम पर एक पृथक आदेश के द्वारा प्रवर्तित करेगा।

11.4 इस विनियम के खण्ड क्रमांक (11.1) से (11.3)के अन्तर्गत संगणना की क्रियाविधि (Methodology of Computation) को विस्तृत प्रक्रिया के अन्तर्गत प्रतिपादित किया जाएगा।

12. द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक के निष्पादन का आकलन (Performance of SRAS Provider) :

12.1 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) के नियन्त्रण केन्द्र को समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) से प्राप्त होने वाले द्वितीयक नियंत्रण संकेतों (secondary control signal) के संबंध में सेवा प्रदायक की वास्तविक अनुक्रिया (actual response) का अनुश्रवण समन्वयन अभिकरण द्वारा विस्तृत प्रक्रिया के अन्तर्गत प्रतिपादित प्रक्रिया के अनुसार किया जाएगा।

12.2 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) से उद्भूत द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) के नियन्त्रण केन्द्र पर प्राप्त होने वाले द्वितीयक नियंत्रण संकेतों (Secondary control signals) के समस्त मापों तथा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) की वास्तविक अनुक्रिया का कार्यान्वयन घटनोत्तर आधार पर (post facto basis) स्काडा (SCADA) आकड़ों के उपयोग द्वारा किया जाएगा। द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) के निष्पादन का मापन समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक के नियन्त्रण केन्द्र पर 5–मिनट के औसत आंकड़ों के प्रयोग द्वारा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–उर्ध्वमुखी (SRAS-Up) तथा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–अधोमुखी (SRAS-Down) को प्रेषित प्रति चार सेकण्ड के अन्तराल के अनुसार (या फिर अन्य कोई अन्तराल जैसा कि आयोग द्वारा निर्णय लिया जाए) के विरूद्ध प्राप्त वास्तविक अनुक्रिया के तुलनात्मक अध्ययन द्वारा किया जाएगा।

12.3 इस विनियम के आधार पर द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) के निष्पादन के मापन की क्रियाविधि को विस्तृत प्रक्रिया में समाहित किया जाएगा।

13. द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक के निष्पादन का विफल होना (Failure in Performance of SRAS Provider)

13.1 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) द्वारा दो क्रमिक दिवसों के दौरान 20% से कम निष्पादन दर्शाये जाने पर उक्त सेवा प्रदायक को समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा एक सप्ताह की अवधि के लिये द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS)के अन्तर्गत सहभागिता हेतु अयोग्य ठहराया जा सकेगा।

13.2 इन विनियमों के अधीन समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) हेतु दिशा–निर्देशों का उल्लंघन किये जाने पर द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) पर अधिनियम के उपबन्धों के अनुसार अर्थदण्ड (penalties) अधिरोपित किये जा सकेंगे।

भाग–दो

द्वितीयक संचिति सहायक सेवा की अधिप्राप्ति में कमी का होना अथवा आकस्मिक परिस्थितियां (Shortfall in Procurement of SRAS or Emergency Conditions)

14. द्वितीयक संचिति सहायक सेवा की अधिप्राप्ति में कमी का होना अथवा आकस्मिक परिस्थितियां (Shortfall in Procurement of SRAS or Emergencies Conditions)

14.1 समस्त विद्युत उत्पादन केन्द्र, उन्हें भी सम्मिलित करते हुए जो 'अन–अधिग्रहीत अधिशेष शक्ति (URS Power)' धारित करते हों, तथा जिनकी विद्युत–दर का अवधारण आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 62 के अधीन किया जाता है, को ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्रों की तकनीकी सीमाबद्धताओं (technical constraints) के अध्यधीन रहते हुए समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) हेतु उपलब्ध होना समझा जाएगा।

14.2 इस विनियम के खण्ड (14.1) में उल्लेखित विद्युत उत्पादन केन्द्र जिनके 'अन–अधिग्रहीत अधिशेष (URS)' को द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–उर्ध्वमुखी (SRAS-Up) के बतौर प्रेषित किया जाता है, द्वारा अपने ऊर्जा प्रभार का भुगतान विनियम 11 के खण्ड (11.1) के अनुसार किया जाएगा।

14.3 इस विनियम के खण्ड (14.1) में उल्लेखित विद्युत उत्पादन केन्द्र, यदि उनका प्रेषण द्वितीयक संचिति सहायक सेवा–अधोमुखी (SRAS-Down) के रूप में किया जाता है तो उनके द्वारा अदायगी (payback) विनियम 11 के खण्ड (11.2) के अनुसार विचलन एवं सहायक सेवा कोष लेखा (Deviation and Ancillary Service Pool Account) में की जाएगी।

14.4 यदिसमन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) को किसी विद्युत उत्पादन केन्द्र से ग्रिड संहिता के उपबन्धों के अनुसार ग्रिड सुरक्षा (grid security) के कारणों से आकस्मिक परिस्थितियों का सामना करने के लिये आवश्यकता हो तो ऐसे विद्युत उत्पादन केन्द्रको आयोग द्वारा निर्दिष्ट किये गये अनुसार ऊर्जा प्रभार (energy charge) की दर पर क्षतिपूर्ति की जा सकेगी।

भाग—तीन

द्वितीयक संचिति सहायक सेवा की का लेखांकन तथा व्यवस्थापन

(Accounting and Settlement of SRAS)

15. द्वितीयक संचिति सहायक सेवा का लेखांकन तथा व्यवस्थापन (Accounting and Settlement of SRAS)

15.1 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा साप्ताहिक आधार पर अन्तरापृष्ठ मापयन्त्र आंकड़ों (interface meter data) के आधार पर द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) का लेखांकन किया जाएगा।

15.2 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS Provider) के विचलन (deviation) की गणना प्रत्येक 15—मिनट के समय—खण्ड (time block) में निम्नानुसार की जाएगी तथा इसका व्यवस्थापन विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि विनियमों (DSM Regulations) के अनुसार किया जाएगा :

सहायक सेवा प्रदायक (AS Provider) हेतु MWh विचलन = (सहायक सेवा प्रदायक का वास्तविक MWh)—(सहायक सेवा प्रदायक का अनुसूचित MWh)—{सहायक सेवा प्रदायक का द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS) MWh}

15.3 राज्य विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि कोष लेखा (State DSM Pool Account) को निम्न हेतु प्रभारित किया जाएगा :

(क) संबंधित द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक (SRAS provider) को देय, राज्यान्तरिक आधार पर, प्रत्येक समय—खण्ड हेतु प्रेषित द्वितीयक संचिति सहायक सेवा—उर्ध्वमुखी (SRAS-UP) का यथास्थिति ऊर्जा प्रभार या क्षतिपूर्ति प्रभार,

(ख) इन विनियमों के विनियम 9 के खण्ड (9.9) के परन्तुक में उल्लेखित क्षतिपूर्ति।

15.4 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा—अधोमुखी (SRAS-Down) प्रेषण हेतु भुगतान को राज्य विचलन व्यवस्थापन क्रियाविधि कोष लेखा (State DSM Pool Account) को आकलित किया जाएगा।

15.5 इस विनियम के खण्ड क्रमांक (15.3) तथा (15.4) के अधीन प्रभारों (charges) तथा आकलनों (credit) के शुद्ध (net) का निपटान सन्तुलन एवं व्यवस्थापन संहिता (B&SC) के अधीन संग्रहित प्रभारों के माध्यम से किया जाएगा।

15.6 द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों (SRAS providers) के बारे में भुगतान देयताओं का व्यवस्थापन प्रत्यक्ष रूप से समन्वयन अधिकरण (Nodal Agency) द्वारा मासिक आधार पर उन्हें आभासी इकाई (Virtual entity) के रूप में मानकर किया जाएगा।

15.7 यथास्थिति ऊर्जा प्रभार (Energy charge) तथा क्षतिपूर्ति प्रभार (Compensation charge) का भूतलक्षी व्यवस्थापन (retrospective settlement) किसी भी परिस्थिति में स्वीकार नहीं किया जाएगा।

15.8 समन्वयन अधिकरण (Nodal Agency) द्वारा अपनी वेबसाइट पर अधिप्राप्त तथा अनुसूचित द्वितीयक संचिति सहायक सेवा के बारे में साप्ताहिक आधार पर जानकारी अपनी वेबसाइट पर प्रकाशित की जाएगी तथा आयोग को त्रैमासिक विस्तृत प्रतिवेदन प्रस्तुत किये जाएंगे।

16. द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायक हेतु पारेषण प्रभार तथा हानियों (Transmission Charges and Losses for SRAS Provider)

द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) पारेषण प्रभारों तथा हानियों के बारे में कोई भी पारेषण प्रभार या पारेषण हानियां या पारेषण विचलन प्रभार देय न होंगे।

भाग—चार

विविध (Miscellaneous)

17. विस्तृत प्रक्रिया (Detailed Procedure)

17.1 समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा इन विनियमों की अधिसूचना जारी होने की तिथि से तीन माह के भीतर एक आवेदन के माध्यम से, मय आवेदन की संक्षेपिका (gist) के आयोग के समक्ष विस्तृत प्रक्रिया प्रस्तुत की जाएगी। आवेदन को स्वीकार (admit) करने पर आयोग समन्वयन अभिकरण को आवेदन की संक्षेपिका (gist) आयोग द्वारा संक्षेपिका की अनुमोदन तिथि से 7 (सात) कार्यकारी दिवस के भीतर प्रकाशित करने हेतु निर्देश देगा जिसके अनुसार इसे चार व्यापक स्तर पर प्रसारित होने वाले चार समाचार पत्रों (हिन्दी तथा अंग्रेजी में) तथा समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) की वेबसाइट पर प्रसारित करने हेतु तथा विस्तृत प्रक्रिया पर सुझाव तथा आपत्तियां समस्त हितधारकों (Stakeholders) के साथ–साथ व्यापक रूप से आम जनता से आमन्त्रित करने हेतु आग्रह किया जाएगा। वेबसाइट के अन्तर्गत संक्षेपिका के साथ संबंधित आवेदन को भी 'प्रकाशित' (Upload) किया जाएगा जिसके अनुसार आम जनता को 'pdf' में तथा 'सम्पादनयोग्य शब्द प्ररूप (editable word format) में ऐसे अभिलेख 'डाऊनलोड' करने की सुविधा भी उपलब्ध कराई जाएगी। ऐसे समस्त सुझाव तथा आपत्तियां निर्धारित समय सीमा के भीतर समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) को प्रस्तुत किये जाएंगे। हितधारकों से सुझाव तथा आपत्तियां प्राप्त होने पर समन्वयन अभिकरण (Nodal Agency) द्वारा विस्तृत प्रक्रिया को अन्तिम रूप दिया जाएगा तथा इसे आयोग के अनुमोदन हेतु प्रस्तुत किया जाएगा।

17.2 विस्तृत प्रक्रिया के अन्तर्गत द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) के परिचालन पहलुओं को सम्मिलित किया जाएगा जो मात्र निम्न तक ही सीमित न होंगे :

(क) द्वि–दिशात्मक संचार प्रणाली (bi-directional coomunication system) जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम 7 के खण्ड (7.1) के उपखण्ड (क) में निर्दिष्ट किया गया है ;

(ख) प्रेषित ऊर्जा के अनुश्रवण तथा मापन हेतु द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) के अन्तर्गत, मापन व्यवस्था (मीटरिंग) तथा स्काडा दूरमापी व्यवस्था (SCADA telemetry) जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम 7 के खण्ड (7.1) तथा उप–खण्ड (घ) में निर्दिष्ट किया गया है ;

(ग) इन विनियमों के विनियम 8 के खण्ड (8.2) के बारे में क्षेत्र नियन्त्रण त्रुटि (ACE) की स्वचालित गणना हेतु अन्तराल तथा क्षतिपूर्ति (offset) गणनाकी विधि तथा मापयन्त्र उपसरण संबंधी विषय (meter drift issues);

(घ) प्रचालन की विभिन्न नियन्त्रण प्रणालियों के विवरण जैसा कि इनका उल्लेख इन विनियमों के विनियम 8 के खण्ड (8.5) में किया गया है ;

(ङ) तकनीकी मापदण्डों की घोषणा से संबंधित विवरण जैसा कि इन्हें इन विनियमों के विनियम 9 के खण्ड (9.3) में निर्दिष्ट किया गया है ;

(च) द्वितीयक संचिति सहायक सेवा के प्रदायकों (SRAS Providers) हेतु तकनीकी आवश्यकताएं जैसा कि इन विनियमों के विनियम 9 के खण्ड (9.4) में निर्दिष्ट किया गया है ;

(छ) क्रमशः ऊर्जा प्रभार (energy charge) तथा क्षतिपूर्ति प्रभार (Compensation Charge) की घोषणा की रीति जैसा कि इसे विनियमों के विनियम 9 के खण्ड (9.5) तथा (9.6) में निर्दिष्ट किया गया है ;

(ज) समयोचित आंकड़ों (real time data) को साझा करने की क्रियाविधि जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम 10 के खण्ड (10.5) में निर्दिष्ट किया गया है ;

(झ) संकुलन (congestion) से छुटकारा पाने हेतु द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) के प्रेषण की क्रियाविधि ;

(ञ) द्वितीयक संचिति सहायक सेवा (SRAS) की संगणना की क्रियाविधि जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम (11.4) में निर्दिष्ट किया गया है ;

(ट) द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों (SRAS Providers) की वास्तविक अनुक्रिया के अनुश्रवण के बारे में विवरण जैसा कि इन्हें इन विनियमों के विनियम 12 के खण्ड (12.1) में निर्दिष्ट किया गया है ;

(ठ) द्वितीयक संचिति सहायक सेवा प्रदायकों (SRAS Providers) के निष्पादन के मापन हेतु क्रियाविधि के विवरण जैसा कि इन्हें इन विनियमों के विनियम 12 के खण्ड (12.2) में निर्दिष्ट किया गया है ;

(ड) अन्य संबंधित तथा आनुषंगिक मामले (incidental matters)

18. **शिथिल करने संबंधी शक्ति (Power of Relax) :**
आयोग लिखित कारणों के अभिलेखन पश्चात् इन विनियमों से संबंधित कतिपय प्रावधानों को स्वप्रेरणा से या हित रखने वाले किसी पक्षकार द्वारा उसके समक्ष आवेदन प्रस्तुत करने पर सभी प्रभावित पक्षों को सुनने की अवसर प्रदान करने के पश्चात् सामान्य या विशेष आदेश के द्वारा शिथिल कर सकेगा।

19. **कठिनाई दूर करने की शक्ति (Power to Remove Difficulty) :**
इन विनियमों के उपबन्धों को प्रभावी बनाने में यदि कोई कठिनाई उत्पन्न हो तो आयोग आदेश द्वारा, अधिनियम अथवा आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट अन्य विनिमयों के उपबंधों से अन्असंगत ऐसे उपबंध कर सकेगा जो इन विनियमों के उद्देश्यों को कार्यान्वित करने में आने वाली कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों।

टीप : इस "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (सहायक सेवाएं) विनियम, 2024" के हिन्दी रूपांतरण की व्याख्या या विवेचन या समझने की स्थिति में किसी प्रकार का विरोधाभास होने पर इसके अंग्रेजी संस्करण (मूल संस्करण) के संबंधित प्रावधानों में दी गई विवेचना के अनुसार ही उसका तात्पर्य माना जाएगा एवं इस संबंध में किसी प्रकार के विवाद की स्थिति में आयोग का निर्णय अंतिम एवं बाध्य होगा।

आयोग के आदेशानुसार,
उमाकान्त पाण्डा, सचिव.

Bhopal, the 30th September 2024

No. MPERC/D(T)/2024/2180. In exercise of the powers conferred under Section 181 read with clauses (h) and (i) of sub-section (1) of Section 86 of the Electricity Act, 2003 (Act 36 of 2003) and all other powers enabling it on this behalf, the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulations, namely: -

MADHYA PRADESH ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION (ANCILLARY SERVICES) REGULATIONS, 2024 (G-48, 2024)

1. Short Title, Extent and Commencement:

1.1 These Regulations may be called the **"Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Ancillary Services) Regulations, 2024 (G-48 of 2024)."**

1.2 These Regulations shall come into force with effect from such date as may be notified by the Commission.

2. Objective:

These Regulations aim to provide mechanisms for procurement, deployment and payment of Ancillary Services at the State level for minimizing state deviation and aid State Load Despatch Centre (SLDC) in maintaining the Grid frequency close to 50 Hz and for relieving congestion in the intra-state transmission network, to ensure smooth operation of the power system and safety and security of the State Grid.

3. Definitions and Interpretations:

3.1 In these Regulations, unless the context otherwise requires-

(1) **"Act"** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);

(2) **"AGC Signal"** means automated signal generated from the Nodal Agency through which the generation of a Secondary Reserve Ancillary Services (SRAS) Provider is adjusted;

(3) **"Ancillary Service" or "AS"** in relation to power system 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, Secondary Reserve Ancillary Service, Tertiary Reserve Ancillary Service, active power support for load following, reactive power support, black start and such other services as defined in the Grid Code;

(4) **"Area Control Error" or "ACE"** means the instantaneous difference between the net actual interchange and net scheduled interchange of the State as an area, taking into account the effects of frequency bias and correction of measurement errors;

(5) **"AS Capacity Obligation"** is the capacity signalled for despatch by the Nodal Agency under SRAS or the capacity procured by the Nodal Agency under TRAS;

(6) **"Automatic Generation Control" or "AGC"** means a mechanism through which the generation of the SRAS Provider in a control area is automatically adjusted in response to the Secondary Control Signal;

(7) **"Balancing and Settlement Code" or "B&SC"** Means Madhya Pradesh Electricity Balancing and Settlement Code, 2023 as amended;

(8) **"Commission"** means the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission referred to in Sub-section (1) of Section 82 of the Act;

(9) **"Compensation Charge"** means the price declared by an SRAS Provider other than a generating station whose tariff is determined under Section 62 of the Act for participation in SRAS;

(10) **"Demand Response"** means variation in electricity drawal by the Licensee or an Open Access Customer, as per the system requirement identified by the Nodal Agency;

(11) **"DSM Regulations"** means the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and related matters) Regulations, 2021 as amended;

(12) **"Energy Storage"** in relation to the electricity system, means a facility where electrical energy is converted into any other form of energy which can be stored, and subsequently reconverted into electrical energy;

(13) **"Flat Tie-line Control"** means a mechanism of correcting ACE by factoring in only the deviation of net actual interchange from the net scheduled interchange at the State level, and ignoring frequency deviation;

(14) **"FSDSM, Regulations"** means Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Forecasting, Scheduling, Deviation Settlement Mechanism and related matters of wind and Solar generating stations) Regulations, 2018 as amended.

(15) **"Frequency Response Characteristics"** means an automatic, sustained change in the power consumption by load or output of the generators that occurs immediately after a change in the load-generation balance of a control area and which is in a direction to oppose a change in frequency;

(16) **"Gate Closure"** means the timeline as defined in IEGC;

(17) **"Indian Electricity Grid Code" or "IEGC"** means the Regulations specified by the Central Electricity Regulatory Commission under Clause (h) of Sub-section (1) of Section 79 read with Clause (g) of Sub-section (2) of Section 178 of the Act;

(18) **"MP Electricity Grid Code"** means the Grid Code specified by the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission under clause (h) of Sub-section (1) of Section 86 of the Electricity Act, 2003;

(19) **"Nodal Agency"** means the State Load Despatch Centre which shall be responsible for the implementation of the Ancillary Services at the intra-State level;

(20) **"Primary Reserve Ancillary Service" or "PRAS"** means the Ancillary Service which immediately comes into service through the governor action of the generator or through any other resource in the event of a sudden change in frequency;

(21) **"Secondary Control Signal"** means automated signal generated from the Nodal Agency through which injection or drawal or consumption of an SRAS provider is adjusted, and includes AGC signal;

(22) **"Secondary Reserve Ancillary Service" or "SRAS"** means the Ancillary Service comprising SRAS-Up and SRAS-Down, which is activated by the Nodal Agency and

deployed through secondary control signal;

(23) **"Secondary Reserve Ancillary Service Provider" or "SRAS Provider"** means an entity that provides SRAS-Up or SRAS-Down in accordance with these Regulations;

(24) **"SRAS-Down"** means an SRAS that reduces active power injection or increases drawl or consumption, as the case may be, in response to the secondary control signal from the Nodal Agency;

(25) **"SRAS-Up"** means an SRAS that increases active power injection or decreases drawal or consumption, as the case may be, in response to a secondary control signal from the Nodal Agency;

(26) **"State DSM Pool Account"** means accounts maintained by SLDC under B&SC and FSDSM Regulations and amendments issued by the Commission;

(27) **"Tariff Regulations"** mean the Regulations specified by the Commission from time to time under sub- section (zd) of Section 181 read with Section 61 of the Act;

(28) **"Tertiary Reserve Ancillary Service" or "TRAS"** means the Ancillary Service which consists of a spinning reserve or non-spinning reserve, which responds to despatch instructions from the Nodal Agency;

(29) **"Tie-Line Bias Control"** means a mechanism of correcting ACE by factoring in deviation of net actual interchange from the net scheduled interchange at the State level as well as frequency deviation; and

(30) **"Un-Requisitioned Surplus" or "URS"** means the capacity in a generating station that has not been requisitioned and is available for despatch, and is computed as the difference between the declared capacity of the generating station and its total schedule.

3.2 Words and expressions used and not defined in these Regulations but defined in the Act or any other Regulations of the Commission, shall have the same meaning as assigned to them in the Act or any other Regulations of the Commission.

3.3 Reference to any Act, Rules and Regulations shall include amendments or consolidation or re-enactment thereof.

4. Scope

4.1 These Regulations shall apply to intra-State entities, including entities having energy storage resources and entities capable of providing demand response qualified to provide Ancillary Services and other entities as provided in these Regulations.

5. Types of Ancillary Services

5.1 There shall be the following types of Ancillary Services, namely:

(a) Primary Reserve Ancillary Service (PRAS);

(b) Secondary Reserve Ancillary Service (SRAS);

(c) Tertiary Reserve Ancillary Service (TRAS); and

(d) Any other Ancillary Services as may be specified in the M.P. Electricity Grid Code.

5.2 The mechanism of procurement, deployment and payment of SRAS as referred to in Sub-clauses (b) of Clause (5.1) of this Regulation shall be as specified in these Regulations.

6. Estimation of Reserves by the Nodal Agency

6.1 The Nodal Agency shall estimate the quantum of the requirement of SRAS at the State level for such period and based on such methodology as specified in the detailed procedure for estimation of the requirement of SRAS and publish the same on its website.

6.2 The Nodal Agency shall re-assess the quantum of the requirement of SRAS on day-ahead basis and incremental requirement, if any, on real-time basis and update the same on its website.

6.3 The requirement of SRAS shall be estimated at the State level.

Part I

Secondary Reserve Ancillary Service (SRAS)

7. Eligibility for an SRAS Provider

A generating station or an entity having energy storage resources or an entity capable of providing demand response, on a standalone or aggregated basis, connected to the intra-State transmission system, shall be eligible to provide Secondary Reserve Ancillary Service, as an SRAS Provider, if it:

(a) has a bi-directional communication system with SLDC, as per the requirements stipulated in the Detailed Procedure by the Nodal Agency;

(b) is AGC-enabled, in case of a generating station;

(c) can provide a minimum response of 1 MW;

(d) has metering and Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) telemetry in place for monitoring and measurement of energy delivered under SRAS, as stipulated in the Detailed Procedure by the Nodal Agency; and

(e) is capable of responding to SRAS signal within 30 seconds and providing the entire SRAS capacity obligation within fifteen (15) minutes and sustaining at least for the next thirty (30) minutes.

8. Activation and Deployment of SRAS

8.1 SRAS shall be activated and deployed by the Nodal Agency on account of the following events to minimize the deviation of the State in addition to relieving congestion in the Intra-State transmission system or replenishing primary reserves:

(a) Considering the State as a control area, the Area Control Error (ACE) of the State, going beyond the minimum threshold limit of ±10 MW or such other limit as may be notified by the Commission based on a review the performance of SRAS; and

(b) Such other events may be specified in the M.P. Electricity Grid Code.

8.2 The Area Control Error (ACE) for the State would be auto-calculated at the control center of the Nodal Agency based on telemetered values, and the external inputs referred to in clauses (8.3) and (8.4) of this Regulation, as per the following formula

$$ACE = (I_a - I_s) - 10 * B_f * (F_a - F_s) + Offset$$

Where,

I_a = Actual net interchange in MW (positive value for export)

I_s = Scheduled net interchange in MW (positive value for export)

B_f = Frequency Bias Coefficient in MW/0.1 Hz (negative value)

F_a = Actual system frequency in Hz

F_s = Schedule system frequency in Hz

Offset = Provision for compensating for measurement error

8.3 Frequency Bias Coefficient (B_f) shall be assessed and declared by the Nodal Agency as per the Detailed Procedure.

8.4 The offset shall be used to account for measurement errors and shall be decided by the Nodal Agency for the State.

8.5 Nodal Agency may operate SRAS in any of the two control modes namely, tie-line bias control mode or flat tie-line control mode depending on grid requirements.

9. **Procurement of SRAS**

9.1 SRAS shall be procured at the State level by the Nodal Agency through the mechanism as specified in this Regulation.

9.2 An SRAS Provider willing to participate in SRAS shall be required to provide standing consent for a minimum period time of 7 (seven) days to the Nodal Agency for participation, which shall remain valid till it is modified or withdrawn:

Provided that standing consent except in case of forced outage cannot be modified or withdrawn without giving notice of at least forty-eight hours:

Provided further that in case the capacity earmarked for SRAS is not called for and at the same time there is a requirement of power by the beneficiary, the same may be released by the nodal agency at its sole discretion based on a written requisition for benefit of the beneficiary.

9.3 The SRAS Providers that are generating stations shall be required to declare in such time interval as may be stipulated in the Detailed Procedure, the technical parameters as required by the Nodal Agency, including but not limited to installed capacity, declared capacity, maximum possible generation (Pmax), schedule, Technical Minimum, Ramp up and Ramp down capability.

9.4 The SRAS Providers other than the generating stations shall be required to declare the

technical requirements as may be stipulated in the Detailed Procedure.

9.5 The SRAS Providers that are generating stations whose tariff is determined under Section 62 of the Act, shall declare their energy charge upfront on monthly basis in the manner as stipulated in the Detailed Procedure.

9.6 The SRAS Providers other than those covered under Clause (9.5) of this Regulation, shall be required to declare a single rate of the compensation charges upfront on a monthly basis but limited to the average market clearing price of Day Ahead Market (DAM) of previous month of Power Exchange in the manner as stipulated in the Detailed Procedure.

9.7 The Nodal Agency, based on the estimate of the SRAS requirement as per Regulation 6 of these Regulations, shall ascertain the availability of adequate SRAS capacity by factoring in the declarations made by the SRAS Providers under this Regulation, on a day-ahead basis and reviewing the same on a real-time basis.

9.8 In the case of the generating stations whose tariff is determined by the Commission under Section 62 of the Act, the Nodal Agency shall identify the generating stations for providing SRAS, in the following manner, namely:

(a) On the day-ahead basis, based on the un-requisitioned capacity available after the schedule has been communicated at 23:00 hrs for the next day; and

(b) On a real-time basis after gate closure for incremental SRAS requirements:

Provided that the capacity so identified shall be considered for SRAS based on the actual availability of such capacity.

9.9 There shall not be any commitment charge for the SRAS Providers for the capacity ascertained under Clause (9.7) or identified under Clause (9.8) of this Regulation, but not signalled for SRAS:

Provided that the Commission based on a review of the availability and performance of SRAS, may in future provide through a separate order, a mechanism for the SRAS Providers to commit SRAS capacity in advance, and also for appropriate compensation for such committed SRAS capacity.

10. Selection of SRAS Providers and Despatch of SRAS

10.1 SRAS signal shall be allocated among the SRAS Providers of the State to meet the SRAS requirement of the system based on the merit order of variable charges or compensation charges as applicable.

10.2 SRAS shall be despatched at the State level through secondary control signals by the Nodal Agency.

10.3 The secondary control signal for SRAS-Up and SRAS-Down shall be sent to the control centre of the SRAS Provider every 4 seconds (or any other interval decided by the Commission) by the Nodal agency. SRAS Provider shall allow its control centre to follow the secondary control signal for SRAS-Up or SRAS-Down automatically without manual intervention.

10.4 The SRAS Provider shall increase or decrease active power injection or increase or decrease drawal or consumption, as the case may be, as per the automatic signal from the Nodal Agency.

10.5 The SRAS Provider shall share real-time data with SLDC as stipulated in the Detailed Procedure.

10.6 The average of SRAS-Up and SRAS-Down MW data shall be calculated for every 15-minute time block in MWh for every SRAS Provider by the Nodal Agency using the archived SCADA data at the Nodal Agency and reconciled with the data received at the control centre of the SRAS Provider and shall be used for payment of energy charge or compensation charge, as the case may be, to the SRAS Provider as per Regulation 11 of these Regulations.

11. Payment for SRAS:

11.1 SRAS Provider shall be paid from the State DSM Pool Account at the rate of their energy charge or compensation charge, as declared by the SRAS Provider, as the case may be, for the SRAS-Up MW quantum despatched for every 15-minute time block, calculated as per clause 10.6 of Regulation 10 of these Regulations.

Provided that the energy charges or compensation charges, as declared by the SRAS Providers as applicable at the time of delivery of the SRAS shall be used to calculate the payment of SRAS by the providers and no retrospective settlement of energy charges or compensation charges shall be undertaken even if the said charges are revised at a later date.

11.2 SRAS Provider shall pay back to the State DSM Pool Account, at the rate of their energy charge or compensation charge, as the case may be, for the SRAS-Down MW quantum despatched for every 15- minute time block, calculated as per clause 10.6 of Regulation 10 of these Regulations.

11.3 No incentive shall be provided to SRAS Provider during the introductory stage of SRAS implementation. However, the Commission after the introduction of SRAS in the State and after analyzing the financial impact thereon, shall introduce a scheme for providing incentive to SRAS provider at a later stage through a separate order.

11.4 Methodology of computation under clauses (11.1) to (11.3) of this Regulation shall be stipulated in the Detailed Procedure.

12. Performance of SRAS Provider:

12.1 The actual response of SRAS Provider against the secondary control signals from the Nodal Agency to the control centre of the SRAS Provider shall be monitored by the Nodal Agency, as per the procedure stipulated in the Detailed Procedure.

12.2 All measurements of secondary control signals from the Nodal Agency to the control centre of the SRAS Provider and the actual response of SRAS Provider shall be carried out on post-facto basis using SCADA data. Performance of the SRAS Provider shall be measured by the Nodal Agency by comparing the actual response against the secondary control signals for SRAS-Up and SRAS-Down sent every 4 seconds (or any other interval decided by the Commission) to the control centre of the SRAS Provider measured using 5- minute average data.

12.3 The methodology for measurement of the performance of SRAS Provider based on this Regulation shall be stipulated in the Detailed Procedure.

13. Failure in performance of SRAS Provider

13.1 Performance below 20% for two consecutive days by an SRAS Provider shall make the SRAS Provider liable for disqualification for participation in SRAS for a week by the Nodal Agency.

13.2 Violation of directions of the Nodal agency for SRAS under these Regulations shall make the SRAS providers liable for penalties as per the provisions of the Act.

Part II

Shortfall in procurement of SRAS or Emergency Conditions

14. Shortfall in procurement of SRAS or Emergency Conditions

14.1 All generating stations, whose tariff is determined by the Commission under Section 62 of the Act including those having URS power, shall be deemed to be available for use by the Nodal Agency for SRAS, subject to technical constraints of such generating stations.

14.2 The generating stations as referred to in clause (14.1) of this Regulation, whose URS is despatched as SRAS-Up shall be paid their energy charge in terms of clause (11.1) of Regulation 11.

14.3 The generating stations as referred to in clause (14.1) of this Regulation, if despatched as SRAS-Down shall pay back to the Deviation and Ancillary Service Pool Account in terms of clause (11.2) of Regulation 11.

14.4 In case the Nodal Agency requires any generating station to provide Ancillary Services to meet the emergency conditions for reasons of grid security as per the provisions of the Grid Code, such generating station may be compensated at the rate of the energy charge as specified by the Commission.

Part III

Accounting and Settlement of SRAS

15. Accounting and Settlement of SRAS

15.1 Accounting of SRAS shall be done by the Nodal Agency on a weekly basis, based on Interface meter data.

15.2 Deviation of SRAS Provider in every 15-minute time block shall be calculated as under and settled as per the procedure of DSM Regulations:

MWh Deviation for AS Provider = (Actual MWh of AS Provider) - (Scheduled MWh of AS Provider) - (SRAS MWh of AS Provider)

15.3 The State DSM Pool Account shall be charged for:

(a) the energy charge or the compensation charge as the case may be, of despatched SRAS-Up for every time-block on the intra-state basis, payable to the concerned SRAS Provider,

(b) the compensation as referred to in the proviso to clause (9.9) of Regulation (9) of these Regulations.

15.4 For SRAS down despatch, payment shall be credited to State DSM Pool Account.

15.5 The net of the charges and the credits under clauses (15.3) & (15.4) of this Regulation shall be settled through the charges collected under the B&SC.

15.6 Settlement of payment liabilities in respect of the SRAS providers shall be done directly by the Nodal Agency on a weekly basis considering them as virtual entities.

15.7 No retrospective settlement of energy charge or compensation charge, as the case may be, shall be undertaken.

15.8 The Nodal Agency shall publish information on its website about SRAS procured and scheduled on a weekly basis and submit quarterly detailed feedback reports to the Commission.

16. Transmission Charges and Losses for SRAS Provider

No transmission charges or transmission losses or transmission deviation charges shall be payable for SRAS.

Part IV

Miscellaneous

17. Detailed procedure

17.1 The Nodal Agency shall submit the Detailed Procedure through an application along with a gist of application before the Commission for approval within 3 (three) months of notification of these Regulations. On admitting such application, the Commission shall ask Nodal Agency to publish the gist of the application within 7 (seven) working days from date of approval of gist by the Commission in four widely circulated newspapers (Hindi and English) and on website of the Nodal Agency inviting suggestions and objections on the detailed procedure from all the stakeholders including public at large. In the website along with the gist, the concerned application shall also be uploaded with the facility to download those documents by public in pdf and editable word format. Such suggestions and objections shall be submitted to the Nodal Agency within specified time. On receiving stakeholders' suggestions and objections the Nodal Agency shall finalize the Detailed Procedure and submit to the Commission for approval.

17.2 The Detailed Procedure shall contain the operational aspects of SRAS including, but not limited to,

(a) bi-directional communication system as referred to in sub-clause (a) of clause (7.1) of Regulation 7 of these Regulations;

(b) metering and SCADA telemetry for monitoring and measurement of energy delivered under SRAS as referred to in sub-clause (d) of clause (7.1) of Regulation 7 of these Regulations;

(c) intervals of the automatic calculation of ACE and method of 'Offset' calculation and the meter drift issues in respect of clause (8.2) of Regulation 8 of these Regulations;

(d) details of various control modes of operation as mentioned in clause (8.5) of Regulation 8 of these Regulations;

(e) details regarding the declaration of technical parameters as referred to in clause (9.3) of Regulation 9 of these Regulations;

(f) technical requirements for SRAS providers as referred to in clause (9.4) of Regulation 9 of these Regulations;

(g) manner of declaration of the energy charge and the compensation charge, respectively

as referred to in clauses (9.5) and (9.6) of Regulation 9 of these Regulations;

(h) methodology of sharing real time data as referred to in clause (10.5) of Regulation 10 of these Regulations;

(i) methodology for despatch of SRAS to relieve congestion;

(j) methodology of computation for SRAS as referred to in clause (11.4) of Regulation 11 of these Regulations;

(k) details regarding monitoring of the actual response of SRAS providers as referred to in clause (12.1) of Regulation 12 of these Regulations

(l) details of the methodology for measurement of performance of SRAS Provider as referred to in clause (12.2) of Regulation 12 of these Regulations;

(m) other related and incidental matters.

18. Power to Relax:

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

19. Power to Remove Difficulty:

If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may on its own motion or on an application filed by any affected party, issue any general or specific directions as may be considered necessary in furtherance of the objective and purpose of these Regulations.

By order of the Commission,
UMAKANTA PANDA, Secy.

भोपाल, दिनांक 3 अक्टूबर 2024

क्रमांक– 2198/मप्रविनिआ/2024–विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 86(1)(झ), मध्यप्रदेश विद्युत सुधार अधिनियम, 2000 की धारा (9) (ञ) के अधीन कर्तव्यों के निर्वहन में तथा विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 181(1) द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करतें हुए मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग एतद् द्वारा मध्यप्रदेश विद्युत वितरण संहिता (पुनरीक्षण–प्रथम), 2024 विनिर्दिष्ट करता है :

मध्यप्रदेश विद्युत वितरण संहिता (पुनरीक्षण–प्रथम), 2024

(आरजी–29(I), वर्ष 2024)

अध्याय – 1

सामान्य (General)

1. **संक्षिप्त शीर्षक एवं प्रारंभ (Short Title and Commencement)** :

(एक) यह संहिता **"मध्यप्रदेश विद्युत वितरण संहिता (पुनरीक्षण–प्रथम), 2024 {आरजी–29(I), वर्ष 2024}"** कहलायेगी।

(दो) यह संहिता मध्यप्रदेश के शासकीय "राजपत्र" में इसकी प्रकाशन तिथि से लागू होगी।

(तीन) इस संहिता का विस्तार सम्पूर्ण मध्यप्रदेश राज्य के लिये होगा।

1.1 उद्देश्य (Objectives) :

वितरण संहिता एक ऐसी संरचना तथा प्रक्रियाओं को प्रदान करने का प्रयास है जिसके अनुसार अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अपने विद्युत प्रदाय के क्षेत्र में नियोजन, विकास, परिचालन, संधारण तथा उपयोग के तकनीकी पहलुओं का संचालन किया जाएगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा विद्युत प्रणाली के उपयोगकर्ताओं को सेवा गुणवत्ता के मानकों का अनुसरण करना होगा तथा वितरण संहिता के उपबन्धों के साथ–साथ यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता तथा मध्यप्रदेश विद्युत प्रदाय संहिता के उपबन्धों का अनुपालन भी सुनिश्चित करना होगा। इस प्रकार, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यह सुनिश्चित किया जाएगा कि अनुज्ञप्तिधारी की विद्युत आपूर्ति प्रणाली समस्त उपभोक्ताओं तथा उपयोगकर्ताओं को विश्वसनीय, मितव्ययी तथा निरन्तर सेवा दक्षतापूर्वक प्रदान करने हेतु संचालित की जा रही है।

1.2 विस्तार (Scope) :

1.2.1 वितरण संहिता के उपबन्ध निम्नांकित को सम्मिलित करते हुए वितरण प्रणाली के समस्त प्रतिभागियों को लागू होंगे :

क) वितरण अनुज्ञप्तिधारी(गण) {समझे गये अनुज्ञप्तिधारी/अनुज्ञप्तिधारियों को सम्मिलित करते हुए} ;

ख) वितरण प्रणाली से संयोजित निर्बाध (खुली) पहुंच उपभोक्ता (Open Access Consumers-OACs) ;

ग) वितरण प्रणाली से संयोजित अन्य वितरण अनुज्ञप्तिधारी(गण) जो उसके स्वामी नहीं हैं ;

घ) वितरण प्रणाली के अन्तर्निहित विद्युत उत्पादक (embedded generators) ; और

ङ) उपभोक्तागण

1.3 भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता, मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता तथा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण विनियमों के साथ एकरूपता (Compatibility with Indian Electricity Grid Code, Madhya Pradesh Electricity Grid Code and CEA REgulations) :

1.3.1 वितरण संहिता का अनुप्रयोग इस प्रकार किया जाएगा ताकि वह केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता से संबंधित जारी यथासंशोधित विनियम 'CERC (Indian Electricity Grid Code) Regulation 2023, सर्वसंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता 2024 (Madhya Pradesh Electricity Grid Code 2024), मध्यप्रदेश विद्युत प्रदाय संहिता, 2021 (Madhya Pradesh Electricity Supply Code, 2021), मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग {वितरण अनुज्ञप्ति (समझे गये अनुज्ञप्तिधारी को मिलाकर) की शर्तें} 2004 [MPERC {Conditions of Distribution License for Distribution Licensee (including deemed Licensee)} 2004] तथा मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (संसाधन पर्याप्तता हेतु संरचना) विनियम, 2024 {MPERC (Framework for Resource Adequacy) Regulations 2024} के उपबन्धों से सुसंगत तथा अनुरूप रहे।

1.3.2 उपयोगकर्ताओं के समस्त उपकरणों, जिनमें केबल (cables), तार व्यवस्था (wiring), शिरोपरि तन्तुपथ (overhead lines) सम्मिलित हैं, के द्वारा विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 53 के अधीन केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा सुरक्षा विनियमों (Safety Regulations) के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट सुरक्षा मानकों (Safety Standards) का अनुपालन किया जाएगा।

1.3.3 इसके अतिरिक्त, समस्त उपयोगकर्ताओं द्वारा समय–समय पर केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (CEA) द्वारा जारी दिशा–निर्देशों तथा यथासंशोधित ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के अधीन ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (Bureau of Energy Efficiency) द्वारा जारी किये गये विनियमों का अनुपालन भी किया जाएगा।

1.4 गोपनीयता (Confidentiality) :

वितरण अनुज्ञप्तिधारी, जब तक वितरण संहिता द्वारा अपेक्षित न हो, किसी अन्य व्यक्ति को, ऐसी जानकारी उपलब्ध कराने वाले व्यक्ति की लिखित सहमति के बिना, प्रकट नहीं करेगा।

1.5 अनुज्ञप्तिधारी तथा उपयोगकर्ताओं के मध्य सूचना का सम्प्रेषण (Communication between Licensee and Users) :

1.5.1 उपयोगकर्ताओं द्वारा अनुज्ञप्तिधारी के साथ समस्त सूचना का संप्रेषण वितरण संहिता के सुसंबद्ध अध्याय के उपबन्धों के अनुसार किया जाएगा तथा इसे अनुज्ञप्तिधारी द्वारा नियुक्त नामोद्दिष्ट समन्वयन अधिकारी/अधिकारियों {designated Nodal Officer(s)} को संबोधित किया जाएगा।

1.5.2 जब तक अन्यथा संहिता द्वारा विशेष प्रकार से अपेक्षित न हो, समस्त सूचना का सम्प्रेषण लिखित में किया जाएगा, सिवाए ऐसी परिस्थितियों में जहां परिचालन समयबद्ध मौखिक सम्प्रेषण द्वारा किया जाना अनिवार्य हो। ऐसे सूचना सम्प्रेषण की यथासंभव शीघ्र–अति–शीघ्र लिखित में अभिपुष्टि की जाएगी।

1.6 वितरण संहिता की संरचना (Structure of Distribution Code) :

वितरण संहिता को निम्न अध्यायों में विभाजित किया गया है :

एक. अध्याय–1 : सामान्य (General)

दो. अध्याय–2 : परिभाषाएं (Definitions)

तीन. अध्याय–3 : वितरण नियोजन (Distribution Planning)

चार. अध्याय–4 : संचालन एवं संधारण नियोजन (Distribution Operation and Maintenance Planning)

पांच अध्याय–5 : सीमा–पार सुरक्षा (Cross Boundary Safety)

छः अध्याय–6 : घटनाक्रम प्रतिवेदन (Incident Reporting)

सात अध्याय–7 : वितरण सुरक्षा (Distribution Protection)

आठ अध्याय–8 : विविध (Miscellaneous)

अध्याय — 2
परिभाषाएं (Definitions)

1. परिभाषाएं (Definitions) :

शब्द अथवा अभिव्यक्तियां जो इस संहिता में प्रयुक्त हैं किन्तु परिभाषित नहीं की गयी हैं, वही अर्थ रखेंगी जैसा कि विद्युत अधिनियम, 2003, उसके अन्तर्गत विरचित नियमों एवं विनियमों तथा प्रयोज्य यथासंशोधित भारतीय मानकों (Indian Standards-IS) में इनके लिये परिभाषित किये गये हैं।

1. **"अधिनियम (Act)"** से अभिप्रेत है, विद्युत् अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, वर्ष 2003);
2. **"समुन्नत मापन अधोसंरचना (Advanced Metering Infrastructure)"** का वही अर्थ होगा जैसा कि इसे यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों का अधिष्ठापन एवं प्रचालन) (संशोधन) विनियम, 2006 की धारा 2 की उपधारा (घक) में परिभाषित किया गया है ;
3. **"वितरण अनुज्ञप्तिधारी (Distribution Licensee)"** का वही अर्थ होगा जैसा कि इसे अधिनियम की धारा 2 की उप–धारा (17) में परिभाषित किया गया है ;
4. **"वितरण प्रणाली (Distribution System)"** का वही अर्थ होगा जैसा कि इसे अधिनियम की धारा 2 की उप–धारा (19) में परिभाषित किया गया है ;
5. **"अति उच्च दाब वोल्टेज (Extra High Voltage)"** का वही अर्थ होगा जैसा कि इसे यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत प्रदाय संहिता 2021 के खण्ड 2.1 के उप–खण्ड (य) में परिभाषित किया गया है ;
6. **"उच्च दाब वोल्टेज (High Voltage)"** का वही अर्थ होगा जैसा कि इसे यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत प्रदाय संहिता 2021 के खण्ड 2.1 के उप–खण्ड (ङङ) में परिभाषित किया गया है ;
7. **"निम्न दाब वोल्टेज (Low Voltage)"** का वही अर्थ होगा जैसा कि इसे यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत प्रदाय संहिता 2021 के खण्ड 2.1 के उप–खण्ड (झझ) में परिभाषित किया गया है ;
8. **"निर्बाध (खुली) पहुंच (Open Access)"** का वही अर्थ होगा जैसा कि इसे अधिनियम की धारा 2 की उप–धारा (47) में परिभाषित किया गया है ;
9. **"विद्युत प्रणाली (Power System)"** का वही अर्थ होगा जैसा कि इसे अधिनियम की धारा 2 की उप–धारा (50) में परिभाषित किया गया है ;
10. **"पारेषण अनुज्ञप्तिधारी (Transmission Licensee)"** का वही अर्थ होगा जैसा कि इसे अधिनियम की धारा 2 की उप–धारा (73) में परिभाषित किया गया है ;
11. **"उपयोगकर्ता (User)"** का इस संहिता के संदर्भ में अभिप्रेत, राज्य की सीमा के भीतर विद्युत उत्पादक (generator) तथा इसी क्षेत्र में या किसी भी कारण से वितरण प्रणाली से संयोजित किसी अन्य वितरण अनुज्ञप्तिधारी को सम्मिलित करते हुए से है किसी व्यक्ति, अन्तर्निहित विद्युत उत्पादक (inherent generator) को सम्मिलित करते हुए से है भले जो भी हों। उपयोगकर्ता का तात्पर्य वितरण प्रणाली से संयोजित उपभोक्ता (consumer)/उत्पादोभोक्ता (prosumer), पारेषण प्रणाली/वितरण प्रणाली के माध्यम से संयोजित निर्बाध (खुली) पहुंच क्रेताओं (Customers) को सम्मिलित करते हुए से भी होगा।

अध्याय – 3
वितरण नियोजन (Distribution Planning)

3.1 प्रारंभिक (Introduction) :

3.1.1 उपभोक्ताओं के हितों की सुरक्षा हेतु वितरण नियोजन अत्यावश्यक पहलू है जिसके अन्तर्गत पारेषण तथा वितरण तन्त्रों (Transmission and distribution networks) के मध्य समन्वित नियोजन को सुकर बनाते हुए, मानकीकृत तथा दक्ष वितरण तन्त्र के विकास को सुनिश्चित करते हुए, तकनीकी मानकों का अनुपालन करते हुए तथा विद्युत उद्योग में समग्र दक्षता तथा प्रतिस्पर्धा के परिपोषण द्वारा गुणवत्ता तथा विश्वसनीयता द्वारा कायम रखा जाता है।

3.1.2 सुरक्षा उपायों के अनुपालन को सुनिश्चित करने हेतु वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा मानव प्राणियों के जीवन, जीवों तथा सम्पत्ति की हानि के जोखिम की रोकथाम हेतु निर्दिष्ट सुरक्षा मानकों के अनुसार वितरण प्रणाली का नियोजन, निर्माण तथा संधारण किया जाएगा। इस प्रयोजन हेतु वितरण तन्त्र (distribution network) का नियोजन निम्नलिखित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण विनियमों के अनुसार किया जाएगा, अर्थात् :

सरल क्रमांक	विवरण
1	वितरण प्रणाली के नियोजन तथा सुरक्षा मानकों हेतु–केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा यथासंशोधित विनियम, 'CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plant and Electric Lines), Regulations, 2022' के अनुसार
2	वितरण प्रणाली के निर्माण, प्रचालन एवं संधारण मानक, वितरण प्रणाली के सुरक्षा मानकों यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा तथा विद्युत आपूर्ति संबंधी उपाय), विनियम, 2023 के अनुसार
3	केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा यथासंशोधित विनियम, यथा 'CEA (Technical Standards for Connectivity to the Grid) Regulations, 2007 के अनुसार
4	केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा यथासंशोधित विनियम, 'CEA (Technical Standards for Connectivity of Distributed Generation Resources), Regulations, 2013 के अनुसार
5	यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों का अधिष्ठापन एवं प्रचालन) विनियम, 2006 के अनुसार

3.1.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा वर्ष में न्यूनतम एक बार या फिर इससे अधिक बार भी, यदि आवश्यक हो तो सुरक्षा/तकनीकी अंकेक्षण (Safety/Technical Audit) का संचालन किया जाएगा ताकि प्रतिवेदक व्यक्तियों/उपभोक्ताओं के संज्ञान में आये तकनीकी दोष (technical flaws) तथा कमियां जिनके कारण प्राथमिक तथा द्वितीयक वितरण प्रणाली में दुर्घटनाओं की संभावना निहित हो, की

पहचान की जा सके। वितरण अनुज्ञप्तिधारी वित्तीय वर्ष के समापन के 45 दिवस के भीतर अपनी वेबसाइट पर सुरक्षा/तकनीकी अंकेक्षण प्रतिवेदनों को स्थानांतरित (upload) करेगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रणाली/तन्त्र में तकनीकी कमियों की पहचान करने हेतु मानक प्रचालन प्रक्रियाएं (Standard Operating & Procedures-SOP) तथा जांच–सूची (Check list) तैयार करेगा तथा विद्युत वितरण प्रणाली के सुरक्षित तथा दक्ष प्रचालन को सुनिश्चित करने हेतु दोष निवारक कार्रवाई करेगा। इस प्रकार तैयार की गई मानक प्रचालन प्रक्रिया को उसके द्वारा सार्वजनिक स्तर पर इस संहिता के प्रकाशन से 45 दिवस के भीतर अपने वेब पोर्टल (web portal) पर उपलब्ध कराया जाएगा।

3.1.4 वितरण अनुज्ञप्तिधारी इस संहिता के प्रकाशन से 45 दिवस के भीतर अपने पोर्टल के एक खण्ड (segment) को अनुज्ञप्तिधारी के वितरण तन्त्र (distribution network) द्वारा, ट्रांसफार्मर, संभरक (फीडर), सेवा तन्तुपथ (service line) तथा वितरण बॉक्स (distribution box) आदि को सम्मिलित करते हुए जो मानव या जैविक सुरक्षा (human and animal safety) को जोखिम में डाल सकता हो, किसी अग्निकाण्ड या सम्पत्तिं की क्षति का निमित्त बने, सार्वजनिक क्षेत्र में निमित्त सुरक्षा उल्लंघनों (safety violations) को प्रतिवेदित करने हेतु प्रदान करेगा। पोर्टल के इस खण्ड में छायाचित्र (photographs) जो उपयुक्त प्ररूप (format) में तैयार किये गये हों तथा सुरक्षा उल्लंघनों (safety violations) का चित्रण करते हों, को स्थानांतरित (अपलोड) करने की सुविधा उपलब्ध कराई जाएगी। इस संबंध में जानकारी को व्यापक रूप से उपभोक्ताओं के मध्य समुचित उपायों के माध्यम से जनसंपर्क माध्यम (mass media), विज्ञापनों (bills), लघु संदेश सेवा (SMS), ई–मेल (E-mails) या फिर अनुज्ञप्तिधारी की वेबसाइट पर स्थानांतरण (uploading) द्वारा प्रसारित किया जाएगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी पोर्टल पर ऐसे दोषों को निर्धारित करने तथा सुधार करने बाबत कार्रवाई मासिक आधार पर अभिलेखित करना होगा।

3.1.5 वितरण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा वितरण प्रणाली के नियोजन तथा विकास के अन्तर्गत अनुसरण किये जाने वाले तकनीकी तथा रूपांकन मानदण्डों को इस संहिता में निर्दिष्ट किया गया है। यह संहिता वितरण प्रणाली के समस्त उपयोगकर्ताओं (users) को उनके नियोजन तथा विकास के बारे में लागू होती है जहां तक वे वितरण प्रणाली को प्रभावित करते हों।

3.1.6 वितरण अनुज्ञप्तिधारी को अपना वितरण तन्त्र (distribution network) इस प्रकार नियोजित करना होगा ताकि वह विनियामक आवश्यकताओं (Regulatory Requirements) की पूर्ति कर सके।

3.1.7 वितरण तन्त्र के नियोजन में मुख्य घटक हानि में कमी की जाना (loss reduction) होगा।

3.1.8 संभरकवार/क्षेत्रवार हानि स्तर का आकलन विद्यमान तथा भविष्यगामी प्रक्षेपित भारण परिस्थितियों के अनुसार मय भविष्यगामी वितरण हानि कम किये जाने संबंधी प्रक्षेप–वक्र (trajectory) के साथ मिलान करने संबंधी उपायों के किया जाएगा। प्रणाली अध्ययन सॉफ्टवेयर (system studies software) का प्रयोग करते हुए वितरण प्रणाली का अध्ययन विद्यमान तथा भविष्यगामी प्रक्षेपित भार परिस्थितियों के लिये किया जाएगा तथा प्रणाली अध्ययन के परिणामों के आधार पर लघु–अवधि

तथा मध्य/दीर्घ–अवधि कार्यक्रम प्रणाली (ट्रांसफार्मरों/संभरकों (फीडरों)/ग्रिड केन्द्रों/उप–केन्द्रों आदि संबंधी) के विकास/अभिवृद्धि/आवर्धन हेतु तैयार किया जाएगा।

3.1.9 वितरण प्रणाली का नियोजन विश्वसनीय विद्युत प्रदाय हेतु चालू तथा भविष्यगामी आपूर्ति आवश्यकताओं की पूर्ति हेतु प्रणाली के अन्तर्गत दक्षतापूर्वक तथा अनुकूलतम ढंग से विद्यमान तथा भविष्यगामी भार में वृद्धि की पूर्ति हेतु तथा अपेक्षित अतिरेक/अपेक्षाधिक स्तर (redundancy level) स्थापित करने हेतु किया जाएगा। समुचित सुधार उपायों को अपनाने के लिये मय धारा–प्रतिकूल तन्त्र (नेटवर्क) में सीमाबद्धताओं के साथ, वितरण तन्त्र (नेटवर्क) के विभिन्न घटकों के भारण प्रतिमान (loading pattern) के चिन्हांकन हेतु जिसका उद्देश्य विभिन्न आकस्मिक परिस्थितियों पर विचार करने हेतु विश्लेषण को सुकर बनाना है, धारा–प्रतिकूल उप–पारेषण तन्त्र (upstream sub-transmission network) की एकीकृत प्रणाली के नियोजन हेतु पहुंच को अपनाया जाएगा।

3.1.10 प्रत्याशित मांग की पूर्ति हेतु परिचालन क्षेत्रों में नियोजन क्रियाविधि में विद्यमान प्रणाली के विश्लेषण तथा उप–पारेषण तथा वितरण प्रणालियों की अनुकूलतम तथा दक्ष भविष्यगामी आवश्यकता के नियोजन को सम्मिलित किया जाएगा। विद्युत आपूर्ति की विश्वसनीयता एवं गुणवत्ता में वृद्धि तथा बेहतर उपभोक्ता की सन्तुष्टि हेतु क्रियाविधि में पर्याप्त संचार प्रणाली तथा सूचना प्रौद्योगिकी अधोसंरचना जैसे कि स्काडा (Supervisory Control Data Acquisition System-SCADA), वितरण प्रबन्धन प्रणाली (Distribution Management System-DMS), अवरोध प्रबन्धन प्रणाली (Outage Management System-OMS), समुन्नत मापन अधोसंरचना (Advanced Metering Infrastructure) आदि को भी सम्मिलित किया जाएगा।

3.1.11 वितरण प्रणाली के नियोजन हेतु व्यापक दृष्टिकोण निम्न मानदण्डों पर आधारित होगा :

एक. ग्रिड के स्थायित्व (Grid Stability) को सुनिश्चित करना।

दो. विद्यमान के साथ–साथ भविष्यगामी आवश्यकताओं हेतु भी तन्त्र(नेटवर्क) में "N-1" अपेक्षाधिकता (redundancy) के साथ विद्यमान तथा भविष्यगामी आवश्यकताओं हेतु, स्थल की परिस्थितियों/तन्त्र की संभाव्यता (feasibility) के अध्यधीन रहते हुए, चौबीसों घंटे विश्वसनीय विद्युत आपूर्ति पर्याप्त तन्त्र–व्यवस्था की उपलब्धता सुनिश्चित करना (कृषि श्रेणी को छोड़कर)।

तीन. मानव प्राणियों/जीव–जन्तुओं की सुरक्षा को सुनिश्चित करना तथा जोखिमों को विलोपित करना।

चार. संभरकों तथा ट्रांसफार्मरों (पावर तथा वितरण ट्रांसफार्मर) के भारण (loading) को अनुकूलतम बनाना।

पांच. तन्त्र (नेटवर्क) को अनुकूलतम बनाते हुए तकनीकी तथा वाणिज्यिक हानियों को कम करना।

छः. विद्युत गुणवत्ता मानदण्डों जैसे कि वोल्टेज विनियमन (voltage regulation), सन्नाद (harmonics), प्रतिक्रियाशील ऊर्जा क्षतिपूर्ति (reactive power compensation) आदि को प्रयोज्य मानकों/विनियमों से संरेखित किया जाना सुनिश्चित करना।

सात. मापन व्यवस्था (metering) आंकड़ों के अधिग्रहण (Data Acquistion), आंकड़ों के विश्लेषण, प्रणाली के बेहतर प्रबन्धन तथा नियोजन हेतु सूचना तथा संचार प्रौद्योगिकी (Information and Communication Technology) जैसे कि समुन्नत मापन अधोसंरचना (AMI), स्काडा (SCADA)/वितरण प्रबन्धन प्रणाली (Distribution Management System) को अंगीकृत करना।

आठ. प्रणाली औसत व्यवधान अवधि सूचकांक (SAIFI) तथा प्रणाली औसत व्यवधान आवृत्ति सूचकांक (SAIDI) को सम्मिलित करते हुए विश्वसनीयता सूचकांकों (Reliability Indices) के अनुपालन को सुनिश्चित करना जैसा कि इसे यथासंशोधित मप्रविनिआ (वितरण अनुपालन मानदण्ड) विनियम, 2012 या पृथक आदेशों के माध्यम से विनिर्दिष्ट किया जाए।

नौ. राष्ट्रीय तथा राज्य स्तरीय योजनाओं तथा नीति के अनुसार नवीकरणीय ऊर्जा को एकीकृत (integrate) किये जाने संबंधी उपायों को सुनिश्चित करना।

3.1.12 वितरण प्रणाली के नियोजन, रूपांकन तथा निर्माण हेतु वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा निम्नांकित दिशा–निर्देशों के अनुसार मार्गदर्शन प्राप्त किया जाएगा :

1	यथासंशोधित ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के अधीन ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (Bureau of Energy Efficiency) द्वारा जारी यथासंशोधित विनियम, 'Bureau of Energy Efficiency (Manner and Intervals for Conduct of Energy Audit in Electricity Distribution Companies) Regulations, 2021'
2	यथासंशोधित मप्रविनिआ {वितरण अनुज्ञप्ति (समझे गये अनुज्ञप्तिधारी को मिलाकर) की शर्तें} 2004 के विनियम 10.3 के अधीन मध्यप्रदेश राज्य में अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा पूंजीगत व्यय हेतु दिशा–निर्देश

3.1.13 इसके अतिरिक्त, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा तन्त्र (नेटवर्क) का नियोजन करते समय व्यापक तौर पर केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा जारी प्रकाशन 'Electricity Distribution Network Planning Criteria, 2023' से भी मार्गदर्शन प्राप्त किया जाएगा।

3.1.14 वितरण प्रणाली नियोजन निम्न विशिष्टताओं से युक्त होगा :

एक. विद्यमान वितरण तन्त्र (नेटवर्क) का विश्लेषण तथा इसकी परिचालन अब स्थिति (Operational Situation) ।

दो. उपरोक्त (वितरण तन्त्र) से संयोजित समस्त विद्यमान उपयोगकर्ताओं तथा समस्त भविष्यगामी उपयोगकर्ता जो संयोजन प्राप्त करने के इच्छुक हों, की मांग की पूर्ति हेतु आवश्यकता। मांग/भार पूर्वानुमान को यथासंशोधित मप्रविनिआ (संसाधन पर्याप्तता हेतु संरचना) विनियम 2024 के उपबन्धों द्वारा नियन्त्रित किया जाएगा।

तीन. भविष्यगामी भार प्रक्षेपणों (future load projections) तथा अनुकूलतम भविष्यगामी तन्त्र (Optimal future network) पर विचार करते हुए तन्त्र (नेटवर्क) में अपर्याप्तताओं (inadequacies) को चिन्हांकित करना।

चार. प्रणाली में अपर्याप्तता का पता लगाने हेतु लागत–प्रभावी रीति (cost-effective manner) के अनुसार उपलब्ध विकल्पों का परीक्षण करना, जैसे कि विद्यमान ट्रांसफार्मर/संभरक (feeder) की क्षमता (capacity) में वृद्धि या विद्यमान तन्त्र (existing network) का पुनर्विन्यास (reconfiguration) या किसी नवीन उपकेन्द्र को स्थापित करना, आदि।

पांच. भारत सरकार, विद्युत मन्त्रालय की अधिसूचना, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण तथा इस आयोग द्वारा अधिसूचित विनियमों के अनुसार विद्यमान मापयन्त्रों को स्मार्ट अग्रिम–भुगतान (smart pre-paid) तथा अन्य अग्रिम–भुगतान (pre-paid) मापयन्त्रों द्वारा बदले जाने हेतु नियोजन करना।

छः सुरक्षा आवश्यकताओं के सुसंगत, समुचित रूपांकन आवश्यकताओं के अनुसरण द्वारा ।

सात. प्रणाली निष्पादन में सुधार हेतु, आपूर्ति की विश्वसनीयता तथा गुणवत्ता में वृद्धि तथा तकनीकी एवं गैर–तकनीकी हानियों को कम करने हेतु कार्यों का चिन्हांकन।

आठ. तन्त्र अपर्याप्तता (network inadequacy) हेतु तकनीकी व्यवहार्य समाधान (technically feasible solution) को अंगीकार इस प्रकार करना कि प्रणाली न्यूनतम समग्र लागत (minimum overall cost) के अनुसार संचालित की जा सके जिसके अनुसार दोनों पूंजीगत तथा परिचालन लागत (Capital and running Cost), अर्थात् विस्तार हेतु प्रस्ताव निर्धारित मानकों का अनुपालन करें तथा जो न्यूनतम लागत अनुकूलतम समाधान (least-cost optimal solution) हो जिसका चयन तकनीकी व्यवहार्य विकल्पों में से किया गया हो।

नौ. तन्त्र (नटवर्क) के समस्त मुख्य उपकरणों के नियमित सुरक्षा तथा विश्वसनीयता अंकेक्षणों (audits) को अंगीकार करना।

दस. वितरित ऊर्जा संसाधनों (Distributed Energy Resources-DERs) तथा विद्युत वाहनों (Electric Vehicle-EVs) का वितरण ग्रिड (distribtuion grid) के साथ दक्ष एकीकरण।

ग्यारह. वोल्टेज परिदृश्य (Voltage Profile) की शुद्धि तथा तकनीकी हानियों (technical losses) को कम करने हेतु आवश्यकता के अनुसार समुचित स्थानों पर प्रतिक्रियाशील ऊर्जा क्षतिपूर्ति (Reactive Power compensation) को सुनिश्चित करना।

बारह. उप–पारेषण (sub-transmission) तथा वितरण नियोजन (distribution planning) का पारेषण क्षेत्र नियोजन (transmission sector planning) के साथ मिलान करना।

तेरह. लागत के अनुकूलतम (Optimization of cost) तथा उच्चतम प्रणाली विश्वसनीयता (highest system reliability) को सुनिश्चित करने हेतु, दोनों पूंजीगत व्यय (Capital Expenditure-Capex) एवं परिचालन व्यय (Operational expenditure-Opex) को समाहित करते हुए विद्युत उपकरणों के समग्र जीवनकाल की सुयोग्यता के आधार पर तन्त्र उपकरणों (network equipment) का चयन करना।

3.2 नियोजन मानदण्ड (Planning Criteria) :

उप–पारेषण (Sub-transmission) तथा वितरण प्रणाली (Distribution System) के नियोजन हेतु निम्नांकित व्यापक मापदण्डों को अपनाया जाएगा :

3.2.1 उप–केन्द्र (Sub-Station) की अवस्थिति यथासंभव भार केन्द्र (load center) के नजदीक रखी जाएगी। प्रणाली मांग (system demand) की पूर्ति हेतु ग्रिड उप–केन्द्रों (grid sub-stations) पर सामान्य वोल्टेज पर पर्याप्त विद्युत आपूर्ति उपलब्ध रहेगी। उप–केन्द्रों पर रूपान्तरण क्षमता (transformation capacity) तथा संभरण तन्तुपथ क्षमता (Feeding line capacity) इस प्रकार रखी जाएगी जिसके अनुसार किसी भी एक संभरक (फीडर) या फिर उच्चतम क्षमता ट्रांसफार्मर के अवरूद्ध (Outage) हो जाने पर भी प्रणाली मांग (system demand) की पूर्ति की जा सके।

3.2.2 33/11 kV उप–केन्द्र की स्थापित क्षमता स्थानिक भार पूर्वानुमान (Spatial load forecast), जनसांख्यिकी कारकों (demographic factors), स्थल उपलब्धता (space availability), मार्ग–अधिकार (right of way) कारकों, विद्यमान तन्त्र विन्यास (existing network configuration) तथा "N-1" अपेक्षाधिकता (redundancy) विमर्शों आदि पर आधारित होगी। पर्याप्त क्षमता से युक्त उप–केन्द्र का नियोजन इस प्रकार किया जाएगा जो न्यूनतम आगामी 5 वर्षों के दौरान भार–वृद्धि (load growth) के प्रबन्धन हेतु सक्षम हो। संभरण तन्तुपथों (feeding lines) का नियोजन मार्गाधिकार संबंधी विषयों {Right of Way (ROW) issues} पर विचार करते हुए उप–केन्द्र के भार की पूर्ति हेतु आगामी 15 वर्षों की अवधि हेतु किया जाएगा।

3.2.3 उप–केन्द्र के अन्तर्गत उपकरणों की क्षमताओं (ratings) के बारे में निर्णय लेने से पूर्व उप–केन्द्र के आरेखीय (Schematic)/विन्यास (lay-out) तैयार किया जाएगा। प्रणाली वोल्टेज (system voltage), प्रणाली के अन्तर्गत उपकेन्द्र की अवस्थिति, लचीलेपन, विद्युत आपूर्ति की विश्वसनीयता तथा लागत आदि पर निर्भर अनेक प्रकार से व्यवस्थाएं की जा सकती हैं। विन्यास के बारे में निर्णय बाबत निम्न कारकों पर विचार किया जाएगा :

> समस्त विद्युत सुरक्षा आवश्यकताएं (electrical safety requirements), अनुमतियां (clearances), अग्नि–संसूचन (fire detection) तथा अग्निशमन प्रणाली (extinguishing system), भू–योजन (earthing) तथा संवातन (Ventilation) संबंधी व्यवस्थाएं यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा तथा विद्युत आपूर्ति संबंधी उपाय) विनियम 2023 के अनुसार रखी जाएंगी। विन्यास के माध्यम से यह सुनिश्चित किया जाना चाहिए कि संधारण कार्य सम्पूर्ण आपूर्ति व्यवस्था को बाधित किये बगैर निष्पादित किया जा सके।

> उपकरणों (equipment)/तन्तुपथ (line) के रूप में किसी भी महत्वपूर्ण तन्त्र–खण्ड (network segment) में किसी अवरोध की परिस्थिति में यथासंभव वैकल्पिक व्यवस्थाओं का उपलब्ध होना अति आवश्यक है।

> विन्यास मितव्ययी (economical) होना चाहिए तथा इसके द्वारा भविष्य में किये जाने वाले विस्तार कार्यक्रम के लिये रूकावट उत्पन्न नहीं की जानी चाहिए।

> उप–केन्द्रों का विन्यास इस प्रकार होना चाहिए जिसके अनुसार अग्निकाण्ड के किसी प्रकरण में किसी आपातकालीन परिस्थिति में, अग्नि का विस्तार यथासंभव एक उपकरण से अन्य उपकरण पर या फिर अन्य क्षेत्रों में न हो।

3.2.4 सुदूरतम छोर पर वोल्टेज परिदृश्य में अभिवृद्धि हेतु किसी समीपस्थ तन्तुपथ (line)/वितरण ट्रांसफार्मर (Distribution Transformer-DT) पर भार के द्विभाजन (bifurcation), तन्तुपथों (Lines) के आवर्धन (augmentation), ऊर्जा दक्ष वितरण ट्रांसफार्मरों के उपयोग तथा 33 kV उपकेन्द्रों या वितरण ट्रांसफार्मर स्तर पर स्वचालित स्विचयुक्त संधारित्रों (automatic switched capacitors) के उपयोग को अंगीकार किया जाना चाहिए।

3.2.5 आवश्यकतानुसार निम्न दाब स्तर (LT Level) पर स्वचालित ऊर्जा कारक नियन्त्रक (Automatic Power Factor Controller-APFC) फलकों (panels) का गवेषण (explore) किया जाएगा। संचालित किये गये तन्त्र अध्ययनों (network studies) के आधार पर यदि आवश्यक पाया जाए तो पर्याप्त क्षमता के शंट संधारित्रों (shunt capacitors) को द्वितीयक पक्ष (secondary side) की ओर संयोजित किया जाएगा। जहां उप–केन्द्र द्वारा उच्च सन्नाद स्तरों (high harmonic levels) से युक्त भारों का संभरण किया जा रहा हो वहां उपयुक्त सन्नाद छानकों (harmonic filters) की स्थापना भी की जाएगी।

3.2.6 वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यह सुनिश्चित किया जाएगा कि समस्त परिसम्पत्तियों/आस्तियों (Assets) का भौगोलिक चिन्हांकन (geo-tagged) किया जाए तथा स्थाई परिसम्पत्ति पंजी (Fixed Asset Register) में उचित प्रकार से अभिलेखित किया जाए। समस्त 33 kV संभरकों (feeders), पावर ट्रांसफार्मरों (power transformers), 11 kV संभरकों (feeders), वितरण ट्रांसफामरों (distribution transformers) तथा निम्न दाब संभरकों (LT feeders) को वैश्विक अवस्थिति प्रणाली मानचित्रण (GPS Mapping) तथा उपभोक्ता सूचकांक (consumer indexing) के माध्यम से अंकीय प्रतिरूपित (digitally modelled) किया जाएगा। अंकीय प्रतिमान (digital model) में महत्वपूर्ण मानदण्ड/मापदण्ड, जैसे कि चालक आकार (conductor size), लम्बाइयां (lengths), संभरक–वार विद्युत प्रवाह (feeder-wise power flow), शीर्ष/व्यस्ततम मांग (peak demand) को तथा पावर तथा वितरण ट्रांसफार्मरों (PTR and DTR) की क्षमता (rating), मय उनके मानक प्रतिरोध (standard resistance) (R) तथा प्रतिघात (reactance)(x) को सम्मिलित किया जाएगा। यह दृष्टिकोण संसाधन नियोजन (resource planning), तन्त्र अनुश्रवण (network monitoring) तथा आवर्धन (augmentation) को बेहतर रूप से सुकर बनायेगा।

3.2.7 ऐसे उपकेन्द्रों के प्रकरणों में जिन्हें चाप भट्टी (arc furnaces) आदि जैसे उच्च स्तरीय अस्थिर भारों के माध्यम से भारित किया गया हो वहां स्फुरणों (flickers) तथा वोल्टेज विनियमन (नियन्त्रण) (Voltage regulation) जैसी समस्याओं पर पार स्थैतिक वार क्षतिपूरकों (Static Var Compensators-SVCs) या स्थैतिक तुल्यकालिक क्षतिपूरकों (Static Synchronous Compensators-STATCOMs) के उपयोग द्वारा पाया जा सकता है। शहरी क्षेत्रों में मुख्य रूप से जहां अव्यस्ततम अवधि (off-peak period) के दौरान विनिर्दिष्ट सीमाओं से अधिक उच्च वोल्टेज घटित हो तथा व्यस्ततम भार अवधि के दौरान कम वोल्टेज घटित हो वहां अधिमानतः स्वचालित प्रतिक्रियाशील क्षतिपूर्ति (automatic reactive compensation) {संधारित्र (Capacitor) + प्रतिघातक (reactors)} अंगीकार किये जाने चाहिए। संधारित्र अधिकोषों (Capacitor Banks) की स्थापना प्रेरक भारों

(inductive loads) के समीप की जाएगी। अनुज्ञप्तिधारी यह सुनिश्चित करेगा कि समस्त स्थापित संधारित्र अधिकोष क्रियाशील है तथा उत्तम कार्यकारी स्थिति में हैं। समयोचित आधार पर संधारित्र अधिकाषों की कार्यशीलता (functioning) के अनुश्रवण हेतु उपयुक्त मापन उपकरण स्थापित किये जा सकते हैं। प्रतिक्रियाशील ऊर्जा प्रबन्धन के बारे में एक व्यापक योजना (Master Plan) व्यस्ततम /शीर्ष भारण (peak loading) तथा 33 kV तथा 11 kV संभरकों (feeders) के तत्संबंधी ऊर्जा कारक (power factor) पर विचार करते हुए तैयार की जाएगी। इन संभरकों की प्रतिक्रियाशील ऊर्जा क्षतिपूर्ति (reactive power compensation) की अद्यतन स्थिति के बारे में अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अपना प्रतिवेदन वित्तीय वर्ष के समापन के 45 दिवस के भीतर प्रस्तुत किया जाएगा।

3.2.8 मैदानी क्षेत्र (field) में स्थापित किये जाने वाले वितरण ट्रांसफामरों (Distribution Transformers) द्वारा सुसंबद्ध भारतीय मानकों (relevent Indian Standards) के अनुरूप मानक मूल्यांकन (standard rating) धारित किया जाएगा तथा इनके द्वारा ऊर्जा दक्षता ब्यूरो (BEE) द्वारा ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के अधीन यथोसंशोधित अधिनियम, "BEE (Particulars and Manner of their Display on Labels of Distribtuion Transformer) विनियम, 2009 के अनुसार विनिर्दिष्ट सितारा मूल्यांकन मानदण्डों (Star rating Criteria) का अनुसरण किया जाएगा।

3.2.9 उपयोगिता क्षेत्रों (utility areas) के अन्तर्गत भार की परिस्थितियों के अनुसार अनुज्ञप्तिधारी वितरण ट्रांसफार्मरों (Distribution Transformers), स्विचगियर आदि की क्षमता को मानकीकृत किये जाने हेतु उचित उपाय करेगा। क्षमताओं (ratings) के बारे में इस प्रकार किया गया मानकीकरण थोक में विक्रय के कारण, अधिप्राप्ति तथा संधारण के प्रयोजन हेतु सामग्री की सूची (inventory) में किये जाने में सहायक होगा।

3.2.10 शहरी क्षेत्रों में वितरण ट्रांसफार्मर उनकी मूल्यांकन क्षमता (rated capacity) के 65% से 75% औसत भारण पर संचालित किये जाने चाहिए तथा जब ट्रांसफार्मर पर यह क्षमता (अविच्छिन उच्चंतम – sustained peak) के 80% से अधिक हो जाए तो इसे आवर्धन (augment) करने की आवश्यकता होती है। ग्रामीण क्षेत्रों में, आवर्धन हेतु शीर्ष भार (peak load) के समय–क्षितिज (time horizon) तथा भार वृद्धि के आकलन आधार पर किंचित अधिक भारण पर विचार किया जाना चाहिए।

3.2.11 आगामी 15 वर्षों की समयावधि तक के लिये प्रत्याशित भार की पूर्ति हेतु 33 kV, 11 kV तथा निम्न दाब तन्तुपथों (LT Lines) हेतु मानक चालक आकार (Standard Conductor Sizes) अपनाए जाने चाहिए। चालक आकार (conductor size) के चयन में प्रत्याशित भार तथा वोल्टेज नियन्त्रण की पूर्ति हेतु चालक की ताप सीमा (thermal limit of conductor) जैसे कारकों पर विचार किया जाएगा। शिरोपरि तन्तुपथ (Overhead Line) या भूमिगत केबल (underground cable) का चयन वास्तविक मैदानी परिस्थितियों/विनियमों की आवश्यकता तथा उपलब्ध वित्त आदि के आधार पर किया जाएगा। वितरण प्रणाली का रूपांकन समस्त स्तरों पर प्रणाली की विश्वसनीयता में वृद्धि हेतु प्रणाली में वैकल्पिक मार्ग प्रदान करने हेतु किया जाएगा। चोरी संभावित क्षेत्रों में एबीसी केबल

(ABC Cable), आच्छादित चालक (Covered Conductor) या फिर भूमिगत केबलों की स्थापना की जाएगी।

3.2.12 शहरी क्षेत्रों में/घनी–आबादी के क्षेत्रों में, पर्यटन तथा धार्मिक स्थलों को सम्मिलित करते हुए, पर सुरक्षा कारणों से वितरण तन्त्र (नेटवर्क) में भूमिगत केबलों को प्राथमिकता प्रदान की जाएगी। आपदा संभावित क्षेत्रों (disaster prone areas) में भी भूमिगत केबल का उपयोग किया जाना चाहिए। तथापि, केबल में कोई दोष आ जाने पर इसका पता लगाने तथा मरम्मत करने में अपेक्षाकृत अधिक समय लगता है। अतएव यह अत्यावश्यक है कि भूमिगत केबलीकरण प्रणाली (UG Cabling System) का रूपांकन इस प्रकार किया जाए ताकि वह भारों के संभरण (feeding) हेतु चक्रित मुख्य इकाइयों (Ring Main Units -RMUs) के माध्यम से समीपस्थ परिपथों (सर्किटों) से मय अतिरिक्त केबल के वैकल्पिक मार्ग उपलब्ध कराये।

3.2.13 केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण विनियमों के अनुसार यदि 33 kV तथा इससे अधिक क्षमता की विद्युत लाइनें संरक्षित क्षेत्रों (protected areas) {जैसे कि राष्ट्रीय उद्यानों (National Parks), वन्यजीव अभ्यारण्यों (Wild life Sanctuaries), संरक्षित आरक्षित क्षेत्रों (Conservation Reserves), सामुदायिक संरक्षित क्षेत्रों (Community Reserves)} संरक्षित क्षेत्रों के आसपास के पारिस्थितिकी संवेदनशील (eco-sensitive) क्षेत्रों तथा वन्य जीव गलियारों (Wildlife Corridors) के माध्यम से गुजरती हों तो केवल भूमिगत केबल (Cable) का ही उपयोग किया जाएगा।

3.2.14 वितरण अनुज्ञप्तिधारी अधिमान्य तौर पर राज्य के महानगरीय क्षेत्र में नवीन कार्यों के लिये भूमिगत केबलों (underground cables) का ही प्रयोग करेगा तथा वर्तमान शिरोपरि तन्तुपथ (overhead line) को क्रमिक (gradually) भूमिगत केबल से बदलने की योजना तैयार करेगा जिसका कार्यकाल इस संहिता की अधिसूचना तिथि से 5 वर्ष से अधिक न होगा या फिर वह ऐसा विस्तारित कार्यकाल होगा, जैसा कि आयोग द्वारा निर्दिष्ट किया जाए। ऐसे कार्य की प्राथमिकता इस प्रकार नियोजित की जाएगी जिसके अनुसार संभरक (फीडर) जो प्रति यूनिट अधिक राजस्व राशि उपलब्ध करा रहे हों, को सर्वप्रथम बदला जाएगा। भूमिगत केबल बिछाने का कार्य इस प्रकार प्रारंभ किया जाना चाहिए ताकि अपेक्षाकृत कम व्यवधान के रूप में उपभोक्ता क्षेत्रों को बेहतर सेंवाएं प्रदान कर सके। यदि अनुज्ञप्तिधारी चोरी–उन्मुख क्षेत्रों (theft prone areas) में भूमिगत तन्त्र (नेटवर्क) के विकल्प का चयन करता हो तथा नवीन पथ–प्रदर्शक परियोजना (new pilot project) संचालित किया जाना आवश्यक हो तो इस हेतु सर्वप्रथम कारणों तथा इससे प्राप्त होने वाले संभावित/प्रक्षेपित प्रतिलाभों को अभिलेखित किया जाएगा जिसे विस्तृत परियोजना के निष्पादन पश्चात् तृतीय पक्ष के माध्यम से सत्यापित कराया जाना चाहिए। ऐसी पथ–प्रदर्शक परियोजना के विस्तृत मूल्यांकन पश्चात् चोरी–उन्मुख क्षेत्रों में भूमिगत तन्त्र (UG Network) में वृद्धि की जा सकेगी।

3.2.15 बेहतर वोल्टेज विनियमन (नियन्त्रण) (Voltage Regulation) तथा घटी हुई तकनीकी हानियां प्राप्त करने हेतु संभरकों की न्यूनतम लम्बाई रखा जाना वांछित होगा। संभरकों की अधिकतम लम्बाई उपयोग किये गये चालक (Conductor) तथा संभरक पर उच्चतम भार पर निर्भर सुदूरतम छोर

(farthest end) पर वोल्टेज विनियमन निर्धारित सीमाओं के भीतर रखे जाने पर प्राप्त की जा सकेगी। न्यूनतम तकनीकी हानियों के साथ अन्तिम छोर पर वोल्टेज विनियमन की पूर्ति हेतु वोल्टेज भारवार संभरक आकार तथा लम्बाई का निर्णय प्रणाली अध्ययनों पर आधारित विभिन्न भार परिस्थितियों पर विचार करते हुए लिया जाएगा।

3.2.16 यदि तन्तुपथ चालक (line conductor) का आकार अपर्याप्त हो या फिर वोल्टेज ह्रास (voltage drop) निर्दिष्ट सीमाओं से अधिक हो तो संभरक पर भार में कमी नवीन संभरकों/कम–भारित (under loaded) विद्यमान समीपस्थ संभरक पर अन्तरण द्वारा की जाएगी अन्यथा तन्तुपथ (line) की क्षमता में वृद्धि विद्यमान चालक (Conductor) को उच्चतर आकार के चालक में बदलकर भी प्राप्त की जाएगी। प्रणाली में सर्वाधिक मितव्ययी आकार (economic size) का अवधारण तकनीकी–आर्थिक अध्ययनों के माध्यम से वोल्टेज विनियमन कारकों, प्रदाय किये जाने वाले भार, चालक की भारण सीमाओं, हानियों की लागत तथा निवेश लागत कारकों, आदि को ध्यान में रखकर किया जा सकेगा।

3.2.17 किसी भी वितरण प्रणाली के अन्तर्गत उच्च दाब/निम्न दाब अनुपात (HT/LT ratio) को तकनीकी हानियों के बारे में एक निष्पादन संसूचक (performance indicator) के रूप में मान्य किया जाता है। किसी भी वितरण प्रणाली हेतु उच्च दाब/निम्न दाब अनुपात का मूल्य एक या एक से अधिक पाया जाना एक उच्चतम संसूचक (indicator) माना जाता है। ऐसे में वितरण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा अपनी वितरण प्रणाली का नियोजन, लम्बे निम्न दाब तन्त्र (long LT network) के कारण उपभोक्ताओं द्वारा पारेषण तथा वितरण हानियों को कम करने तथा निम्न दाब समस्याएं जिनके कारण उन्हें कष्ट होता है, के निराकरण हेतु निम्न दाब तन्तुपथों (LT Lines) की तुलना में अधिक उच्च दाब तन्तुपथों (HT Lines) को दृष्टिगत रखते हुए, उच्च दाब/निम्न दाब अनुपात (HT/LT Ratio) में सुधार करने हेतु किया जाएगा। तकनीकी तथा वाणिज्यिक आवश्यकता के आधार पर उच्च वोल्टेज वितरण प्रणाली (High Voltage Distribution System-HVDS) का अन्वेषण (explore) किया जा सकेगा।

3.2.18 प्रणाली का विन्यास (configuration) आवश्यकतानुसार त्रिज्यीय (radial), चक्रीय (ring) या फिर दोनों का संयोजन भी हो सकता है, तथापि, प्रणाली में विश्वसनीयता में सुधार लाये जाने हेतु त्रिज्यीय विन्यास को न्यूनतम किया जाएगा। शहरी क्षेत्रों में जहां आबादी की बसाहट घनी हो तथा अत्यावश्यक सेवाओं (essential services), आदि हेतु भी यथासंभव चक्रीय विन्यास (ring configuration) को अपनाया जाएगा।

3.2.19 प्रमुख औद्योगिक उपभोक्ताओं तथा अति महत्वपूर्ण व्यक्ति भारों (VIP Loads) जैसे क्रान्तिक भारों (critical loads) जैसे कि विमान–पत्तन (Airport), अस्पतालों तथा जलप्रदाय व्यवस्था से जुड़े कार्यों के लिये समर्पित संभरकों (dedicated feeders) की स्थापना की जाएगी। जहां तक अस्पतालों, विमानपत्तनों, जलप्रदाय व्यवस्था आदि से जुड़े कार्यों का संबंध है, यथासंभव वैकल्पिक पोषण व्यवस्था (feed) का प्रावधान किया जाना चाहिए तथा यह अधिमानतः "N-1" अपेक्षाधिकता (redundancy), क्रान्तिक भारों (critical loads)/ महत्वपूर्ण क्षेत्रों के संभरण (feeding) हेतु

अपनाया जाना चाहिए। "N-1" अपेक्षाधिकता (redundancy) द्वारा संभावित विफलताओं (potential failures) के विरूद्ध उच्चस्तरीय विश्वसनीयता तथा लचीलापन (resilience) को सुनिश्चित किया जाता है तथा इसका तात्पर्य प्रणाली के भीतर दो स्वतन्त्र घटकों (components) या तत्वों (elements) की एक साथ विफलता के पश्चात् भी उनका परिचालन में बने रहने से है।

3.2.20 सन्नाद विकृति (Harmonic distorition) मुख्य रूप से गैर–रेखीय (non-liner) भारों जैसे कि एलइडी (LED), कम्प्यूटरों (Computers), टेलीविजन (TV), परिशोधकों (rectifiers) तथा चाप–भट्टियों (arc-furnaces), आदि के कारण निमित्त होती है तथा यह आपूर्ति प्रणाली (Supply System) के परिचालन को प्रभावित भी कर सकती है। यह उपकरणों में अतिभारण (overloading) का निमित्त बन सकती है, यहां तक कि यह प्रणाली में सस्पन्दन (resonace) को भी निमित्त कर सकती है जिसका परिणाम अतितनावग्रस्तता (over stressing) {अर्थात् अत्यधिक वोल्टेज तथा विद्युत–धारा (करंट)} के रूप में समक्ष आ सकता है। इसके अन्य परिणामों में दूरभाष परिपथों तथा प्रसारण (broadcasting) में व्यवधान, मापन त्रुटियों (metering errors), बढ़ी हुई लौह हानियों (iron losses) के कारण घूर्णन मशीनों (rotating machines) का अत्यधिक मात्रा में गरम हो जाना (Overheating), अत्यधिक तृतीय सन्नाद (excess third harmonics) या अत्यधिक उत्तेजक विद्युत–धारा (excessive exciting current) आदि के कारण ट्रांसफार्मर कुण्डलन का अत्यधिक मात्रा में गरम हो जाना आदि सम्मिलित हैं।

3.2.21 वितरण अनुज्ञप्तिधारी सन्नाद उत्पादन स्त्रोत के समीप नियमित अन्तरालों पर सन्नाद (harmonics) के मापन हेतु पर्याप्त संख्या में ऊर्जा विश्लेषकों (power analysis) की स्थापना करेगा तथा सन्नाद को निर्धारित सीमाओं के भीतर नियन्त्रण में रखने हेतु अपेक्षित छानकों (filters) / शुद्धि उपकरणों (correction devices) का उपयोग करेगा।

3.2.22 साझे युग्मनों (Common Couplings) के बिन्दु पर प्रस्तावित कुल सन्नाद वोल्टेज विकृति (total harmonic voltage distortion) तथा वैयक्तिक (individual) सन्नाद वोल्टेज विकृति यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के विनियमों के अनुसार होगी।

3.2.23 वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विद्युत गुणवत्ता मापदण्डों (power quality parameters) जैसे कि वोल्टेज अवतलन (voltage sag), फुलाव (swell), टिमटिमाहट (flicker), व्यवधान (disruptions) का नियतकालिक मापन (periodic measurement) सुसंबद्ध भारतीय मानक (IS) / O/C, विनियमों अन्तर्राष्ट्रीय इलेक्ट्रोटेक्निकल आयोग (International Electrotechnical Commission-IEC) मानकों (Standards) के अनुसार किया जाएगा।

3.2.24 परिचालन लचीलेपन (flexibility) में सुधार, विद्युत आपूर्ति के पुनर्स्थापन काल को न्यूनतम करने, वास्तविक समय पद्धति में तन्तुपथों (lines) तथा ट्रांसफार्मरों के अतिभारण (overloading) की रोकथाम हेतु आधुनिक प्रौद्योगिकियों, जैसे कि स्काडा (Supervisory Control Data Acquisition System-SCADA), वास्तविक समय आंकड़ा अधिग्रहण प्रणाली (Real Time Data Acquisition System-RTDAS), वितरण स्वचलन (Distribution Automation), स्वचालित विभाजक (Automatic Sectionalizer), दोष पारगमन संसूचकों (Fault Passage Indicators-FPIs), चक्र मुख्य इकाइयों (Ring Main Units-RMUs), पूर्ण रूप से स्व–संरक्षित ट्रांसफार्मरों (Self-Protected Transformers-CSPs) आदि को उप–केन्द्रों तथा मैदानी क्षेत्र में सम्मिलित किया जाएगा। सूचना प्रौद्योगिकी (Information Technology-IT) तथा परिचालन प्रौद्योगिकी (Operational Technology-OT) की तैनाती (deploy) करने में पर्याप्त सुरक्षा उपाय सुनिश्चित किये जाएंगे।

3.2.25 समस्त सम्भरकों तथा वितरण ट्रांसफार्मरों पर सूचनीय प्रणाली मापयन्त्र (Communicable System Meters)/स्मार्ट मापयन्त्रों (smart meters) की स्थापना यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण के विनियमों के अनुसार कार्यान्वित की जाएगी। भौगोलिक सूचना प्रणाली (Geographic Information System-GIS) मय परिसम्पत्ति मानचित्रण (asset mapping), उपभोक्ता सूचीबद्धता (consumer indexing) तथा उद्यम संसाधन नियोजन (Enterprise Resource Planning-ERP) प्रणाली के साथ एकीकरण को स्मार्ट मापयन्त्रों के सहयोजन के साथ कार्यान्वित किया जाएगा।

3.2.26 मुख्य इकाइयों, जैसे कि वितरण ट्रांसफार्मरों, पावर ट्रांसफार्मरों, उपकरण ट्रांसफार्मरों, मापयन्त्रों, चालकों (conductors), आदि के आन्तरिक परीक्षण (in-house testing) हेतु पर्याप्त संख्या में प्रत्यायक परीक्षण प्रयोगशालाएं (accredited testing laboratories)/परीक्षण अधोसंरचना विद्युत वितरण कम्पनियों के पास उपलब्ध रहेंगी। विद्युत वितरण कम्पनियों द्वारा विभिन्न वितरण उपकरणों के परीक्षण हेतु भलीभांति प्रशिक्षित पदाधिकारियों का अमला भी नियोजित किया जाएगा।

3.2.27 **ऊर्जा अंकेक्षण (Energy Audit) :** ऊर्जा दक्षता ब्यूरो ने विद्युत वितरण कम्पनियों द्वारा अनिवार्य वार्षिक ऊर्जा अंकेक्षण (Mandatory Annual Energy Audit) तथा नियतकालिक ऊर्जा लेखांकन के संचालन (periodic energy accounting) हेतु यथासंशोधित ऊर्जा संरक्षण अधिनियम, 2001 के उपबन्धों के अधीन यथासंशोधित विनियम, अर्थात् "Bureau of Energy Efficiency (Manner and Intervals for Conduct of Energy in Electricity Distribution Companies) Regulations, 2021 जारी किये हैं। वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इन विनियमों के अनुसार नियतकालिक ऊर्जा अंकेक्षण सुनिश्चित किया जाएगा तथा इसका प्रतिवेदन प्रत्येक त्रैमास के समापन से 45 दिवस के भीतर तथा वित्तीय वर्ष के अन्त में भी आयोग को उपलब्ध कराया जाना सुनिश्चित किया जाएगा।

3.2.28 **पर्यावरणीय विषय (Environmental Issues) ::** वितरण प्रणाली के नियोजन, रूपांकन निर्माण तथा प्रचालन में पर्यावरणीय विनियामक दिशा–निर्देशों का यथोचित अनुपालन किया जाएगा। पर्यावरणीय प्रभाव आकलन (Environmental Impact Assessment) का संचालन समस्त मुख्य वितरण परियोजनाओं जैसे कि हरित (green) तथा आरक्षित क्षेत्र (reserved area) में उप–केन्द्रों के निर्माण हेतु किया जाएगा। जहां कहीं भी निर्दिष्ट किया जाए, राज्य प्रदूषण नियन्त्रण मण्डल (State Pollution Control Board) से अनुमतियां (clearances) तथा अनापत्ति (no-objection) भी प्राप्त की जाएंगी।

3.2.29 **भारतीय मानक IS : 18001 प्रमीणकरण के अनुसार विद्युत संयन्त्रों का प्रत्यायन (Accrediation of electric Plants with IS-18001 Certification) :** केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा जारी यथासंशोधित विनियम, "CEA (Safety Requirements for Construction, Operation and Maintenance of Electrical Plants and Lines) (Amendment), Regulations, 2012 के विनियम 4(2)(i) के अनुसार विद्युत संयन्त्र या विद्युत के स्वामी के लिये भारतीय मानक IS—18001 के प्रमाणीकरण का प्रत्यायन (accrediation) प्राप्त किया जाना आवश्यक है जो कि व्यावसायिक स्वास्थ्य और सुरक्षा प्रबन्धन (Occupation Health and Managment Systems) हेतु भारतीय मानक है।

3.2.30 महानगर तथा वे शहर जिनकी जनसंख्या 1,00,000 है या इससे अधिक है, में बढ़ते हुए प्रदूषण स्तरों से उत्पन्न समस्या के निराकरण हेतु तथा डीजल जनरेटर सेट जो उल्लेखनीय रूप से वायु प्रदूषण में अपना योगदान प्रदान करते हैं, पर निर्भरता को न्यूनतम किये जाने की दृष्टि से यह अत्यावश्यक है कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी समस्त उपभोक्ताओं हेतु चौबीसों घंटे निरन्तर विद्युत आपूर्ति सुनिश्चित करें। इस संदर्भ में, ऐसे उपभोक्ता जो वर्तमान में अत्यावश्यक समर्थन ऊर्जा (essential backup power) के रूप में डीजल जनरेटरों का उपयोग कर रहे हैं, द्वारा संहिता की अधिसूचना से 5 वर्ष के भीतर स्वच्छतर प्रौद्योगिकियों (cleaner technology) जैसे कि नवीकरणीय ऊर्जा स्त्रोतों के रूप में जो बैटरी संग्रहण से संयोजित हो की ओर रूख किया जाए। यह परिवर्तन वितरण अनुज्ञप्तिधारी के सेवा क्षेत्र के अन्तर्गत तत्संबंधी शहर में विद्युत आपूर्ति की विश्वसनीयता पर अवलम्बित है। इन चरणों के कार्यान्वयन द्वारा, अन्तिम लक्ष्य, प्रदूषण को कम करना तथा समावेशी ऊर्जा समाधानों का संवर्धन है जो रहवासियों हेतु स्वास्थ्यकर पर्यावरण तथा जीवन को बेहतर बनाने में अपना योगदान प्रदान करेगा।

अध्याय – 4
संचालन एवं संधारण नियोजन
(Operation and Maintenance Planning)

4.1 प्रारंभिक (Introduction) :

4.1.1 इस धारा के अन्तर्गत अनुज्ञप्तिधारी की विद्युत वितरण प्रणाली से संयोजित तन्तुपथों (electric lines) तथा संयन्त्रों (Plants) के दक्ष परिचालन तथा संधारण नियोजन हेतु प्रक्रियाओं तथा संव्यवहारों (procedures and practices) को रेखांकित किया गया है।

4.1.2 यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता, 2024 के अन्तर्गत वितरण तथा पारेषण प्रणाली अन्तर्संयोजन (interfaces) से संबंधित परिचालन संबंधित मामलों का वर्णन किया गया है जिनके अनुसार अनुज्ञप्तिधारी उपयोगकर्ताओं से समयबद्ध जानकारियां (inputs) तथा आंकड़े (data) प्राप्त करते हैं।

4.2 वितरण नियन्त्रण केन्द्र (Distribution Control Centre-DCC) :

4.2.1 यथासंशोधित "मध्यप्रदेश विद्युत सन्तुलन एवं व्यवस्थापन संहिता, 2023" (Madhya Pradesh Electricity Balancing and Settlement Code, 2023)" के उपबन्धों के अधीन प्रत्येक वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा स्थापित वितरण नियन्त्रण केन्द्र (Distribution Control Centre) के अन्तर्गत अन्य बातों के साथ–साथ विद्युत आपूर्ति का अनुश्रवण (monitor) तथा अन्तर्संयोजन बिन्दुओं (interface points) पर विद्युत तथा ऊर्जा प्रवाह मात्रा के बारे में आंकड़ों के संग्रहण तथा राज्य भार प्रेषण केन्द्र (State Load Despatch Centre) के साथ पारस्परिक चर्चा (interaction) की जाएगी। यह इसलिये भी आवश्यक है ताकि राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा वितरण नियन्त्रण केन्द्र (Distribution Control Centre-DCC) के साथ प्रत्यक्ष रूप से समन्वयन से विद्युत वितरण प्रणाली के दक्ष प्रचालन हेतु प्रक्रियाओं को संरेखित किया जा सके। वितरण नियन्त्रण केन्द्र के मुख्य उत्तरदायित्व/कार्य निम्नानुसार हैं :

क) राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा उसके विद्युत आपूर्ति क्षेत्रों के अन्तर्गत प्रणाली के परिचालन तथा मांग/भार नियन्त्रण के बारे में प्रसारित निर्देशों को निम्न पहलुओं को सम्मिलित करते हुए कार्यान्वित करना :

एक. विद्युत प्रदाय अवस्थिति का अनुश्रवण (Monitoring of Power supply position)

दो. विद्युत की मांग का आकलन तथा प्रक्षेपण (Demand estimation and projections)

तीन. आकस्मिक भार प्रबन्धन (Contingency load management)

चार. कृषि उपभोक्ताओं हेतु विद्युत आपूर्ति योजना का क्रियान्वयन (Implementation of power supply plan to Agriculture consumers)

ख) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अपने विद्युत प्रदाय क्षेत्र में ऊर्जा के आहरण का अनुश्रवण करना तथा लेखांकित करना। उपभोक्ताओं के समान समुच्चय में होने वाले बारंबार

व्यवधानों की रोकथाम हेतु 33 kV तथा 11 kV के संभरकों को समेकित (grouped) किया जाना चाहिए।

ग) उपरोक्त कार्यों/उत्तरदायित्वों हेतु वितरण नियन्त्रण केन्द्र द्वारा समस्त अन्तर्संयोजन बिन्दुओं (interface points) और राज्य भार प्रेषण केन्द्र एवं अन्य उपयोगकर्ताओं के साथ अपेक्षित संचार सुविधाएं धारित की जाएंगी।

4.2.2 विद्युत आपूर्ति अवस्थिति के अभिलेखों जैसे कि विद्युत आपूर्ति की समयावधि (hours of supply), 33 kV तथा 11 kV संभरकों में अवरोध (Outage) के विवरण, विद्युत कटौती (load shedding) संबंधी विवरण तथा इससे संबंधित कारण मय प्रत्येक विशिष्ट प्रकरण में किये गये दोष–निवारक उपायों के विवरणों के संधारण हेतु वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा एक पृथक पोर्टल विकसित किया जाएगा। इससे संबंधित अभिलेख को दैनिक आधार पर अद्यतन किया जाएगा। पोर्टल से सूचना की प्राप्ति हेतु आयोग को एक पृथक संयोजन (link) भी उपलब्ध कराया जाएगा।

4.2.3 कृषि उपभोक्ताओं को छोड़कर, समस्त उपभोक्ताओं को चौबीसो घंटे विद्युत आपूर्ति सुनिश्चित करने हेतु वितरण अनुज्ञिप्तधारी समस्त आवश्यक उपाय करेगा तथा अपनी स्वेच्छानुसार विद्युत की कटौती नहीं करेगा सिवाय जब राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा ग्रिड की सुरक्षा हेतु उसे निर्देशित किया जाए। वितरण अनुज्ञप्तिधारी आयोग को विद्युत प्रदाय की अद्यतन स्थिति के बारे में त्रैमासिक प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगा। किसी विद्युत कटौती (load shedding) के बारे में अनुज्ञप्तिधारी अपने प्रतिवेदन के माध्यम से विद्युत कटौती (load shed) (MW/MU), प्रभावित संभरकों (feeders) तथा उपभोक्ताओं की संख्या के बारे में आयोग को घटना की तिथि से 15 दिवस के भीतर, विद्युत कटौती के कारणों को निर्दिष्ट करते हुए तथा स्पष्ट रूप से भी यह प्रकट करेगा कि ऐसा राज्य भार प्रेषण केन्द्र (SLDC) के निर्देशानुसार किया गया था या अनुज्ञप्तिधारी के निर्देशों पर।

4.3 अवरोध नियोजन (Outage Planning) :

क) वितरण अनुज्ञप्तिधारी वितरण नियन्त्रण केन्द्र (DCC) के माध्यम से अपने प्रस्तावित अवरोध कार्यक्रम राज्य भार प्रेषण केन्द्र तथा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को प्रस्तुत करेगा।

ख) अवरोध कार्यक्रम में प्रभावित भार (affected load) की समयावधि तथा सीमा को प्रकट किया जाएगा। कार्यक्रम के अन्तर्गत सेवा से विलग किये जाने वाली प्रस्तावित विद्युत वितरण प्रणाली के तन्तुपथों (lines) तथा उपकरणों (equipment), अवरोध काल प्रारंभ होने की तिथि, अवरोध काल की अवधि, प्रभावित भार की मात्रा तथा प्रभावित उपभोक्ताओं की संख्या को सम्मिलित किया जाएगा।

ग) अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रस्तावित अवरोध योजना पारेषण अवरोध योजना तथा प्रभावित उपभोक्ताओं के समन्वयन से निर्धारित की जाएगी।

घ) उपरोक्त प्रक्रिया किसी आपात स्थिति हेतु लागू न होगी जहां तूफान (storm), मानव जीवन को संकट, उपकरणों के लिये जोखिम, आदि के कारण वितरण प्रणाली के किसी भाग के तात्कालिक पृथक्करण की आवश्यकता होती है।

ङ) नियोजित अवरोधों के अनुश्रवण हेतु वितरण अनुज्ञप्तिधारी एक समर्पित पोर्टल (dedicated portal) विकसित करेगा। यह पोर्टल बाह्य अभिकरणों (Outside Agencies) तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के अधिकारियों को विद्युत की कटौती (Shutdown) हेतु ऑनलाइन मांगों (Online requisitions) को प्रस्तुत करने की अनुमति प्रदान करेगा। यह पोर्टल निम्न बिन्दुओं को ध्यान में रखकर इस संहिता की अधिसूचना तिथि से 30 दिवस के भीतर विकसित किया जाएगा :

(एक) नियोजित कटौती (Planned Outage) की मांग प्रस्तुत करते समय प्रस्तावित तिथि तथा अवधि को प्रकट किया जाएगा।

(दो) विभिन्न वोल्टेज स्तरों पर उपरोक्त मांग की ऑनलाइन अनुमति के प्रेषण हेतु अनुमोदनकर्ता प्राधिकारी (Sanctioning Authority) को वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा नामोदिष्ट किया जाएगा।

(तीन) क्षेत्र के अन्तर्गत विद्युत कटौती (Shutdown) संबंधी अनुरोध अनुमोदनकर्ता प्राधिकारी उक्त क्षेत्र में बहुविध मांगों (multiple requisitions) को समेकित (Club) करेगा तथा एकल समय स्लॉट (Slot) इस प्रकार अनुज्ञेय करेगा जिसके अनुसार विद्युत कटौती की अवधि को न्यूनतम किया जा सके तथा विद्युत कटौती की उक्त अवधि के दौरान कार्यात अभिकरणों की संख्या को अधिकतम किया जा सके। मांगकर्ता (Requisitioner) द्वारा विद्युत कटौती हेतु मांग को अधिमानतः अग्रिम रूप से 10 दिवस पूर्व प्रस्तुत करना होगा।

(चार) समस्त व्यक्तियों द्वारा सुसंबद्ध भारतीय मानक (IS) तथा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण विनियमों (CEA) के अनुसार समस्त सुरक्षा उपायों का अनुपालन करना होगा।

(पांच) इस प्रकार के नियोजित अवरोधों (Planned Outages) हेतु सूचना को प्रभावित व्यक्तियों तथा मांगकर्ताओं {Requisitioner(s)} को समुचित पद्धतियों के माध्यम से अग्रिम रूप से सम्प्रेषित किया जाएगा तथा ऐसे संदेशों/सूचना को सौंपने के बारे में अभिलेख वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा संधारित किये जाएंगे।

(छः) वितरण अनुज्ञप्तिधारी इस संहिता की अधिसूचना तिथि से 30 दिवस के भीतर बाह्य अभिकरण (Outside Agency)/विद्युत वितरण कम्पनी द्वारा नियोजित अवरोध की मांग तथा स्वीकृति/अनुमोदन हेतु विस्तृत मानक संचालन प्रक्रियाएं (Detailed Standard Operating Procedures) जारी करेगा।

(सात) वितरण अनुज्ञप्तिधारी निगमित कार्यालय स्तर (Corporate Office Level) पर यह अनुश्रवण (monitor) करने हेतु कि क्या अनुमोदनकर्ता प्राधिकारी द्वारा अनुमतियां पारदर्शी विधि द्वारा प्रदान की गई है तथा क्या नियोजित विद्युत कटौतियों का निष्पादन स्वीकृत/अनुमोदित समयावधि के भीतर किया गया है, एक समीक्षा प्राधिकारी (reviewing authority) को नामोदिष्ट करेगा।

(आठ) समीक्षा प्राधिकारी प्राप्त की गई विद्युत कटौतियों (Shutdowns) की समीक्षा करेगा तथा ऐसी समयावधियों को न्यूनतमकरने हेतु समुचित उपायों की अनुशंसा करेगा।

(नौ) समीक्षा अधिकारी ऐसे क्षेत्रों को चिन्हांकित करेगा जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी/बाह्य अभिकरण द्वारा आवृत्तिमूलक नियोजित अवरोधों (repetitive Planned Outages) की मांग की गई है तथा स्वीकार की गई है। ऐसे प्रकरण में पुनरावृत्ति को न्यूनतम करने हेतु समीक्षा प्राधिकारी द्वारा दोष निवारक उपाय किये जाएंगे।

(दस) प्रत्येक छः माह के अन्तराल में, समीक्षाकर्ता प्राधिकारी आयोग को एक संक्षिप्त प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगा जिसके अन्तर्गत प्रतिवेदन अवधि के दौरान प्राप्त की गई विद्युत कटौतियों का विश्लेषण किया जाएगा। प्रतिवेदन के अन्तर्गत समेकित विद्युत कटौतियों के विवरण पूर्व पोर्टल व्यवस्था के अन्तर्गत समान अवधि हेतु तुलनात्मक अध्ययन तथा विश्लेषण के अन्य विवरण प्रस्तुत किये जाऐगे। सुसंबद्ध अधिनियमों तथा विनियमों के अधीन सुरक्षा उपबन्धों के अनुपालन को सुनिश्चित करने हेतु विद्युत सुरक्षा अधिकारी को अनिवार्य रूप से नामोदिष्ट किया जाएगा।

4.4 आकस्मिक नियोजन (Contingency Planning)

क) पारेषण प्रणाली में पूर्ण या किसी आंशिक अंधकारमय परिस्थिति के अन्तर्गत कतिपय आकस्मिक स्थिति उत्पन्न हो सकती है। स्वयं वितरण प्रणाली में किसी स्थानीय व्यवधान (local breakdown) के कारण वितरण प्रणाली के कतिपय भाग में भी आकस्मिकता की स्थिति उत्पन्न हो सकती है। यह स्थिति अन्तर्संयोजन के कतिपय बिन्दु पर भी पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के किसी उपकरण/उपस्कर (apparatus) में व्यवधान के कारण भी उत्पन्न हो सकती है।

ख) वितरण प्रणाली के किसी क्षेत्र के अंधकारमय होने की स्थिति में अनुज्ञप्तिधारी द्वारा भारों की पुनर्स्थापना राज्य भार प्रेषण केन्द्र के निर्देशानुसार की जाएगी।

4.5 मांग प्रबन्धन तथा विद्युत की कटौती (Demand Management and Load Shedding) :

क) राज्य भार प्रेषण केन्द्र के अनुसार वितरण नियन्त्रण केन्द्र (DCC) द्वारा भार उत्पादन शेष (load generation balance) को संधारित करने हेतु अस्थाई विद्युत की कटौती (temporary load shedding) की जाएगी। ऐसा किसी परिपथ (सर्किट) या उपकरण में किसी हानि के कारण या कतिपय अन्य परिचालन आकस्मिकता के कारण भी किया जाना आवश्यक हो सकता है।

ख) वितरण नियन्त्रण केन्द्र (DCC) पृथक खण्डों (discrete block) में प्रत्येक अन्तसंयोजन बिन्दु पर उपयोगकर्ताओं के परामर्शानुसार स्वतन्त्र परिपथों के माध्यम से, जैसा कि अपेक्षित हो, भारों का प्राक्कलन करेगा तथा इसे राज्य भार प्रेषण केन्द्र को प्रस्तुत करेगा। ऐसे उपयोगकर्ता इस बारे में अनुज्ञप्तिधारी के साथ सहयोग करेंगे। वितरण नियन्त्रण केन्द्र

(DCC) भार कटौती प्रचालनों के अनुक्रम (sequence) की गणना करेगा तथा विस्तृत प्रक्रिया राज्य भार प्रेषण केन्द्र को संबद्ध उपकेन्द्रों (जहां ऐसी भार में कटौती (load shedding) की जाना प्रत्याशित हो) के प्रभारी व्यक्ति को प्रस्तुत की जाएगी।

ग) अधो–आवृत्ति संरक्षकों (under-frequency relays) के माध्यम से स्वचालित विद्युत–कटौती (automatic load shedding) के प्रकरण में परिपथों (circuits) की संख्या तथा तत्संबंधी संरक्षक व्यवस्थाओं के साथ अवरूद्ध होने वाले भार की मात्रा से राज्य भार प्रेषण केन्द्र तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के उप–केन्द्रों के प्रभारी–पदाधिकारियों को जैसा कि आवश्यक हो, अवगत कराया जाएगा।

4.6 संधारण नियोजन (Maintenance Planning)

4.6.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा स्वयं अपनी मानक संचालन प्रक्रियाएं (Standard Operating Procedures-SOPs) विकसित की जाएंगी जिनके अन्तर्गत निवारक संधारण (preventive maintenance) तथा नित्यक्रम संधारण (routine maintenance) पर ध्यान केन्द्रित किया जाएगा। मानक संचालन प्रक्रिया (SoP) की प्रतियां आयोग को अभिलेखन (record) हेतु प्रस्तुत की जाएंगी। असामयिक विद्युत व्यवधानों (untimely power interuptions) को समाप्त करने के उद्देश्य से ट्रांसफार्मरों, स्विंचगियरों, तन्तुपथों (lines) तथा अन्य स्थापनाओं का निवारक संधारण क्रियान्वित किया जाएगा। समग्र संधारण कार्य प्रक्रिया को सरल एवं कारगर बनाने के उद्देश्य से आन्तरिक उपयोग के लिये एक समर्पित संधारण पोर्टल का सृजन किया जाएगा। पोर्टल के अन्तर्गत संधारण कार्यों के पूर्ण होने से पूर्व तथा बाद में एक बार में छायाचित्रों (photographs) के माध्यम से इन्हें स्थानांतरित (अपलोड) करने की सुविधा भी उपलब्ध कराई जाएगी।

4.6.2 संधारण गतिविधियों के क्रियान्वयन हेतु तथा इन्हें प्रभावी रीति के अनुसार अनुश्रवण हेतु भी वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अधिकारी/अधिकारियों का प्रत्येक वोल्टेज स्तर पर एक उत्तरदायित्व आव्यूह (Responsibility Matrix) तैयार किया जाएगा। उत्तरदायित्व आव्यूह के अनुसार अनुज्ञप्तिधारी एक समुचित प्राधिकारी को अभिहित (designate) करेगा जो वांछित आवर्तिता (desired periodicity) के अनुसार कार्यों की प्रगति का पर्यवेक्षण (Supervise) तथा प्रति–परीक्षण (cross-check) करेगा। समुचित अधिकारी यह भी सुनिश्चित करेगा कि संधारण क्रियाकलाप (maintenanace activities) निर्धारित अवधि के भीतर पूर्ण कर लिये जाएं।

4.6.3 संधारण क्रियाकलापों में निम्नानुसार सर्वेक्षण, नियोजनं, निष्पादन तथा प्रति–सत्यापन (cross verification) को सम्मिलित किया जाएगा :

4.6.4 **प्राथमिक तन्तुपथ सर्वेक्षण (Preliminary Line Survey) :** संधारण हेतु मुख्य (major) तथा लघु (minor) कार्यों के चिन्हांकन हेतु सर्वेक्षण द्वारा स्थलीय–गश्त (Ground Petrolling) के माध्यम से पदयात्रा तन्तुपथ सर्वेक्षण को क्रियान्वित किया जाएगा। ऐसे सर्वेक्षण के अन्तर्गत दोनों नियमित पद–यात्रा सर्वेक्षण (regular walk-in survey) तथा रात्रि सर्वेक्षण, दोषों (faults) या संदेहास्पद दोष अवस्थितियों के चिन्हांकन हेतु ताप–दृष्टि प्रतिरूपण (thermo-vision scanning) को सम्मिलित किया जाएगा। सर्वेक्षण से प्राप्त निष्कर्षों का अभिलेखन मोबाइल एप्प (mobile app) के अन्तर्गत

छाया चित्र–अभिग्रहण (capturing of photo) द्वारा या फिर इसे सर्वेक्षण पुस्तक (survey book) में भी अभिलेखित किया जा सकता है। सामग्री (material) तथा श्रम (labour) से संबंधित सर्वेक्षण से प्राप्त किये गये निष्कर्ष को संबंधित अधिकारी को नियोजन तथा अनुसूचीकरण (Planning and Scheduling) हेतु प्रस्तुत किया जाएगा। अनुवर्ती सर्वेक्षण पूर्व दिवस तक अन्तिम छोर (last pole) तक किये गये सर्वेक्षण बिन्दु से प्रारंभ किये जाएंगे।

4.6.5 **संधारण हेतु नियोजन (Planning for Maintenance) :** वितरण केंन्द्र (DC)/संभागीय स्तर (division level) पर सक्षम अधिकारी संबधित विभाग यथा उप–पारेषण तथा संधारण (Sub-Transmission and Maintenance (STM)} विभाग के साथ सर्वेक्षण के आधार पर संधारण हेतु नियोजन तथा अनुसूचीकरण का क्रियान्वयन करेंगे। मुख्य कार्यों के प्रकरण में जहां निर्माण कार्य का निष्पादन अपेक्षित हो वहां सक्षम विभाग (उप–पारेषण निर्माण) से नियोजन तथा अनुसूचीकरण (Planning and Scheduling) के दौरान परामर्श किया जाएगा।

4.6.6 **संधारण क्रियाकलाप का निष्पादन (Execution of Maintenance Activity) :** संबद्ध पदाधिकारी नियोजन के अनुसार कार्यों का निष्पादन करेंगे तथा प्रगति का अभिलेखन मोबाइल एप (mobile app) तथा वेब पोर्टल (web portal) पर करेंगे। समस्त संधारण कार्यों को सुसंबद्ध भारतीय मानकों के अनुसार निष्पादित किया जाएगा।

4.6.7 **प्रति–प्रमाणीकरण (Cross-Verification) :** वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा निष्पादित कार्यों (works executed) के प्रतिपरीक्षण हेतु समुचित अधिकारी को नामोदिष्ट किया जाएगा जिसके द्वारा कार्य की अद्यतन प्रगति का अभिलेखन मोबाइल एप्प (Mobile App) पर किया जाएगा। यदि निष्पादित संधारण कार्यों में दोष पाये जाएं तो पूर्ववर्ती तथा पश्चात्‌वर्ती छायाचित्रों तथा संधारण कार्यों की पुनरावृत्ति से संबंधित क्रियाकलापों को प्रतिवेदन में सम्मिलित किया जाएगा।

4.7 **विद्युत उत्पादन इकाइयों (आबद्ध विद्युत संयन्त्र को सम्मिलित करते हुए) के साथ संयोजन {Interface with Generating Units including Captive Power Plant-CPP)} :**

यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी किसी आबद्ध विद्युत संयन्त्र (Captive Power Plant-CPP) को सम्मिलित करते हुए किसी विद्युत उत्पादन इकाई के अन्तर्संयोजन (interface) के प्रयोजन से संबंधित कोई अनुबन्ध अस्तित्व में हो तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा विद्युत उत्पादन इकाई के संबंधित स्वामी द्वारा इस संहिता में निहित उपबन्ध जैसा कि वे समस्त उपयोगकर्ताओं को प्रयोज्य हों, के अतिरिक्त निम्न उपबन्धों का अनुपालन भी किया जाएगा:

(क) स्वामी वितरण प्रणाली में सामान्य तथा असामान्य परिस्थितियों के कारण उसकी प्रणाली की सुरक्षा हेतु अन्तरापृष्ठ (interface) पर उपयुक्त सुरक्षात्मक उपाय प्रदान करेगा।

(ख) यदि विद्युत उत्पादन प्रेरण उत्पादक (induction generator) हो तथा जब वितरण अनुज्ञप्तिधारी की सहमति से प्रेरण उत्पादक को तुल्यकालिक (synchronized) किया जाता है, तो स्वामी प्रणाली विक्षोभों (system disturbance) को सीमाबद्ध करने (limit) हेतु पर्याप्त सावधानियां बरतेगा। विद्युत उत्पादन कम्पनी जो प्रेरण उत्पादक धारित करती है, द्वारा प्रतिक्रियाशील ऊर्जा आहरण (reactive power drawl) की क्षतिपूर्ति हेतु पर्याप्त संख्या में संधारित्रों (capacitors) की स्थापना की जाएगी। इसके अतिरिक्त, प्रारंभिक अवधि के दौरान जब कभी भी ऊर्जा कारक (power factor) को अत्यधिक न्यून (low) पाया जाता हो तथा विद्युत अनुज्ञप्तिधारी की प्रणाली में वोल्टेज नति (voltage dip) निमित्त करता हो तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी स्वामी को संधारित्रों की स्थापना हेतु परामर्श प्रदान करेगा तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी को इसका अनुपालन करना होगा।

4.8 **वितरित विद्युत उत्पादन स्त्रोतों के साथ अन्तर्संयोजन (Interface with Distributed Generation Resources) :**

अनुज्ञप्तिधारी की वितरण प्रणाली से संयोजित वितरित उत्पादन संसाधनों (Distributed Generation Resources) को केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा यथासंशोधित विनियम, यथा "CEA (Technical Standards for Connectivity of Distributed Generation Resources) (Amendment) विनियम, 2013'' के अनुसार नियन्त्रित किया जाएगा।

अध्याय — 5
सीमा—पार सुरक्षा (Cross Boundary Safety)

5.1 प्रारंभिक (Introduction) :

5.1.1 इस अध्याय के अन्तर्गत सीमा—पार परिचालन क्रियाकलापों (cross boundary operations) से संयोजित उपकरणों के संधारण हेतु सुरक्षित कार्यकारी संव्यवहारों (safety working practices) हेतु आवश्यकताओं को निर्दिष्ट किया गया है जब कार्यों को अन्य उपयोगकर्ता की प्रणाली से संयोजित विद्युत उपकरणों पर निष्पादित किया जाना अपेक्षित हो।

5.1.2 उपयोगकर्ताओं तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी को यथासंशोधित "केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (सुरक्षा एवं विद्युत आपूर्ति संबंधी उपाय) विनियम, 2023" के उपबन्धों का अनुपालन करना होगा जैसा कि वे विद्युत संयन्त्र (electrical plant) तथा विद्युत तन्तुपथ (electric line) और विद्युत के उत्पादन या पारेषण या वितरण या व्यापार (trading) या उपयोग में नियोजित किसी व्यक्ति को लागू होते हैं। ये विनियम नवीकरणीय उत्पादन केन्द्रों {जैसे कि सौर तथा पवन ऊर्जा स्थापनाओं, बायोमास संयन्त्रों और अपशिष्ट से ऊर्जा संयन्त्रों (waste to energy plants) नगरपालिक ठोस अपशिष्ट या कूड़ा—करकट/कचरे से व्युत्पादित ईंधन (refuse derived fuel)} तथा विद्युत वाहन आवेशन केन्द्र (Electric Vehicle Charging Station) हेतु भी अतिरिक्त सुरक्षा आवश्यकताएं प्रदान करते हैं।

5.2 उद्देश्य (Objective) :

इस धारा का उद्देश्य सुरक्षा के सिद्धान्तों पर एक सहमति प्राप्त करना है जब वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा उपयोगकर्ताओं के मध्य नियन्त्रण सीमा के आर—पार कार्य को निष्पादन किया जा रहा हो।

5.3 सुसंबद्ध केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण विनियमों के अनुसार नियन्त्रण व्यक्ति तथा उनके उत्तरदायित्व (Control Persons and their Responsibility As per relevant CEA Regulations) :

5.3.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा उपयोगकर्ता उपयुक्त व्यक्तियों को नामोदिष्ट करेंगे। जो उनके संगठन के अन्तर्गत सुरक्षा समन्वयन (Safety Co-ordination) तथा सुरक्षा उपायों का अनुपालन सुनिश्चित करने हेतु उत्तरदायी होंगे। इन उपयुक्त व्यक्तियों को "विद्युत सुरक्षा अधिकारी" (Electrical Safety Officers) के रूप में निर्दिष्ट किया जाएगा।

5.3.2 किसी फैक्टरी में 250 kW संयोजित भार से अधिक या 2000 kW संयोजित भार से अधिक खदानों (mines) तथा तेल—क्षेत्रों (Oil Fields) में प्रत्येक विद्युत स्थापना हेतु संगठन के स्वामी या प्रबन्धन द्वारा सुसंबद्ध अधिनियमों तथा विनियमों के अधीन सुरक्षा उपबन्धों के अनुपालन को सुनिश्चित करने हेतु विद्युत सुरक्षा अधिकारी को अनिवार्य रूप से नामोदिष्ट किया जाएगा।

5.3.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा ऐसे समस्त उपयोगकर्ताओं को जिनके साथ उसका प्रत्यक्ष सीमा नियन्त्रण संबंध है, विद्युत सुरक्षा अधिकारियों (Electrical Safety Officers), की सूची, उनके नाम, पदनाम (designations) तथा दूरभाष क्रमांक दर्शाते हुए, जारी की जाएगी। जब कभी भी किसी विद्युत सुरक्षा अधिकारी, जिसका नाम सूची में सम्मिलित हो, के नाम, पदनाम तथा दूरभाष/मोबाइल क्रमांक, ई—मेल ID में परिवर्तन हो, तो सूची को तत्काल अद्यतन किया जाएगा। इसी प्रकार उपयोगकर्ताओं द्वारा संबंधित वितरण अनुज्ञप्तिधारी को नामोदिष्ट विद्युत सुरक्षा अधिकारियों के विवरण सूचित किये जाएंगे।

5.3.4 वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सीमा—पार सुरक्षा (Cross Boundary Safety) हेतु सम्मत लिखित प्रक्रियाएं विकसित की जाएंगी तथा इन्हें निरन्तर अद्यतन किया जाएगा। ऐसी लिखित प्रक्रियाओं (Written Procedures) की प्रतिलिपि आयोग को अभिलेख हेतु प्रस्तुत की जाएगी।

अध्याय – 6
घटना को प्रतिवेदित करना (Incident Reporting)

6.1 उद्देश्य (Objective) :

6.1.1 प्रणाली के अन्तर्गत किसी घटना से अभिप्रेत है किसी प्रसंग/घटना का घटित होना जो अन्य संयोजित प्रणालियों को भिन्न प्रकार से संचालित होना निमित्त करती है जबकि ऐसा घटित होना प्रत्याशित न हो जिसके परिणाम अंधकारमय परिस्थितियों के निमित्त होने (blackout), व्यापक अवरोध (wide spread Coutage), बड़े पैमाने पर विद्युत प्रदाय व्यवधान (interruption), सुरक्षा/अग्नि/ पर्यावरणीय आपदा तथा दुर्घटनाओं के रूप में प्रकट होते हैं।

6.1.2 विभिन्न अभिकरणों द्वारा समयबद्ध सूचना के अर्जन तथा निम्न क्रियाकलापों से संबंधित प्रणाली शर्तों को संधारित करने हेतु परिचालन निष्पादन (operational performance) तथा प्रणाली घटनाओं (system incidents) हेतु किसी प्रतिवेदन प्रणाली का होना अत्यावश्यक है :

(क) अनुज्ञप्तिधारियों तथा उपयोगकर्ताओं द्वारा अनुपालन कार्यवाही किया जाना।

(ख) नवीन परिस्थिति के अनुकूल अनुवर्ती नियोजित परिचालन में सुधार करना तथा कतिपय घटना जिसके द्वारा प्राप्त परिणामों के अनुसार प्रणाली प्रभावित हुई हो।

(ग) विश्लेषण पश्चात् ऐसी घटनाएं जो प्रणाली को घातक रूप से प्रभावित करती हों, को टालने या उनकी पुनरावृत्ति को कम करने हेतु निवारक उपाय करना।

(घ) पूर्व में घटित घटनाओं के दुष्परिणामों के प्रभाव को कम करने हेतु उपायों का नियोजन किया जाना ; और

(ङ) विनियमन के अनुश्रवण को सुगम व सरल बनाना।

6.2 सीमा–पार परिचालन प्रभाव (Cross-Boundary Operational Affect) :

किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी अथवा उपयोगकर्ता की प्रणाली में किसी प्रकार की घटना को सीमा–पार परिचालन प्रभाव निमित्त किया जाना माना जाएगा यदि इस घटना के कारण किसी अन्य की प्रणाली का परिचालन उस प्रभाव की अनुपस्थिति में होने वाले प्रभाव से अलग प्रकार से प्रभावित होता है।

6.3 अनुज्ञप्तिधारियों तथा उपयोगकर्ताओं द्वारा घटनाओं के समयोचित परिचालन को प्रतिवेदित करना (Real Time Operational Reporting of Incidents by Licensees and by the users)

घटनाओं की मौखिक सूचना (Oral intimation of Incidents) : ऐसी घटनाएं, जो सीमा–पार परिचालन प्रभाव को निमित्त करती हों, को अनुज्ञप्तिधारी या उपयोगकर्ता द्वारा जिसकी प्रणाली में प्रसंग (incident) घटित हुआ हो, द्वारा अन्य इकाई के सुसंबद्ध कार्य प्रचालक (duty operator) को तत्काल दूरभाष या इलेक्ट्रॉनिक सम्प्रेषण (electronic communication) के माध्यम से प्रतिवेदित किया जाएगा।

6.4 घटनाओं के मौखिक तथा लिखित प्रतिवेदन (Oral and Written Report of Incident)

6.4.1 उपयोगकर्ता/प्रतिभागियों (participants) द्वारा महत्वपूर्ण समझी गई कोई भी घटना जो किसी उपयोगकर्ता/प्रतिभागी की प्रणाली में घटित हुई हो, को उपयोगकर्ता के किसी उत्तरदायी अधिकारी द्वारा अनुज्ञप्तिधारी के उत्तरदायी अधिकारी को मौखिक रूप से इसके घटित होने के दो घंटे के भीतर सूचित कर दिया जाएगा।

6.4.2 उपयोगकर्ताओं द्वारा मौखिक सूचना के छः घंटे के भीतर एक विस्तृत प्रतिवेदन, दो दिवस के भीतर हस्ताक्षरित डाक प्रतिलिपि द्वारा पृष्टीकृत (confirmed), या चार दिवस के भीतर एक प्राथमिक प्रतिवेदन (Preliminary report) सम्प्रेषित करना होगा यदि इलेक्ट्रॉनिक सम्प्रेषण उपलब्ध न हो।

6.5 उपयोगकर्ताओं द्वारा अनुज्ञप्तिधारियों को लिखित प्रतिवेदनों का प्रेषण (Written Reports by Users to Licensees) :

उपयोगकर्ता, अनुज्ञप्तिधारी को समस्त महत्वपूर्ण तथा मुख्य घटनाओं का उल्लेख करते हुए मासिक लिखित प्रतिवेदन प्रस्तुत करेंगे। इस हेतु प्रपत्र निम्नानुसार दिया गया है :

(क) घटना का संक्षिप्त विवरण ;

(ख) घटना का स्थल तथा पूर्ववर्ती परिस्थितियों के साथ–साथ मौसम की परिस्थितियों का वर्णन;

(ग) घटना की तिथि तथा समय ;

(घ) सन्निहित संयन्त्र, उपकरण तथा तन्तुपथों (लाइनों) का विवरण ;

(ङ) व्यवधानित विद्युत आपूर्ति, प्रभावित उपभोक्ताओं की संख्या तथा समयावधि, यदि प्रयोज्य हो;

(च) लघु विद्युत उत्पादकों तथा आबद्ध विद्युत संयंत्रों (CPPs) के प्रकरण में विद्युत उत्पादन की हानि, यदि प्रयोज्य हो ;

(छ) सेवा की पुर्नस्थापना में लगा समय। यदि सेवा पुनर्स्थापना न की जा सकी हो, तो पुनर्स्थापना में लगने वाला संभावित समय ;

(ज) जब घटना घटित हुई, उस समय सुरक्षा अन्तर्ग्रथनों (interlocks) ने किस प्रकार कार्य किया ;

(झ) क्या घटना के पश्चात् प्रचालन अनुदेशों का अनुपालन किया गया ;

(ञ) संयत्र/उपकरण को हुई क्षति का विवरण, यदि कोई हो ;

(ट) संरक्षक (रिले) परिचालन/लक्षणों (indications) के विवरण, क्या किसी प्रकार के कदाचार का होना पाया गया ;

(ठ) व्यवधानों (trippings) का अनुक्रम, क्या असंतुलित स्थिति में पावर ग्रिड में व्यवधान (cascade tripping) उत्पन्न हुआ ;

(ड) लॉग बुक से प्राप्त किये गये संक्षिप्त उद्धरण (Excerpts);

(ढ) घटना के निमित्त (causes) जैसा कि उपयोगिता/कम्पनी द्वार विश्लेषित किया गया ;

(ण) उपचारी उपाय (Remedial Measures); और

(त) घटना से पूर्व तथा बाद में पाये गये प्रणाली मापदण्ड (system parameters)

6.6 अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उपयोगकर्ताओं को लिखित प्रतिवेदनों का संप्रेषण (Written Reports by the Licensee to the users) :

अनुज्ञप्तिधारी उपयोगकर्ता को, उपयोगकर्ता द्वारा चाहे जाने पर, घटनाओं के बारे में लिखित प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगा जिसके अनुसार उपयोगकर्ता द्वारा अपेक्षित युक्तिसंगत विवरण, युक्तियुक्त समय के भीतर प्रस्तुत किये जाएंगे।

6.7 अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उपयोगकर्ता की प्रणाली के अन्तर्गत अन्य उपयोगकर्ताओं को घटनाओं संबंधी दी जाने वाली सूचना (Intimation of Incidents in a User's System by a Licensee to Other Users) :

6.7.1 किसी उपयोगकर्ता की प्रणाली में घटित हुई कोई घटना अनुज्ञप्तिधारी प्रणाली को तथा साथ ही साथ अन्य उपयोगकर्ताओं की प्रणाली को भी प्रतिकूल रूप से प्रभावित कर सकती है। ऐसे किसी प्रकरण में, अनुज्ञप्तिधारी समस्त उपयोगकर्ताओं को जो घटना से प्रभावित हुए हों या उनके प्रभावित होने की संभावना हो, यथासंभव शीघ्र–अति–शीघ्र वे विवरण सूचित करेगा जो अन्य उपयोगकर्ताओं हेतु अत्यावश्यक होंगे तथा जिनमें निम्न विवरण भी सम्मिलित होंगे :

(क) घटना का संक्षिप्त विवरण, समय तथा तिथि

(ख) घटना के कारण किस ढंग से अन्य उपयोगकर्ताओं के प्रभावित होने की संभावना है

(ग) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अन्य उपयोगकर्ताओं पर घटना से पड़ने वाले प्रतिकूल प्रभावों को न्यून किये जाने हेतु की गई अनुवर्ती कार्रवाई

(घ) घटना से निर्मित हुई परिस्थितियों के कारण वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रबंधन हेतु समर्थ बनाये जाने हेतु अन्य उपयोगकर्ताओं से अपेक्षित कार्रवाई

6.7.2 अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अन्य उपयोगकर्ताओं को घटना के बारे में मौखिक सूचना यथासंभव शीघ्र–अति–शीघ्र परन्तु निश्चित रूप से 6 घटों के भीतर प्रदान की जाएगी एवं लिखित प्रतिवेदन दो दिवस के भीतर प्रेषित किये जाएंगे।

6.8 घटना के बाद संयुक्त अन्वेषण (Post Incident Joint Investigation) :

घटना के तत्पश्चात्, समस्त प्रभावित उपयोगकर्ता तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी व्यक्तिगत रूप से अन्वेषण/ जांच को संचालित कर सकेंगे। इस प्रकार से की गई स्वतंत्र जांच इकाइयों के आंतरिक विषय होंगे। यह प्रावधान किया गया है कि किसी घटना की संयुक्त जांच का संचालन उसी दशा में किया जा सकेगा जबकि समस्त पक्ष इस हेतु सहमति व्यक्त करें। संयुक्त अन्वेषण/जांच (joint investigation) हेतु किसी पक्ष द्वारा कोई भी प्रस्ताव तथा अन्य पक्षों द्वारा सहमति/असहमति को लिखित में प्रस्तुत किया जाएगा।

अध्याय – 7
वितरण संरक्षण (Distribution Protection)

7.1 प्रारंभिक (Introduction) :

7.1.1 विद्युत प्रणाली की विश्वसनीयता स्थापित करने तथा अत्यावश्यक विद्युत उपकरणों की क्षति की रोकथाम हेतु यह आवश्यक है कि योजनाएं समुचित संरक्षण के साथ–साथ उचित संरक्षण समन्वयन से भी युक्त हों। प्रणाली में दोष होने पर संरक्षक रिले (protective relays) का सही परिचालन, वितरण तन्त्र (distribution network) में व्यवधानों/विच्छेदनों (trippings) को न्यूनतम करेगा। ऐसे में ग्रिड उप–केन्द्र (Grid Sub-Station) तथा अनुप्रवाह दिशा (down stream) की ओर संरक्षक रिले (protective relays) का समन्वयन उप–पारेषण तथा वितरण तन्त्र (नेटवर्क) में उच्च स्तरीय विश्वसनीयता बनाये रखने हेतु अत्यावश्यक है।

7.1.2 संरक्षण प्रणाली तथा इसका समन्वयन यथासंशोधित भारतीय मानकों (Indian Standards-IS) तथा अन्तर्राष्ट्रीय इलेक्ट्रोटेकनीकल आयोग (International Electrotechnical Commission-IEC) के सुसबंद्ध मानकों के अनुरूप होगा।

7.2 सामान्य सिद्धान्त (General Principles) :

(1) प्राथमिक संरक्षण अर्थात् प्रवेशी 33 kV संभरकों तथा 33/11 kV ट्रांसफार्मरों, हेतु भलीभांति–रूपांकित संरक्षण योजना तैयार की जाएगी जिसके अन्तर्गत संख्यात्मक या अन्य उपयुक्त रिले का उपयोग अधिमानतः मय संचार अन्तरपृष्ठों (Communication interfaces) के {जो Modubus जैसे सामान्य संचार नवाचार (Common Communication Protocol) से सुसंगत होंगे} किया जाएगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा दोषों के त्वरित तथा चयनित वियोजन (isolation) हेतु दोनों उपकरणों तथा कार्मिकों की सुरक्षा तथा प्रणाली स्थिरता तथा विश्वसनीयता कायम रखने हेतु उपयुक्त संरक्षण योजना संयुक्त द्वितीयक संरक्षण (अर्थात् 11 kV बसबार्स (Busbars), 11 kV संभरक तथा 11/.04 kV वितरण ट्रांसफार्मर हेतु) सुनिश्चित किया जाएगा।

(2) वितरण ट्रांसफार्मरों में विलम्बित दोष निवारण (delayed fault clearance) के कारण, आर–पार दोषों (through faults) पर मुख्य उप–केन्द्र उपकरण/अति उच्च वोल्टेज पारेषण लाइनों को व्यवधानों (tripping) से बचाने के लिये प्रारंभिक अति उच्च दाब उप–केन्द्र (EHV Sub-Station) के साथ 33 kV तथा 11 kV तन्तुपथों (lines) की संरक्षण योजना का समन्वयन सुनिश्चित किया जाना चाहिए। वितरण अनुज्ञप्तिधारियों की उच्च वोल्टेज प्रणाली के 33 kV तथा 11 kV ट्रांसफार्मरों तथा तन्तुपथों (लाइनों) {या उनके विभाजित बिन्दुओं (sectionalizing points)} के संरक्षण को राज्य पारेषण उपयोगिता (State Transmission Utility-STU) के उप–केन्द्रों के 33 kV तथा 11 kV संयोजन बिन्दुओं पर प्रदत्त संरक्षण व्यवस्थाओं (settings of protection) के साथ समन्वित (coordinated) किया जाएगा।

(3) यथासंशोधित मध्यप्रदेश ग्रिड संहिता, 2024 के उपबन्धों के अधीन गठित संरक्षण समन्वयन समिति (Protection Coordination Committee) जिसके सदस्यों में वितरण अनुज्ञप्तिधारी भी सम्मिलित हैं, की नियमित बैठकें संरक्षण समन्वयन (Protection Coordination) तथा संबंधित मामलों जैसे कि संरक्षण प्रणाली में खराबी (malfunctions of protection) तथा प्रणाली विन्यास में परिवर्तनों (Changes in configuration), यदि कोई हों तथा संरक्षक (relay) की संभावित पुनरीक्षित व्यवस्थाओं पर चर्चा हेतु की जाएगी। वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रणाली के अन्तर्गत संरक्षण व्यवस्था में पाई गई किसी खराबी या पाये गये अन्य असन्तोषजनक संरक्षण मामलों के बारे में जांच–पड़ताल की जाएगी। वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा कतिपय संरक्षण खराबी या किसी क्रियाकलाप के बारे में चर्चित तथा इनके बारे में सम्मति के आधार पर त्वरित कार्रवाई भी की जाएगी।

(4) वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा उपयोगकर्ताओं द्वारा संरक्षक व्यवस्थाओं (relay settings) के बारे में निर्णय हेतु लघु–परिपथ अध्ययनों (Short-Circuit Studies) का संचालन किया जाएगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सुरक्षात्मक रिले (protective relays) के निष्पादन हेतु नैत्यक परीक्षण (routine checks) किये जाएंगे।

7.3 संरक्षण नियमावली (Protection Manual) :

वितरण अनुज्ञप्तिधारी वितरण प्रणाली तथा संयोजित उपयोगकर्ताओं की प्रणाली के अन्तर्गत पर्याप्त संरक्षण आवश्यकता को प्रतिपादित करते हुए संरक्षण व्यवस्था की मानक नियमावली (Protection Mannual) तैयार करेगा तथा इसे लागू करेगा। संरक्षण नियमावली में विद्युत आपूर्ति तन्तुपथों (supply lines) और पावर तथा वितरण ट्रांसफार्मरों जिनके माध्यम से उपभोक्ताओं को विद्युत की आपूर्ति की जाती है के संरक्षण पहलू को सम्मिलित किया जाएगा। संरक्षण नियमावली की एक प्रति इस संहिता की अधिसूचना जारी होने के छः माह के भीतर आयोग को प्रस्तुत की जाएगी।

अध्याय – 8

(MISCELLANEOUS)

8.1 मापयन्त्रों की स्थापना तथा प्रचालन (Installation and Operations of Meters) :

समस्त अन्तरापृष्ठ मापयन्त्रों (Interface Meters), उपभोक्ता मापयन्त्रों (Consumer Meters) तथा ऊर्जा लेखांकन मापयन्त्रों (energy accounting meters) के उपयोग में प्रयोज्य भारतीय मानकों (applicable Indian Standards) तथा केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण (मीटरों का अधिष्ठापन एवं प्रचालन) विनियम, 2006 का अनुपालन किया जाएगा।

8.2 संयोजन की शर्तें (Conditions of Connection) :

विद्युत आपूर्ति हेतु संयोजन की शर्तें यथासंशोधित प्रयोज्य विनियमों, यथा, "मध्यप्रदेश विद्युत प्रदाय संहिता, 2021", "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (विद्युत प्रदाय के प्रयोजन से विद्युत लाइन प्रदान करने तथा उपयोग किये गये संयन्त्र हेतु व्ययों तथा अन्य प्रभारों की वसूली) (पुनरीक्षण–द्वितीय) विनियम, 2022", "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (प्रतिभूति निक्षेप) (पुनरीक्षण–प्रथम) विनियम 2009" तथा "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (वितरण अनुपालन मानदण्ड) (पुनरीक्षण–द्वितीय) विनियम, 2012 द्वारा नियन्त्रित की जाएंगी।

8.3 कठिनाइयां दूर करने की शक्ति (Power to Remove Difficulties) :

यदि वितरण संहिता के किसी भी उपबन्ध को मूर्त रूप देने में कठिनाई आती हो तो आयोग किसी सामान्य अथवा विशेष आदेश द्वारा ऐसे उपबन्ध बना सकेगा जो अधिनियम के उपबन्धों के असंगत न होंगे तथा आयोग के मत में कठिनाइयां दूर करने हेतु आवश्यक तथा समीचीन होंगे।

8.4 शिथिल करने संबंधी शक्ति (Power to Relax) :

आयोग लिखित कारणों के अभिलेखन पश्चात् वितरण संहिता से संबंधित कतिपय उपबन्धों को स्वप्रेरणा से या हित रखने वाले किसी पक्षकार द्वारा उसके समक्ष आवेदन प्रस्तुत करने पर उन्हें सुनवाई का अवसर प्रदान करने के पश्चात् सामान्य अथवा विशेष आदेश द्वारा शिथिल कर सकेगा।

8.5 संशोधन करने की शक्ति (Power to Amend) :

आयोग जैसा तथा जब उचित समझे इस संहिता को अधिसूचना के माध्यम से संशोधित कर सकेगा।

8.6 निरसन तथा व्यावृत्ति (Repeal and Savings) :

संहिता, नामतः "मध्यप्रदेश विद्युत वितरण संहिता, 2006, समस्त संशोधनों के साथ सहपठित, को एतद् द्वारा निरस्त किया जाता है।

टीप : इस "मध्यप्रदेश विद्युत वितरण संहिता (पुनरीक्षण–प्रथम), 2024" के हिन्दी रूपान्तरण की व्याख्या या समझने की स्थिति में किसी प्रकार का विरोधाभास होने पर इसके अंग्रेजी संस्करण के अनुसार उसका तात्पर्य माना जाएगा एवं इस संबंध में किसी प्रकार की स्थिति में आयोग का निर्णय अन्तिम तथा बाध्यकारी होगा।

आयोग के आदेशानुसार,
उमाकान्त पाण्डा, सचिव.

Bhopal, the 3rd October 2024

No. /MPERC/2024/2198. In discharge of its functions under Section 86(1) (i) of the Electricity Act, 2003, Section 9(j) of Madhya Pradesh Vidyut Sudhar Adhiniyam, 2000 and in exercise of powers under Section 181(1) of Electricity Act, 2003, the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission hereby, specifies the Madhya Pradesh Electricity Distribution Code (Revision-I), 2024.

MADHYA PRADESH ELECTRICITY DISTRIBUTION CODE (Revison-I), 2024 {RG-29 (I) of 2024}

CHAPTER 1

GENERAL

1. Short Title and Commencement:

(i) This Code shall be called **"Madhya Pradesh Electricity Distribution Code (Revision-1), 2024 {RG-29 (I) of 2024}"**

(ii) It shall come into force with effect from the date of its publication in the official gazette of the Govt. of Madhya Pradesh.

(iii) This Code shall extend to the State of Madhya Pradesh.

1.1. Objectives:

The Distribution Code seeks to provide the framework and procedures that shall govern technical aspects of planning, development, operation, maintenance and use of the distribution systems of the Licensee in its area of supply. The Distribution Licensee and users of Distribution System shall adhere to the standards of service quality and shall ensure compliance with the provisions in this Distribution Code together with the provisions of Madhya Pradesh Electricity Grid Code and Madhya Pradesh Electricity Supply Code as amended. Distribution Licensee will, thus ensure that the supply system of the Licensee operates efficiently to provide reliable, economic and continuous service to all consumers or users.

1.2. Scope:

1.2.1. Provisions of Distribution Code shall be applicable to all Distribution System users including:

a) Distribution Licensee(s) (including deemed Licensee(s));

b) Open Access Consumers (OAC) connected to Distribution System;

c) Other Distribution Licensee (s) connected to Distribution System not owned by them;

d) Distribution System embedded Generators; and

e) Consumers

1.3. Compatibility with Indian Electricity Grid Code, Madhya Pradesh Electricity Grid Code and CEA Regulations:

1.3.1. This Distribution Code shall be applied in a manner consistent and compatible with the provisions of CERC (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2023, Madhya Pradesh Electricity Grid Code 2024, Madhya Pradesh Electricity Supply Code, 2021, MPERC (Conditions of Distribution License for Distribution Licensee (including deemed licensee)2004 and MPERC (Framework for Resource Adequacy) Regulations, 2024 as amended.

1.3.2. All equipments of the users including cables, wiring and overhead lines shall comply with the safety standards specified under the safety regulations specified by Central Electricity Authority (CEA) under Section 53 of the Electricity Act 2003.

1.3.3. In addition, all users shall comply with the Guidelines issued by the Central Electricity Authority (CEA) and Regulations issued by Bureau of Energy Efficiency (BEE) under Energy Conservation Act, 2001, as amended.

1.4. Confidentiality:

1.4.1. The Distribution licensee shall not, other than as required by the Distribution code, disclose information made available to it to any other person without the prior written consent of the provider of the information.

1.5. Communication between Licensee and Users:

1.5.1. All communications made by Users to distribution licensee shall be in accordance with the provisions of the relevant chapter of the Distribution Code and shall be made to the designated nodal officer (s) appointed by Licensee.

1.5.2. Unless otherwise specifically required by the Code all communications shall be in writing, except that where operation time requires oral communication. Such oral communications shall be confirmed in writing as soon as possible.

1.6. Structure of Distribution Code:

1.6.1. The Distribution Code has been divided into following chapters:

(i) Chapter 1: General

(ii) Chapter 2: Definitions

(iii) Chapter 3: Distribution Planning

(iv) Chapter 4: Operation and Maintenance Planning

(v) Chapter 5: Cross Boundary Safety

(vi) Chapter 6: Incident Reporting

(vii) Chapter 7: Distribution Protection

(viii) Chapter 8: Miscellaneous

CHAPTER 2

DEFINITIONS

2.1. Definitions:

2.1.1. Words or expressions occurring in this Code and not defined herein shall have the same meaning as defined in the Electricity Act 2003, Rules and Regulations made thereunder, and applicable Indian Standards (IS) as amended.

1. "Act" means the Electricity Act 2003 (36 of 2003);
2. "Advanced Metering Infrastructure (AMI)" shall have the same meaning as defined in sub-section (da) of Section 2 of the CEA (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006 as amended;
3. "Distribution Licensee" shall have the same meaning as defined in sub-section (17) of Section 2 of the Act;
4. "Distribution System" shall have the same meaning as defined in sub-section (19) of Section 2 of the Act;
5. "Extra High Voltage" shall have the same meaning as defined in sub-clause (z) of Clause 2.1 of the Madhya Pradesh Electricity Supply Code 2021 as amended;
6. "High Voltage" shall have the same meaning as defined in sub-clause (ee) of Clause 2.1 of the Madhya Pradesh Electricity Supply Code 2021 as amended;
7. "Low Voltage" shall have the same meaning as defined in sub-clause (ii) of Clause 2.1 of the Madhya Pradesh Electricity Supply Code 2021 as amended;
8. "Open Access" shall have the same meaning as defined in sub-section (47) of Section 2 of the Act.
9. "Power System" shall have the same meaning as defined in sub-section (50) of Section 2 of the Act;
10. "Transmission Licensee" shall have the same meaning as defined in sub-section (73) of Section 2 of the Act; and
11. "User" in context of this Code means a person, including Distribution Licensee, Generator within the State boundary, connected directly to distribution system of Distribution Licensee including embedded Generator and any other Distribution Licensee in the same area of supply or connected to distribution system in that area due to any reason, whatsoever. User shall also mean a consumer/prosumer connected to the distribution system including the Open Access consumer connected through transmission or distribution system.

CHAPTER 3

DISTRIBUTION PLANNING

3.1 Introduction:

3.1.1 Distribution Planning is essential for protecting consumer interests by upholding quality and reliability, facilitating coordinated planning between transmission and distribution networks, ensuring standardized and efficient distribution network development, adhering to technical standards and fostering overall efficiency and competitiveness in the electricity industry.

3.1.2 To ensure adherence to safety measures, the Distribution licensee shall plan, construct and maintain the distribution system as per the prescribed Safety standards to prevent danger to the lives of human, animals and damage to the property. For this purpose, planning of distribution network shall comply with the following CEA Regulations, namely:

Sr. No.	Particulars
1	Distribution System Planning and Security Standards as per CEA (Technical Standards for Construction of Electrical Plant and Electric Lines), Regulations, 2022, as amended;
2	Distribution System Construction, Operation and maintenance Standards, Safety Standards for the Distribution System as per CEA (Measures Relating to Safety and Electric Supply), Regulation 2023, as amended;
3	The CEA (Technical Standards for connectivity to the Grid), Regulations, 2007 as amended ;
4	The CEA (Technical Standards for Connectivity of the Distributed Generation Resources) Regulations, 2013 as amended;
5	The CEA (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006 as amended

3.1.3 The Distribution licensee shall conduct Safety / Technical Audit at least once in a year or more frequently if necessary to identify technical flaws and deficiencies perceived by the reporting individuals /consumers that could potentially result in accidents in any of the Primary & Secondary distribution system. The Distribution Licensee shall upload the Safety/Technical Audit reports on their website within 45 days after the end of the financial year. Distribution Licensee shall prepare Standard Operating Procedures (SOP) and check list to identify the technical deficiencies in the system and take corrective action to ensure safe and efficient operation of the Distribution system. Such SOP shall be made available in public domain on its web portal within 45 days from publication of this Code.

3.1.4 The Distribution licensee shall provide a segment on its portal within 45 days from the publication of this Code that enables individuals or consumers to report safety violations in public areas caused by the Distribution licensee's distribution network, including transformer, feeder, service line, Pole and Distribution box etc. that could

endanger human or animal safety, cause a fire or property damage. On this segment of portal there should be facility to upload photographs in suitable format depicting safety violation. The information in this regard shall be widely circulated among consumers through appropriate means including mass media, bills, SMS, emails or by uploading on Licensee's website. The Distribution licensee must record action taken to fix and correct such defects on the Portal on monthly basis.

3.1.5 The technical and design criteria and procedures to be followed by the Distribution Licensees in planning and development of the distribution system are specified in this Code. This Code is also applicable to all users in the Distribution System for their planning and development in so far as they affect the Distribution System.

3.1.6 The Distribution Licensee shall have to plan his distribution network in such a way so as to meet all Regulatory requirements.

3.1.7 Loss reduction shall be key element for planning of distribution network.

3.1.8 Feeder wise /Area wise loss level shall be assessed as per the existing and future projected load conditions along with measures to match with future Distribution loss reduction trajectory. With the use of system studies software, the distribution system shall be studied against the existing and future projected load conditions and a short term and medium/long term program for development/addition/augmentation of the system (Transformers/ Feeders/ grid stations/ Substations etc.) shall be prepared based on the system study results.

3.1.9 The Distribution system shall be planned with an objective of meeting existing and future load growth efficiently and optimally and maintaining the desired redundancy level in the system to meet current & future supply requirements for reliable power supply. The approach for Integrated system planning of distribution network with upstream sub-transmission network shall be adopted to facilitate the analysis considering various contingency conditions with a view to identify loading pattern of various elements in the distribution network along with constraints in upstream network for taking appropriate improvement measures.

3.1.10 The planning methodology shall include the analysis of existing system and planning of optimal & efficient future requirement of Sub-transmission and Distribution system to meet the expected demand in the operational areas. The methodology shall also include the requirement of adequate communication system and IT infrastructure like Supervisory Control data Acquisition System (SCADA), Distribution Management System (DMS), Outage management System (OMS), Advance Metering Infrastructure (AMI), etc. for enhancing the reliability & quality of the power supply and better consumer satisfaction.

3.1.11 The broad approach for planning of distribution system shall be based on the following parameters:

i. Ensuring Grid Stability.

ii. Ensuring adequate network for existing as well as future needs preferably with "N-1" redundancy in the network subject to the site conditions and feasibility of network, to provide 24x7 reliable power supply (excluding Agricultural category).

iii. Ensuring safety and eliminating hazards to human/ animal.

iv. Optimization of loading of Feeders and Transformers (Power and Distribution transformers)

v. Reducing technical & commercial losses by optimizing the network

vi. Ensuring power quality parameters like voltage regulation, harmonics, reactive power compensation etc. in line with the applicable Standards/Regulations.

vii. Adoption of Information & Communication Technology like AMI, SCADA/ DMS for metering, data acquisition, data analysis and control for better managing & planning the system.

viii. Ensuring compliance of Reliability Indices including SAIFI /SAIDI as specified in MPERC (Distribution Performance Standards) Regulations, 2012 as amended or through separate orders.

ix. Ensuring measures to integrate Renewable energy as per National and State level plans and policy.

3.1.12 For planning, design and construction of the distribution system, distribution licensee shall also be guided by the following Guidelines.

Sr. No.	Particulars
1	Bureau of Energy Efficiency (Manner and Intervals for Conduct of Energy Audit in Electricity Distribution Companies) Regulations, 2021 issued under the Energy Conservation Act, 2001, as amended
2	Guidelines for Capital Expenditure by Licensees in Madhya Pradesh under Regulation 10.3 of MPERC (The Conditions of Distribution License for Distribution Licensee (including Deemed Licensee)), 2004 as amended

3.1.13 In addition, Distribution licensee, while planning the network shall also be broadly guided by Electricity Distribution Network Planning Criteria, 2023 issued by the CEA.

3.1.14 The distribution system planning shall have the following attributes:

i. Analysis of the existing distribution network and its operational situation.

ii. Requirement to meet the load demand of all existing Users connected to it and all future Users seeking connection. Demand / load forecasting shall be governed by the provisions of MPERC (Framework for Resource

Adequacy) Regulations, 2024 as amended.

iii. Identification of inadequacies in the network considering future load projections and designing of optimal future network.

iv. Examining the options available to address the inadequacy in the system in a cost-effective manner, like enhancement of existing transformer / feeder capacity or reconfiguration of existing network or setting up a new substation etc.

v. Planning for replacing existing meters including defective meters with Smart Pre-paid or other pre-paid meters as per notification of the Ministry of Power, GoI and Regulations notified by the CEA and this Commission.

vi. Conformance to safety requirements by adhering to appropriate design standards.

vii. Identification of works to improve system performance to increase reliability and quality of supply and to reduce technical & non-technical losses.

viii. Adopting technically feasible solution for network inadequacy in such a way that system should operate at minimum overall cost, comprising both capital and running cost i.e. the proposals for expansion should comply with the standards and should be the least-cost optimal solution selected among technically-feasible alternatives.

ix. To adopt regular safety and reliability audits of all major equipments of the network.

x. Efficient Integration of Distributed Energy Resources (DERs) and Electric Vehicles (EVs) with the distribution grid.

xi. To ensure Reactive Power Compensation at appropriate places as per requirement for correcting voltage profile and reduce technical losses.

xii. Matching of sub-transmission and distribution planning with transmission sector planning.

xiii. Selection of network equipment based on merits of overall service life of electrical devices factoring both Capital Expenditure (CAPEX) & Operational expenditure (OPEX) to ensure optimization of cost and highest system reliability.

3.2 Planning Criteria:

Following broad criteria shall be adopted for planning the Sub-Transmission and Distribution system: -

3.2.1 The location of Sub-station shall be near to the load center as far as possible. Adequate power supply at normal voltage shall be available at grid sub-stations to meet the system demand. The transformation capacity and feeding line capacity at the Sub-stations may be such that the system demand is met even with the outage of one of the feeder or outage of largest capacity transformer.

3.2.2 The installed capacity of 33/11 kV sub-station shall be on the basis of spatial load forecast, demographic factors, space availability, right of way consideration, existing

network configuration and "N-1" redundancy considerations etc. The Sub-station may be planned with adequate capacity to cater to load growth for at least 5 years. The feeding lines may be planned for meeting the load of the sub- station up to 15 years considering Right of Way (ROW) issues.

3.2.3 Before deciding the ratings of the equipment in a sub-station, a schematic/lay out diagram of the substation shall be prepared. There are a number of arrangements dependent upon system voltage, position of the sub-station in the system, flexibility, reliability of supply and cost etc. The factors to be considered while deciding the layout shall be as follows :-

i All electrical safety requirements, clearances, fire detection & extinguishing system, earthing & ventilation etc shall be as per Central Electricity Authority (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2023 as amended. The layout must ensure that equipment maintenance can be carried out without disrupting the entire supply.

ii As far as possible, there should be alternate arrangements in the event of outage of any one important network segment in terms of equipment/line.

iii The layout shall be economical and should not hinder future expansion.

iv The lay out of the sub-stations shall be such that the fire, in case of any emergency, shall not spread from one to other equipment and areas as far as possible.

3.2.4 The load bifurcation on nearby line /DT, augmentation of lines, use of energy efficient Distribution Transformers & use of automatic switched capacitors at 33 kV Sub-stations or at Distribution Transformer level shall be adopted to enhance the voltage profile at the farthest end.

3.2.5 The installation of Automatic Power Factor Controller (APFC) panels at LT level shall be explored as per requirement. The adequate capacity of Shunt capacitors should be connected on secondary side of 33/11 kV transformers, if found necessary, based on network studies conducted. Where the sub-station is feeding loads which have high harmonic levels, suitable harmonic filters shall also be installed.

3.2.6 The Distribution Licensee shall ensure that all assets are geo-tagged and properly recorded in the Fixed Asset Register. All 33 kV feeders, power transformers, 11 kV feeders, distribution transformers, and LT feeders must be digitally modelled with GPS mapping and consumer indexing. The digital model should include important parameters such as conductor sizes, lengths, feeder-wise power flow (including peak demand), and the ratings of power and distribution transformers (PTR and DTR), along with their standard resistance (R) and reactance (X) parameters. This approach will facilitate better resource planning, network monitoring, and augmentation.

3.2.7 In cases of sub-stations loaded with highly fluctuating loads like arc furnaces etc., flickers and voltage regulation problems may be overcome by installation of Static Var Compensators (SVCs) or Static Synchronous Compensator (STATCOM). Mainly in urban areas, where high voltage, beyond the specified limits may occur during off-peak

period and less voltage during peak load period, the automatic reactive compensation (Capacitor + Reactors) may preferably be adopted. Capacitor banks shall be installed near inductive loads. Licensee shall ensure that all Capacitor banks installed are fully functional and are in good working condition. Suitable measuring instruments may be installed for monitoring functioning of Capacitor Banks on real time basis. Regarding reactive power management, a Master plan, considering peak loading and corresponding power factor of 33 kV and 11kV feeders shall be prepared. A report on status of reactive power compensation of these feeders shall be submitted by Licensee within 45 days after the end of the financial year.

3.2.8 The Distribution transformers to be installed in the field shall have standard rating as per relevant Indian Standards and shall follow Star rating criteria specified by BEE in accordance with BEE (Particulars and Manner of their Display on Labels of Distribution Transformers) Regulations, 2009 under Energy Conservation Act, 2001 as amended.

3.2.9 Licensee shall take measures to standardize the ratings of Distribution Transformers, switchgears etc to be used within the utility as per the load conditions in the utility areas. Such standardization of ratings would help in achieving reduction in inventory for purposes of Procurement & Maintenance and reduction in price on account of bulk purchase.

3.2.10 The distribution transformers in urban areas should operate at an average loading of 65%-75% of their rated capacity and have to be augmented when the maximum demand on the transformer reaches above 80% of capacity (sustained peak). In Rural areas, a slightly higher loading based on the time horizon of peak load and assessment of load growth should be considered for augmentation.

3.2.11 Standard conductor sizes should be adopted for 33 kV, 11 kV and LT lines to meet the expected load up to next 15 years' time period. The choice of conductor size shall consider factors such as thermal limit of conductor to meet expected load and voltage regulation. The choice of OH (Overhead) line or UG (Under Ground) cable shall be made based on the actual field conditions/ requirement of regulations and finances available etc. The distribution system shall be designed to provide an alternate path in the system for increasing the reliability of the system at all levels. The ABC cable/ covered conductor or UG cables shall be laid in theft prone areas.

3.2.12 The UG cables in Distribution network may be preferred in urban areas/densely populated areas including tourist & religious places due to safety reasons. U/G cables may also be used in disaster prone areas. However, UG cables take more time in case of locating & repairing of any fault in the cable. Hence, UG cabling system should be designed such as to provide the alternate path for feeding the loads through Ring Main units (RMUs) with the additional cable from nearby circuits.

3.2.13 As per CEA Regulations, in case of Electric lines of 33 kV and below passing through the protected areas (National Parks, Wildlife Sanctuaries, Conservation Reserves, Community Reserves), Eco- sensitive zones around the protected areas and Wildlife

Corridors, only underground cable shall be used.

3.2.14 Distribution licensee shall preferably use Under Ground (UG) cables for new works in the metropolitan area of the State and plan to replace existing Overhead line (OH) in to Under Ground (UG) cable, gradually in a span of time not later than 5 years from the date of notification of this Code or such extended period as the Commission may specify. Planning of such work should be so prioritised that feeders giving higher revenue per unit are replaced first. UG cabling may be taken up so as to give better services to such consumer areas in terms of lesser interruptions. If the licensee opts for UG network in theft prone areas, it is required to run pilot projects first, recording reasons and taking into account likely / projected returns, which should be verified through third party after execution of project. After thorough evaluations of such pilot project, UG network in theft prone areas may be scaled up.

3.2.15 It would be desirable to limit the length of feeders to a minimum to have better voltage regulation and reduced technical losses. The maximum length of the feeders would depend upon the conductor used and maximum load on the feeder keeping the voltage regulation at farthest end within limits. The voltage level wise feeder size and length shall be decided based on system studies considering various load conditions to meet voltage regulation at farthest end with least technical losses.

3.2.16 If the size of line conductor is inadequate or the voltage drop exceeds the prescribed limits, load on the feeder shall be reduced by transferring some load on new feeders/ nearby under loaded existing feeder or the line shall be augmented by replacing the existing conductor by higher size conductor. Most economic voltage level in the system may be determined through techno-economic studies taking into account the voltage regulation considerations, load to be supplied, loading limits of conductor, cost of losses and investment cost considerations etc.

3.2.17 HT/LT ratio is considered one of the performance indicators for Technical losses in any distribution system. HT/LT ratio of 1 (one) or more is considered to be good indicator for any distribution system. Discoms shall plan their distribution system keeping in view more HT lines as compared to LT lines to improve the HT/LT ratio to reduce T&D losses and low voltage problems suffered by consumers due to long LT network. Based on the technical and commercial requirement, HVDS (High Voltage Distribution System) may be explored.

3.2.18 The system configuration may be radial, ring or combination of both as per requirement, however, the radial configuration shall be minimized to improve reliability in the system. In urban areas, in densely populated areas and for essential services etc, the ring configuration shall be adopted, as far as possible.

3.2.19 Dedicated feeders shall be laid for major industrial consumers and critical loads like VIP loads, Airport, Hospitals, and Water Works etc. Provision of alternate feed should also be there, so far as possible for Hospitals, Airports, water works etc and "N-1" redundancy for feeding the Critical loads /important areas may be adopted. "N-1" redundancy is to ensure a high level of reliability and resilience against potential

failures and refers to the ability of a power system to remain operational even after the simultaneous failure of two independent components or elements within the system.

3.2.20 Harmonic distortion is caused principally by non-linear loads such as LED, Computers, TV, rectifiers and arc furnaces etc. and can affect the operation of a supply system. It may cause overloading of equipment or even resonance with the system leading to overstressing (excessive voltage & current). Other effects include interference with telephone circuits and broadcasting, metering errors, overheating of rotating machines due to increased iron losses, overheating of winding of transformer due to excessive third harmonics or excessive exciting current etc.

3.2.21 Distribution Licensee shall install sufficient number of Power Analysers for measuring Harmonics at regular intervals near the source of harmonics generation and shall use requisite filters/ correction devices at appropriate places to regulate the harmonics within the prescribed limits.

3.2.22 The total harmonic voltage distortion and individual harmonic voltage distortion at point of common coupling shall be in accordance with the CEA Regulations, as amended.

3.2.23 Periodic measurement of power quality parameters such as voltage sag, swell, flicker, disruptions shall be done as per relevant Regulations and Indian Standards (IS)/ International Electrotechnical Commission (IEC) Standards by the distribution licensee.

3.2.24 To improve the operational flexibility, to minimize restoration time of power supply and to prevent overloading of lines and transformers in real time mode, modern technologies such as Supervisory Control Data Acquisition System (SCADA), Real time Data Acquisition System (RTDAS), Distribution Automation, Automatic sectionalizer, Fault Passage Indicators (FPI), Ring Main Units (RMU), completely self-protected Transformers (CSPs) etc. shall be deployed in the Sub-stations and field. Adequate cyber security measures shall be ensured in deploying IT (Information technology) and OT (Operational Technology) System.

3.2.25 The installation of communicable system meters/ Smart Meters on all Feeders and Distribution Transformers shall be implemented as per CEA Regulations as amended. For increased system visibility, Geographic Information System (GIS) with asset mapping, consumer indexing, and integration with an Enterprise Resource Planning (ERP) system shall be implemented in conjunction with smart meters.

3.2.26 Adequate number of accredited testing laboratories /testing infrastructure for in- house testing of major items like Distribution Transformers, Power Transformers, Instrument transformers, meters, conductors, etc. shall be made available by the Discoms. Well-trained staff for testing of various distribution equipment shall also be deployed by the DISCOMs.

3.2.27 **Energy Audit:** Bureau of Energy Efficiency (BEE) has issued Regulations namely Bureau of Energy Efficiency (Manner and Intervals for Conduct of Energy Audit in

electricity distribution companies) Regulations, 2021 as amended, under provisions of the Energy Conservation Act, 2001 as amended, for conduct of mandatory Annual Energy Audit and periodic energy accounting in DISCOMs. Distribution Licensee shall ensure periodic energy audits as per these Regulations and provide a copy of the Report to the Commission within 45 days from the end of each quarter and also at the end of financial year.

3.2.28 **Environmental Issues:** The Distribution Licensee shall take due regards of environment regulatory guidelines in planning, design, construction and operation of distribution system. Environmental impact assessment shall be carried out for all major distribution projects like construction of sub- stations in green and reserved area. The required clearances and no-objection shall be obtained from State Pollution Control Board wherever prescribed.

3.2.29 **Accreditation of electric plants with IS-18001 certification:** Regulation 4(2)(i) of the CEA (Safety Requirements for Construction, Operation, and Maintenance of Electrical Plants and Electric Lines) (Amendment) Regulations, 2022, as amended, requires that the owner of any electrical plant or electric line obtain accreditation with the IS-18001 certification, which is the Indian Standard for Occupational Health and Safety Management Systems.

3.2.30 To address the rising pollution levels in the metros and the cities with a population of 100,000 and above, and in order to minimize the reliance on diesel generator sets, which significantly contribute to air pollution, it is essential for distribution licensee to ensure 24x7 uninterrupted power supply to all consumers. In this context, consumers currently using diesel generators as essential backup power are required to make transition to cleaner technologies, such as renewable energy sources combined with battery storage systems within 5 years from notification of this Code. This transition is contingent upon the reliability of the power supply in the respective city within the distribution licensee's service area. By implementing these steps, the goal is to reduce pollution and promote sustainable energy solutions, contributing to a healthier environment and better quality of life for residents.

CHAPTER 4

OPERATION AND MAINTENANCE PLANNING

4.1 Introduction:

4.1.1 This section outlines procedures and practices for efficient operation and maintenance planning of electric lines and plants connected to the Licensee's distribution system.

4.1.2 The Madhya Pradesh Electricity Grid Code, 2024, as amended addresses operational matters related to distribution and transmission system interfaces, requiring Licensees to obtain timely inputs and data from Users.

4.2 Distribution Control Center (DCC):

4.2.1 Distribution Control Center, established by each Distribution Licensee in its areas of supply under the provisions of "Madhya Pradesh Electricity Balancing and Settlement Code, 2023" as amended, shall inter alia, monitor the power suppply and collect data on the quantum of power and energy flow at the interface points and to interact with State Load Despatch Centre (SLDC). This is essential to enable the SLDC to coordinate with the DCC directly in order to streamline the procedures for efficient operation of the distribution system. Key Functions of DCC shall be as follows :

a) To carry out the directions issued by the State Load Despatch Centre regarding system operation and Demand/ Load control in his areas of supply including followings:

   i. Monitoring of Power supply position
   ii. Demand estimation and projections
   iii. Contingency load management.
   iv. Implementation of power supply plan to Agriculture consumers

b) Monitoring and accounting the drawl of energy by the Distribution Licensee in his area of supply. The 33kV and 11kV feeders should be grouped to prevent repeated interruptions to the same set of consumers.

c) In order to carry out the above functions, the DCC shall have the required communication facilities with all the interface points and the State Load Despatch Centre, and other users.

4.2.2 Distribution licensee shall develop a separate portal for maintaining records of Power Supply Position comprising necessary details such as hours of supply, outage of 33kV/11kV feeders, details of load shedding and reason thereof along with corrective measures taken in each specific case. The record shall be updated on daily basis. A link shall be provided to the Commission to access the information of portal.

4.2.3 Distribution Licensee shall take all necessary measures to ensure the supply of 24x7 power to all consumers, excluding agricultural consumers, and shall not resort to any

load shedding at its own discretion, except as instructed by the State Load Dispatch Centre (SLDC) for Grid security. The Distribution Licensee shall submit a quarterly report on the power supply status to the Commission. In the event of any load shedding, the Licensee shall submit a report giving details of load shed (MW/MU), numbers of feeders, and consumers affected, to the Commission within 15 days from the date of occurrence, specifying the reasons for the load shedding and clearly indicating whether it was done under the instructions of the SLDC or Licensee.

4.3 Outage Planning:

a) The Distribution Licensee shall furnish its proposed outage programs through DCC to the SLDC and the Transmission Licensee on a month- ahead basis.

b) The outage program shall indicate duration and extent of load affected. It shall contain proposed work for which outage is planned, identification of lines and equipment of the Distribution System proposed to be taken out of service, date of start of outage, duration of outage, quantum of load affected and numbers of consumers affected.

c) The outage plan proposed by the Licensee shall be in coordination with the Transmission outage plan and affected consumers.

d) The above procedure shall not apply under emergency situation requiring immediate isolation of any part of the distribution system because of storm, danger to human life, danger to equipment etc..

e) A dedicated portal will be developed by Distribution Licensee for monitoring of planned outages. It will allow outsides agencies and Distribution Licensee officials to place online requisitions for shutdown. This portal shall be developed within 30 days from the date of notification of this Code taking into consideration the following :

(i) While placing the requisition for planned shutdown, the proposed date and duration shall be indicated.

(ii) Sanctioning authority for different voltage levels shall be designated by Distribution Licensee for conveying online permission on abovesaid requisition.

(iii) Sanctioning authority while processing the request for shutdown in an area will club multiple requisitions in that area and allow shutdown in one time slot in such a way that duration of shutdown is minimized and numbers of agencies working during the same period of shutdown are maximized. Requisition for shutdown shall have to be made preferably 10 days in advance by the Requisitioner.

(iv) All safety measures shall be adhered to by the concerned persons in accordance with relevant IS and CEA regulations.

(v) Information for such planned outages shall be conveyed to affected consumers and Requisitioner(s) in advance through appropriate modes and record of delivery of such messages/information shall be maintained by the Distribution Licensee.

(vi) Distribution Licensee shall issue Detailed Standard Operating Procedures (SoP) for requisitioning and sanctioning of planned outage by Outside agency /Discom within 30 days from date of notification of this Code.

(vii) Distribution Licensee shall designate a reviewing authority at Corporate office level, to monitor whether permissions by sanctioning authority are given in transparent manner and whether planned shutdowns are executed within sanctioned time period.

(viii) Reviewing authority shall review the durations of shutdowns availed and will recommend appropriate measures to minimize such durations. If needed, SoP may be amended accordingly.

(ix) Reviewing authority shall identify the areas where repetitive planned outages are requisitioned by Distribution Licensee / Outside agency and sanctioned. Corrective measures shall be taken by Reviewing authority to minimize repetition of outages in such case.

(x) Every six months, the reviewing authority shall provide a brief report to the Commission analyzing the shutdowns availed during the reporting period. The report should provide details of shutdowns clubbed together, repetition of shutdowns on same network area, comparison with same period outages for pre-portal regime and other details of analysis.

4.4 Contingency planning:

a) A contingency situation may arise in the event of a blackout in the transmission system. A contingency may also arise on a part of the distribution system due to local breakdown in the distribution system itself. It may also arise due to a breakdown in the apparatus of the Transmission Licensee at the point of interconnection.

b) In case of blackout affecting operations within any area of the distribution system, the Licensee shall restore the loads as per the instructions of SLDC.

4.5 Demand Management and Load Shedding:

a) DCC shall resort to temporary load shedding for maintaining the load generation balance as instructed by the SLDC. This may also be necessary due to loss of any circuit or equipment or any other operational contingency.

b) The DCC shall estimate Loads that may be shed in discrete blocks at each Interconnection Point in consultation with the Users supplied through independent circuits as required and submit the same to the SLDC. Such Users shall cooperate with the Licensee in this regard. The DCC shall work out the sequence of load shedding operations and the detailed procedure shall be furnished to the SLDC and to the person in-charge of Sub-Stations concerned where such load shedding has to be carried out.

c) In case of automatic load shedding through under-frequency relays, the circuits and the amount of load to be interrupted with corresponding relay settings shall be intimated to the SLDC and persons in charge of the Sub-Stations of the Distribution Licensee as necessary.

4.6 Maintenance Planninng:

4.6.1 Distribution Licensee shall develop their own Standard Operating procedures (SoP) with focus on preventive maintenance and routine maintenance. Copies of SoP shall be submitted to the Commission for record. Preventive maintenance of transformers, switchgears, lines and other installations shall be carried out as per SoP to eliminate untimely power interruptions. A dedicated maintenance portal for internal use shall be created to streamline the entire maintenance work process. The portal shall also facilitate concerned staff to upload the photographs before and after completion of maintenance works.

4.6.2 For carrying out maintenance activities and monitoring in effective manner, a Responsibility Matrix of officer(s) shall be prepared by Distribution Licensee at each voltage level. As per the Responsibility matrix, Licensee shall designate competent authority who will supervise and cross check the progress of works at desired periodicity. The Competent Authority shall ensure that maintenance activities are completed within stipulated time period.

4.6.3 Maintenance activities shall include Suevey, Planning, Execution and Cross verification as per following: -

4.6.4 **Preliminary line survey:** Line survey through Ground patrolling or other methods may be done to identify major and minor works for maintenance. The survey may include regular walk-in survey, night survey, thermo-vision scanning and drone survey for identification of defects or suspected fault locations. The survey findings can be recorded in a mobile app along with capturing of photo or it can be recorded in a survey book. The finding of the survey shall be submitted to the concerned officer for planning and scheduling related to material and labor. The subsequent surveys shall be done from the last pole where the survey was done on the previous day.

4.6.5 **Planning for maintenance:** The competent authority at DC/ division level along with concerned Departments such as STM (Sub- Transmission and Maintenance) will plan and schedule for maintenance based on the survey. In cases, where construction works are required, the competent department such as STC (Sub Transmission Construction)

may be consulted during planning and scheduling.

4.6.6 **Execution of maintenance activity:** Concerned staff shall execute the works as planned and record the progress in the mobile app and web portal. All the maintenance works shall be taken up as per relevant Indian Standards.

4.6.7 **Cross- Verification:** The competent authority should be designated by the Distribution Licensee to cross-check the works executed and update the progress in the Mobile App. In case of any defects in the works is identified post maintenance, pre and post photographs and activities of the repeat maintenance works shall be incorporated in the report.

4.7 Interface with Generating Units including Captive Power Plant (CPP):

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

(a) The owner shall provide suitable protection at the interface to protect his system from any damage due to normal and abnormal conditions in the Distribution System.

(b) If the generator is an induction generator, the owner shall take adequate precautions to limit the system disturbances, when the induction generator is synchronised in consent with the Distribution Licensee. Generating Company having induction generators shall install adequate capacitors to compensate the reactive power drawl. Also, whenever the power factor is found very low during starting period and causes voltage dip in the Distribution Licensee's system. the Distribution Licensee shall advise the owner to install capacitors and the generating company shall comply.

4.8 Interface with Distributed Generation Resources:

4.8.1 Distributed Generation Resources connected to Distribution System of Licensee shall be governed with CEA (Technical Standards for Connectivity of the Distributed Generation Resources) Regulations, 2013 as amended.

CHAPTER 5

CROSS BOUNDARY SAFETY

5.1 Introduction:

5.1.1 This chapter specifies the requirements for safe working practices for maintenance of equipments associated with cross boundary operations and lays down the procedures to be followed when the work is carried out on electrical equipments connected to another User's System.

5.1.2 Users including Distribution licensee shall comply with the provisions of CEA (Measures relating to Safety and Electric Supply) Regulations, 2023 as amended, applicable to electrical plant and electric line, and the person engaged in the generation or transmission or distribution or trading or use of electricity. Regulations also provide additional safety requirements for renewable generating stations (Solar and Wind energy installations, Biomass plants, and waste to energy plants, including Municipal solid waste or refuse derived fuel) and Electric Vehicle charging station.

5.2 Objective:

5.2.1 The objective of this section is to achieve an agreement on the principles of safety when working across a control boundary between the Distribution Licensee and the Users.

5.3 Control Persons and their Responsibility as per relevant CEA Regulations:

5.3.1 The Distribution Licensee and Users shall designate suitable persons to be responsible for safety co-ordination and ensuring observance of safety measures in their organizations. These suitable persons shall be referred to as "Electrical Safety Officers".

5.3.2 For every electrical installation in a factory with over 250 kW connected load, or in mines and oil-fields with over 2000 kW connected load, the owner or management must designate an Electrical Safety Officer to ensure compliance with safety provisions under the relevant Acts and Regulations.

5.3.3 The Distribution Licensee shall issue a list of Electrical Safety Officers with their names, designations, addresses and telephone numbers, to all the Users having direct control boundary with him. This list shall be updated promptly whenever there is any change of name, designation or telephone/mobile number, email ID of any Electrical Safety Officer named in the list. Similarly, details of Electrical Safety Officer designated by users shall be informed to concerned Distribution Licensee.

5.3.4 The Distribution Licensee shall develop an agreed written procedures for Cross Boundary Safety and continuously update the same. Copy of such written procedures shall be submitted to the Commission for records.

CHAPTER 6

INCIDENT REPORTING

6.1 Objective:

6.1.1 An Incident in the system means occurrence of an event which causes the other connected systems to operate differently from the way in which these would have operated in absence of that event and may result into blackout, widespread outage, large scale power interruption, safety /fire/environmental hazard, and accidents etc.

6.1.2 A reporting system for operational performance and system Incidents is necessary for timely acquisition of information by various agencies and for maintaining system conditions for:-

(a) taking responsive action by the Licensees and the Users.

(b) modifying subsequent planned operations to suit the new condition and status to which the system is propelled by the Incident.

(c) taking preventive action, after analysis, to avert or reduce recurrence of such incidents which exert deleterious effects on the system.

(d) planning measures to mitigate the adverse effects of the events already occurred and

(e) facilitating Regulatory monitoring.

6.2 Cross-Boundary Operational effect:

6.2.1 An Incident in the System of a Distribution Licensee or a User is considered to cause a Cross Boundary Operational effect if the Incident causes the Others' system to operate differently from the way in which it would have operated in the absence of that effect.

6.3 Real Time Operational Reporting of Incidents by the Licensees and by the Users:

6.3.1 Oral intimation of Incidents:

Incidents causing Cross-Boundary Operational effect must be reported to the relevant duty operator of the other entity immediately, either through phone or electronic communication, by the duty operator of the licensee or user in whose system the Incident occurred.

6.4 Oral and Written Reports of Incidents:

6.4.1 Any Incident considered important by a User which occurs in a User's system shall be intimated orally by a responsible officer of the User to a responsible officer of the Licensee within two hours of its occurrence.

6.4.2 Users must send a detailed report within six hours of oral intimation, confirmed by a signed post copy, within two days, or a preliminary report within four days if electronic communication is unavailable.

6.5 Written Reports by Users to Licensees:

6.5.1 The Users shall submit monthly written reports mentioning all significant and major incidents to the Licensee. The proforma is given below:

a) Brief Description of Incident ;

b) Location of Incident and antecedent conditions including weather conditions;

c) Date and time of Incident ;

d) Plant, equipment and lines involved ;

e) Supply interrupted, numbers of consumers affected and duration, if applicable ;

f) Amount of generation lost in the case of small generators and CPPs, if applicable;

g) Time taken to resume service. If not taken into service already, expected time to return to service;

h) How safety Interlocks functioned when the incident occurred ;

i) Whether operating instructions were followed after the Incident ;

j) Damage to plant/equipment; if any;

k) Details of Relay Operation/Indications , whether any malpractice observed ;

l) Sequence of trippings, whether cascade trippings occurred ;

m) Brief Excerpts from the Log Book ;

n) Causes of the Event as analysed by the utility/company ;

o) Remedial Measures; and

p) System parameters before and after the Incident;

6.6 Written Reports by the Licensee to the Users:

6.6.1 Licensee shall send written reports regarding Incidents to a User as and when requested by the User, furnishing the reasonable details required by the User within a reasonable period.

6.7 Intimation of Incidents in a User's System by a Licensee to other Users:

6.7.1 An Incident occurring in a User's System may affect the Distribution Licensee's system and in addition the systems of other Users. In such a case the Distribution Licensee shall intimate all the Users affected or likely to be affected by the Incident as soon as possible and furnish the details which are necessary for the other Users including the following:

(a) Brief Description of the Incident, time and date

(b) The manner in which the other Users are likely to be affected by the Incident

(c) Action taken by the Distribution Licensee to mitigate the adverse effects of the Incident on the other Users

(d) Action required by the other Users to enable the Distribution Licensee to manage the situation created by the Incident

6.7.2 The information shall be given orally by the Distribution Licensee to the other Users as soon as possible but not later than 6 hours and the written reports shall be sent within two days.

6.8 Post Incident Joint Investigation:

6.8.1 After an Incident all affected Users and the Distribution Licensee may individually conduct investigation. Such independent investigations are the internal matters of the entities. It is provided that joint investigation of an Incident may be conducted only if all parties agree. Any proposal for joint investigation by a party and agreement/ disagreement by other parties shall be in writing.

CHAPTER 7

DISTRIBUTION PROTECTION

7.1 Introduction:

7.1.1 Appropriate protection schemes with proper protection coordination are necessary to maintain the power system reliability and avoid damage to vital Electrical equipments. The correct operation of protective relays during faults will minimize trippings in distribution network. Therefore, coordination of protective relays at grid substation and downstream are very much essential to maintain the high reliability in Sub-transmission and Distribution Network.

7.1.2 Protection system and its co-ordination shall conform to relevant standards such as Indian Standards (IS) and International Electrotechnical Commission (IEC) as amended.

7.2 General Principles:

(1) A well-designed protection scheme using Numerical or other appropriate Relays preferably with communication interfaces (compatible with common communication protocol such as Modbus) shall be used for primary protection i.e. incoming 33kV feeders and 33/11 kV Power Transformers. Secondary protection i.e. 11kV Busbars, 11kV feeders and 11/0.4 kV Distribution Transformers with suitable protection scheme shall be ensured by Distribution Licensees for quick and selective isolation of faults, protecting both equipment and personnel, and maintaining system stability and reliability.

(2) Co-ordination of protection scheme of 33kV and 11kV lines with the originating EHV sub-station should be ensured to avoid major sub-station equipment/EHV transmission lines from tripping on through-faults due to delayed fault clearance in the distribution feeders. Protection on 33kV & 11kV transformers and lines (or their sectionalizing points) of HV system of Distribution Licensees shall be coordinated with settings of protection provided on 33kV & 11kV connection points at State Transmission Utility (STU) sub-stations.

(3) The Protection Co-ordination Committee constituted under the provisions of Madhya Pradesh Electricity Grid Code 2024 as amended, of which Distribution Licensees are also members, shall meet on regular basis to discuss protection co-ordination and related issues such as malfunctions of protection and changes in the system configuration, if any and possible revised settings of relay. The Distribution Licensee shall investigate any malfunction of protection as may have occurred in system or other unsatisfactory protection issues as may be observed. The Distribution Licensee shall take prompt action to correct any protection malfunction or activity as discussed and agreed to in these meetings.

(4) Short circuit studies required for deciding the relay settings shall be conducted by the Distribution Licensee and the Users. Routine checks on the performance of protective relays shall be conducted by Distribution Licensee.

7.3 Protection Manual:

7.3.1 Distribution Licensee shall prepare and enforce standard manual of protection indicating adequate protection requirement within the distribution system and connected Users' system. The Protection Manual shall cover protection of supply lines and Power and Distribution Transformers through which supply is provided to the consumers. A copy of protection manual shall be submitted to the Commission for record within six months of notification of this Code.

CHAPTER 8

MISCELLANEOUS

8.1. Installation and operations of Meters:

8.1.1 All interface meters, consumer meters and energy accounting meters shall comply with the applicable Indian Standards and the CEA (Installation and Operation of Meters) Regulations, 2006 as amended.

8.2 Conditions of Connection:

8.2.1 The conditions for connection for Supply shall be governed by the applicable Regulations namely "Madhya Pradesh Electricity Supply Code, 2021", "MPERC (Recovery of Expenses and other charges for providing Electric line and Plant for the purpose of giving supply), Regulations, (Revision-II), 2022", "MPERC (Security Deposit) Regulations, (Revision-I),2009", and "MPERC (Distribution Performance Standards) Regulations (Revision-II), 2012" as amended.

8.3 Power to Remove Difficulties:

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

8.4 Power to Relax:

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

8.5 Power to Amend:

8.5.1 The Commission may, as and when considered necessary, by notification, amend this Code.

8.6 Repeal and Savings:

8.6.1 The Code namely "Madhya Pradesh Electricity Distribution Code, 2006 read with all amendments thereto, is hereby repealed.

By order of the Commission,
UMAKANTA PANDA, Secy.

नियंत्रक, शासकीय मुद्रण तथा लेखन सामग्री, मध्यप्रदेश द्वारा शासकीय केन्द्रीय मुद्रणालय, भोपाल से मुद्रित तथा प्रकाशित—2024.