



छत्तीसगढ़ राजपत्र

(असाधारण)

प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 140]

नवा रायपुर, बुधवार, दिनांक 18 मार्च 2026 — फाल्गुन 27, शक 1947

ऊर्जा विभाग

मंत्रालय, महानदी भवन, नवा रायपुर अटल नगर

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग
सिंचाई कॉलोनी, शांति नगर, रायपुर

रायपुर, दिनांक 18 मार्च 2026

अधिसूचना

क्रमांक 121/सीएसईआरसी/2026.— विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 181 सहपठित विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 61, 66 और 86 के अधीन समस्त अर्हकारी सभी शक्तियों का प्रयोग करते हुए, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग, एतद्वारा, निम्नलिखित विनियम बनाता है:

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (संसाधन पर्याप्तता के लिए रूपरेखा) विनियम, 2026.

अध्याय-1 प्रारंभिक

1. संक्षिप्त नाम, विस्तार तथा प्रारंभ

- 1.1. ये विनियम छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (संसाधन पर्याप्तता के लिए रूपरेखा) विनियम, 2026 कहलायेगा।
- 1.2. इन विनियमों का विस्तार सम्पूर्ण छत्तीसगढ़ राज्य पर होगा।
- 1.3. यह विनियम छत्तीसगढ़ राजपत्र में इसके प्रकाशन के दिनांक से प्रभावशील होंगे।

2. उद्देश्य

- 2.1. इन विनियमों का उद्देश्य संसाधन पर्याप्तता (Resource Adequacy) की रूपरेखा के क्रियान्वयन को सक्षम बनाना है, जिसके अंतर्गत उत्पादन संसाधनों की योजना बनाने हेतु एक तंत्र निर्धारित किया जाता है, ताकि निर्दिष्ट विश्वसनीय मानकों के अनुरूप अनुमानित मांग को विश्वसनीय रूप से पूरा किया जा सके तथा भार की आपूर्ति के लिए सर्वोत्तम उत्पादन मिश्रण सुनिश्चित किया जा सके।
- 2.2. संसाधन पर्याप्तता रूपरेखा में मांग के आकलन एवं पूर्वानुमान, उत्पादन संसाधन योजना, क्रय योजना, तथा उसके अनुश्रवण (मॉनिटरिंग) और अनुपालन के लिए एक तंत्र सम्मिलित होगा।

3. व्यापकता एवं प्रयोज्यता

ये विनियम, छत्तीसगढ़ राज्य के अंदर उत्पादक कंपनियों, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य भार प्रेषण केंद्र, पारेषण कंपनियों, अन्य ग्रिड संयोजित इकाइयों एवं हितधारकों पर लागू होंगे।

4. परिभाषाएं

- 4.1. इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो—

- क) “अधिनियम” से अभिप्रेत है विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का संख्या 36) और उसके अनुवर्ती संशोधन;
- ख) “प्राधिकरण” या “सीईए” से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 70 की उप-धारा (1) में निर्दिष्ट केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण;

- ग) **"क्षमता क्रेडिट"** या **"Capacity Credit"** से अभिप्रेत है किसी संसाधन की नामपट्ट क्षमता (**Name Plate Capacity**) का वह प्रतिशत, जिसे संसाधन पर्याप्तता आवश्यकताओं हेतु संगणित किया जा सकेगा;
- घ) **"आयोग"** से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 82 की उप-धारा (1) में निर्दिष्ट छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग;
- ङ) **"विद्युत शक्ति सर्वेक्षण"** या **"Electric Power Survey"** से अभिप्रेत है केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा प्रत्येक विद्युत वितरण कंपनी/राज्य/केंद्र शासित प्रदेश/क्षेत्र और देश के लिए मध्यम और दीर्घ अवधि के आधार पर विद्युत की मांग का आकलन करने के लिए किया जाने वाला आवधिक विद्युत शक्ति सर्वेक्षण;
- च) **"अपेक्षित ऊर्जा आपूर्ति न होना"** या **"Expected Energy Not Served"** से अभिप्रेत है ऊर्जा की अपेक्षित मात्रा (**MWh**), जिसकी आपूर्ति संसाधन पर्याप्तता योजना के लिए योजना अवधि के भीतर प्रत्येक वर्ष नहीं की जा सकती है;
- छ) **"दीर्घकालिक (दीर्घावधि)" (Long Term)** से अभिप्रेत है मांग पूर्वानुमान और उत्पादन संसाधन योजना के विकास के लिए पांच साल से अधिक की अवधि;
- ज) **"दीर्घकालिक विद्युत क्रय" (Long Term Power Procurement)** से अभिप्रेत है किसी भी व्यवस्था या समझौते के तहत पांच साल से अधिक की अवधि के लिए विद्युत का क्रय;
- झ) **"दीर्घकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना"** या **"Long Term Distribution Resource Adequacy (LT-DRAP)"** से अभिप्रेत है वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दीर्घकालिक संसाधन पर्याप्तता के आकलन के लिए योजना;
- ञ) **"भार हानि की संभाव्यता"** या **"Loss of Load Probability"** से अभिप्रेत है वह संभावना कि किसी वर्ष में किसी विद्युत प्रणाली की मांग (लोड) उसे पूरा करने हेतु उपलब्ध उत्पादन क्षमता तथा सुनिश्चित विद्युत अनुबंधों से अधिक हो सकती है;
- ट) **"मध्यम अवधि" (Medium Term)** से अभिप्रेत है मांग पूर्वानुमान और उत्पादन संसाधन योजना के विकास के लिए एक वर्ष से अधिक और पांच वर्ष तक की अवधि;
- ठ) **"मध्यम अवधि विद्युत क्रय" (Medium Term Power Procurement)** से अभिप्रेत है किसी भी व्यवस्था या समझौते के तहत एक वर्ष से अधिक और पांच वर्ष तक की अवधि के लिए विद्युत का क्रय;
- ड) **"मध्यम अवधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना"** या **"Medium Term Power Procurement"** से अभिप्रेत है वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा मध्यम अवधि संसाधन पर्याप्तता के आकलन के लिए योजना;
- ढ) **"माह"** से अभिप्रेत है ब्रिटिश कैलेंडर के अनुसार एक कैलेंडर माह;
- ण) **"शुद्ध भार" (Net Load)** से अभिप्रेत है किसी भी टाइम-ब्लॉक के दौरान ग्रिड पर मौजूद सकल भार से वास्तविक नवीकरणीय उत्पादन (मे.वा.) को हटाने के बाद मिलने वाला भार;
- त) **"सामान्यकृत ऊर्जा आपूर्ति न होना"** या **"Normalised Energy Not Served (NENS)"** से अभिप्रेत है एनईएनएस का सामान्यकरण, जिसे कुल प्रणाली ऊर्जा (**टोटल सिस्टम एनर्जी**) (**MWh**) से विभाजित करके निकाला जाता है।
- थ) **"नियोजन संचिति परिसीमा" "Planning Reserve Margin" (PRM)** से अभिप्रेत है नेशनल पीक डिमांड में राज्य के हिस्से से अतिरिक्त क्षमता का एक प्रतिशत, जैसा कि प्राधिकरण द्वारा निर्धारित किया जाये अथवा आयोग द्वारा समय-समय पर उत्पादन संसाधन योजना के उद्देश्य से अनुमोदित किया जाये;

- द) “पावर एक्सचेंज” **“Power Exchange”** से अभिप्रेत है केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा जारी विनियमों के अनुसार विद्युत के लिए पावर एक्सचेंज के रूप में काम करने वाला कोई भी एक्सचेंज;
- ध) “ऊर्जा क्रय समझौता” **Power Purchase Agreement (PPA)** से अभिप्रेत है क्रेता और विक्रेता के बीच किया गया करार, जिसके तहत विक्रेता उसमें वर्णित शर्तों के अनुसार क्रेता को विद्युत आपूर्ति करेगा;
- न) “ऊर्जा विक्रय समझौता” **Power Sale Agreement (PSA)** से अभिप्रेत है किसी भी पावर परचेज एग्रीमेंट के तहत क्रय की गई विद्युत को आगे विक्रय के लिए क्रय करने वाले इकाई एवं मध्यस्थ क्रेता/ट्रेडर के बीच किया गया बैक-टू-बैक एग्रीमेंट;
- प) “ऊर्जा आपूर्ति समझौता” **Power Supply Agreement** से अभिप्रेत है क्रेता और विक्रेता के बीच किया गया करार, जिसके तहत विक्रेता, थर्मल पावर स्टेशनों से विद्युत की दीर्घकालिक क्रय के लिए विद्युत मंत्रालय के दिशानिर्देशों के अनुसार क्रेता को विद्युत आपूर्ति करेगा;
- फ) “संसाधन पर्याप्तता” **Resource Adequacy (RA)** से अभिप्रेत है एक ऐसा तंत्र, जो अपेक्षित मांग (पीक, ऑफ पीक और सभी ऑपरेटिंग स्थितियों सहित) को मजबूती से पूरा करने के लिए पर्याप्त उत्पादन संसाधन सुनिश्चित करता है, जिसमें मांग को पूरा करने के लिए अनुकूलतम विद्युत उत्पादन मिश्र और पर्यावरण के अनुकूल टेक्नोलॉजी के इंटीग्रेशन पर ध्यान दिया जाता है, साथ ही लचीले संसाधन (फ्लेक्सिबल रिसोर्स), एनर्जी शिफ्ट के लिए भंडारण प्रणाली, और नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों की अन्तरविराम (इंटरमिटेंसी) और परिवर्तनियता (वैरिएबिलिटी) को व्यवस्थित करने के लिए मांग प्रतिक्रिया उपायों की आवश्यकता को भी ध्यान में रखा जाता है;
- ब) “अल्प अवधि” **(Short Term)** से अभिप्रेत है मांग पूर्वानुमान और विद्युत उत्पादन संसाधन (जेनरेशन रिसोर्स प्लानिंग) के विकास के लिए एक वर्ष तक की अवधि;
- भ) “अल्प अवधि विद्युत क्रय” **(Short Term Power Procurement)** से अभिप्रेत है किसी भी व्यवस्था या करार के तहत एक वर्ष तक की अवधि के लिए विद्युत का क्रय;
- म) “अल्प अवधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना” **(Short Term Power Procurement Resource Adequacy Plan (ST-DRAP))** से अभिप्रेत है वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अल्प अवधि संसाधन पर्याप्तता के आकलन के लिए योजना;
- य) “राज्य” से अभिप्रेत है छत्तीसगढ़ राज्य;
- ककं) “राज्य भार प्रेषण केन्द्र” **State Load Despatch Center (SLDC)** से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 31 की उप-धारा (1) के तहत स्थापित केंद्र;
- खख) “वर्ष” का से अभिप्रेत है उस वर्ष की 1 अप्रैल से शुरू होने वाला और अगले वर्ष की 31 मार्च को समाप्त होने वाला वित्तीय वर्ष।

4.2. अन्य सभी शब्द और अभिव्यक्तियां, जो इन विनियमों में प्रयुक्त किए गए हैं, हालांकि विशेष रूप से इसमें परिभाषित नहीं हैं, किन्तु अधिनियम या आयोग के अन्य विनियमों में अथवा सीईए दिशानिर्देशों में परिभाषित हैं, उनके वही अर्थ होंगे, जैसा कि अधिनियम या आयोग के अन्य विनियमों अथवा सीईए के दिशानिर्देशों में उनके लिये समनुदेशित है। अन्य शब्द और अभिव्यक्तियां, जो इनमें प्रयुक्त किए गए हैं, किन्तु विशेष रूप से अधिनियम या इन विनियमों में परिभाषित नहीं हैं, किन्तु राज्य में विद्युत उद्योग को यथा लागू संसद द्वारा पारित किसी विधि में परिभाषित हैं, उनके वही अर्थ विधि के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट अनुसार होगा।

अध्याय 2 सामान्य

5. संसाधन पर्याप्तता रूपरेखा (Resource Adequacy Framework)

- 5.1. संसाधन पर्याप्तता रूपरेखा में उत्पादन संसाधन की योजना शामिल होगी, ताकि भार को सबसे अनुकूलतम उत्पादन मिश्रण के साथ आपूर्ति करने के लिए अनुमानित मांग को विश्वसनीय तरीके से पूरा किया जा सके।
- 5.2. संसाधन पर्याप्तता रूपरेखा में निम्नलिखित शामिल होंगे:
 - क) मांग आंकलन पूर्वानुमान (**Demand Assessment and Forecasting**)
 - ख) विद्युत उत्पादन नियोजन (**Generation Resource Planning**)
 - ग) अधिप्राप्ति नियोजन (**Procurement Planning**)
 - घ) अनुश्रवण एवं अनुपालन (**Monitoring and Compliance**)
- 5.3. संसाधन पर्याप्तता प्रयोग को वार्षिक क्रमिक (रोलिंग) के आधार पर 10 (दस) वर्ष की योजना अवधि के लिए विकसित और तैयार किया जाएगा।
- 5.4. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, इन विनियमों के अनुसार दीर्घकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एलटी-डीआरएपी), मध्यमकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एमटी-डीआरएपी) और **SLDC** अल्पकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एसटी-डीआरएपी) विकसित और तैयार करेंगे।

अध्याय 3

माँग आंकलन और पूर्वानुमान (**Demand Assessment and Forecasting**)

6. दीर्घकालिक और मध्यमकालिक माँग पूर्वानुमान

- 6.1. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (सीईए) द्वारा समय समय पर जारी दीर्घकालिक एवं मध्यमकालिक विद्युत माँग पूर्वानुमान हेतु दिशानिर्देशों को ध्यान में रखते हुए माँग आंकलन एवं पूर्वानुमान विकसित एवं तैयार करेंगे। दीर्घकालिक एवं मध्यमकालिक व्यापक इनपुट डेटा, नीतियों और वैज्ञानिक मॉडलिंग टूल्स के प्रयोग द्वारा माँग का आंकलन एवं पूर्वानुमान प्रति घंटा ब्लॉक के आधार माँग आंकलन एवं पूर्वानुमान किया जायेगा।
- 6.2. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य स्तरीय माँग पूर्वानुमान के प्रयोजन हेतु एसएलडीसी को औद्योगिक, वाणिज्यिक, खेती एवं घरेलू आदि जैसे उपभोक्ता के वर्ग के श्रेणीवार खपत का डेटा और आंकलित खपत डेटा प्रदान करने के लिए जिम्मेदार होंगे।
परंतु यह कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी, विगत वित्तीय वर्षों की श्रेणीवार खपत जानकारी तथा एसएलडीसी द्वारा अपेक्षित अन्य जानकारी प्रत्येक वर्ष 21 अप्रैल तक प्रस्तुत करेंगे।
- 6.3. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी के लिये ऊर्जा एवं माँग (**MWh/MW**) में पूर्वानुमान तैयार करेगा एवं उत्तरदायी होगा जैसा आयोग द्वारा समय समय पर अपने खुदरा आपूर्ति टैरिफ आदेश में विनिर्दिष्ट किया जाये।

- 6.4. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, किसी उपभोक्ता श्रेणी के लिए ऊर्जा पूर्वानुमान निर्धारित करेगा, जिसमें नीचे दिए गए तरीकों में से कोई भी तरीका अपनाएंगे और/या इन तरीकों को संयुक्त रूप से अपनायेंगे—
- क) रुझान विश्लेषण (**Trend Analysis**), अर्थात् वर्ष दर वर्ष पास्ट पीरियड एवं टाइम सिरिज एनालिसिस के लिये वर्ष दर वर्ष/पूर्व अवधि हेतु संयोजित वार्षिक विकास दर कंपाउंडेड एनुअल ग्रोथ रेट (सीएजीआर);
 - ख) अंतिम उपयोग (**End Use**) या आंशिक अंतिम उपयोग पद्धति (**Partial End Use Method**);
 - ग) स्वसमाश्रयी समेकित गतिमान औसत **Auto Regressive Integrated Moving Average (ARIMA)**;
 - घ) कृत्रिम बुद्धिमत्ता (**AI**) जिसमें मशीन लर्निंग, तंत्रिका नेटवर्क (**ANN**) तकनीकें शामिल हैं; और
 - ड.) अर्थमिति (**Econometrics**) मॉडलिंग (उपयोग किए गए पैरामीटर, एल्गोरिदम और आंकड़ों के स्रोत को निर्दिष्ट करते हुए।
- 6.5. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, मांग पूर्वानुमान हेतु अपनाए गए तरीके के लिए डिटेल में विस्तृत कारण देने के बाद, इलेक्ट्रिक पावर सर्वे (ईपीएस) प्रोजेक्शन को आधार के तौर पर और/या ऊपर बताए गए तरीकों के अलावा किसी भी दूसरे तरीके का इस्तेमाल उपयोग कर सकते हैं। इसके अलावा, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, इन विनियमों के विनियम 6.14 के तहत विनिर्दिष्ट किये गए अलग-अलग परिदृश्यों (सर्वाधिक संभावित, सामान्य व्यवसाय स्थिति एवं आक्रामक) को ध्यान में रखने के बाद मांग पूर्वानुमान के प्रयोजन के लिए अलग-अलग तरीकों में से सबसे सही तरीका का उपयोग करेंगे।
- 6.6. किसी उपभोक्ता श्रेणी के लिए ऊर्जा पूर्वानुमान और किसी उपभोक्ता श्रेणी के लिए ऊर्जा पूर्वानुमान के लिए उपयोग किए जाने वाले तरीके के प्रयोजन से, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, सांख्यिकीय विश्लेषण करेंगे और वह तरीके चुनेंगे जिसका मानक विचलन (स्टैंडर्ड डेविएशन) सबसे कम और आर-स्क्वायर (**R-Square**) सबसे ज्यादा हो।
- 6.7. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, नवीनतम टूल्स, वैज्ञानिक और गणितीय तरीके, और व्यापक डेटाबेस का उपयोग करेंगे, जैसे कि, यथा प्रयोज्य मौसम डेटा, ऐतिहासिक डेटा, डेमोग्राफिक और इकोनॉमेट्रिक डेटा, खपत प्रोफाइल, पॉलिसी और चालकों (ड्राइवर्स) आदि का प्रभाव है, जो भी लागू हो।
- 6.8. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी के लिए प्राप्त ऊर्जा पूर्वानुमान को उपरांतरित करेंगे, जिसमें नीचे दी गई प्रत्येक गतिविधि पर पड़ने वाले प्रभाव पर विचार किया जाएगा, किन्तु यह इन्हीं तक सीमित नहीं है। प्रभाव पर प्रत्येक गतिविधि के लिए आर्थिक पैरामीटर, पॉलिसी, पुराने डेटा और भविष्य के अनुमानों के आधार पर प्रक्षेप पथ विकसित करते हुए विचार किया जायेगा—
- क) मांग परक प्रबंधन (डिमांड—साइड मैनेजमेंट);
 - ख) निर्बाध (खुली पहुंच) (**Open Access**);
 - ग) वितरित ऊर्जा संसाधन (डिस्ट्रिब्यूटेड एनर्जी रिसोर्स);
 - घ) विचलन व्यवस्थापन क्रया विधि एवं मांग अनुक्रिया उपाय, डिमांड रिस्पॉन्स उपाय;
 - ड.) इलेक्ट्रिक वाहन और ई—वाहन/ई—रिक्शा चार्जिंग स्टेशन;
 - च) टैरिफ सिग्नल जिसमें दिन के समय (टीओडी) विद्युत दर संकेत (**Tariff Signal**) टैरिफ शामिल है;
 - छ) विशिष्ट ऊर्जा खपत में बदलाव;

- ज) बिजली के साथ वाणिज्यिक गतिविधि में वृद्धि;
- झ) खेती के भार, मौसम-वार बदलाव, तापमान, क्षेत्रवार बारिश का पैटर्न, खेती वाले क्षेत्रों में जल के स्तर का प्रभाव, सिंचाई की सुविधाएं, क्षेत्रवार फसल का प्रकार, फसलों की संख्या, खेती के पंप सेट की संख्या में बढ़ोतरी और उसका सौरीकरण के लिए ;
- ञ) रबी/खरीफ सीजन और दूसरी फसलों के लिए मौसमी बदलावों सहित मौसमी उपभोक्ताओं के खपत पैटर्न में परिवर्तन;
- ट) महत्वपूर्ण त्योहारों, कार्य दिवसों या गैर-कार्य दिवसों, पीक और ऑफ-पीक घंटों का लोड पैटर्न का प्रभाव; और
- ठ) सभी उपभोक्ताओं को 24 x 7 आपूर्ति, एलईडी की पहुंच, खेती के पंपों, पंखों/एसीएस/उपकरणों का कुशल प्रयोग, खाना पकाने/हीटिंग/कूलिंग के लिए उपकरणों का बढ़ता उपयोग, बिजली बनाने की नीतियां, वितरण की जाने वाली ऊर्जा संसाधन, संग्रहण और नीतियां, जो इकोनॉमेट्रिक पैरामीटर को प्रभावित कर सकती हैं, नेशनल हाइड्रोजन मिशन का प्रभाव आदि प्रत्येक नीति को लेकर, प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी के लिए एक अलग प्रक्षेप वक्र बनाया जाना चाहिए।
- 6.9. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, इसके विचार के लिये विस्तृत कारण देने के पश्चात, इन विनियमों के विनियम 6.8 में उल्लेख न किये गये किसी भी दूसरे घटक (फैक्टर) पर विचार कर सकते हैं।
- 6.10. जिन उपभोक्ता श्रेणी के लिए भार शोध की गई है, उनके दीर्घ और मध्यमकालिक लोड प्रोफाइल को भार शोध विश्लेषण के आधार पर बेहतर बनाया जा सकता है। किए गए सुधार के लिए विस्तृत व्याख्या की जानी चाहिए।
- 6.11. इन विनियमों के विनियम 6.4 से 6.10 के अनुसार आबद्ध (कैप्टिव), उत्पादोभोक्ता प्रोज्यूर और ओपन एक्सेस लोड फोरकास्ट को व्यवस्थित करने के बाद, अलग-अलग उपभोक्ता श्रेणी के लिए ऊर्जा पूर्वानुमान (Mus) का योग, जैसी भी स्थिति हो, उपभोक्ता स्तर पर वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिए ऊर्जा पूर्वानुमान होगा।
- 6.12. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, यर्थातवादी हानि प्रक्षेप वक्र (रियलिस्टिक लॉस ट्रैजेक्टरी) के अनुसार वितरण हानि और राज्यान्तरिक/अन्तर्राज्यीय (इंट्रा/इंटर-स्टेट) पारेषण हानि को ध्यान में रखकर राज्य के ऊर्जा पूर्वानुमान (Mus) में संगणित करेंगे।
परंतु यह कि आने वाले वर्षों के लिए एपीआर का अनुमान लगाने और पिछले वर्षों के टू-अप को अनुमोदित करने के प्रयोजन से, आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट या समय-समय पर किसी अन्य प्राधिकरण द्वारा विहित डिस्ट्रीब्यूशन/एग्रीगेट टेक्निकल और कमर्शियल (AT&C) हानि प्रक्षेप पथ पर विचार किया जाएगा।
- 6.13. पीक डिमांड (मे.वा. में), पिछले तीन वर्षों के औसत लोड फैक्टर, लोड डाइवर्सिटी फैक्टर, सीजनल वेरिएशन फैक्टर और इन विनियमों के विनियम 6.12 में प्राप्त ऊर्जा पूर्वानुमान (एमयूएस में) को ध्यान में रखकर निर्धारित की जाएगी। यदि आने वाले वर्षों के लिए किसी अन्य उचित लोड फैक्टर पर विचार किया जाता है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी को इस पर विचार करने के लिए एक विस्तृत कारण का उल्लेख करना होगा।
- 6.14. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, सबसे ज्यादा संभावित मांग पूर्वानुमान निर्धारित करने के लिए संवेदनशीलता और संभावना का विश्लेषण करेंगे। यह, संभावित परिदृश्यों के लिए दीर्घकालिक और मध्यमकालिक मांग पूर्वानुमान भी विकसित करेगा, साथ ही यह सुनिश्चित करेगा कि कम से कम तीन अलग-अलग परिदृश्यों (सर्वाधिक संभावित, सामान्य व्यवसाय, एवं आक्रामक) विकसित किए जाएंगे।

7. अल्पकालिक मांग पूर्वानुमान और मांग पूर्वानुमान का समुच्चय

अल्पकालिक मांग पूर्वानुमान

- 7.1. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रत्येक घंटे के टाइम ब्लॉक आधार पर मांग पूर्वानुमान के लिए तरीका विकसित करेंगे और ऐतिहासिक डेटाबेस संधारित करेंगे।
- 7.2. प्रत्येक घंटे के लोड प्रोफाइल का पता लगाने और पीक डिमांड में अलग-अलग उपभोक्ता श्रेणी के अंशदान का आंकलन करने के लिए, भार शोध विश्लेषण किया जाएगा और एसएलडीसी से इनपुट लेकर वितरण अनुज्ञप्तिधारी, डिमांड रिस्पॉन्स, लोड शिफ्ट मेजर, उपयोग का समय ध्यान में रखेंगे। अपनाए गए तरीके के बारे में विस्तृत स्पष्टीकरण देनी होगी।
- 7.3. वितरण अनुज्ञप्तिधारी नवीनतम टूल्स, वैज्ञानिक और गणितीय पद्धति और व्यापक डेटा जैसे कि मौसम डेटा, ऐतिहासिक डेटा, डेमोग्राफिक और इकोनॉमेट्रिक डेटा, कंजम्पशन प्रोफाइल, पॉलिसी और कारक (ड्राइवर) आदि, जैसी भी स्थिति हो, का उपयोग करेंगे।

मांग पुर्वानुमान का समुच्चय

- 7.4. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग द्वारा समय-समय पर निर्धारित किए गए प्रत्येक घंटे या उससे कम समय में, 1 वर्ष के अल्पकालिक (एसटी), 5 वर्ष के मध्यमकालिक (एमटी) और 10 वर्ष के दीर्घकालिक (एलटी) मांग पुर्वानुमान को चकानुकम आधार पर तैयार करेंगे और प्रत्येक वर्ष 30 अप्रैल तक एसएलडीसी को अगले वर्ष के लिए प्रस्तुत करेंगे।
- 7.5. वितरण अनुज्ञप्तिधारी के साथ एसएलडीसी, सम्पूर्ण राज्य के लिए अलग-अलग समय ब्लॉक अर्थात दीर्घकालिक, मध्यमकालिक और अल्पकालिक में, राज्य की विविधता (डायवर्सिटी) को ध्यान में रखते हुए मांग का अनुमान लगाएगा।
- 7.6. एसएलडीसी, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा लिए गए मांग पुर्वानुमान को लोड डायवर्सिटी, उपयुक्तता (Congruency) मौसमी परिवर्तन (सीजनल वेरिएशन) पहलुओं पर विचार करते हुए संचित करेगा और दीर्घकालिक (में.वा. और एमयूएस) के लिए राज्य-स्तरीय सकल मांग पुर्वानुमान को CEA और अल्पकालिक के लिए NLDC (एनएलडीसी) और आर एलडीसी को आगामी वर्ष के प्रत्येक वर्ष के 31 मई तक अगले वर्ष के लिए प्रस्तुत करेगा।

अध्याय 4 उत्पादन संसाधन योजना

8. उत्पादन संसाधन योजना की तैयारी

- 8.1. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, अपने मौजूदा संसाधन, आने वाले संसाधन (जो अभी चालू नहीं हुए हैं), क्षमता क्रेडिट और अनुमानित मांग को पूरा करने के लिए वृद्धि क्षमता की आवश्यकता, जिसमें प्लानिंग रिजर्व मार्जिन (पीआरएम) भी शामिल है, को ध्यान में रखते हुए अपेक्षित उत्पादन संसाधन की योजना तैयार करेंगे और आंकलन करेंगे।
- 8.2. उत्पादन संसाधन योजना में निम्नलिखित शामिल होंगे, अर्थात्—
 - क) विद्युत उत्पादन संसाधन की क्षमता क्रेडिटिंग,
 - ख) नियोजन संचिति परिसीमा (प्लानिंग रिजर्व मार्जिन) का आंकलन, और

ग) नियंत्रण क्षेत्र (राज्य/वितरण अनुज्ञप्तिधारी) के भीतर बाध्य संस्थाओं के लिए संसाधन की पर्याप्तता की आवश्यकता और आवंटित करना।

8.3. उत्पादन संसाधन योजना में निम्नलिखित आँकड़े शामिल होंगे, किन्तु यह इन्हीं तक सीमित नहीं होंगे—

क) प्लानिंग रिजर्व मार्जिन

ख) पिछले 5 सालों में वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रत्येक घंटे के समय ब्लॉक में पूर्ति की गई वास्तविक मांग

ग) योजना अवधि के दौरान अनुमानित मांग वृद्धि

घ) तापीय एवं जल विद्युत संयंत्रों की महत्वपूर्ण विशेषताएं, मशीन की विशेषताएं, जल मशीनों के लिए जल विज्ञान एवं तकनीकी मापदंड, जैसे—

i. संयंत्र का नाम, स्थान (राज्य/क्षेत्र)

ii. क्षमता (MW) (मौजूदा और नियोजित क्षमता के लिए)

iii. थर्मल जनरेटिंग स्टेशनों के लिए उष्मा दर,

iv. सहायक ऊर्जा उपभोग (MWh) (Auxiliary Energy Consumption),

v. अधिकतम एवं न्यूनतम उत्पादन (MW),

vi. रैंप अप और रैंप डाउन दर (MW/min)

vii. स्टार्ट-अप का समय,

viii. संयंत्र उपलब्धता कारक (समय का %), आदि, और

ix. नवीकरणीय संसाधन आधारित विद्युत संयंत्रों के लिये क्षमता उपयोग कारक (Capacity Utilisation Factor)।

ड.) संसाधन योजना में विचारणीय प्रत्येक उत्पादन संयंत्र के लिए सभी विशेषताएं और मापदंड उनकी मूल्य सहित प्रदान किये जाएंगे।

च) निर्माणाधीन क्षमता/उत्पादन क्षमता की निवृत्ति/अनुबंधित क्षमता/द्विपक्षीय अनुबंध।

छ) संभावित प्रौद्योगिकियाँ, उनकी स्थापना अवधि (Gestation Period) तथा आयु तथा विभिन्न परिसम्पत्तियों का जीवनकाल।

ज) नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन की क्षमता तथा उसका उत्पादन प्रोफाइल।

झ) उत्पादन क्षमताओं की ऐतिहासिक बाध्य (अनियोजित) आउटेज दर तथा नियोजित रखरखाव दर।

ञ) नवीकरणीय क्रय दायित्व (आरपीओ) जिसमें ऊर्जा भंडारण दायित्व के लक्ष्य आदि सम्मिलित होंगे।

ट) राज्य विद्युत ग्रिड कोड तथा भारतीय विद्युत ग्रिड कोड में यथा परिभाषित प्रावधानों अपूरित मांग (Unmet Demand) अनिवार्य बाध्य (अनियोजित) (Forced Outage) आउटेज तथा प्रणाली उत्सर्जन सीमाएँ पर लगाए जाने वाले दंड, और पर्यावरण, वन एवं जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा निर्धारित उत्सर्जन मानकों जैसी बाधाओं की पहचान कर उन्हें सूचीबद्ध किया जाएगा।

- 8.4 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, अपने सभी वर्तमान संसाधनों, आगामी संसाधनों तथा निवृत्त होने वाले संसाधनों का मानचित्रण (MW में) करेंगे, ताकि दीर्घकालिक तथा मध्यमकालिक विद्युत क्रय योजना के लिए मौजूदा संसाधन मानचित्रण तैयार किया जा सके।

9. उत्पादन संसाधनों का क्षमता क्रेडिट

- 9.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, अपने अनुबंधित नवीकरणीय ऊर्जा (आरई) उत्पादन संसाधनों के लिए क्षमता क्रेडिट (सीसी) की गणना, इन विनियमों के विनियम 9.2 में वर्णित नेट लोड आधारित पद्धति के अनुसार करेंगे। पिछले पाँच वर्षों के रोलिंग आधार पर प्रत्येक प्रकार के अनुबंधित उत्पादन संसाधन के क्षमता क्रेडिट (सीसी) कारक का औसत, उत्पादन संसाधन योजना के उद्देश्य से क्षमता क्रेडिट कारक माना जाएगा। RAR की गणना का सूत्र परिशिष्ट-II में दिया गया है।

- 9.2 उत्पादन संसाधनों के लिए क्षमता क्रेडिट (सीसी) कारक निर्धारण हेतु नेट लोड आधारित पद्धति निम्नानुसार अपनाई जाएगी—

- क) प्रत्येक वर्ष के लिए 8760 घंटों (या समय ब्लॉक) के प्रति घंटा दर्ज सकल भार (ग्रास लोड) को अवरोही क्रम में व्यवस्थित किया जाएगा।
- ख) प्रत्येक घंटे के लिए संबंधित वास्तविक पवन या सौर उत्पादन को उस 8760 घंटों (या समय ब्लॉक) के भार से घटाकर शुद्ध भार (नेट लोड) की गणना की जाएगी और उसे भी अवरोही क्रम में व्यवस्थित किया जाएगा।
- ग) विनियम 9.2 (क) एवं (ख) में उल्लिखित दोनों लोड अवधि वक्रों के बीच का अंतर, यथास्थिति, पवन या सौर उत्पादन के क्षमता क्रेडिट कारक के योगदान को प्रदर्शित करता है।
- घ) विनियम 9.2 (ग) के अनुसार गणना किए गए शीर्ष 250 भार घंटों के अनुरूप पवन या सौर उत्पादन की स्थापित क्षमता का योग किया जाएगा। इन 250 शीर्ष भार घंटों का चयन शुद्ध भार (नेट लोड) के अवरोही क्रम से किया जाएगा।
- ड.) इन शीर्ष 250 घंटों के अनुरूप पवन या सौर उत्पादन से प्राप्त कुल उत्पादन का योग किया जाएगा।
- च) परिणामी क्षमता क्रेडिट (सीसी) कारक, (शीर्ष 250 भार घंटों के लिए कुल आर ई उत्पादन) / (शीर्ष 250 भार घंटों के लिए संस्थापित आर ई उत्पादन) निम्न सूत्र के अनुसार होगा—

$$\text{Capacity Factor (सीसी कारक)} = \frac{\text{शीर्ष 250 भार घंटों के लिए आर ई उत्पादन का योग (MWh)}}{\text{शीर्ष 250 घंटों के लिए आर ई उत्पादन क्षमता का योग (MWh)}}$$

- छ) सीसी कारक निर्धारण की प्रक्रिया, पिछले पाँच वर्षों की अवधि के लिए प्रत्येक वर्ष की जाएगी तथा अंतिम सीसी, पिछले पाँच वर्षों के सीसी मानों का औसत होगा।

परंतु यह कि पिछले पाँच वर्षों के आँकड़ों को ध्यान में रखते हुए सीसी कारक निर्धारित करते समय, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, निम्नलिखित परिस्थितियों के लिये वर्ष के दौरान के असामान्य मानों को अपवर्जित करेंगे, किन्तु यह केवल इन्हीं तक सीमित नहीं होगा—

- i. दैवीय आपदा (Act of God) जैसे— बिजली गिरना, सूखा, आग, विस्फोट, भूकंप, ज्वालामुखी विस्फोट, भूस्खलन, बाढ़, चक्रवात, तूफान, बवंडर, प्राकृतिक आपदा या अत्यंत प्रतिकूल मौसम परिस्थितियाँ, जो पिछले सौ वर्षों के सांख्यिकीय मानकों से अधिक हों; या

- ii. केंद्र सरकार द्वारा समय-समय पर संशोधित आपदा प्रबंधन अधिनियम के अंतर्गत घोषित कोई भी आपदा; या
 - iii. युद्ध, आक्रमण, सशस्त्र संघर्ष, विदेशी शत्रु की कार्रवाई, नाकाबंदी, प्रतिबंध, क्रांति, दंगा, विद्रोह, आतंकवादी या सैन्य कार्रवाई।
- 9.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अनुबंधित नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन के लिए, प्राधिकरण या आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट अनुसार सीसी कारक माना जाएगा।
 - 9.4 जल विद्युत उत्पादन संसाधनों के लिए सीसी कारक की गणना, जल उपलब्धता के आधार पर की जाएगी, जिसमें रन-ऑफ-द-रिवर जल विद्युत परियोजनाओं तथा बांध/भंडारण आधारित जल विद्युत परियोजनाओं के लिए अलग-अलग सीसी कारक निर्धारित किए जाएंगे।
 - 9.5 तापीय संसाधनों के लिए सीसी कारक की गणना निम्नानुसार की जाएगी—
परंपरिक स्रोतों (कोयला, गैस, परमाणु) का क्षमता क्रेडिट=
स्थापित क्षमता *(1- सहायक ऊर्जा खपत) *उपलब्धता
तथापि, यह ध्यान देने योग्य है कि इन विद्युत संयंत्रों की उपलब्धता, कई कारकों पर निर्भर करती है, जैसे— ईंधन उपलब्धता, नियोजित रखरखाव, बाध्य आउटटेज आदि।
 - 9.6 भंडारण प्रौद्योगिकी के लिए सीसी कारक की गणना, शीर्ष शुद्ध भार घंटे (टॉप नेट लोड आवर्स) पद्धति या प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट अन्य किसी पद्धति के अनुसार की जाएगी।
 - 9.7 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रत्येक वर्ष 21 मई तक आगामी वर्ष (वर्षों) के लिए अपने सीसी कारकों को औचित्य सहित राज्य भार प्रेषण केंद्र (एसएलडीसी) को सूचित करेंगे। एसएलडीसी, राज्य की समेकित मांग, राज्य के शुद्ध भार तथा राज्य में उपलब्ध अनुबंधित नवीकरणीय ऊर्जा (आर ई) उत्पादन के आधार पर राज्य-विशिष्ट सीसी कारकों की गणना करेगा और उन्हें प्रत्येक वर्ष 31 मई तक निम्न सीईए, आरएलडीसी एवं एनएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।
10. **नियोजन संचिति परिसीमा (Planning Reserve Margin – PRM) का आकलन**
 - 10.1 नियोजन संचिति परिसीमा (पीआरएम), लॉस ऑफ लोड प्रॉबेबिलिटी (एलओएलपी) और नॉर्मलाइज्ड एनर्जी नॉट सर्व्ड (एनईएनएस), जैसा कि प्राधिकरण द्वारा निर्धारित किया जाए, के अंतर्गत विश्वसनीयता सूचकांकों पर आधारित होगा।
 - 10.2 इन विनियमों के विनियम 10.1 के अंतर्गत निर्धारित पीआरएम को वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अपनी संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता तथा उत्पादन संसाधन क्षमता योजना में विचार में रखेंगे।
 - 10.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग की स्वीकृति के अध्यक्षीय उच्चतर योजना रिजर्व मार्जिन पर विचार कर सकते हैं।
 - 10.4 राज्य स्तर पर संसाधन पर्याप्तता योजना में एसएलडीसी को राज्य-स्तरीय समेकित संसाधन योजना विकसित करते समय पीआरएम को ध्यान में रखना होगा।
 11. **संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता और उसका आवंटन**
 - 11.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, उपलब्ध क्षमता, जिसे वर्तमान एवं नियोजित अनुबंधित उत्पादन संसाधनों के क्षमता क्रेडिट के अनुसार समायोजित किया गया हो, को ध्यान में रखते हुए मांग और पीआरएम को पूरा करने हेतु आवश्यक क्षमता का निर्धारण करेंगे।

- 11.2 विनियम 11.1 के अंतर्गत निर्धारित उपलब्ध क्षमता को 15 मिनट के अंतराल या उससे अधिक, परंतु एक घंटे से अधिक नहीं, के समय-अक्ष पर प्रदर्शित किया जाएगा। यही वितरण अनुज्ञप्तिधारी का संसाधन मानचित्र होगा।
- 11.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, विनियम 6 के अंतर्गत विकसित मांग पूर्वानुमान से विनियम 11.2 में विकसित संसाधन मानचित्र को घटाकर संसाधन अंतर (Resource Gap) की पहचान करेंगे।
- 11.4 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, संवेदनशीलता एवं संभाव्यता विश्लेषण कर सबसे संभावित संसाधन अंतर का निर्धारण करेंगे। साथ ही, सीईए द्वारा समय-समय पर जारी मध्यम एवं दीर्घकालीन मांग पूर्वानुमान दिशानिर्देशों के अनुसार कम-से-कम तीन परिदृश्यों (सबसे संभावित, यथावत स्थिति, एवं आक्रामक) के लिए दीर्घकालीन, मध्यमकालीन एवं अल्पकालीन संसाधन अंतर योजनाएँ तैयार करेंगे।
- 11.5 सबसे संभावित परिदृश्य के आधार पर, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता को पूरा करने हेतु प्रत्येक वर्ष दीर्घकालीन, मध्यमकालीन एवं अल्पकालीन वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना तैयार करेंगे।
- 11.6 सर्वोत्तम पीआरएम निर्धारित करने हेतु सीईए द्वारा प्रकाशित एलटी-एनआरएपी तथा एनएलडीसी द्वारा प्रकाशित एसटी-एनआरएपी, वितरण अनुज्ञप्तिधारी को संसाधन पर्याप्तता अभ्यास करने हेतु मार्गदर्शन प्रदान करेंगी।
- 11.7 एलटी-एनआरएपी में राज्य के लिए उपलब्ध राष्ट्रीय पीक में आवंटित शेयर के आधार पर, एसएलडीसी, 15 दिनों के भीतर प्रत्येक वितरण अनुज्ञप्तिधारी को राज्य पीक में उसका शेयर आवंटित करेगा। यह आवंटन राज्य समकालिक पीक मांग (सीपीडी) और राज्य असमकालिक पीक मांग (एनसीपीडी) में प्रतिशत शेयर के औसत के आधार पर होगा।
- 11.8 उपरोक्त आवंटन के आधार पर, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, अपनी संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता (RAR) को पूरा करने हेतु आवश्यक क्षमताओं के अनुबंध की योजना, यह सुनिश्चित करते हुए, बनाएंगे, कि उनकी स्वयं की पीक मांग पीआरएम पूरी हो।
- 11.9 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आरएआर का 75-80% दीर्घकालीन अनुबंधों से तथा 10-20% मध्यमकालीन अनुबंधों से सुनिश्चित करेंगे, जबकि शेष आरएआर अल्पकालीन अनुबंधों से पूरा किया जाएगा:
- परंतु, डे-अहेड मार्केट (DAM) के माध्यम से की गई विद्युत खरीद को आरएआर की पूर्ति में योगदान के रूप में नहीं माना जाएगा।
- 11.10 इन विनियमों के विनियम 11.9 में उल्लिखित अनुबंध मिश्रण की, आयोग द्वारा समय-समय पर समीक्षा की जा सकेगी।
- 11.11 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, पीक मांग एवं ऊर्जा आवश्यकता को पूरा करने हेतु 10-वर्षीय दीर्घकालीन वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एलटी-डीआरएपी) तैयार करेंगे।
- 11.12 एलटी-डीआरएपी तैयार करते समय वितरण अनुज्ञप्तिधारी, इन विनियमों के परिशिष्ट-I में उल्लिखित बाधाओं पर भी विचार करेंगे।
- 11.13 एलटी-डीआरएपी तैयार करते समय वितरण अनुज्ञप्तिधारी, एलटी-एनआरएपी से पीआरएम, क्षमता क्रेडिट आदि जैसे इनपुट ले सकते हैं तथा आगामी वर्ष/वर्षों के लिए प्रत्येक वर्ष 30 सितंबर तक सत्यापन हेतु सीईए को अपनी योजना प्रस्तुत करेंगे।

- 11.14 सीईए द्वारा अनुमोदित एलटी-डीआरएपी को आवश्यक सहायक दस्तावेजों एवं इन विनियमों के परिशिष्ट-III में संलग्न प्रारूपों सहित आरएआर की पूर्ति के विवरण के साथ, सीईए के अनुमोदन की तिथि से 15 दिनों के भीतर आयोग को प्रस्तुत किया जाएगा।
- 11.15 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग के समक्ष यह प्रदर्शित करेंगे कि राष्ट्रीय पीक में अपने योगदान की पूर्ति हेतु प्रथम वर्ष के लिए 100% अनुबंध सुनिश्चित किया गया है तथा द्वितीय वर्ष के लिए न्यूनतम 90% अनुबंध सुनिश्चित है। केवल दीर्घकालीन/मध्यमकालीन/अल्पकालीन अनुबंधित संसाधनों को ही आरएआर में योगदान हेतु मान्य किया जाएगा।
- 11.16 अगले तीन वर्षों के लिए भी वितरण अनुज्ञप्तिधारी, राष्ट्रीय पीक में अपने योगदान की अनुमानित आवश्यकता की पूर्ति हेतु योजना, आयोग के अनुमोदन के लिए प्रस्तुत करेंगे।
- 11.17 एलटी-डीआरएपी का क्रियान्वयन वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा वार्षिक रोलिंग आधार पर किया जाएगा, जिसमें अनुबंधित क्षमता को प्रणाली का हिस्सा मानते हुए अतिरिक्त आवश्यक क्षमता का अनुकूलन किया जाएगा।
- 11.18 एलटी-डीआरएपी के माध्यम से वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग को यह प्रदर्शित करेंगे कि वे अपनी पीक मांग एवं ऊर्जा आवश्यकता को दीर्घकालीन, मध्यमकालीन एवं अल्पकालीन अनुबंधों, जिसमें पावर एक्सचेंज भी शामिल है, के मिश्रण से पूरा करेंगे:
- परंतु, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, इन विनियमों के विनियम 11.9 में उल्लिखित सीमा के अनुसार अनुबंधों की हिस्सेदारी बनाए रखेंगे।
- 11.19 वितरण अनुज्ञप्तिधारी के कुल अनुबंध मिश्रण में दीर्घकालीन अनुबंधों का शेयर कम-से-कम उस अधिकतम मात्रा के बराबर होगा, जो राष्ट्रीय पीक के आरएआर की पूर्ति हेतु निर्धारित दीर्घकालीन अनुबंध मात्रा तथा एलटी-डीआरएपी से प्राप्त अपनी ऊर्जा एवं पीक आवश्यकता की पूर्ति हेतु निर्धारित मात्रा, इन दोनों में से जो अधिक हो, के बराबर हो। RAR की गणना का सूत्र परिशिष्ट-II में दिया गया है।

अध्याय 5 विद्युत क्रय योजना

12. क्रय योजना में निम्नलिखित शामिल होंगे—

- (क) विद्युत क्रय संसाधनों का सर्वोत्तम मिश्रण ;
- (ख) क्रय के प्रकार एवं अवधि की व्यवस्थाएँ;
- (ग) क्षमता का साझाकरण

13. क्रय संसाधन मिश्रण

- 13.1 विद्युत क्रय रणनीति बनाते समय वितरण अनुज्ञप्तिधारी यह सुनिश्चित करेंगे कि उत्पादन संसाधनों का सर्वोत्तम क्रय मिश्रण अपनाया जाए तथा अपनी विद्युत क्रय संसाधन विकल्पों की पोर्टफोलियो में आर ई का सुचारु एकीकरण भी हो, साथ ही विश्वसनीयता मानकों एवं नवीकरणीय क्रय दायित्व की पूर्ति की जाए। इसके अतिरिक्त, भविष्य की क्षमता मिश्रण में वर्तमान क्षमताएँ, नियोजित क्षमताएँ, तथा बढ़ती हुई मांग को पूरा करने हेतु आवश्यक नई क्षमता वृद्धि एवं उत्पादन संसाधनों की उपयुक्त निर्माण अवधि को ध्यान में रखा जाएगा।

- 13.2 सर्वोत्तम उत्पादन क्रय संसाधन मिश्रण की पहचान करने के लिए वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अनुकूलन तकनीकों तथा न्यूनतम लागत मॉडलिंग का उपयोग किया जायेगा, ताकि अनुपयोगी क्षमता से बचा जा सके। वितरण अनुज्ञप्तिधारी, न्यूनतम लागत मॉडलिंग एवं अनुकूलन तकनीकों को अपनाएँगे तथा अपनी समग्र विद्युत क्रय योजना अभ्यास में इसका प्रदर्शन करेंगे, जिसे अनुमोदन हेतु आयोग को प्रस्तुत किया जाएगा।
- 13.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, भविष्य की मांग एवं संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता (RAR) की पूर्ति हेतु, एलटी-एनआरएपी अध्ययन के परिणामों के आधार पर सर्वोत्तम संसाधन पोर्टफोलियो का अनुबंध करेंगे।
- 13.4 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आरएआर की पूर्ति के लिए उत्पादन संसाधनों के दीर्घकालिक / मध्यमकालिक / अल्पकालिक अनुबंधों को ध्यान में रखेंगे।
परंतु, डे-अहेड मार्केट (DAM) के माध्यम से की गई विद्युत क्रय को आरएआर की पूर्ति में योगदान नहीं माना जाएगा।
- 13.5 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, अपनी पीक मांग को पूरा करने हेतु एलटी-डीआरएपी के आधार पर स्रोत-वार अतिरिक्त संसाधनों का अनुबंध करेंगे।
- 13.6 नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से (RPO) लक्ष्यों की पूर्ति के लिए विद्युत क्षमता क्रय, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (नवीकरणीय क्रय दायित्व एवं नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाण पत्र संरचना क्रियान्वयन) विनियम, 2021 तथा उसके संशोधनों के अनुसार की जाएगी।
- 13.7 पवन, सौर पीवी, पवन-सौर हाइब्रिड, एवं राउंड-द-क्लॉक (RTC) उत्पादन से विद्युत क्रय, विद्युत मंत्रालय द्वारा अधिसूचित टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी निविदा दिशानिर्देशों के अनुसार किया जाएगा।
- 13.8 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, भविष्य के वर्षों के लिए एलटी-डीआरएपी के अंतर्गत निर्धारित क्षमता वृद्धि आवश्यकता के अनुसार भंडारण क्षमता का अनुबंध करेंगे। यह भंडारण क्षमता बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली (बीईएसएस), पम्प स्टोरेज परियोजनाएँ (पीएसपी) या अन्य किसी लागत-प्रभावी ऊर्जा भंडारण प्रौद्योगिकी से ली जाएगी, जैसा कि ऊर्जा मंत्रालय द्वारा अधिसूचित टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी निविदा प्रक्रिया के दिशानिर्देशों में विनिर्दिष्ट है।
- 13.9 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, राज्य उत्पादन स्टेशन, केंद्रीय उत्पादन स्टेशन, स्वतंत्र विद्युत उत्पादक (IPPs), कैप्टिव विद्युत संयंत्र (CPPs), नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्र, जिनमें सह-उत्पादन संयंत्र शामिल हैं, केंद्रीय/राज्य एजेंसियाँ मध्यस्थ, व्यापारी, एग्रीगेटर, पावर एक्सचेंज, द्विपक्षीय समझौते, अन्य वितरण अनुज्ञप्तिधारी के साथ बैंकिंग व्यवस्था अथवा आयोग द्वारा अनुमोदित अन्य स्रोत के माध्यम से विद्युत का अनुबंध कर सकते हैं।
- 13.10 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, अल्पकालिक एवं मध्यमकालिक विद्युत क्रय (DEEP) एवं PUSHUP पोर्टल के माध्यम से कर सकते हैं।
- 14. क्रय का प्रकार एवं अवधि**
- 14.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, संसाधनों की क्रय की प्रक्रिया एवं अवधि निर्धारित करते समय यह सुनिश्चित करेंगे कि क्रय अनुबंध पहले क्षेत्र के भीतर ही किया जाए, बशर्ते वहाँ न्यूनतम लागत पर संसाधन उपलब्ध हों। यदि क्षेत्र के बाहर से क्रय आवश्यक हो, तो संचरण बाधाओं तथा संचरण लागत को ध्यान में रखा जाएगा। आवश्यकता होने पर ही अन्य क्षेत्रों से क्रय की जाएगी।

परंतु, एसएलडीसी, उपलब्ध संचरण कॉरिडोर की जानकारी वेब पोर्टल पर घोषित करेगा, जो सभी हितधारकों के लिए सुलभ होगी, ताकि वितरण अनुज्ञप्ति धारक अपनी विद्युत क्रय की योजना उसी के अनुसार बना सकें।

- 14.2 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, दीर्घकालिक, मध्यमकालिक तथा अल्पकालिक अवधि के लिए उत्पादन संसाधन मिश्रण एवं क्रय रणनीति निर्धारित करेंगे तथा आयोग से अनुमोदन प्राप्त करेंगे।
- 14.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, अपनी समग्र विद्युत क्रय योजना में दीर्घकालिक एवं मध्यमकालिक व्यवस्थाओं के माध्यम से पर्याप्त अनुबंध पर अधिक जोर देंगे। हालाँकि, वे यह सुनिश्चित करेंगे कि नए दीर्घकालिक एवं मध्यमकालिक अनुबंधों से अनुपयोगी क्षमता का संचय न हो तथा उससे संबंधित स्थिर लागत के कारण उपभोक्ताओं पर अतिरिक्त भार न पड़े।
- 14.4 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, वार्षिक रोलिंग योजना के माध्यम से, वर्तमान एवं नियोजित क्रय पहलों को ध्यान में रखते हुए, दीर्घकालिक/मध्यमकालिक/अल्पकालिक व्यवस्थाओं के द्वारा क्रमिक क्षमता वृद्धि सुनिश्चित करेंगे।

15. क्षमता का साझाकरण

वितरण अनुज्ञप्तिधारी, संसाधन पर्याप्तता योजना तैयार करते समय दीर्घकालिक/मध्यमकालिक/अल्पकालिक क्षमता साझाकरण की संभावना को ध्यान में रखेंगे तथा राज्य के भीतर उपलब्ध क्षमता का प्रतिस्पर्धात्मक साझाकरण व्यवस्था या अन्य तंत्रों के माध्यम से सर्वोत्तम उपयोग करेंगे। इसके पश्चात, यदि केंद्रीय आयोग द्वारा अंतर-राज्यीय क्षमता साझाकरण या व्यापार तंत्र स्थापित किया गया हो, तो उसका उपयोग करेंगे और यथासंभव क्षमता लागत को अनुकूलित करेंगे:

परंतु, सभी उत्पादन कंपनियाँ एवं वितरण अनुज्ञप्तिधारी, उपलब्ध अतिरिक्त क्षमता की मात्रा एवं अवधि को साझा पोर्टल पर घोषित करेंगे, जो सभी हितधारकों के लिए सुलभ होंगे।

16. बिजली क्रय समझौते को मंजूरी

- 16.1 किसी भी नई क्षमता व्यवस्था या समझौते को आयोग की पूर्व स्वीकृति के अधीन रखा जाएगा, ताकि उसकी आवश्यकता, विद्युत क्रय लागत की युक्तिसंगतता तथा कार्य का कुशल, किफायती और न्यायसंगत संचालन सुनिश्चित किया जा सके।
- 16.2 विभिन्न स्रोतों से दीर्घकालिक/मध्यमकालिक/अल्पकालिक विद्युत क्रय, समय-समय पर केंद्रीय सरकार अथवा समुचित आयोग द्वारा जारी दिशा-निर्देशों/नियमों/विनियमों/नीतियों के अनुसार किया जाएगा।
- 16.3 दीर्घकालिक/मध्यमकालिक के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा किया गया कोई भी नया अनुबंध या मौजूदा दीर्घकालिक/मध्यमकालिक विद्युत क्रय अनुबंध (पीपीए)/विद्युत विक्रय अनुबंध (पीएसए) में किया गया कोई संशोधन, आयोग की पूर्व स्वीकृति के अधीन होगा।
- 16.4 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, विभिन्न पारंपरिक विद्युत संयंत्रों तथा नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादकों के साथ किए गए सभी मौजूदा विद्युत क्रय अनुबंधों की सूची, संसाधन पर्याप्तता योजना के साथ प्रस्तुत करेगा।

17. विद्युत क्रय में परिवर्तन

वितरण अनुज्ञप्तिधारी, वर्ष के दौरान स्वीकृत संसाधन पर्याप्तता क्रय योजना के अतिरिक्त विद्युत क्रय निम्न परिस्थितियों में कर सकता है—

- (क) यदि वर्ष के दौरान बिजली की मांग में अचानक वृद्धि हुई हो या किसी स्वीकृत आपूर्ति स्रोत से बिजली की आपूर्ति में कमी या विफलता हुआ हो या जब मौजूदा जुड़े हुए स्रोत से बिजली लेना दूसरे मौजूद दूसरे स्रोत से महंगा हो जाए, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी, बिजली खरीदने के लिए अतिरिक्त समझौते कर सकते हैं।
- (ख) वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आपात स्थिति का सामना करने पर, जिससे ग्रिड की स्थिरता को खतरा हो, या जब एसएलडीसी/आरएलडीसी, ग्रिड विफलता को रोकने के लिए या आपाल स्थिति में ऐसा करने का निर्देश दे, और आयोग के पूर्व मंजूरी के बिना, दीर्घकालिक आधार पर दूसरे राज्यों के साथ बैंकिंग के लिए समझौते कर सकता है। बशर्ते कि ऐसी दीर्घकालिक क़य का विवरण, बिजली खरीदने की तारीख से 45 दिनों के अंदर आयोग को प्रस्तुत करना होगा।

अध्याय 6 निगरानी और अनुपालन

18. निगरानी एवं अनुपालन

वितरण अनुज्ञप्तिधारी, संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता का अनुपालन करेगा तथा इन विनियमों के विनियम 20 के अंतर्गत निर्दिष्ट समय-सीमा के अनुसार इसका पालन सुनिश्चित करेगा। अनुपालन न करने की स्थिति में, आयोग द्वारा निर्धारित उपयुक्त गैर-अनुपालन शुल्क लागू होंगे।

अध्याय 7 भूमिकाएँ और उत्तदायित्व और समय-सीमा

19. डेटा आवश्यकताएँ एवं साझा करने की प्रक्रिया

- 19.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, मांग आकलन एवं पूर्वानुमान से संबंधित सभी आँकड़ों का संधारण करेगा तथा उन्हें एसएलडीसी के साथ साझा करेगा, जैसे—
- (क) श्रेणीवार उपभोक्ता आँकड़े
 - (ख) ऐतिहासिक मांग आँकड़े
 - (ग) मौसम संबंधी आँकड़े
 - (घ) जनसांख्यिकीय एवं अर्थमितीय आँकड़े
 - (ङ) वितरण हानियाँ तथा राज्य के अतः/बाह्य पारेषण हानियाँ
 - (च) वास्तविक ऊर्जा आवश्यकता
 - (छ) उपलब्धता, कटौती सहित, पीक विद्युत मांग, पूर्ति की गई पीक मांग, मांग प्रोफाइल में परिवर्तन सहित (जैसे कृषि स्थानांतरण, समय-आधारित उपयोग आदि), ऐतिहासिक प्रति-घंटा लोड शेडिंग आदि।
- 19.2 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, नीतियों एवं प्रेरक कारकों से संबंधित आँकड़े एवं डेटाबेस का संधारण करेगा, जैसे—
- क) एलईडी का प्रसार, ऊर्जा-कुशल पंखों/एसी का उपयोग, घरेलू स्तर में खाना पकाने, हीटिंग, कूलिंग हेतु विद्युत उपकरणों का बढ़ता उपयोग
 - ख) भौगोलिक क्षेत्र/क्षेत्र के लिये वाणिज्यिक गतिविधियों में वृद्धि

- ग) कृषि पंपों की संख्या में वृद्धि
- घ) वितरण अनुज्ञप्तिधारी के क्षेत्र में सौरकरण
- ड.) विशिष्ट ऊर्जा खपत में परिवर्तन
- च) मौसमी उपभोक्ताओं की खपत प्रवृत्ति
- छ) मांग पक्ष प्रबंधन (DSM)
- ज) वितरित ऊर्जा संसाधन (DERs)
- झ) विद्युत वाहन (EV)
- ञ) ओपन एक्सेस (OA)
- ट) राष्ट्रीय हाइड्रोजन मिशन
- ठ) एटी एवं सी (AT&C) हानियों में कमी, आदि।

19.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, कम से कम पिछले 10 वर्षों के उपभोग प्रोफाइल से संबंधित आँकड़े सुरक्षित रखेगा, जैसे— घरेलू, वाणिज्यिक, सार्वजनिक प्रकाश, सार्वजनिक जल कार्य, कृषि/सिंचाई, निम्न दाब उद्योग (LT), उच्च दाब उद्योग (HT), रेलवे ट्रैक्शन, थोक उपभोक्ता, ओपन एक्सेस, कैप्टिव विद्युत संयंत्र, लोड सर्वेक्षण से प्राप्त जानकारी, उपभोक्ता श्रेणियों की पीक मांग में योगदान, मौसमी परिवर्तन आदि।

19.4 एसएलडीसी, लाइसेंसधारी—विशिष्ट तथा संपूर्ण राज्य के समेकित स्तर पर उपर्युक्त उल्लिखित कुल मांग आकलन एवं पूर्वानुमान से संबंधित आँकड़ों एवं डेटाबेस का संधारण करेगा। साथ ही, वह प्रत्येक वर्ष मई माह तक राज्य—स्तरीय वर्तमान उत्पादन संसाधनों का आकलन तथा एलटी—एनआरपीए हेतु आवश्यक अन्य विवरण, प्राधिकरण एवं एनएलडीसी को राष्ट्रीय आकलन के लिए उपलब्ध कराएगा।

19.5 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, अपनी वर्तमान एवं अनुबंधित क्षमताओं से संबंधित तकनीकी एवं वित्तीय विशेषताओं सहित समस्त जानकारी तथा प्रति—घंटा उत्पादन प्रोफाइल एसएलडीसी को उपलब्ध कराएगा, ताकि राज्य—स्तरीय क्षमता क्रेडिट कारकों की गणना एवं राज्य—स्तरीय आकलन की तैयारी की जा सके।

19.6 एसएलडीसी, उत्पादन आँकड़ों का समेकन कर राज्य—स्तरीय अनुमान, प्राधिकरण एवं एनएलडीसी को संसाधन पर्याप्तता आकलन हेतु भेजेगा।

20. समय—सीमा

20.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रत्येक वर्ष 21 अप्रैल तक आगामी वर्ष/वर्षों के लिए मांग पूर्वानुमान एसएलडीसी को प्रस्तुत करेंगे।

20.2 एसएलडीसी, 31 मई तक अगले 10 वर्षों के लिए राज्य—स्तरीय मांग पूर्वानुमान, प्राधिकरण एवं एनएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।

20.3 विद्युत मंत्रालय द्वारा दिनांक 28 जून 2023 को अधिसूचित भारतीय संसाधन पर्याप्तता योजना रूपरेखा हेतु दिशानिर्देश के परिशिष्ट—F में उपबंधित समय—सीमा के अनुसार एलटी—एनआरपी रिपोर्ट, सीईए द्वारा पश्चातवर्ती वर्ष में अप्रैल माह से शुरू होने वाली अवधि हेतु प्रत्येक वर्ष 15 जुलाई तक प्रकाशित की जाएगी। एनएलडीसी, पश्चातवर्ती वर्ष में अप्रैल माह से शुरू होने वाली अवधि हेतु प्रत्येक वर्ष 31 जुलाई तक प्रकाशित करेगा।

- 20.4 एसएलडीसी, एलटी-एनआरएपी रिपोर्ट प्रकाशित होने के 15 दिनों के भीतर प्रत्येक वितरण अनुज्ञप्तिधारी का राष्ट्रीय पीक मांग में शेयर निर्धारित करेगा।
- 20.5 एसटीयू/एलएलडीसी, एलटी-डीआरएपी अध्ययन परिणामों के आधार पर, राज्य स्तरीय संक्रिया योजना के लिए वार्षिक आधार पर आगामी एक वर्ष का एटी-डीआरएपी (शॉर्ट टर्म डिस्ट्रीब्यूशन रिसोर्स एडिक्वेसी प्लान) तैयार करेंगे। एसएलडीसी, उत्पादन संसाधन की वास्तविक उपलब्धता के आधार पर एसटी-डीआरएपी का प्रतिदिन, मासिक और तिमाही आधार पर समीक्षा करेगा।
- 20.6 एसएलडीसी, सत्यापन के लिए अगले साल अप्रैल महीने से शुरू होने वाले समय के लिए प्रत्येक वर्ष 30 सितंबर तक सीईए को एलटी-डीआरएपी प्रस्तुत करेगा।
- 20.7 वितरण अनुज्ञप्तिधारी की ओर एसएलडीसी, सीईए द्वारा विधिवत परीक्षणित एसटी-डीआरएपी योजना को, आरएआर की पूर्ति से संबंधित विवरण सहित, सीईए के अनुमोदन प्राप्त होने की तिथि से 15 दिनों के भीतर आयोग को प्रस्तुत करेगा। आयोग, प्रस्तुतिकरण की तिथि से 45 दिनों के भीतर आरए योजनाओं को अनुमोदित करेगा।
- 20.8 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आगामी वर्ष के लिए राष्ट्रीय पीक की आरएआर पूर्ति हेतु अनुबंधित क्षमता का विवरण, जनवरी माह तक आयोग की स्वीकृति के लिए एसएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।
- 20.9 एसएलडीसी, राज्य-स्तरीय समेकित अनुबंधित क्षमता का विवरण 14 फरवरी तक आयोग को सूचित करते हुए आरएलडीसी/एनएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।
- 20.10 उर्जा मंत्रालय द्वारा दिनांक 28 जून, 2023 को अधिसूचित भारतीय संसाधन पर्याप्तता योजना रूपरेखा दिशानिर्देश के परिशिष्ट-F में निर्दिष्ट समय-सीमा के अनुसार, आरएलडीसी, क्षेत्रीय स्तर पर क्षमताओं का समेकन कर फरवरी माह तक एनएलडीसी को जानकारी प्रस्तुत करनी होगी।
- 20.11 एनएलडीसी द्वारा सूचित शेष क्षमता कमी (Balance Capacity Shortfall) के लिए अनुबंध, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रत्येक वर्ष मार्च माह के अंत तक आगामी वर्ष/वर्षों हेतु पूर्ण किया जाएगा: परंतु, यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी, शेष क्षमता कमी की पूर्ति दीर्घकालिक/मध्यमकालिक विद्युत क्रय के माध्यम से करता है, तो ऐसा अनुबंध, इन विनियमों के विनियम 16.3 के अनुसार आयोग की पूर्व स्वीकृति के अध्वधीन होगा।
- 20.12 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, शेष क्षमता के लिए अनुबंध करने के पश्चात, प्रत्येक वर्ष 31 मार्च तक आगामी वर्ष/वर्षों हेतु इसकी सूचना एसएलडीसी एवं आयोग को प्रस्तुत करेगा: परंतु, यदि शेष क्षमता कमी के संबंध में एसएलडीसी द्वारा सूचना देने में विलंब होता है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रत्येक वर्ष 25 मार्च तक शेष क्षमता के अनुबंध हेतु समय-विस्तार के लिए आयोग से अनुमोदन प्राप्त कर सकता है।

अध्याय 8 विविध

21. वेबसाइटों पर जानकारी उपलब्ध कराना

- 21.1. वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा महीने/हफ्ते/एक दिन पहले/अंतरदिवस बिजली की खरीद/बिक्री और उत्पादन शेड्यूल, ऐसी खरीद/बिक्री के 45 दिनों के अंदर वितरण अनुज्ञप्तिधारी और एसएलडीसी की वेबसाइट पर उपलब्ध कराया जाएगा, ताकि मौजूदा और संग्रहित डेटा तक आसानी से पहुँचा जा सके।

- 21.2. एसएलडीसी, अपनी वेबसाइट पर प्रत्येक उत्पादन केन्द्र की प्रति ईकाई परिवर्ती लागत के साथ मंथली मेरिट ऑर्डर डिस्पैच (MOD) स्टैक भी प्रकाशित करेगा।

22. समर्पित प्रकोष्ठ का गठन (Formation of Dedicated Cell)

- 22.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, इन विनियमों के प्रवर्तन की तिथि से तीन माह के भीतर संसाधन पर्याप्तता हेतु एक योजना प्रकोष्ठ स्थापित करेगा। इस प्रकोष्ठ के पास मांग पूर्वानुमान, क्षमता आकलन, नवीकरणीय ऊर्जा (आरई) एकीकरण आदि के लिए आवश्यक दक्षता एवं उपकरण उपलब्ध होंगे।
- 22.2 वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा एक अन्य 24 x 7 समर्पित प्रकोष्ठ का भी गठन किया जाएगा, जो वास्तविक समय में विद्युत क्रय/विक्रय करेगा तथा इंटर-डे, डे-अहेड, वीक-अहेड विद्युत क्रय पावर एक्सचेंज अथवा अन्य माध्यमों से कार्य करेगा। वितरण लाइसेंसधारी, इन समर्पित प्रकोष्ठों के कार्य-प्रणाली हेतु इन विनियमों के अभिप्राय के अनुरूप उपयुक्त दिशा-निर्देश बनाएगा तथा विनियमों के लागू होने की तिथि से 45 दिनों के भीतर इसकी सूचना आयोग को देगा।

23. आकलन में परामर्श का प्रावधान

- 23.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, संसाधन पर्याप्तता योजना तैयार करते समय राज्य क्षेत्र की उत्पादन कंपनियों, केंद्रीय क्षेत्र की उत्पादन कंपनियों, संचरण कंपनियों, राष्ट्रीय/क्षेत्रीय/राज्य भार प्रेषण केंद्रों, प्रतिष्ठित अनुसंधान संस्थानों जैसे आईआईटी/आईआईएम/एनआईटी तथा प्रासंगिक अनुभव रखने वाली एजेंसियों एवं केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण से परामर्श करेगा। वह व्यापारिक कंपनियों तथा अधिशेष विद्युत वाले राज्यों से भी संपर्क कर देशभर में पीक, ऑफ-पीक तथा सामान्य अवधियों के लिए संभावित विद्युत उपलब्धता एवं मूल्य का अनुमान लगाएगा।

परंतु, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रासंगिक अनुभव रखने वाली अनुसंधान एजेंसियों से भी परामर्श कर सकता है।

24. आदेश जारी करने एवं प्रक्रिया संबंधी दिशा-निर्देश देने की शक्ति

विद्युत अधिनियम, 2003 तथा इन विनियमों के प्रावधानों के अध्यधीन, आयोग, समय-समय पर इन विनियमों के कार्यान्वयन एवं अपनाई जाने वाली प्रक्रिया हेतु आवश्यक समझे जाने वाले आदेश एवं व्यावहारिक दिशा-निर्देश जारी कर सकता है।

25. शिथिलीकरण की शक्ति

आयोग, लिखित रूप में कारण दर्ज करते हुए, सामान्य या विशेष आदेश द्वारा, अपने स्तर पर या किसी हितधारक द्वारा प्रस्तुत आवेदन पर, इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में शिथिलीकरण कर सकता है।

26. कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति

यदि इन विनियमों के किसी प्रावधान को प्रभावी बनाने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग, आदेश द्वारा, अधिनियम एवं इन विनियमों के प्रावधानों के अनुरूप आवश्यक व्यवस्थाएँ कर सकता है, जिससे ऐसी कठिनाइयों को दूर किया जा सके।

27. संशोधन की शक्ति

आयोग, आवश्यक प्रक्रिया का पालन करते हुए समय-समय पर इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को जोड़ना, परिवर्तित, संशोधित या परिवर्धित आदेश के द्वारा कर सकता है।

28. निरसन एवं व्यावृत्ति

- 28.1 इन विनियमों में निहित कोई भी प्रावधान, आयोग की अंतर्निहित शक्तियों को सीमित या प्रभावित नहीं करेगा, जिससे वह न्याय के उद्देश्य की पूर्ति या अपनी प्रक्रिया के दुरुपयोग को रोकने हेतु आवश्यक आदेश पारित कर सके।
- 28.2 इन विनियमों में ऐसा कुछ भी नहीं होगा जो आयोग को अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप ऐसी प्रक्रिया अपनाने से प्रतिबंधित करे, जो इन विनियमों के किसी भी प्रावधान से भिन्न हो, यदि आयोग किसी विषय या विषयों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों को ध्यान में रखते हुए तथा लिखित रूप में कारण दर्ज करते हुए, ऐसे विषय या विषयों के वर्ग के निपटारे हेतु इसे आवश्यक या उपयुक्त समझे।
- 28.3 इन विनियमों में कुछ भी ऐसा नहीं है जो प्रत्यक्ष या परोक्ष रूप से आयोग को अधिनियम के अंतर्गत किसी ऐसे विषय पर विचार करने या शक्ति का प्रयोग करने से रोकता हो, जिसके लिए कोई विनियम निर्धारित नहीं किया गया हो। ऐसे मामलों में आयोग, उपयुक्त समझे गए तरीके से कार्य कर सकता है।

आयोग के आदेशानुसार

हस्ता./—

(सूर्य प्रकाश शुक्ला)

सचिव.

परिशिष्ट-I

बाधाओं सहित संसाधन पर्याप्तता योजना तैयार करने की कार्यप्रणाली

- (क) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा योजना अवधि के लिए प्रति घंटा मांग प्रोफाइल का प्रक्षेपण किया जाएगा, जो वार्षिक ऊर्जा आवश्यकता एवं पीक मांग की पूर्वानुमानित प्रवृत्ति पर आधारित होगा। वार्षिक ऊर्जा आवश्यकता एवं पीक मांग का पूर्वानुमान इन विनियमों के विनियम 6.7 में निर्दिष्ट विधियों के अनुसार किया जाएगा। भविष्य के वर्षों के लिए प्रक्षेपित प्रति घंटा मांग को मॉडल में इनपुट के रूप में उपयोग किया जाएगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी यह सुनिश्चित करेगा कि चयनित उत्पादन विस्तार योजना मॉडल प्रति घंटा कालानुक्रमिक आधार पर अनुकरण करने में सक्षम हो। यह पारंपरिक उत्पादन के रैंपिंग व्यवहार, नवीकरणीय ऊर्जा, उत्पादन प्रोफाइल, ऊर्जा भंडारण के व्यवहार आदि को समझने हेतु आवश्यक है।
- (ख) सभी भविष्य वर्षों के लिए मांग प्रोफाइल स्थापित करने के पश्चात, मॉडल कुल प्रणाली लागत को न्यूनतम करने हेतु अनुकूलन प्रक्रिया अपनाएगा, ताकि सभी विद्युत प्रणाली मानकों का पालन करते हुए भविष्य की मांग पूरी की जा सके। मॉडलिंग करते समय निम्नलिखित बाधाओं पर विचार किया जाएगा—

नियोजन संचिति परिसीमा/संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता : संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता (आरएआर) यह सुनिश्चित करेगी कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी की कुल उत्पादन क्षमता, सीईए द्वारा निर्धारित योजना रिजर्व मार्जिन को पूरा करे। प्रत्येक वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिए संसाधन पर्याप्तता की गणना निम्नानुसार होगी—

पूर्वानुमानित राष्ट्रीय पीक मांग में योगदान, (GW) में $x (1 + PRM)$

आपूर्ति पक्ष से, आरएआर में अनुबंधित/योजनाबद्ध क्षमताओं (जिसमें नवीकरणीय, भंडारण एवं मांग प्रतिक्रिया जैसे संसाधन शामिल हैं) की 'फर्म क्षमता' (firm capacity) या "क्षमता क्रेडिट" तथा अवमूल्यित अंतर-संबंध सीमा का योग शामिल होगा।

आपूर्ति पक्ष से और मांग पक्ष से दोनों से मिलान करेंगे। थर्मल कैपेसिटी क्रेडिट को संस्थापित क्षमता से सहायक खपत और आउटेज रेट को घटाकर गणना किया जाएगा।

राष्ट्रीय पीक मांग की पूर्ति हेतु उत्पादन संसाधनों तथा मांग प्रतिक्रिया संसाधनों के क्षमता क्रेडिट का निर्धारण सीईए द्वारा किए गए आकलन के अनुसार होगा। सीईए द्वारा प्रत्येक संसाधन प्रकार के लिए प्रकाशित क्षमता क्रेडिट, मौजूदा एवं नए संसाधनों के बीच तथा विभिन्न क्षेत्रों के संसाधनों के बीच भिन्न हो सकते हैं। उदाहरण के लिए, दक्षिणी क्षेत्र में स्थित सौर ऊर्जा आधारित विद्युत संयंत्र का क्षमता क्रेडिट उत्तरी क्षेत्र के सौर संयंत्र से भिन्न हो सकता है। इसी प्रकार, किसी क्षेत्र में प्रस्तावित (आगामी) पवन ऊर्जा संयंत्र का क्षमता क्रेडिट उसी क्षेत्र में पहले से चालू पवन संयंत्र से अलग हो सकता है। वितरण अनुज्ञप्तिधारी, अपनी आरएआर की पूर्ति की योजना बनाते समय इन क्षमता क्रेडिट का उपयोग करेगा। उदाहरणार्थ, यदि किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी का किसी दक्षिणी राज्य में स्थित मौजूदा सौर ऊर्जा संयंत्र के साथ विद्युत क्रय समझौता (PPA) है, तो वह दक्षिणी क्षेत्र के मौजूदा सौर संयंत्रों के लिए निर्धारित क्षमता क्रेडिट का उपयोग करेगा।

पोर्टफोलियो संतुलन बाधाएँ

वितरण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण क्षेत्र में कुल उत्पादन तथा आयातित विद्युत का योग, प्रत्येक घंटे में मांग, निर्यात, अपूर्ति ऊर्जा एवं कटौती के योग के बराबर होना चाहिए।

नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन बाधाएँ

सौर एवं पवन जैसे नवीकरणीय ऊर्जा संसाधनों का उत्पादन उनके प्रति घंटा प्रोफाइल के अनुसार सीमित रहेगा। ऐतिहासिक प्रोफाइल का उपयोग कर प्रति घंटा उत्पादन प्रोफाइल तैयार की जाएगी। अतिरिक्त बाधाएँ यह सुनिश्चित करेंगी कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी के समग्र नवीकरणीय ऊर्जा लक्ष्य पूरे हों तथा एलटी-डीआरएपी बनाते समय शामिल किए जाएँ।

पारंपरिक उत्पादन बाधाएँ

- (क) सौर एवं पवन ऊर्जा के विपरीत, तापीय संसाधन डिस्पैचेबल (आवश्यकतानुसार संचालित किए जा सकने वाले) होते हैं। तथापि, तापीय संसाधन अधिकतम एवं न्यूनतम उत्पादन सीमाएँ, रैंप दर, स्पिनिंग रिजर्व प्रस्ताव, संयंत्र उपलब्धता तथा यूनिट कमिटमेंट निर्णय जैसी बाधाओं से बंधे होते हैं।
- (ख) प्रत्येक उत्पादक के लिए डिस्पैच (ऊर्जा प्रस्ताव) तथा रिजर्व प्रस्ताव का योग, अधिकतम एवं न्यूनतम उत्पादन सीमाओं के भीतर सीमित रहेगा। दो लगातार समय खंडों के बीच उत्पादन, संबंधित संसाधनों की रैंपिंग क्षमता के अनुरूप होना आवश्यक है। यूनिट कमिटमेंट संबंधी निर्णय, जैसे स्टार्ट-अप/शट-डाउन, न्यूनतम चालू एवं बंद अवधि आदि, को लागू करने के लिए बाइनरी वरीएबल (binary variables) की आवश्यकता होती है तथा इन्हें मॉडल में शामिल किया जाएगा। इसके अतिरिक्त, उत्पादन इकाइयों में आउटेज (बंद रहने की अवधि) हो सकती है, जिसे उपलब्धता कारक के माध्यम से दर्शाया जाएगा।
- (ग) प्रत्येक वर्ष की क्षमता को एक बाधा के माध्यम से ट्रैक किया जाएगा, जो यह सुनिश्चित करेगी कि किसी विशेष वर्ष की क्षमता = पिछले वर्ष की क्षमता + नई जोड़ी गई क्षमता – निवृत्त क्षमता (यदि कोई हो) के बराबर हो।

नवीकरणीय क्रय दायित्व (RPO) बाधाएँ : नवीकरणीय क्रय दायित्व की पूर्ति को संसाधन पर्याप्तता का एक उद्देश्य माना जाएगा। भंडारण समर्थित 24 x 7 नवीकरणीय आपूर्ति (बैटरी/पएसपी), स्टैंडअलोन नवीकरणीय क्षमता एवं जलविद्युत संतुलन जैसे विकल्पों पर विचार किया जाएगा।

भंडारण बाधाएँ : नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन की अनियमित प्रकृति के कारण ऐसे संसाधनों की आवश्यकता अत्यंत महत्वपूर्ण हो जाती है, जो अधिशेष ऊर्जा को संग्रहीत कर सकें तथा कम नवीकरणीय उत्पादन अवधि के दौरान संग्रहीत ऊर्जा का निर्गमन कर सकें। किसी भी समय भंडारण का चार्ज एवं डिस्चार्ज, भंडारण स्तर अथवा स्टेट ऑफ चार्ज तथा अधिकतम चार्ज/डिस्चार्ज सीमा द्वारा नियंत्रित होगा। भंडारण संसाधन तभी डिस्चार्ज करेगा जब पूर्व में चार्ज किए जाने के कारण उसमें पर्याप्त ऊर्जा उपलब्ध हो। इसे लागू करने के लिए समय के कालानुक्रमिक क्रम को ध्यान में रखना आवश्यक है। चूँकि भंडारण संसाधन विद्युत ऊर्जा को अन्य रूपों में परिवर्तित करते हैं, इसलिए उनमें कुछ दक्षता हानि (राउंड-ट्रिप दक्षता) होती है, जिसे गणना में सम्मिलित किया जाएगा। विभिन्न प्रौद्योगिकियों में डिस्चार्ज अवधि (ऊर्जा सीमा), शक्ति उत्पादन (अधिकतम चार्ज/डिस्चार्ज क्षमता) तथा दक्षता स्तर अलग-अलग हो सकते हैं।

संचालन (स्पिनिंग) रिजर्व बाधाएँ : प्रत्येक घंटे पर्याप्त संसाधन ऑनलाइन या स्टैंडबाय स्थिति में उपलब्ध रहें, ताकि भार पूर्वानुमान त्रुटि, आरई अनियमितता या आकस्मिक स्थितियों का सामना किया जा सके। संचालन रिजर्व आवश्यकता का मानक एसएलडीसी से परामर्श के आधार पर निर्धारित किया जाएगा।

मांग प्रतिक्रिया (Demand Response) : लोड शिफ्टिंग या मांग प्रतिक्रिया जैसे मांग पक्ष प्रबंधन की संभावनाओं को संसाधन पर्याप्तता योजना में सम्मिलित किया जा सकता है। लोड स्थानांतरण की अवधि एवं अधिकतम स्थानांतरित मात्रा जैसी बाधाओं को मॉडल में शामिल किया जाएगा।

परिशिष्ट -II

रिसोर्स एडिक्वैसी रिकायरमेंट (RAR) को पूरा करने के लिए फर्म की कैपेसिटी को नीचे दिखाए गए तरीके से गणना किया जाएगा:

$$\begin{aligned}
 & \text{num\_solar} \\
 & RAR = \sum_{i=1}^{\text{num\_solar}} \text{Solar\_Capacity} * \text{Solar\_Capacity\_Credit} \\
 & \text{num\_wind} \\
 & + \sum_{i=1}^{\text{num\_wind}} \text{Wind\_Capacity} * \text{Wind\_Capacity\_Credit} \\
 & \text{num\_hydro} \\
 & + \sum_{i=1}^{\text{num\_hydro}} \text{Hydro\_Capacity} * \text{Hydro\_Capacity\_Credit} \\
 & \text{Num\_thermal} \\
 & + \sum_{i=1}^{\text{Num\_thermal}} \text{Thermal\_Capacity} * \text{Thermal\_Capacity\_Credit} \\
 & \text{Num\_nuclear} \\
 & + \sum_{i=1}^{\text{Num\_nuclear}} \text{Nuclear\_Capacity} * \text{Nuclear\_Capacity\_Credit} \\
 & \text{num\_storage} \\
 & + \sum_{i=1}^{\text{num\_storage}} \text{Storage\_Capacity} * \text{Storage\_Capacity\_Credit} \\
 & \text{Num\_other} \\
 & + \sum_{i=1}^{\text{Num\_other}} \text{Other Resource\_Capacity} * \text{OtherResource\_Capacity\_Credit} \\
 & \text{Num\_other} \\
 & + \sum_{i=1}^{\text{Num\_other}} \text{Import\_limit} * \text{capacity\_credit}
 \end{aligned}$$

परिशिष्ट—III

प्रारूप (1 से 13) अलग से संलग्न हैं

1.	मांग पूर्वाग्रह को उपभोक्ता श्रेणी के लिए वार्षिक मांग पैटर्न दिखाने वाले ग्राफ द्वारा समर्थित किया जाएगा और जहां भी संभव हो, 24 घंटे लोड अवधि चक्र का नमूना भी प्रदान करने की आवश्यकता होगी।
2.	मांग पूर्वाग्रह ----- (संसाधन पर्याप्त के लिए रूपरेखा) विनियम, 2026 के विनियम 6 के अनुसार किया जाएगा।
3.	मांग पूर्वाग्रह से संबंधित जानकारी प्रस्तुत करने के लिए उपरोक्त प्रारूप परिवर्तन के अधीन है यदि मांग पूर्वाग्रह के लिए अगनाई गई पद्धति पीडिएएम के अलावा अन्य है।

डिस्कॉम का नाम							प्रारूप-2.1
मासिक एक्स-बस ऊर्जा आवश्यकता (एमयू)							
महीना	पिछले वर्षों का वास्तविक			अनुमानों			
	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-एन	वर्तमान वर्ष	वर्ष-1	वर्ष-2	... वर्ष-10
अप्रैल							
मई							
जून							
जुलाई							
अगस्त							
सितम्बर							
अक्तूबर							
नवंबर							
दिसंबर							
जनवरी							
फ़रवरी							
मार्च							

मासिक एक्स-बस ऊर्जा आवश्यकता (एमयू)							प्रारूप-2.2
महीना	पिछले वर्षों का वास्तविक			अनुमानों			
	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष-एन	वर्तमान वर्ष	वर्ष-1	वर्ष-2	... वर्ष-10
ओएसी							
अप्रैल							
मई							
जून							
जुलाई							
अगस्त							
सितम्बर							
अक्टूबर							
नवंबर							
दिसंबर							
जनवरी							
फ़रवरी							
मार्च							
एसईजेड							
अप्रैल							
मई							
जून							
जुलाई							
अगस्त							
सितम्बर							
अक्टूबर							
नवंबर							
दिसंबर							
जनवरी							
फ़रवरी							
मार्च							

मासिक एक्स-बस ऊर्जा आवश्यकता (एमयू)							प्रारूप-2.3
महीना	पिछले वर्षों का वास्तविक			अनुमानों			
	वर्ष-1	वर्ष-2	वर्ष...एन	वर्तमान वर्ष	वर्ष-1	वर्ष-2	... वर्ष-10
एसईजेड ओएसी सहित सभी डिस्कॉम							
अप्रैल							
मई							
जून							
जुलाई							
अगस्त							
सितम्बर							
अक्टूबर							
नवंबर							
दिसंबर							
जनवरी							
फ़रवरी							
मार्च							

बिजली आपूर्ति अनुमान							प्रारूप-3
क्रम संख्या	विवरण	अनुमानों					
		वर्ष (एन + 1)	वर्ष (एन+2)	वर्ष (n+3)	वर्ष (एन+4)	... वर्ष (एन+10)	
1	राज्य की एक्स-बस आवश्यकता (एमयू)						
	डिस्कॉम (एमयू) के लिए						
	एसईजेड (एमयू) के लिए						
	OA (MU) के लिए						
	ऊर्जा उपलब्धता (एमयू)						
2	सीजी जेनको थर्मल प्लांट्स						
	सीजी जेनको हाइडल प्लांट्स						
	आईएसपी, ओएसपी, एसएसपी और अन्य हाइडल						
	केंद्रीय क्षेत्र के स्टेशन						
	यूएमपीपी और आईपीपी						
	पवन जनरेटर उपलब्धता						
	सौर जनरेटर की उपलब्धता						
	अन्य जनरेटर उपलब्धता						
	बैंकिंग/पावर मार्केट की उपलब्धता						
	अन्य स्रोत (यदि कोई हो)						
	कुल (एमयू)						
3	अधिशेष(+)/घाटा(-) (एमयू)						
4	अधिशेष(+)/घाटा(-)(%)						
नोट:	1. वार्षिक ऊर्जा आवश्यकता/आपूर्ति मासिक आवश्यकता/आपूर्ति पूर्वानुमान के साथ मेल खाना चाहिए जैसा कि प्रारूप-2 में दर्शाया गया है।						
	2. बिजली आपूर्ति की स्थिति को वार्षिक और मासिक पैटर्न दिखाने वाले ग्राफ द्वारा समर्थित किया जाएगा						

पीक डिमांड और उपलब्धता अनुमान						प्रारूप-4
(पीक आवर्स / ऑफ-पीक ऑवर्स)		अनुमानों				
क्रम	विवरण					
संख्या		वर्ष (एन + 1)	वर्ष (एन+2)	वर्ष (n+3)	वर्ष (एन+4)	... वर्ष (एन+10)
1	उपलब्ध उत्पादन क्षमता (मेगावाट)					
	सीजी जेनको थर्मल प्लांट्स					
	सीजी जेनको हाइडल प्लांट्स					
	आईएसपी, ओएसपी, एसएसपी और अन्य हाइडल					
	केंद्रीय क्षेत्र के स्टेशन					
	यूएसपीपी और आईपीपी					
	पवन जनेटर की उपलब्धता					
	सौर जनेटर की उपलब्धता					
	अन्य जनेटर उपलब्धता					
	बैकिंग/विजली बाजार के माध्यम से उपलब्धता					
	अन्य स्रोत (यदि कोई हो)					
कुल (मेगावाट)						
2	राज्य का पीक लोड (मेगावाट)					
3	पीक उपलब्धता (मेगावाट)					
	सीजी जेनको थर्मल प्लांट्स					
	सीजी जेनको हाइडल प्लांट्स					
	आईएसपी, ओएसपी, एसएसपी और अन्य हाइडल					
	केंद्रीय क्षेत्र के स्टेशन					
	यूएसपीपी और आईपीपी					
	पवन जनेटर की उपलब्धता					
	सौर जनेटर की उपलब्धता					
	अन्य जनेटर उपलब्धता					
	बैकिंग/विजली बाजार के माध्यम से उपलब्धता					
	अन्य स्रोत (यदि कोई हो)					
कुल (मेगावाट)						
4	अधिशेष(+)/घाटा(-) (मेगावाट)					
5	अधिशेष(+)/घाटा(-) (%)					
नोट:						
1. इस प्रारूप को पीक आवर्स और ऑफ-पीक आवर्स के लिए अलग-अलग जमा किया जाता है।						
2. विजली आपूर्ति की स्थिति को कंपनी द्वारा लोड रिसर्व के आधार पर वार्षिक या मासिक 24 घंटे लोड पैटर्न दिखाते वाले ग्राफ द्वारा समर्थित किया जाना चाहिए।						
3. पीक आवर्स और ऑफ-पीक आवर्स खुदरा आपूर्ति टैरिफ आदेश में निर्दिष्ट के अनुसार होंगे।						

उपलब्ध/उत्पादन क्षमता से माह-वार ऊर्जा उपलब्धता													प्रारूप-7
क्रम संख्या	परियोजना का नाम	मासिक ऊर्जा उपलब्धता (एमयू)											
		अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितंबर	अक्टूबर	नवंबर	दिसंबर	जनवरी	फरवरी	मार्च
1	सीजी जेनको थर्मल प्लांट्स												
2	सीजी जेनको हाइडल प्लांट्स												
3	आईएसपी, ओएसपी, एसएसपी और अन्य हाइडल												
4	केंद्रीय क्षेत्र के स्टेशन												
5	पवन जनरेटर उपलब्धता												
6	सौर जनरेटर की उपलब्धता												
7	अन्य जनरेटर उपलब्धता												
8	बैंकिंग/बिजली बाजार के माध्यम से उपलब्धता												
9	अन्य स्रोत (यदि कोई हो)												
कुल													
नोट:		1. यह प्रारूप दीर्घकालिक/मध्यमकालिक/अल्पकालिक के लिए अलग से प्रस्तुत किया जाना है											
		2. इस प्रारूप को सूे 10 वर्षों के लिए अलग-अलग वर्ष-वार प्रस्तुत किया जाना है											
		3. संगण 10 वर्षीय योजना के लिए प्रत्येक राज्य/केंद्रीय उत्पादन संघों, आईपी, नवीकरणीय संघों और अन्य संघों की संवेगवार उपलब्धता को ध्यान में रखते हुए उपरोक्त प्रारूप को भरने की आवश्यकता है।											

नियोजित/अगामी उत्पादन क्षमताओं से माह-वार ऊर्जा उपलब्धता													प्रारूप-8	
क्रम संख्या	परियोजना का नाम	मासिक ऊर्जा उपलब्धता (एमयू)												
		अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितंबर	अक्टूबर	नवंबर	दिसंबर	जनवरी	फरवरी	मार्च	
1	सीजी जेनको थर्मल प्लांट्स													
2	सीजी जेनको हाइड्रल प्लांट्स													
3	आईएसपी, ओएसपी, एसएसपी और अन्य हाइड्रल													
4	केंद्रीय क्षेत्र के स्टेशन													
5	पवन जनरेटर उपलब्धता													
6	सौर जनरेटर की उपलब्धता													
7	अन्य जनरेटर उपलब्धता													
8	बैंकिंग/बिजली बाजार के माध्यम से उपलब्धता													
9	अन्य स्रोत (यदि कोई हो)													
कुल														
1. यह प्रारूप वार्षिक/माध्यमकालिक/अल्पकालिक के लिए अलग से प्रस्तुत किया जाना है														
2. इस प्रारूप को पूरे 10 वर्षों के लिए अलग-अलग वर्ष-वार प्रस्तुत किया जाना है														
3. संलग्न 10 वर्षीय योजना के लिए प्रत्येक राज्य/केंद्रीय उत्पादन संयंत्रों, आईपीपी, नवीकरणीय संयंत्रों और अन्य संयंत्रों की संयंत्रवार उपलब्धता को ध्यान में रखते हुए उपरोक्त प्रारूप को भरने की आवश्यकता है।														
नोट:														

माहवार ऊर्जा आवश्यकता और ऊर्जा उपलब्धता (एमयू) का सारांश														प्रारूप-9
क्रम संख्या	विवरण	मासिक ऊर्जा उपलब्धता (एमयू)												
		अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितंबर	अक्टूबर	नवंबर	दिसंबर	जनवरी	फरवरी	मार्च	
1	वर्ष (एन + 1)													
	ऊर्जा की आवश्यकता													
	ऊर्जा उपलब्धता													
	अधिशेष(+)/घाटा(-) (एमयू)													
	अधिशेष(+)/घाटा(-)(%)													
2	वर्ष (एन+2)													
	ऊर्जा की आवश्यकता													
	ऊर्जा उपलब्धता													
	अधिशेष(+)/घाटा(-) (एमयू)													
	अधिशेष(+)/घाटा(-)(%)													
3	वर्ष (एन+3)													
	ऊर्जा की आवश्यकता													
	ऊर्जा उपलब्धता													
	अधिशेष(+)/घाटा(-) (एमयू)													
	अधिशेष(+)/घाटा(-)(%)													
.....	 वर्ष (एन+10)													
	ऊर्जा की आवश्यकता													
	ऊर्जा उपलब्धता													
	अधिशेष(+)/घाटा(-) (एमयू)													
	अधिशेष(+)/घाटा(-)(%)													
10	1. इस प्रारूप के आकड़े फॉर्मेट -2, फॉर्मेट -7 और फॉर्मेट -8 के साथ मेल खाने चाहिए													
	2. इस प्रारूप को पूरे 10 वर्षों के लिए अलग-अलग वर्ष-वार प्रस्तुत किया जाना है													
	3. संगणित 10 वर्षीय योजना के लिए प्रत्येक राज्य/केंद्रीय उत्पादन संयंत्रों, आईपीपी, नवीकरणीय संयंत्रों और अन्य संयंत्रों की संयंत्रवार उपलब्धता को ध्यान में रखते हुए उद्योग प्रारूप को भरने की आवश्यकता है।													
नोट:														

जनरेटिंग स्टेशनों का विवरण		क्षेत्र	स्थापित क्षमता (मेगावाट)	सीजी का हिस्सा (%)	सीओडी/ एससीओडी	अपेक्षित सेवानिवृत्ति वर्ष	निश्चित लागत (रुपये/मेगावाट)	परिवर्तनीय लागत (रुपये/kWh)	सहायक उपयोग (%)	अधिकतम जनरेशन सीमा (मेगावाट)	न्यूनतम उत्पादन सीमा (मेगावाट)	ईंधन जीसी डी (जैजोकि ग्रा)	फिट दर (पूर्ण भार पर)	फिट दर (भाग भार पर यानी 55%)	रैंप अप रेट (मेगावाट/ मिनट)	ग्रहण-10 रैंप डाउन रेट (मेगावाट/मिनट)
क्रम संख्या	जनरेटिंग स्टेशन का नाम	राज्य														

निरंतर।।

[illegible]

नवीकरणीय ऊर्जा दायित्व (आरपीओ) के लिए योजना							प्रारूप-11
विवरण		छायाचित्रण					
		इकाई	वर्ष (एन + 1)	वर्ष (एन+2)	वर्ष (एन+3)	वर्ष (एन+4)	... वर्ष (एन+10)
एक्स-बस एनर्जी रिक्वायरमेंट (MU) (DISCOMs + SEZ)		एमयू					
पवन आरपीओ	आरपीओ	%					
	आरपीओ						
	योग्य कार (सहमति सहित) परियोजनाओं से उपलब्धता	एमयू					
	आइए आरटीसी परियोजनाओं के पवन घटक से उपलब्धता						
	आरपीओ की वर्षवार शेष राशि को पूरा किया जाएगा						
आरपीओ को पूरा करने के लिए अतिरिक्त क्षमता की आवश्यकता है		मेगावाट					
एचपीओ	आरपीओ	%					
	आरपीओ						
	योग्य कार (सहमति सहित) परियोजनाओं से उपलब्धता	एमयू					
	आरपीओ की वर्षवार शेष राशि को पूरा किया जाएगा						
	आरपीओ को पूरा करने के लिए अतिरिक्त क्षमता की आवश्यकता है	मेगावाट					
अन्य आरपीओ	आरपीओ	%					
	आरपीओ						
	पुराने WPP का योगदान	एमयू					
	पुरानी हाइड्रो परियोजना का योगदान						
	वर्धित सौर परियोजनाओं से उपलब्धता (सहमति सहित)						
	आइए आरटीसी परियोजनाओं के सौर घटक से उपलब्धता						
	बंकी हुई परियोजनाओं से कुल योगदान						
	शेष RPO क्वॉंटम						
आरपीओ को पूरा करने के लिए अतिरिक्त क्षमता की आवश्यकता है		मेगावाट					
कुल आरपीओ	आरपीओ	%					
	आरपीओ	एमयू					
	आरपीओ	मेगावाट					
	ऊर्जा भंडारण दायित्व	%					
	भंडारण के माध्यम से प्राप्त की जाने वाली ऊर्जा	एमयू					
ईएसओ	भंडारण के माध्यम से प्राप्त की जाने वाली ऊर्जा	मेगावाट					

मार्ग पूर्वानुमान में विचलन (राज्य और सभी डिस्कॉम के लिए अलग-अलग सारांश विवरण) - डिस्कॉम का नाम.....)					प्रारूप-12
क्रम संख्या	विवरण	पिछले वर्षों के अनुसार स्वीकृत योजना (1)	वास्तविक (2)	विचलन (2-1)	विचलन के कारण
1	कुल ऊर्जा बिक्री (एमयू) - (सभी उपभोक्ता श्रेणियों का संघर्षी)				
2	वितरण हानि - % में				
3	वितरण हानि - एमयू में				
4	डिस्कॉम सीमा (एमयू) पर आपूर्ति/आवश्यकता				
5	अंतर-राज्यीय पारेषण हानि - प्रतिशत में				
6	अंतर-राज्यीय पारेषण हानि - एमयू में				
7	राज्य सीमा (एमयू) पर आपूर्ति/आवश्यकता				
8	अंतर-राज्यीय पारेषण हानियां - प्रतिशत में				
9	अंतर-राज्यीय पारेषण हानियां - एमयू में				
10	डिस्कॉम (एमयू) की एक्स-बस आवश्यकता				
11	एसईजेड को वितरण लाइसेंसधारी द्वारा बिक्री				
12	OA उपभोक्ताओं के लिए ऊर्जा पहिणदार				
13	राज्य की एक्स-बस आवश्यकता (एमयू)				
14	डिस्कॉम (मेगावाट) का पीक लोड				
15	राज्य का पीक लोड (मेगावाट)				

ऊर्जा उपलब्धता में विचलन					प्रारूप-13	
क्रम संख्या	विवरण	पिछले वर्षों के अनुसार स्वीकृत योजना (1)	वास्तविक (2)	विचलन (2-1)	विचलन के कारण	
1	राज्य की एक्स-बस आवश्यकता (एमयू)					
	डिस्कॉम (एमयू) के लिए					
	एसईजेड (एमयू) के लिए					
	OA (MU) के लिए					
2	ऊर्जा उपलब्धता (एमयू)					
	सीजी जेनको थर्मल प्लांट्स					
	सीजी जेनको हाइडल प्लांट्स					
	आईएसपी, ओएसपी, एसएसपी और अन्य हाइडल					
	केंद्रीय क्षेत्र के स्टेशन					
	यूएमपीपी और आईपीपी					
	भवन जनेटर उपलब्धता					
	सौर जनेटर की उपलब्धता					
	अन्य जनेटर उपलब्धता					
	बैंकिंग/बिजली बाजार के माध्यम से उपलब्धता					
	अन्य स्रोत (यदि कोई हो)					
5	कुल (एमयू)					

Raipur, the 18th March 2026

NOTIFICATION

No. 121/CSERC/2026 .— In exercise of powers conferred under Section 181 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), read with Section 61, 66 and 86 of the Electricity Act, 2003 and all other powers enabling it in this behalf, the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations:

Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Framework for Resource Adequacy) Regulations, 2026.

Chapter1 Preliminary

1. Short Title, Extent, and Commencement

- 1.1. These Regulations shall be called the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Framework for Resource Adequacy) Regulations, 2026.
- 1.2. These Regulations shall extend to the whole of Chhattisgarh.
- 1.3. These Regulations shall come into force from the date of their publication in Chhattisgarh Rajpatra.

2. Objective

- 2.1. The objective of these Regulations is to enable the implementation of Resource Adequacy framework by outlining a mechanism for planning of generation resources for reliably meeting the projected demand in compliance with specified reliability standards for serving the load with an optimum generation mix.
- 2.2. The Resource Adequacy framework shall cover a mechanism for demand assessment and forecasting, generation resource planning, procurement planning, its monitoring and compliance.

3. Scope and Applicability

These Regulations shall apply to the generating companies, distribution licensees, State Load Despatch Centre, Transmission Companies, other grid connected entities and stakeholders within Chhattisgarh State.

4. Definitions

- 4.1. In these Regulations, unless the context otherwise requires,
 - a) “**Act**” means the Electricity Act, 2003 (No.36 of 2003) and subsequent amendments thereof.
 - b) “**Authority**” or “**CEA**” means Central Electricity Authority referred to in

sub-section (1) of Section 70 of the Act.

- c) **"Capacity Credit" or "CC"** means a percentage of a resource's nameplate capacity that can be counted towards resource adequacy requirements.
- d) **"Commission"** means the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of Section 82 of the Act.
- e) **"Electric Power Survey" or "EPS"** means a periodic electric power survey conducted by the Central Electricity Authority to assess the electricity demand on medium and long-term basis for each DISCOM/State/Union Territory/Region and for the country.
- f) **"Expected Energy Not Served" or "EENS"** means the expected amount of energy (MWh) that may not be served for each year within the planning period for Resource Adequacy planning.
- g) **"Long-Term"** means duration exceeding five years for development of demand forecasting and generation resource planning.
- h) **"Long-Term Power Procurement"** means procurement of power under any arrangement or agreement with a term or duration exceeding five years.
- i) **"Long-Term Distribution Resource Adequacy Plan" or "LT-DRAP"** means plan for assessment of long-term resource adequacy by the distribution licensee.
- j) **"Loss of Load Probability" or "LOLP"** means probability that a system's load may exceed the generation and firm power contracts available to meet that load in a year.
- k) **"Medium-Term"** means duration exceeding one year and upto five years for development of demand forecasting and generation resource planning.
- l) **"Medium-Term Power Procurement"** means procurement of power under any arrangement or agreement with a term or duration exceeding one year and up to five years.
- m) **"Medium-Term Distribution Resource Adequacy Plan" or "MT-DRAP"** means plan for assessment of medium-term resource adequacy by the distribution licensee.
- n) **"Month"** means a calendar month as per the British Calendar.
- o) **"Net Load"** means the load derived upon exclusion of actual renewable generation (MW) from gross load prevalent on the Grid during any time-block.
- p) **"Normalized Energy Not Served" or "NENS"** is normalization of the EENS by dividing it by the total system energy (MWh).
- q) **"Planning Reserve Margin" or "PRM"** means a percentage of the capacity over and above the State's coincident share in national peak demand as may be prescribed by Authority or approved by the Commission from time to time for the purpose of generation resource planning.
- r) **"Power Exchange"** means any exchange operating as power exchange for electricity in terms of the regulations issued by the Central Electricity Regulatory Commission.

- s) **“Power Purchase Agreement (PPA)”** means the agreement entered into between the Procurer(s) and the Seller pursuant to which the Seller shall supply power to the Procurer(s) as per the terms and conditions specified therein;
- t) **“Power Sale Agreement (PSA)”** shall mean the back-to-back agreement entered into between the Buying Entity(s) and the Intermediary Procurer/trader for onward sale of power purchased under any power purchase agreement.
- u) **“Power Supply Agreement (PSA)”** shall mean the agreement entered into between the procurer(s) and the Seller pursuant to which the Seller shall supply power to the Procurer(s) as per the Ministry of Power Guidelines for long-term procurement of electricity from thermal power stations.
- v) **“Resource Adequacy”** or **“RA”** means a mechanism to ensure adequate generation resources to serve expected demand (including peak, off peak and in all operating conditions) reliably in compliance with specified reliability standards for serving the load with an optimum generation mix and with a focus on integration of environmentally benign technologies after taking into account the need, inter alia, for flexible resources, storage systems for energy shift, and demand response measures for managing the intermittency and variability of renewable energy sources.
- w) **“Short-Term”** means duration upto one year for development of demand forecasting and generation resource planning.
- x) **“Short-Term Power Procurement”** means procurement of power under any arrangement or agreement with a term or duration of upto one year.
- y) **“Short-Term Distribution Resource Adequacy Plan”** or **“ST-DRAP”** means plan for assessment of short-term resource adequacy by the distribution licensee.
- z) **“State”** means the State of Chhattisgarh;
- aa) **“State Load Dispatch Centre (SLDC)”** means the centre established under Sub-section (1) of Section 31 of the Act.
- bb) **“Year”** means financial year commencing on 1st April of the year and ending on 31st March of the succeeding year.

4.2. All other words and expressions used in these Regulations, although not specifically defined herein above, but defined in the Act or other Regulations of the Commission or CEA Guidelines, shall have the meaning assigned to them in the Act or other Regulations of the Commission or CEA Guidelines. The other words and expressions used herein but not specifically defined in these Regulations or in the Act but defined under any law passed by the Parliament applicable to the electricity industry in the State shall have the meaning assigned to them in such law.

Chapter 2

General

5. Resource Adequacy Framework

- 5.1. Resource Adequacy framework shall comprise of planning of generation resources for reliably meeting the projected demand for serving the load with an optimum generation mix.
- 5.2. Resource Adequacy framework shall cover following steps:
 - a) Demand assessment and forecasting
 - b) Generation resource planning
 - c) Procurement planning
 - d) Monitoring and compliance
- 5.3. The Resource Adequacy exercise shall be developed and prepared for a planning period of 10 (Ten) years on annual rolling basis.
- 5.4. Distribution licensees shall develop and prepare Long-Term Distribution Resource Adequacy Plan (LT-DRAP), Medium-Term Distribution Resource Adequacy Plan (MT-DRAP) and SLDC shall develop and prepare Short-Term Distribution Resource Adequacy Plan (ST-DRAP) in accordance with these Regulations.

Chapter 3

Demand Assessment and Forecasting

6. Long-Term and Medium-Term Demand Forecast

- 6.1. The distribution licensees shall develop and prepare demand assessment and forecasting considering the guidelines for Long-term and Medium-term power demand forecast issued by Central Electricity Authority (CEA) from time to time. Demand assessment and forecasting shall cover hourly time block basis assessment and forecasting of demand for Long-term and Medium-term using comprehensive input data, policies and scientific modelling tools.
- 6.2. Distribution licensees shall be responsible for providing the category wise consumption data and assessed consumption data of class of consumers such as industrial, commercial agricultural, domestic etc. to SLDC for purpose of State level demand forecasts.

 Provided that, distribution licensees shall submit the category wise consumption information of previous financial years and any other information as may be required by SLDC by 21st April of each year.
- 6.3. Distribution licensees shall responsible and prepare the energy forecast/demand forecast in (MWh/MW) for each consumer category as specified by the Commission in its Retail Supply Tariff Order from time to time.

- 6.4. Distribution licensees shall determine the energy forecast for a consumer category by adopting any of the following and/or combination of following methodologies:
- Trend Analysis i.e., Year on Year /Compounded Annual Growth Rate (CAGR) for past period and time series analysis;
 - End Use or Partial End Use method;
 - Auto-Regressive Integrated Moving Average (ARIMA);
 - AI including machine learning, ANN techniques; and
 - Econometric Modelling (specifying the parameters used, algorithm, and source of data).
- 6.5. Distribution licensees may use Electric Power Survey (EPS) projections as base and/or any methodology other than the above-mentioned methodologies after providing detailed justification for the methodology adopted for demand forecasting. Further, distribution licensees shall use best fit of various methodologies for the purpose of demand forecast after taking into consideration various scenarios such as (viz. most probable, business as usual, aggressive) as specified under Regulation 6.14 of these Regulations.
- 6.6. For purpose of forecasting energy for a consumer category and the methodology to be used for energy forecasting of a consumer category, distribution licensees shall conduct statistical analysis and select the method for which standard deviation is lowest and R-square is highest.
- 6.7. Distribution licensees shall utilize state-of-the-art tools, scientific and mathematical methodologies, and comprehensive database such as, but not limited to, weather data, historical data, demographic and econometric data, consumption profiles, impact of policies and drivers etc. as may be applicable.
- 6.8. Distribution licensees shall modify the energy forecast obtained for each consumer category, by considering the impact for each of the but not limited to the following activities. The impact shall be considered by developing trajectories for each of the activities based on the economic parameters, policies, historical data, and projections for the future:-
- Demand-Side Management;
 - Open Access;
 - Distributed Energy Resources;
 - Demand response measures;
 - Electric Vehicles and E- Vehicle / E- Rickshaws Charging Stations;
 - Tariff Signals including Time of the Day (ToD) Tariff;
 - Changes in specific energy consumption;
 - Increase in commercial activities with electrification;
 - For agricultural loads, the season wise change, temperature, area wise rainfall pattern, impact of water level in agricultural pockets, irrigation facilities, area wise type of crop, number of crops, increase in number of

agricultural pump sets and its solarization;

- j) Changes in consumption pattern of seasonal consumers including seasonal variations for rabi/kharif season and other crops;
 - k) Impact of important festivals, working days or non-working days, Peak and Off-Peak hours load pattern; and
 - l) Policy influences such as 24×7 supply to all consumers, LED penetration, efficient use of agriculture pumps, fans/ACs/ appliances, increased use of appliances for cooking/heating/ cooling applications, electrification policies, distributive energy resources, storage, and policies, which can impact econometric parameters, impact of national hydrogen mission. For each policy, a separate trajectory should be developed for each consumer category.
- 6.9. Distribution licensees may take into consideration any other factor not mentioned in Regulation 6.8 of these Regulations after providing detailed justification for its consideration.
- 6.10. The long and medium-term load profiles of the consumer categories for which load research has been conducted may be refined on the basis of load research analysis. A detailed explanation for refinement conducted must be provided.
- 6.11. The summation of energy forecast (MU) for various consumer categories after adjusting captive, prosumer, and Open Access load forecast as per Regulations 6.4 to 6.10 of these Regulations, as the case may be, shall be the energy forecast for the distribution licensee at consumer level.
- 6.12. Distribution licensees shall calculate the energy forecasts (in MUs) of the State by considering distribution losses and Intra/Inter-State transmission losses as per realistic loss trajectory.
- Provided that for the purposes of estimating ARR for ensuing years and approving true-up of previous years, distribution/aggregate technical and commercial (AT&C) losses trajectory as specified by the Commission or prescribed by other authority from time to time shall be considered.
- 6.13. The peak demand (in MW) shall be determined by considering the average load factor, load diversity factor, seasonal variation factors for the last three years and the energy forecasts (in MUs) obtained in Regulations 6.12 of these Regulations. If any other appropriate load factor is considered for future years, a detailed justification shall be provided by distribution licensees for its consideration.
- 6.14. Distribution licensees shall conduct sensitivity and probability analysis to determine the most probable demand forecast. It shall also develop long-term and medium-term demand forecasts for possible scenarios, while ensuring that atleast three different scenarios (most probable, business as usual, and aggressive scenarios) are developed.

7. Short-Term Demand Forecast and Aggregation of Demand Forecast

Short-Term Demand Forecast

- 7.1. Distribution licensees shall develop a methodology for hourly time block basis demand forecasting and shall maintain a historical database.
- 7.2. For the purpose of ascertaining hourly load profile and for assessment of contribution of various consumer categories to peak demand, load research analysis shall be conducted and influence of demand response, load shift measures, time of use shall be factored in by distribution licensees with inputs from SLDC. A detailed explanation for methodology adopted must be provided.
- 7.3. Distribution licensees shall utilize state-of-the-art tools, scientific & mathematical methodologies, and comprehensive data such as but not limited to weather data, historical data, demographic and econometric data, consumption profiles, policies and drivers etc. as may be applicable.

Aggregation of Demand Forecast

- 7.4. Distribution licensees shall prepare hourly or sub-hourly as may be decided by the Commission from time to time, 1-year Short-term (ST), 5-year Medium-term (MT) and 10-year Long-term (LT) demand forecasts on a rolling basis and submit to SLDC by 30th April of each year for the ensuing year.
- 7.5. SLDC with inputs from distribution licensees, shall estimate, in different time periods, namely Long-term, Medium term and Short-term, the demand for the entire State duly considering the diversity of the State.
- 7.6. SLDC shall aggregate demand forecasts by distribution licensees, considering the load diversity, congruency, seasonal variation aspects and submit State-level aggregate demand forecasts for Long-term (MW and MUs) to CEA and Short-term to NLDC and RLDC by 31st May of each year for the ensuing year(s).

Chapter 4 Generation Resource Planning

8. Preparation of Generation Resource Planning

- 8.1. Distribution licensees shall plan and assess the required generation resources considering their existing resources, upcoming resources (not yet commissioned), capacity credit and incremental capacity requirement to meet forecasted demand including planning reserve margin (PRM).
- 8.2. Generation resource planning shall involve the following steps namely,
 - a) Capacity crediting of generation resources,
 - b) Assessment of planning reserve margin, and
 - c) Ascertaining resource adequacy requirement and allocation for obligated entities within control area (State/distribution licensees).

- 8.3. The Generation resource planning shall include the following data, but not limited to:-
- a) Planning Reserve Margin
 - b) Actual demand met by the distribution licensees in hourly time block resolutions for last 5 years
 - c) Estimated load growth during the planning period
 - d) Critical characteristics, machine characteristics, hydrology for hydro machines and technical parameters of thermal and hydro generation plants, such as:
 - i. Name of plant, location (State/Region)
 - ii. Capacity (MW) (for existing and planned capacities)
 - iii. Heat Rate for thermal generating stations,
 - iv. Auxiliary Consumption (MW),
 - v. Maximum and Minimum Generation Limits (MW)
 - vi. Ramp Up and Ramp Down Rate (MW/min)
 - vii. Start-up time;
 - viii. Plant Availability Factor (% of time), etc. and
 - ix. Capacity utilization factor (CUF) for renewable resource-based power plants.
 - e) All the characteristics and parameters with their values for each generating plants considered shall be provided in the resource plan.
 - f) Under-construction capacity /retirement of generation capacity/contracted capacity/bilateral contracts.
 - g) Potential technologies, gestation periods and lifetime of different assets.
 - h) Capacities and generation profile of renewable generation
 - i) Historical forced outage rates and planned maintenance rates of generation capacities.
 - j) Renewable Purchase Obligation (RPO) including Energy Storage Obligation targets, etc.
 - k) Constraints such as penalties for unmet demand, forced outages and system emission limits as defined in State Grid Code and Indian Electricity Grid Codes and emission norms specified by the Ministry of Environment, Forest and Climate Changes shall be identified and enlisted.
- 8.4. Distribution licensees shall map all its existing resources, upcoming resources, and retiring resources to develop the existing resource map in MW for the Long-term and Medium-term power procurement plan.

9. Capacity Crediting of Generation Resources

- 9.1. Distribution licensees shall compute Capacity Credit (CC) for their contracted

RE generation resources by applying the net load-based approach as outlined under Regulation 9.2 of these Regulation. The average of the Capacity Credit (CC) factor for each type of the contracted generation resource for the preceding five years on a rolling basis shall be considered as Capacity Credit factor for the purpose of generation resource planning. Commutation formula for RAR is given in Annexure- II

9.2. The Net Load based approach/methodology for determination of Capacity Credit (CC) factors for generation resources shall be adopted as under:

- a) For each year, the hourly recorded Gross Load for 8760 hours (or time-block) shall be arranged in descending order.
- b) For each hour, the Net Load is calculated by subtracting the actual wind or solar generation corresponding to that load for 8760 hours (or time-block) and then arranged in descending order.
- c) The difference between these two load duration curves mentioned under Regulation 9.2 (a) and (b) of these Regulations represents the contribution of capacity credit factor of wind generation or solar generation, as the case may be.
- d) Installed capacity of wind or solar generation capacity shall be summed up corresponding to the top 250 load hours as computed in Regulation 9.2(c) of these Regulations. The selection for 250 top load hours shall be considered from the arranged descending order of Net Load hours.
- e) Total generation from wind or solar generation corresponding to these top 250 hours is summed up.
- f) Resultant CC factor is (Total RE Generation for top load 250 hours)/(Installed RE Capacity for top load 250 hours), as per formula below:

$$* \text{ CC factor} = \frac{\text{Sum of RE Generation for top load 250 hours (MWh)}}{\text{Sum of RE Capacity for top 250 hours (MW)}}$$

- g) The process for CC factor determination shall be undertaken for each year for duration of past five-years and the resultant CC is the average of CC values of past 5 years.

Provided that at the time of determining CC factor considering past five-years duration values, distribution licensees shall exclude abnormal values during the year for following events or circumstances, but not limited to:-

- i. Act of God including but not limited to lightning, drought, fire and explosion, earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon, tornado, geological surprises, natural disaster or exceptionally adverse weather conditions, which are in excess of the statistical measures for the last hundred years; or
- ii. Any disaster declared by the Central Government under Disaster Management Act as amended from time to time; or
- iii. Any act of war, invasion, armed conflict or act of a foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action.

- 9.3. For the purpose RE generation contracted by distribution licensees, CC factors as specified by the Authority or the Commission shall be considered.
- 9.4. CC factors for hydro generation resources shall be computed based on water availability with different CC factors for run-of-the-river hydro power projects and dam-based/storage-based hydro power projects.
- 9.5. CC factor for thermal resources shall be computed as
Capacity Credit of Conventional Sources (Coal, Gas, Nuclear) = Installed Capacity *(1- Auxiliary Power) *Availability

However, it may be noted that the availability of these power plants depends on many factors such as Fuel availability, Planned Maintenance, Forced Outage, etc.

- 9.6. The computation for CC factor for the storage technology shall be determined using Top Net Load Hours approach or such other methodology as may be prescribed by the Authority.
- 9.7. Distribution licensee shall inform such CC factors along with justification to SLDC by 21st May of each year for the ensuing year(s). SLDC shall calculate State-specific CC factors based on aggregate State Demand, State Net Load and contracted RE generation available in the State and submit the same to CEA, RLDC and NLDC by 31st May of each year for the ensuing year(s).

10. Assessment of Planning Reserve Margin (PRM)

- 10.1. Planning Reserve Margin (PRM) shall be based on the reliability indices in terms of Loss of Load Probability (LOLP) and Normalized Energy Not Served (NENS) as may be prescribed by the Authority.
- 10.2. The PRM determined under Regulations 10.1 of these Regulations shall be considered by distribution licensees in their planning for resource adequacy requirement and generation resource capacity planning.
- 10.3. Distribution licensees may consider higher planning reserve margins, subject to approval from the Commission.
- 10.4. The State level resource adequacy planning by SLDC shall factor in PRM while developing State-level Integrated Resource Plan.

11. Resource Adequacy Requirement and its Allocation

- 11.1. Distribution licensees shall determine capacity requirement to meet demand and PRM considering available capacity adjusted for capacity crediting for existing and planned contracted generation resources.
- 11.2. The available capacity as determined in Regulation 11.1 shall be then plotted over a time axis of 15-minute intervals or longer, but not more than one hour. This shall form the resource map of the distribution licensees.
- 11.3. Distribution licensees shall subtract the resource map developed in Regulation 11.2 from the demand forecast developed in Regulation 6 of these Regulations to identify the resource gap.

- 11.4. Distribution licensees shall conduct sensitivity and probability analysis to determine the most probable resource gap. It shall also develop Long-term, Medium-term, and Short-term resource gap plans for possible scenarios, while ensuring at least three different scenarios (most probable, business as usual, and pessimistic scenario) as specified by the CEA in guidelines Medium and Long-term Power Demand forecast issued from time to time.
- 11.5. Based on most probable scenario, distribution licensees shall undertake development of Long-term, Medium-term, and Short-term Distribution Resource Adequacy Plan of each year to meet Resource Adequacy requirement.
- 11.6. LT-NRAP as published by the CEA to determine the optimal PRM and ST-NRAP as published by the NLDC shall act as guidance for distribution licensees for undertaking the Resource Adequacy exercises.
- 11.7. Based on the allocated share in national peak provided in LT-NRAP for the State, SLDC shall allocate each distribution licensees share in the State peak within 15 days of publication of LT-NRAP based on the average of the percentage share in the State Coincident Peak Demand (CPD) and percentage share in the State Non-Coincident Peak Demand (NCPD).
- 11.8. The distribution licensees based on the above allocation shall plan to contract the capacities to meet their Resource Adequacy Requirement (RAR) while ensuring that their own peak demand plus PRM is met.
- 11.9. Distribution licensees shall keep the share of Long-term contracts in the range of 75-80% of the RAR and Medium-term contracts in the range of 10-20% of the RAR, while the balance of RAR shall be met through Short-term contracts:

Provided that power procurement through Day-Ahead Market (DAM), shall not be considered towards the contribution for meeting RAR.
- 11.10. The contract mix mentioned under Regulation 11.9 of these Regulations may be periodically reviewed by the Commission.
- 11.11. Distribution licensees shall prepare a 10-year Long-term Distribution Resource Adequacy Plan (LT-DRAP) to meet the peak demand and energy requirement.
- 11.12. Distribution licensees while formulating the LT-DRAP shall also consider the constraints mentioned in Annexure-I of these Regulations.
- 11.13. Distribution licensees may take inputs from the LT-NRAP like PRM, capacity credits, etc., while formulating the LT-DRAP and shall submit their plans to CEA by 30th September of each year for the ensuing year(s) for validation.
- 11.14. Distribution licensees shall submit the LT-DRAP duly vetted by CEA along with necessary supporting documents, formats (enclosed as Annexure-III to these Regulations) and details for meeting RAR, to the Commission within 15 days from the date of receipt of CEA approval.

- 11.15. Distribution licensees shall also demonstrate to the Commission 100% tie-up for the first year and a minimum 90% tie-up for the second year to meet the requirement of their contribution towards meeting national peak. Only resources with long / medium/short-term contracts shall be considered to contribute to the RAR.
- 11.16. For subsequent three years, distribution licensees shall also furnish a plan to meet estimated requirement of their contribution to meet national peak for the Commission's approval.
- 11.17. The LT-DRAP shall be carried out by distribution licensees on an annual rolling basis considering the contracted capacity as a part of the system, which shall be optimized for additional capacity required.
- 11.18. Distribution licensees through LT-DRAP, shall demonstrate to the Commission their plan to meet their Peak demand and energy requirement with a mix of Long-term, Medium-term, and Short-term contracts, including Power Exchanges:
Provided that distribution licensees shall keep the share of contracts in the range as mentioned under Regulation 11.9 of these Regulations.
- 11.19. The share of long-term contracts in the entire mix of the contracts of the distribution licensees shall be at least equal to the maximum of the quantum of long-term contracts determined for meeting RAR of national peak and quantum obtained from LT-DRAP for fulfilling own energy and peak requirement. Commutation formula for RAR is given in Annexure- II.

Chapter 5

Procurement Planning

12. Procurement planning shall consist of:

- (a) Optimal power procurement resource mix;
- (b) Modalities of procurement type and tenure; and
- (c) Sharing of Capacity.

13. Procurement Resource Mix

- 13.1. In power procurement strategy, distribution licensees shall ensure an optimal procurement generation resource mix and also facilitates smooth RE integration in its portfolio of power procurement resource options while meeting reliability standards and Renewable Purchase Obligation. Further, the future capacity mix may comprise of existing capacities, planned capacities and capacity addition required to meet the increasing demand of the utility considering appropriate gestation period of the generation resource.
- 13.2. For identification of the optimal generation procurement resource mix, optimization techniques and least-cost modelling shall be employed by distribution licensees in order to avoid stranded capacity. Distribution licensees shall also engage in adoption of least cost modelling and optimization

techniques and demonstrate the same in its overall power procurement planning exercise to be submitted to Commission for approval.

- 13.3. Distribution licensees shall contract the optimal portfolio of resources to meet its future demand and Resource Adequacy Requirement (RAR) obligations, based on the output derived from the LT-NRAP study results.
- 13.4. Distribution licensees shall consider Long / Medium / Short-term contracts of generation resources towards the contribution for meeting RAR.
Provided that Power procurement through Day-Ahead Market, shall not be considered towards the contribution for meeting RAR.
- 13.5. Distribution licensees shall contract source-wise additional resources based on the LT- DRAP to meet its own peak demand.
- 13.6. The power capacity procurement from renewable energy sources for fulfilling the RPO targets shall be carried out as per Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Renewable Purchase Obligation and REC framework Implementation) Regulations, 2021 and amendments thereof.
- 13.7. The power procurement from Wind, Solar PV, Wind Solar Hybrid, Round the Clock (RTC) generations shall be carried out as per the guidelines for Tariff Based Competitive Bidding process notified by the Ministry of Power.
- 13.8. Distribution licensees shall contract storage capacity corresponding to the results of LT-DRAP capacity addition requirement for future years from Battery Energy Storage System (BESS) and Pump Storage Projects (PSP) or any other cost-effective energy storage technology as per the guidelines for tariff based competitive bidding process notified by the Ministry of Power/.
- 13.9. Distribution licensees may contract power through State generating stations, Central generating stations, Independent Power Producers (IPPs), Captive Power Plants (CPPs), Renewable Power Plants including Co-Generation Plants, Central/State Agencies Intermediaries, Traders, Aggregators, Power Exchanges or through bilateral agreements , Banking arrangements with other distribution licensees and any other sources as may be approved by the Commission.
- 13.10. Distribution licensees may procure power on Short-term and Medium-term basis through DEEP and PUSHp portal.

14. Procurement Type and Tenure

- 14.1. Distribution licensees, while determining the modalities and tenure of procurement of resources, shall ensure that procurement contract shall be decided first within the region subject to the least cost resource availability considering transmission constraints and cost of transmission for procurement from outside the region and then across regions if necessary.

Provided that SLDC shall declare available transmission corridor on web portal, accessible to all stake holders, to enable the distribution licensee to plan its power purchase accordingly.

- 14.2. Distribution licensees shall identify the generation resource mix and also procurement strategy in Long-term, Medium-term and Short-term period and seek approval of the Commission.
- 14.3. Distribution licensees in its overall power procurement planning approach shall employ greater emphasis on adequate contracting through Long-Term and Medium-Term arrangements. However, distribution licensees shall ensure that entering into new Long-Term and Medium-Term contracts does not contribute towards accumulation of stranded capacity and additional burden to the consumers on account of fixed cost associated with stranded capacity.
- 14.4. Distribution licensees through annual rolling plan shall ensure incremental capacity addition through Long-term/Medium-term/Short-term upon factoring in existing and its planned procurement initiatives.

15. Sharing of Capacity

Distribution licensee shall duly factor in the possibility of Long-term/Medium-term/Short-term capacity sharing while preparing the Resource Adequacy plan and optimally utilize the capacity available within the state through competitive sharing arrangements or other mechanisms, and then use the platform for inter-state capacity sharing or trading mechanism if created by the Central Commission or other mechanisms as the case may be and optimize the capacity costs as far as possible. Provided that all generators and distribution licensees shall declare extra capacity available indicating quantum and period on shared portal, accessible to all stakeholders.

16. Approval of Power Purchase Agreement

- 16.1. Any new Capacity arrangement/tie-up shall be subject to the prior approval of the Commission in view of necessity, reasonableness of cost of power purchase and promotion of working in an efficient, economical and equitable manner.
- 16.2. All procurement of Long/Medium/Short-term power from various sources shall be carried out as per the Guidelines/Rules/Regulations/Policies issued by the Central Government/Appropriate Commission from time to time.
- 16.3. Any new power purchase agreement for Long/Medium-term or amendments to existing Long/Medium-term Power Purchase Agreement (PPA's)/ Power Sale Agreement (PSA) entered into by distribution licensee shall be subject to the prior approval of the Commission.
- 16.4. Distribution licensee shall submit the list of all existing Power Purchase Agreements executed with different conventional power plants as well as RE Generators along with the Resource Adequacy plan.

17. Variation in Power Purchase

Distribution licensee shall undertake additional power procurement during the year, over and above the approved resource adequacy procurement plan on account of following exemptions:

- (a) In case, where there has been an unanticipated increase in the demand

for electricity or a shortfall or failure in the supply of electricity from any approved source of supply during the year or when the sourcing of power from existing tied-up sources becomes costlier than other available alternative sources, the distribution licensee may enter into additional agreement for procurement of power.

- (b) Distribution licensee may enter into a Short-term arrangement or agreement for procurement of power when faced with emergency conditions that threaten the stability of the grid, or when directed to do so by the SLDC/RLDC to prevent grid failure or during exigency conditions and for banking with other States on Short-term basis without prior approval of the Commission. Provided that the details of such Short-term procurement shall be submitted to the Commission within 45 days from date of procurement of power.

Chapter 6

Monitoring and Compliance

18. Monitoring and Compliance

Distribution licensee shall comply with the Resource Adequacy requirement, and its compliance and in accordance with the timelines specified under Regulations 20 of these Regulation. In case of non-compliance, appropriate non-compliance charges as may be determined by the Commission, shall be applicable.

Chapter 7

Roles and Responsibilities and Timelines

19. Data Requirement and Sharing Protocol

19.1. Distribution licensee shall maintain and share all data related to demand assessment and forecasting with SLDC, such as:

- a) Categories wise consumer data;
- b) Historical demand data;
- c) Weather data;
- d) Demographic and econometric variables;
- e) Distribution losses and Intra/Inter-State Transmission losses;
- f) Actual energy requirement;
- g) Availability including curtailment, peak electricity demand, and peak met along with changes in demand profile (e.g.: agricultural shift, time of use, etc.), historical hourly loadshedding, etc.

19.2. Distribution licensee shall maintain all statistics and database pertaining to policies and drivers, such as:

- a) LED penetration, efficient fan/ACs penetration, appliance penetration, increased usage of electrical appliances for cooking, heating, cooling etc., in

- households;
- b) Increase in commercial activities for geographic areas/regions;
 - c) Increase in number of agricultural pumps;
 - d) Solarization within distribution licensees area;
 - e) Changes in specific energy consumption;
 - f) Consumption pattern from seasonal consumers;
 - g) Demand Side Management (DSM);
 - h) Distributed Energy Resources (DERs);
 - i) Electric Vehicles (EVs);
 - j) Open Access (OA);
 - k) National Hydrogen Mission;
 - l) Reduction of AT&C losses, etc:
- 19.3. Distribution licensee shall maintain at least past 10 years of statistics in its database pertaining to consumption profiles for each class of consumers, such as domestic, commercial, public lighting, public water works, agricultural/irrigation, LT industries, HT industries, railway traction, bulk (non-industrial HT consumers), open access, captive power plants, insights from load survey, contribution of consumer category to peak demand, seasonal variation aspects, etc.
- 19.4. SLDC shall maintain the licensee-specific as well as aggregate for state as whole, the statistics and database pertaining to aggregate demand assessment and forecasting data mentioned above and share state-level assessment of existing generation resources and such other details as may be required for the LT-NRPA with the Authority and the NLDC for national assessment by the month of May every year.
- 19.5. Distribution licensee shall share information and data pertaining to the existing and contracted capacities with their technical and financial characteristics including hourly generation profiles to SLDC for computation of State-level capacity credit factors and for preparation of State-level assessment.
- 19.6. SLDC shall aggregate generation data and share State-level projections with the Authority and NLDC for assessment of Resource Adequacy requirement.
- 20. Timelines**
- 20.1. Distribution licensees shall submit demand forecasts to SLDC by 21st April of each year for the ensuing year(s).
- 20.2. SLDC, on behalf of distribution licensees in the State, shall aggregate and submit State-level demand forecasts to the Authority and the NLDC by 31st May of each year for the next 10 years.
- 20.3. As per the timelines provided in Annexure-F of Guidelines for Resource Adequacy Planning Framework for India notified by Ministry of Power dated

28th June, 2023, LT-NRAP report is to be published by CEA by 15th July of each year for the period starting from the month of April in the subsequent year and NLDC will publish the ST-NRAP report by 31st July of each year for the period starting from the month of April in the subsequent year.

- 20.4. SLDC shall allocate each distribution licensee's share in national peak within 15 days of publication LT-NRAP report.
- 20.5. The STUs/SLDC shall prepare one-year look ahead ST-DRAP (Short term Distribution Resource Adequacy Plan), on an annual basis for operational planning, at the state level based on the LT-DRAP study results. The SLDC shall review the ST-DRAP on a daily, monthly and quarterly basis based on actual availability of generation resources.
- 20.6. SLDC shall submit LT-DRAP to CEA by 30th September of each year for the period starting from the month of April in the subsequent year for validation.
- 20.7. SLDC on behalf of distribution licensees shall submit the LT-DRAP plan duly vetted by CEA along with details for meeting the RAR to the Commission within 15 days from the date of receipt of CEA approval. The Commission shall approve RA plans within 45 days from the date of submission.
- 20.8. Distribution licensee shall submit details of contracted capacity for the ensuing year for meeting RAR of national peak to the SLDC approval by the Commission by the month of January.
- 20.9. SLDC shall submit State-level aggregated contracted capacity to RLDC/NLDC under intimation to the Commission by the 14th February.
- 20.10. As per the timelines provided in Annexure-F of Guidelines for Resource Adequacy Planning Framework for India notified by Ministry of Power dated 28th June, 2023, RLDC has to aggregate the capacities at the regional and submit the information to the NLDC by month of February.
- 20.11. The contracting for the balance capacity shortfall as communicated by NLDC shall be completed by the end of March of each year for the ensuing year(s) by distribution licensee.
Provided that in case of the distribution licensee contracts the balance capacity shortfall through Long/Medium-term power procurement the same shall be subjected to prior approval of the Commission as per Regulation 16.3 of these Regulations.
- 20.12. Distribution licensee after contracting the balance capacity shall submit the information to the SLDC and Commission by 31st March of each year for the ensuing year(s).
Provided that in case there is delay in communication by NLDC for balance capacity shortfall, distribution licensee may seek approval from the Commission for time extension for contracting the balance capacity by 25th March of each year.

Chapter 8 Miscellaneous

21. Placing of information on websites

- 21.1. The monthly/weekly/day-ahead/intraday power procurements/sale by distribution licensee and generator schedule shall be made available on the websites of distribution licensee and SLDC within 45 days of such procurements/sale with ease of access to the current as well as archived data.
- 21.2. SLDC shall also publish the monthly Merit Order Dispatch (MoD) stack along with per unit variable cost of each generating station on its website.

22. Constitution of dedicated cells

- 22.1. The distribution licensee shall establish a planning cell for Resource Adequacy within three months of the Regulation coming into force. The cell shall have the requisite capability and tools for demand forecast, capacity, RE integration etc.
- 22.2. Another round the clock dedicated cell shall also be constituted by distribution licensee for power purchase/sell in real-time, and also undertake intra-day, day-ahead, week ahead power procurement through Power Exchanges or any other means. Distribution licensee shall frame suitable guidelines for the modus operandi of the dedicated cells in line with the spirit of these Regulation and shall apprise the Commission for the same within 45 days from the date of coming into force of these Regulations.

23. Assessment to involve consultation

- 23.1. The distribution licensee shall make the Resource Adequacy Plan in consultation with State Sector Generating Companies, Central Sector Generating Companies, Transmission Companies, National/Regional/State Load Dispatch Centers, premium research Institutes such as IITs/IIMs/NITs/agencies with relevant experience and Central Electricity Authority. It shall also make enquiries with the Trading Companies and States with surplus power to estimate the likely availability and price of power across the country for peak, off-peak and normal periods.

Provided that distribution licensee may also consult with research agencies with relevant experience.

24. Power to Issue Orders and Give Practice Directions

Subject to the provisions of the Electricity Act, 2003 and these Regulations, the Commission may from time to time issue such orders and practice directions as considered appropriate for the implementation of these Regulations and procedure to be followed.

25. Power to Relax

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

26. Power to Remove Difficulties

If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission may, by an order, make such provisions, not inconsistent to the provisions of the Act and these Regulations, as may appear to be necessary for removing the difficulty/difficulties.

27. Power to amend

The Commission may from time to time add, vary, alter, modify or amend any provisions of these Regulations by an order after following the necessary procedures.

28. Repeal and Savings

- 28.1. Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent power of the Commission to make such orders as may be necessary to meet the ends of justice or to prevent abuses of the process of the Commission.
- 28.2. Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting in conformity with the provisions of the Act a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.
- 28.3. Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulations have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.

By order of the Commission

Sd/-

(Surya Prakash Shukla)
Secretary.

ANNEXURE -I

Methodology of Preparation of Resource Adequacy Plan with constraints

- (a) The hourly demand profile shall be projected over the planning period by distribution licensee, based on the forecasted values of annual energy requirement and peak demand trajectory. The annual energy requirement and peak demand shall be forecasted using the methods specified in Regulation 6.7 of these Regulations. The projected hourly demand for the future years shall be used as inputs into the model. Distribution licensee shall ensure that the generation expansion planning model chosen is capable of simulating on an hourly chronological resolution. This is necessary to capture the behaviour of the system with respect to ramping of conventional generation, profiles of RE generation, behaviour of energy storage, etc.
- (b) After establishment of demand profile for all future years, the model would undertake an optimization exercise to minimize the total system cost to meet the future demand adhering to all power system parameters. Following constraints should be considered while modelling by distribution licensee:

- ❖ **Planning Reserve Margin/Resource Adequacy Requirement:** The Resource Adequacy Requirement (RAR) constraint shall ensure that the total Resource Adequacy (Generation capacity) of distribution licensee fulfils the Planning Reserve Margin as determined by CEA. The resource adequacy requirement for each Distribution Licensee shall be computed as:

RAR Contribution to forecasted national peak demand in GW $\times (1 + PRM)$

From the supply side, the RAR shall be the sum of the "firm capacity" or "capacity credits" of contracted / planned capacities (including renewables, storage, other resources such as demand response) along with derated interconnection limits (imports).

Both, supply side and demand side RAR shall match. The Thermal capacity credit shall be calculated by reducing the auxiliary consumption and the forced outage rate from the installed capacity.

The capacity credits for generating resources and demand response resources to meet the national peak shall be as estimated by CEA. The capacity credits published by CEA for each resource type may differ between existing and new resources and between resources in different regions. For example, a solar based power plant in the Southern Region will have a capacity credit, which could be different compared to a solar plant in the Northern Region. Similarly, an upcoming wind-based power plant could have a different capacity credit compared to an already commissioned wind plant in the same region. Distribution licensee shall use these capacity credits while planning to meet their RAR. For example, a Distribution Licensee having a PPA with an existing solar based power plant located in a southern State would use the capacity credit of existing solar based power plants in the Southern Region.

Portfolio balance constraints: The portfolio balance shall ensure that the total generation within a control area of distribution licensee and the import of power to the control area of distribution licensee is equal to the sum of the demand, exports from the control area of distribution licensee, any energy not served and curtailment, for each hour.

RE Generation constraints: For renewable energy resources, such as solar and wind, the RE generation shall be constrained as per the hourly profile of the resource. Historic profiles of renewable sources shall be used to generate the hourly profiles. Additional constraints shall ensure that the distribution licensee's overall renewable generation targets are met and included while formulating LT-DRAP.

Conventional Generation constraints:

- (a) Unlike solar and wind, thermal resources are dispatchable. However, the thermal resources are bound by constraints such as maximum and minimum generation limits, ramp rates, spinning reserve offers, plant availability and unit commitment decisions.
- (b) The dispatch (energy offer) plus the reserve offer for each generator is constrained to be within the maximum and minimum generation limits. Generation between two consecutive time blocks also must be within the ramping capabilities of the resources. Unit commitment decisions, such as start-up/shut-down, minimum up and down times, etc., require binary variables to implement and are to be included. Additionally, generation units may have periods of outages, which may need to be captured by using an availability factor.
- (c) The capacity for each year needs to be tracked by a constraint, which shall ensure that the capacity in a particular year is equal to the capacity last year plus any new capacity investment minus capacity retirement, if any.

RPO constraints: Fulfilment of Renewable Purchase Obligation shall be considered as one of the objectives of Resource Adequacy. Technology options like renewable energy generation for round the clock energy supply backed with storage (Battery and PSP), standalone renewable energy capacity along with hydro capacity for balancing renewable energy generation shall be considered while carrying out resource adequacy exercise.

Storage constraints: Due to the intermittent nature of renewable energy generation, the need for resources, which can store surplus energy and despatch the stored energy during low RE generation periods becomes vital. Storage charge and discharge at any instant are constrained by the storage level or the State of Charge (SoC) of the storage resource, and the maximum charge / discharge limit. The resource shall only discharge if there is sufficient energy present due to prior charging of the resource. To implement this, considering the chronological sequence of time is also important. Since, storage resources convert electricity to other forms of energy, there are also some efficiency losses (round-trip efficiency) which shall be accounted for. Different technologies may have different discharge periods (energy limits), power outputs (maximum charge / discharge) and levels of efficiency.

Operating (Spinning) Reserve constraints: Operating reserve shall ensure that sufficient resources are in the system and kept online or on standby each hour to account for load forecast errors, intermittency of RE or meeting contingencies in real time. The thumb rule for operating reserve requirement shall be defined based on discussions with the SLDC and shall be considered as an input parameter to the model.

Demand Response: Potential for demand side management such as shifting of load or demand response can be considered while undertaking the Resource Adequacy Plan (RAP). The constraints such as periods when load shifting can occur, and the maximum quantum of load, which can be shifted over a period shall be included.

ANNEXURE -II

The firm capacity to meet the resource Adequacy Requirement (RAR) shall be calculated as shown below:

$$\begin{aligned}
 RAR = & \sum_{i=1}^{num\_solar} Solar\_Capacity * Solar\_Capacity\_Credit \\
 & + \sum_{i=1}^{num\_wind} Wind\_Capacity * Wind\_Capacity\_Credit \\
 & + \sum_{i=1}^{num\_Hydro} Hydro\_Capacity * Hydro\_Capacity\_Credit \\
 & + \sum_{i=1}^{num\_thermal} Thermal\_Capacity * Thermal\_Capacity\_Credit \\
 & + \sum_{i=1}^{num\_nuclear} Nuclear\_Capacity * Nuclear\_Capacity\_Credit \\
 & + \sum_{i=1}^{num\_storage} Storage\_Capacity * Storage\_Capacity\_Credit \\
 & + \sum_{i=1}^{num\_other} Other\_Resource\_Capacity * OtherResource\_Capacity\_Credit \\
 & + \sum_{i=1}^{num\_other} Import\_limit * capacity\_credit
 \end{aligned}$$

ANNEXURE -III

Formats (1 to 13) enclosed separately

Demand Forecast (Summary Statement for State) - (Name of Discom:)									<i>Format-1</i>
Sr. No.	Particulars	Actual of Previous Years			Current Year	YoY growth rate/CAGR - as applicable (%)	Projections		
		Yr-1	Yr-2	Yr-n			Yr-1	Yr-2	...Yr-10
1	Energy Sale - MUs (<i>Consumer Category wise as per Retail Supply Tariff Order</i>)								
2	Total Energy Sale (MU)- (<i>Cumulative of all consumer categories</i>)								
3	YoY growth rate for total energy Sales (%)								
4	Distribution losses - in %								
5	Distribution losses - in MU								
6	Supply / Requirement at DISCOM Boundary (MU)								
7	Intra-State Transmission losses - in %								
8	Intra-State Transmission losses - in MU								
9	Supply / Requirement at State Boundary (MU)								
10	Inter-State Transmission losses - in %								
11	Inter-State Transmission losses - in MU								
12	Ex-Bus Requirement of DISCOM (MU) – RESTRICTED								
13	Energy Wheeled for OA Consumers (as applicable)								
14	Ex-Bus Requirement of DISCOM (MU) (including OA) - RESTRICTED								
15	Unsupplied energy due to system constraints (MU)								
16	Ex-Bus Requirement of DISCOM (MU) (excluding OA) – Unrestricted								
17	Ex-Bus Requirement of DISCOM (MU) (including OA) – Unrestricted								
18	System Load Factor								
19	Peak load of DISCOM (MW) (excluding OA)								
20	Peak load of DISCOM (MW) (including OA)								
Note:	1. The Demand Forecast would be supported by Graphs showing yearly Demand Pattern for Consumer Category and wherever possible sample 24hr Load Duration Curve also needs to be provided								
	2. The Demand Forecast shall be done in accordance with Regulation 6 of the ----- (Framework for Resource Adequacy) Regulations, 2026								
	3. The above format for furnishing information related to Demand Forecasting is subject to change if methodology adopted for Demand Forecasting is other than PEUM.								

Name of DISCOM:.....							Format-2.1
Monthly Ex-Bus Energy Requirement (MU)							
Month	Actual of Previous Years			Projections			
	Yr-1	Yr-2	Yr-n	Current Year	Yr-1	Yr-2	...Yr-10
Apr							
May							
Jun							
Jul							
Aug							
Sep							
Oct							
Nov							
Dec							
Jan							
Feb							
Mar							

Monthly Ex-Bus Energy Requirement (MU)							Format-2.2
Month	Actual of Previous Years			Projections			
	Yr-1	Yr-2	Yr-n	Current Year	Yr-1	Yr-2	...Yr-10
OACs							
Apr							
May							
Jun							
Jul							
Aug							
Sep							
Oct							
Nov							
Dec							
Jan							
Feb							
Mar							
SEZ							
Apr							
May							
Jun							
Jul							
Aug							
Sep							
Oct							
Nov							
Dec							
Jan							
Feb							
Mar							

Monthly Ex-Bus Energy Requirement (MU)							Format-2.3
Month	Actual of Previous Years			Projections			
	Yr-1	Yr-2	Yr-n	Current Year	Yr-1	Yr-2	...Yr-10
All DISCOMs including SEZ OACs							
Apr							
May							
Jun							
Jul							
Aug							
Sep							
Oct							
Nov							
Dec							
Jan							
Feb							
Mar							

Power Supply Projections							Format-3
No.	Particulars	Projections					Format-3
		Yr (n+1)	Yr (n+2)	Yr (n+3)	Yr (n+4)	...Yr (n+10)	
1	Ex-Bus Requirement of State (MU)						
	For DISCOMs (MU)						
	For SEZ (MU)						
	For OA (MU)						
2	Energy Availability (MU)						
	CG Genco Thermal Plants						
	CG Genco Hydel Plants						
	ISP, OSP, SSP & Other Hydel						
	Central Sector Stations						
	UMPP & IPPs						
	Wind Generators Availability						
	Solar Generators Availability						
	Other Generators Availability						
	Availability through banking/Power Market						
	Others Sources (If any)						
	TOTAL (MU)						
3	Surplus(+)/Deficit(-) (MU)						
4	Surplus(+)/Deficit(-) (%)						
Note:		1. The yearly Energy requirement/Supply should tally with monthly requirement/supply forecast as indicated in Format-2					
		2. The Power Supply Position would be supported by Graphs showing yearly and Monthly Pattern					

3

Available/Existing Generation Capacities and Year wise Energy Availability								Format-5
No.	Name of Plant	COD	Capacity (MW)	State Share (MW)	Energy Availability (MU)			
					Yr (n+1)	Yr (n+2)	Yr (n+3)	...Yr (n+10)
1	CG Genco Thermal Plants							
2	CG Genco Hydel Plants							
3	ISP, OSP, SSP & Other Hydel							
4	Central Sector Stations							
5	Wind Generators Availability							
6	Solar Generators Availability							
7	Other Generators Availability							
8	Availability through banking/Power Market							
9	Others Sources (If any)							
		Total						
1. This format is to be submitted Separately for Long-Term/Medium-Term/Short-Term								
2. The above format needs to be filled considering the plant wise availability of each State/Central Generating plants, IPPs, Renewable plants and other Plants for entire 10-year plan.								

Month-Wise Energy Availability from Available/Existing Generation Capacities												Format-7	
No.	Name of Project	Monthly Energy Availability (MU)											
		April	May	June	July	August	September	October	November	December	January	February	March
1	CG Genco Thermal Plants												
2	CG Genco Hydel Plants												
3	ISP, OSP, SSP & Other Hydel												
4	Central Sector Stations												
5	Wind Generators Availability												
6	Solar Generators Availability												
7	Other Generators Availability												
8	Availability through banking/Power Market												
9	Others Sources (If any)												
	Total												
Note:	1. This format is to be submitted Separately for Long-Term/Medium-Term/Short-Term												
	2. This format is to be furnished year-wise for entire 10-years separately												
	3. The above format needs to be filled considering the plant wise availability of each State/Central Generating plants, IPPs, Renewable plants and other Plants for entire 10-year plan.												

Summary of Month wise Energy Requirement and Energy Availability (MU)													Format-9
No.	Particulars	Monthly Energy Availability (MU)											
		April	May	June	July	August	September	October	November	December	January	February	March
1	Yr (n+1)												
	Energy Requirement												
	Energy Availability												
	Surplus(+)/Deficit(-) (MU)												
	Surplus(+)/Deficit(-)(%)												
	Yr (n+2)												
	Energy Requirement												
	Energy Availability												
2	Surplus(+)/Deficit(-) (MU)												
	Surplus(+)/Deficit(-)(%)												
	Yr (n+3)												
	Energy Requirement												
3	Energy Availability												
	Surplus(+)/Deficit(-) (MU)												
	Surplus(+)/Deficit(-)(%)												
	 Yr (n+10)												
..... • 10	Energy Requirement												
	Energy Availability												
	Surplus(+)/Deficit(-) (MU)												
	Surplus(+)/Deficit(-)(%)												
Note:	1.This format figures should tally with Format-2, Format-7 and Format-8												
	2. This format is to be furnished year-wise for entire 10-years separately												
3. The above format needs to be filled considering the plant wise availability of each State/Central Generating plants, IPPs, Renewable plants and other Plants for entire 10-year plan.													

Generating Stations Details																Format-10			
Sr. No.	Name of Generatin gStation	Region /State	Installed capacity (MW)	Share of CG (%))	COD/ SCOD	Expected Retirement Year	Fixed Cost (Rs/MW)	Variable Cost (Rs/kWh)	Auxiliary Consumption (%)	Max Generation Limits (MW)	Min Generation Limits (MW)	Fuel GC V (GJ/kg)	Heat Rate (at full Load)	Heat rate (at part load i.e. 55%)	Ramp Up rate (MW/min)	Ramp down rate (MW/min)			

Continued...

[illegible]

Plan for Renewable Power Obligation (RPO)							Format-11
Particulars		Unit	Projection				
			Yr (n+1)	Yr (n+2)	Yr (n+3)	Yr (n+4)	... Yr (n+10)
Ex-Bus Energy Requirement (MU) (DISCOMs + SEZ)		MU					
Wind RPO	RPO	%					
	RPO	MU					
	Availability from Qualified Tied up (including consented) projects						
	Availability from Wind Component of RE RTC projects						
	Year wise Balance RPO quantum to be met						
	Additional Capacity required up to fulfill RPO	MW					
HPO	RPO	%					
	RPO	MU					
	Availability from Qualified Tied up (including consented) projects						
	Year wise Balance RPO quantum to be met						
	Additional Capacity required up to fulfill RPO	MW					
Other RPO	RPO	%					
	RPO	MU					
	Old WPP's Contribution						
	Old Hydro Project's Contribution						
	Availability from Tied up Solar projects (including consented)						
	Availability from Solar Component of RE RTC projects						
	Total Contribution from Tied up Projects						
	Remaining RPO Quantum						
	Additional Capacity required up to fulfill RPO	MW					
Total RPO	RPO	%					
	RPO	MU					
	RPO	MW					
ESO	Energy Storage Obligation	%					
	Energy to be procured through Storage	MU					
	Energy to be procured through Storage	MW					

Deviation in Demand Forecast (Summary Statement for State and All DISCOMs separately) - Discom wise (Name of Discom: _____)					Format-12
Sr. No.	Particulars	Previous Years approved As per Plan (1)	Actual (2)	Deviation (2-1)	Reasons for deviation
1	Total Energy Sale (MU)- (Cumulative of all consumer categories)				
2	Distribution losses - in %				
3	Distribution losses - in MU				
4	Supply / Requirement at DISCOM Boundary(MU)				
5	Intra-State Transmission losses - in %				
6	Intra-State Transmission losses - in MU				
7	Supply / Requirement at State Boundary(MU)				
8	Inter-State Transmission losses - in %				
9	Inter-State Transmission losses - in MU				
10	Ex-Bus Requirement of DISCOM (MU)				
11	Sale by Distribution licensee to SEZ				
12	Energy Wheeled for OA Consumers				
13	Ex-Bus Requirement of State (MU)				
14	Peak load of DISCOM (MW)				
15	Peak load of State (MW)				

Deviation in Energy Availability					Format-13
Sr. No.	Particulars	Previous Years approved As per Plan (1)	Actual (2)	Deviation (2-1)	Reasons for deviation
1	Ex-Bus Requirement of State (MU)				
	For DISCOMs (MU)				
	For SEZ (MU)				
	For OA (MU)				
2	Energy Availability (MU)				
	CG Genco Thermal Plants				
	CG Genco Hydel Plants				
	ISP, OSP, SSP & Other Hydel				
	Central Sector Stations				
	UMPP & IPPs				
	Wind Generators Availability				
	Solar Generators Availability				
	Other Generators Availability				
	Availability through banking/Power Market				
	Others Sources (If any)				
5	TOTAL (MU)				