



भारत का राजपत्र

The Gazette of India

सी.जी.-एच.आर.-अ.-29112024-259024
CG-HR-E-29112024-259024

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 929]
No. 929]

नई दिल्ली, बुधवार, नवम्बर 20, 2024/कार्तिक 29, 1946
NEW DELHI, WEDNESDAY, NOVEMBER 20, 2024/KARTIKA 29, 1946

संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग
(गोवा और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए)
अधिसूचना

गुरुग्राम, 15 अक्टूबर, 2024

सं. जेई आर सी-32/2024.—विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 36, धारा 39, धारा 40, धारा 41, धारा 51, धारा 61, धारा 62, धारा 63, धारा 64, धारा 65 और धारा 86 के साथ धारा 181 की उप-धारा (2) द्वारा दिए गए अधिकारों और इस संबंध में उसे सक्षम बनाने वाले अन्य सभी अधिकारों का प्रयोग करते हुए, गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्र (दिल्ली एवं जम्मू और कश्मीर को छोड़कर) के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, पिछले प्रकाशनों के बाद, एतद् द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, नामतः:

अध्याय 1: प्राथमिक

1. संक्षिप्त शीर्षक, प्रारंभ और विस्तार

- 1.1 इन विनियमों को गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (बहुवर्षीय उत्पादन, पारेषण और वितरण टैरिफ) विनियम, 2024 कहा जाएगा।
- 1.2 ये विनियम वित्त वर्ष 2025-26 से लेकर वित्त वर्ष 2029-30 तक, यानी 1 अप्रैल, 2025 से 31 मार्च, 2030 तक, इन विनियमों के अंतर्गत आने वाले सभी मामलों में टैरिफ के निर्धारण हेतु, जब तक कि अन्यथा समीक्षा/संशोधन/विस्तार न किया जाए, लागू होंगे।

1.3 ये विनियम पूरे गोवा राज्य एवं अंडमान और निकोबार द्वीप समूह, लक्षद्वीप, दादरा और नगर हवेली एवं दमन और दीव, पुडुचेरी और चंडीगढ़ संघ राज्य क्षेत्रों पर लागू होंगे।

2. परिभाषाएं

2.1 इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो:

1. **“लेखांकन विवरण”** का अर्थ प्रत्येक वित्त वर्ष के लिए तुलन पत्र, लाभ और हानि विवरण, नकदी प्रवाह विवरण और सांविधिक लेखा परीक्षकों की रिपोर्ट के साथ-साथ उस पर टिप्पणियां होंगी;
बशर्ते, विद्युत वितरण का व्यवसाय करना वाले किसी भी स्थानीय प्राधिकरण के मामले में, लेखा विवरण का अर्थ ऊपर उल्लिखित मदों से हो, जो ऐसे स्थानीय प्राधिकरण पर लागू प्रासंगिक अधिनियमों या कानूनों के अनुसार तैयार किए जाते हैं और उनका रिकॉर्ड रखा जाए;
बशर्ते, जब आयोग विनियामक लेखा प्रस्तुत करने हेतु विनियमों को अधिसूचित कर देगा तब टैरिफ निर्धारण एवं टूइंग-अप के लिए आवेदन विनियामक लेखा पर आधारित होंगे;
2. **“अधिनियम”** का अर्थ समय-समय पर संशोधित विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) होगा;
3. **“अतिरिक्त पूंजीगत व्यय”** का अर्थ होगा उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा, जैसा भी मामला हो, इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार परियोजना के वाणिज्यिक संचालन की तिथि के बाद किया गया या किए जाने का अनुमान;
4. **“अतिरिक्त पूंजीकरण”** से तात्पर्य इन विनियमों के अनुसार, विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा स्वीकार किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय होगा;
5. **“समग्र राजस्व आवश्यकता”** या **“एआरआर (ARR)”** का तात्पर्य उत्पादक कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी से संबंधित लागतों से होगा, जिन्हें इन विनियमों के अनुसार आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ और प्रभारों से वसूल किए जाने की अनुमति है;
6. **“समग्र तकनीकी और वाणिज्यिक हानि”** या **“एटीएंडसी/ AT&C”** प्रणाली में विद्युत इनपुट इकाईयों और जिन इकाईयों के लिए भुगतान लिया जाता है, उनके बीच का अंतर है;
7. **“आवंटन विवरण”** का मतलब प्रत्येक वित्त वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के बीच विभाजन या आवंटन द्वारा निर्धारित किसी भी राजस्व, लागत, आस्ति, देयता, आरक्षित या प्रावधान आदि की मात्रा को दर्शाने वाला विवरण होगा;
8. **“आवंटित पारेषण क्षमता”** का अर्थ सामान्य परिस्थितियों में अंतर-राज्यीय पारेषण प्रणाली पर एक दीर्घकालिक उपभोक्ता या एक मध्यम अवधि उपभोक्ता को इंजेक्शन के निर्दिष्ट बिंदुओं और आहरण के बिंदुओं के बीच मेगावाट में विद्युत हस्तांतरण होगा और “पारेषण क्षमता का आवंटन” अभिव्यक्ति को तदनुसार समझा जाएगा;
9. **“आवेदक”** का अर्थ ऐसी उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी से होगा जिसने अधिनियम और इन विनियमों के अनुसार समग्र राजस्व आवश्यकता और टैरिफ के निर्धारण हेतु आवेदन किया है और इसमें ऐसी उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी शामिल होंगे जिनका टैरिफ आयोग द्वारा स्वप्रेरणा से या टूइंग-अप एक्सरसाइज के हिस्से के रूप में निर्धारित किया जा रहा हो;
10. **“आपूर्ति क्षेत्र”** का अर्थ वह क्षेत्र होगा जिसके भीतर वितरण लाइसेंसधारी को उसके लाइसेंस द्वारा विद्युत की आपूर्ति करने के लिए अधिकृत किया जाता है;
11. **“प्राधिकरण”** का अर्थ अधिनियम की धारा 70 में निर्दिष्ट केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण होगा;
12. **“सहायक ऊर्जा खपत”** या **“एयूएक्स/ AUX”**, किसी उत्पादन स्टेशन के मामले में किसी अवधि के संबंध में, का मतलब उत्पादन स्टेशन के सहायक उपकरणों द्वारा खपत की गई विद्युत की मात्रा होगी, जैसे कि उत्पादन स्टेशन के स्विचयार्ड समेत संयंत्र और मशीनरी के संचालन हेतु उपयोग किए जा रहे उपकरण एवं उत्पादन स्टेशन में ट्रांसफॉर्मर की हानि, जो उत्पादन स्टेशन की सभी इकाईयों के जनरेटर टर्मिनलों पर

उत्पादित सकल विद्युत के योग के प्रतिशत के रूप में व्यक्त की जाती है:

बशर्ते, सहायक ऊर्जा खपत में उत्पादन स्टेशन पर आवासीय कॉलोनी और अन्य सुविधाओं को विद्युत की आपूर्ति हेतु खपत की गई विद्युत और उत्पादन स्टेशन पर निर्माण कार्यों के लिए खपत की गई विद्युत शामिल नहीं हो:

इसके अलावा, संशोधित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु सहायक विद्युत खपत पर आयोग द्वारा अलग से विचार किया जाएगा;

13. “उपलब्धता” किसी निश्चित अवधि के लिए पारेषण प्रणाली के संबंध में, इसका अर्थ है उस अवधि के दौरान घंटों में वह समय होगा जब पारेषण प्रणाली अपनी निर्धारित वोल्टेज पर विद्युत संचारित करने में सक्षम होती है, जिसे निश्चित अवधि में कुल घंटों के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है;
14. “औसत विद्युत खरीद लागत (एपीपीसी/ APPC)” का मतलब होगा, भारत औसत संयोजित विद्युत मूल्य जिस पर वितरण लाइसेंसधारी ने विद्युत एक्सचेंजों समेत सभी दीर्घकालिक और अल्पकालिक विद्युत आपूर्तिकर्ताओं से स्व-उत्पादन की लागत, यदि कोई हो, सहित विद्युत खरीद की हो।
15. “बैंक दर” का अर्थ भारतीय रिजर्व बैंक द्वारा समय-समय पर घोषित बैंक दर होगा;
16. “आधार वर्ष” का अर्थ नियंत्रण अवधि से ठीक पहले का वित्त वर्ष और इन विनियमों के प्रयोजनों के लिए उपयोग किया जाने वाला वर्ष;
17. “थोक विद्युत पारेषण समझौता/ बल्क पावर ट्रांसमिशन एग्रीमेंट” का अर्थ होगा एक निष्पादित समझौता जिसमें वे नियम और शर्तें होंगी जिनके तहत पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ता पारेषण लाइसेंसधारी के अंतर-राज्यीय पारेषण प्रणाली तक पहुंचने का हकदार होगा;
18. “वहन लागत” का अर्थ होगा संबंधित वर्ष की 1 अप्रैल को एक (1) वर्षीय भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर प्लस 100 आधार अंक;
19. “कानून में बदलाव” का अर्थ होगा निम्नलिखित में से किसी भी घटना का होना:
 - क) किसी नए भारतीय कानून को लागू करना, प्रभाव में लाना या प्रचार करना; या
 - ख) किसी वर्तमान भारतीय कानून को अपनाना, संशोधित करना, परिवर्तित करना, निरस्त करना या उसे पुनः अधिनियमित करना; या
 - ग) किसी सक्षम न्यायालय, न्यायाधिकरण या भारतीय सरकारी संस्था द्वारा किसी भारतीय कानून की व्याख्या या आवेदन में परिवर्तन, जो ऐसी व्याख्या या आवेदन के लिए कानून के तहत सर्वोच्च अधिकारी है; या
 - घ) किसी सक्षम वैधानिक प्राधिकारी द्वारा परियोजना के लिए उपलब्ध या प्राप्त किसी सहमति या मंजूरी या अनुमोदन या लाइसेंस की किसी शर्त या अनुबंध में परिवर्तन; या
 - ङ) भारत सरकार और किसी अन्य संप्रभु सरकार के बीच किसी द्विपक्षीय या बहुपक्षीय समझौते/संधि के लागू होने या उसमें परिवर्तन होने से, जिसका इन विनियमों के अंतर्गत विनियमित उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली पर प्रभाव पड़ता हो;
20. “केंद्रीय आयोग” या “सीईआरसी/CERC” का अर्थ अधिनियम की धारा 76 की उप-धारा (1) में निर्दिष्ट केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग होगा;
21. “आयोग” का अर्थ अधिनियम की धारा 83 में निर्दिष्ट गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग होगा;
22. “नियंत्रण अवधि” का अर्थ बहु-वर्षीय अवधि होगी, जिसमें वित्त वर्ष 2025-26 से वित्त वर्ष 2029-30 के पांच (5) वित्त वर्ष शामिल होंगे और इन विनियमों के अनुसार पूर्वानुमान प्रस्तुत करने हेतु आयोग द्वारा इस अवधि को बढ़ाया जा सकता है;
23. “केंद्रीय पारेषण उपयोगिता/ सेंट्रल ट्रांसमिशन यूटिलिटी” या “सीटीयू/ CTU” का अर्थ किसी सरकारी

कंपनी से होगा जिसे केंद्र सरकार अधिनियम की धारा 38 की उपधारा (1) के अंतर्गत अधिसूचित कर सकती है;

24. “कट-ऑफ तिथि” का अर्थ है परियोजना के वाणिज्यिक संचालन तिथि से छत्तीस माह के बाद वित्त वर्ष के कैलेंडर माह का अंतिम दिन:

बशर्ते दस्तावेजी प्रमाण के आधार पर यह साबित हो जाए कि परियोजना डेवलपर के नियंत्रण से परे कारणों से कट-ऑफ तिथि के भीतर पूंजीकरण नहीं किया जा सका तो आयोग द्वारा कट-ऑफ तिथि को बढ़ाया जा सकता है;

25. “उपभोक्ता”, का तात्पर्य ऐसे किसी व्यक्ति से है जिसे लाइसेंसधारी या सरकार या इस अधिनियम या किसी अन्य कानून के तहत जनता को विद्युत की आपूर्ति करने के व्यवसाय में लगे किसी अन्य व्यक्ति द्वारा अपने स्वयं के उपयोग के लिए विद्युत की आपूर्ति की जाती है और इसमें ऐसा कोई व्यक्ति शामिल है जिसका परिसर विद्युत प्राप्त करने के उद्देश्य से लाइसेंसधारी, सरकार या ऐसे अन्य व्यक्ति के कार्यों से जुड़ा हुआ है, जैसा भी मामला हो, लेकिन यह राज्य के ऐसे उपभोक्ताओं तक ही सीमित होगा;

26. “अनुबंधित क्षमता” का अर्थ होगा— पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ता द्वारा अनुबंधित मेगावाट क्षमता;

27. “दिन” का अर्थ 00:00 बजे से शुरू होकर 24:00 बजे समाप्त होने वाला दिन होगा;

28. “वाणिज्यिक संचालन तिथि” या “सीओडी/ COD” पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के मामले में इसका अर्थ पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा 00:00 बजे से घोषित तिथि होगी, जिसके लिए पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली का एक तत्व, जैसा भी मामला हो, विद्युत संचारित या वितरित करने हेतु सफल परीक्षण संचालन के बाद नियमित सेवा में है और भेजने वाले छोर से प्राप्त करने वाले छोर तक संचार के संकेत हैं;

बशर्ते किसी उत्पादन स्टेशन के लिए वाणिज्यिक संचालन की तिथि प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में परिभाषित की जाए;

29. “वि- पूंजीकरण” का अर्थ, इन विनियमों के तहत टैरिफ प्रयोजन हेतु होगा, आयोग द्वारा अनुमोदित परियोजना की सकल अचल संपत्ति में कटौती, जो सेवा से निकाली गई संपत्ति के अनुरूप होगी;

30. “वितरण व्यवसाय” का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्तिक्षेत्र में विद्युत की आपूर्ति हेतु वितरण प्रणाली का संचालन और रखरखाव करने का व्यवसाय होगा;

31. “वितरण लाइसेंसधारी” का अर्थ है वह लाइसेंसधारी जो अपने आपूर्ति क्षेत्र में उपभोक्ताओं को विद्युत की आपूर्ति हेतु वितरण प्रणाली का संचालन एवं रख-रखाव करने को अधिकृत है;

32. “वितरण तार व्यवसाय” का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र में विद्युत पहुंचाने हेतु वितरण प्रणाली का संचालन और रख-रखाव करने का व्यवसाय होगा;

33. “टैरिफ और प्रभारों से अपेक्षित राजस्व” का अर्थ प्रचलित टैरिफ पर विनियमित व्यवसाय के उत्पादक कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी को मिलने वाला अनुमानित राजस्व होगा;

34. “विद्युत आपूर्ति संहिता” का अर्थ होगा अधिनियम की धारा 50 के तहत निर्दिष्ट विद्युत आपूर्ति संहिता;

35. “वर्तमान परियोजना” का अर्थ होगा, 1 अप्रैल 2025 से पहले वाणिज्यिक संचालन हेतु घोषित परियोजना;

36. “अप्रत्याशित घटना” का अर्थ होगा, किसी भी पक्ष के संबंध में, किसी भी घटना या परिस्थिति या घटनाओं या परिस्थितियों के संयोजन से होगा, जिसमें नीचे बताई गई घटनाएं भी शामिल हैं, जो उस पक्ष के उचित नियंत्रण में नहीं हैं, और वह उस पक्ष की भूल-चूक के कारण नहीं है और जिसे उचित देखभाल और परिश्रम के प्रयोग से टाला नहीं जा सकता था, और पूर्वोक्त की व्यापकता को सीमित किए बिना, निम्नलिखित घटनाएं शामिल होंगी :

क) बिजली, सूखा, आग और विस्फोट, भूकंप, ज्वालामुखी विस्फोट, भूस्खलन, बाढ़, चक्रवात, आंधी, बवंडर, भूवैज्ञानिक घटनाक्रम, या असाधारण रूप से प्रतिकूल मौसमी स्थितियों समेत दैवीय घटनाएं

जो पिछले सौ वर्षों के सांख्यिकीय पैमानों से अधिक हैं; या

ख) युद्ध आक्रमण, सशक्त संघर्ष या विदेशी शत्रु का कोई काम, नाकाबंदी, प्रतिबंध, क्रांति, दंगा, विद्रोह, आतंकवादी या सैन्य कार्रवाई; या

ग) भारत में राष्ट्रव्यापी प्रभाव डालने वाली उद्योग- व्यापी हड़तालें और मजदूरों द्वारा फैलाई जाने वाली अशांति;

37. "उत्पादक कंपनी" का अर्थ किसी भी कंपनी या निगमित निकाय या व्यक्तियों का संघ या निकाय, चाहे वह निगमित हो या नहीं या कृत्रिम न्यायिक व्यक्ति होगा, जो किसी उत्पादन स्टेशन का स्वामित्व रखता है या उसका संचालन या रखरखाव करता है और इन विनियमों के प्रयोजन के लिए, नवीकरणीय स्रोतों से विद्युत पैदा करने वाली कंपनी को इसमें शामिल नहीं किया जाएगा;
38. "उत्पादन स्टेशन" का अर्थ विद्युत उत्पादन हेतु कोई भी स्टेशन होगा जिसमें स्टेप-अप ट्रांसफॉर्मर, स्विचगियर, स्विच यार्ड, केबल या अन्य अनुलग्नक उपकरण, यदि कोई हो, के साथ कोई भवन और संयंत्र शामिल है जिसका उपयोग उस उद्देश्य एवं उसके स्थल के लिए किया जाता है; एक ऐसा स्थान जिसका प्रयोग उत्पादन स्टेशन के लिए किया जाना है और किसी उत्पादन स्टेशन के संचालन कर्मचारियों के आवास के लिए उपयोग की जाने वाली कोई भी इमारत और जहां पानी- बिजली द्वारा विद्युत पैदा की जाती हो, इसमें पेनस्टॉक्स, हेड और टेल कार्य, मुख्य और नियामक जलाशय, बांध और अन्य हाइड्रोलिक काम शामिल हैं, लेकिन किसी भी मामले में कोई सब- स्टेशन शामिल नहीं है और इन विनियमों के प्रयोजन हेतु नवीकरणीय स्रोतों से विद्युत पैदा करने वाले स्टेशनों को बाहर रखा जाएगा;
39. "ग्रिड" का अर्थ है अंतर- संयोजित पारेषण लाइनों, उप- स्टेशनों और उत्पादन संयंत्रों की उच्च वोल्टेज आधार प्रणाली होगा;
40. "सकल स्टेशन ताप दर" या "एसएचआर/ SHR" का अर्थ थर्मल जनरेटिंग स्टेशन के जनरेटर टर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने के लिए आवश्यक किलोकैलोरी (kCal) में ताप ऊर्जा का इनपुट होगा;
41. "आईडीसी" निर्माण के दौरान ब्याज;
42. "आईईडीसी" निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय;
43. "एकीकृत उपयोगिता/ इंटीग्रेटेड यूटिलिटी" का अर्थ है गोवा राज्य एवं अंडमान और निकोबार द्वीप समूह, चंडीगढ़, लक्षद्वीप और पुडुचेरी के संघ राज्य क्षेत्रों में विद्युत विभाग होगा, अपने वर्तमान स्वरूप में या पुनर्गठन के बाद उत्पादन, पारेषण और वितरण के एक से अधिक कार्य करने वाली उत्तराधिकारी संस्थाएं;
44. "लाइसेंस प्राप्त व्यवसाय" का अर्थ गोवा और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विनियामक आयोग के निमय 2 में परिभाषित किया जाएगा (पारेषण लाइसेंसधारियों और वितरण लाइसेंसधारियों के अन्य व्यवसाय का उपचार) विनियम, 2009, समय- समय पर संशोधित;
45. "लाइसेंसधारी" का अर्थ वह व्यक्ति होगा जिसे अधिनियम की धारा 14 के तहत लाइसेंस प्रदान किया गया है और इन विनियमों के प्रयोजन हेतु इसमें एक एकीकृत उपयोगिता (इंटीग्रेटेड यूटिलिटी) भी शामिल होगी;
46. "एमसीएलआर/ MCLR" का अर्थ होगा एक वर्ष (1) भारतीय स्टेट बैंक सीमांत निधि लागत आधारित उधार दर;
47. "माह" का अर्थ होगा ग्रेगोरियन कैलेंडर के अनुसार एक कैलेंडर माह;
48. "नई परियोजना" का अर्थ होगा 1 अप्रैल 2025 को या उसके बाद वाणिज्यिक संचालन के तहत घोषित परियोजना;
49. "गैर- टैरिफ आय" का अर्थ लाइसेंस प्राप्त व्यवसाय से संबंधित आय से होगा, जो टैरिफ और ओपन एक्सेस शुल्क जैसे व्हीलिंग शुल्क से भिन्न होगा और इसमें अन्य व्यवसाय, क्रॉस- सब्सिडी अधिभार, अतिरिक्त अधिभार आदि से होने वाली आय शामिल नहीं होगी;

50. "संचालन और रख- रखरखाव व्यय" या "ओएंडएम व्यय" किसी उत्पादक कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के संबंध में इसका अर्थ उत्पादक कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्रणाली के संचालन एवं रख- रखाव पर किए गए खर्चों से होगा और इसमें जनशक्ति, मरम्मत और रख- रखाव, पुर्जों, उपभोग्य सामग्रियों, बीमा और ओवरहेड्स आदि पर व्यय शामिल हैं;
51. "मूल परियोजना लागत" का अर्थ उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा, जैसा भी मामला हो, आयोग द्वारा स्वीकृत कट-ऑफ तिथि तक परियोजना के मूल दायरे में किए गए पूंजीगत व्यय से होगा;
52. "अन्य व्यवसाय" का अर्थ गोवा और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (पारेषण लाइसेंसधारियों और वितरण लाइसेंसधारियों के अन्य व्यवसाय का उपचार) विनियम, 2009 के विनियम 2(i)(एफ), जिसमें समय- समय पर संशोधित किया गया है, में दी गई परिभाषा के अनुसार होगा,;
53. "विवेकपूर्ण जांच" का अर्थ व्यय (किए गए या प्रस्तावित), वित्तपोषण योजना, कुशल प्रौद्योगिकी के उपयोग, लागत एवं समय की अधिकता एवं ऐसे अन्य कारकों की उचितता की जांच होगी, जिन्हें आयोग टैरिफ के निर्धारण हेतु उपयुक्त मान सकता है;
54. "रेटेड वोल्टेज" का अर्थ निर्माता द्वारा डिजाइन किया गया वोल्टेज होगा जिस पर पारेषण प्रणाली को संचालित करने के लिए डिजाइन किया गया है या ऐसे निम्न वोल्टेज जिस पर लाइन को, पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ताओं के परामर्श से फिलहाल चार्ज किया जाता है;
55. "खुदरा आपूर्ति व्यवसाय" का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वितरण और खुदरा आपूर्ति के लिए लाइसेंस की शर्तों के अनुसार आपूर्ति क्षेत्र में उपभोक्ताओं को विद्युत बिक्री का व्यवसाय होगा;
56. "लघु गैस टरबाइन उत्पादन स्टेशन" का अर्थ होगा और इसमें 50 मेगावाट या उससे कम क्षमता वाले गैस टरबाइन के साथ ओपन साइकल गैस टरबाइन या संयुक्त चक्र उत्पादन स्टेशन शामिल होगा;
57. "राज्य" का अर्थ गोवा राज्य होगा तथा इसमें जेईआरसी के अधिकार क्षेत्र में आने वाले संघ राज्य क्षेत्र होंगे;
58. "राज्य ग्रिड संहिता" का अर्थ होगा अधिनियम का धारा 86 की उपधारा (1) के खंड (एच) के अंतर्गत आयोग द्वारा निर्दिष्ट राज्य ग्रिड संहिता;
59. "राज्य भार प्रेषण केंद्र" या "एसएलडीसी/ SLDC" का अर्थ अधिनियम की धारा 31 की उपधारा (1) के अंतर्गत स्थापित केंद्र होगा;
60. "पारेषण लाइसेंसधारी" का अर्थ होगा वह लाइसेंसि जो पारेषण लाइनें लगाने या संचालित करने को अधिकृत है;
61. "पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ता" का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी या ओपन एक्सेस उपयोगकर्ता से होगा, जैसा भी मामला हो, जो विद्युत पारेषण के उद्देश्य से अंतर- राज्यीय पारेषण नेटवर्क का प्रयोग करता है;
62. "उपयोगी जीवन", वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से उत्पादन, पारेषण और वितरण आस्तियों की एक इकाई के संबंध में, इसका अर्थ इन विनियमों के परिशिष्ट I में दी गई परिभाषा के अनुसार होगा;
63. "व्हीलिंग" का तात्पर्य उस परिचालन से है जिसके तहत वितरण लाइसेंसधारी की वितरण प्रणाली और संबद्ध सुविधाओं का उपयोग किसी दूसरे व्यक्ति द्वारा धारा 62 के तहत निर्धारित शुल्क के भुगतान पर धारा 42(2) के तहत विद्युत परिवहन के लिए किया जाता है।
64. "व्हीलिंग व्यवसाय" का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र में विद्युत परिवहन हेतु वितरण प्रणाली का संचालन और रख- रखाव करने का व्यवसाय होगा।
65. "कार्य दिवस" का अर्थ वह दिन होगा जिस दिन बैंक व्यवसाय के लिए खुले रहते हैं;
66. "वर्ष" या "वित्त वर्ष" का अर्थ कैलेंडर वर्ष के 1 अप्रैल से शुरू होने कर अगले कैलेंडर वर्ष के 31 मार्च को समाप्त होने वाला वित्त वर्ष होगा।

2.2 इन विनियमों में आने वाले शब्द और अभिव्यक्तियाँ, जो यहाँ परिभाषित नहीं हैं, किन्तु अधिनियम या ग्रिड संहिता या सीईआरसी टैरिफ विनियमन या राज्य ग्रिड कोड (संहिता) में परिभाषित हैं, उनका वही अर्थ होगा जो उन्हें अधिनियम या ग्रिड कोड (संहिता) या सीईआरसी टैरिफ विनियमन या राज्य ग्रिड कोड (संहिता) में दिया गया है, तथा यहाँ प्रयुक्त शब्द और अभिव्यक्तियाँ, जो यहाँ या अधिनियम या ग्रिड कोड (संहिता) या सीईआरसी टैरिफ विनियमन या राज्य ग्रिड कोड (संहिता) में विशिष्ट रूप से परिभाषित नहीं हैं, उनका वही अर्थ होगा जो उन्हें सामान्यतः विद्युत उद्योग में दिया गया है।

2.3 इन विनियमों की व्याख्या में, जब तक कि संदर्भ अन्यथा अपेक्षित न हो:

- क) “आवेदन” या “याचिका” शब्दों की व्याख्या समान अर्थ वाले शब्दों के रूप में की जाएगी।
- ख) एकवचन या बहुवचन के शब्द, जैसा भी मामला हो, इनमें क्रमशः एकवचन और बहुवचन के शब्दों को शामिल माना जाएगा;
- ग) “शामिल” या “समेत” शब्दों के बाद “इन्हीं तक सीमित नहीं” माना जाएगा, भले ही ऐसे शब्दों के बाद ऐसे वाक्यांश या समान अर्थ वाले शब्द हों;
- घ) यहाँ “विनियमों” के संदर्भों को इन विनियमों के संदर्भ रूप में समझा जाएगा या आयोग द्वारा समय-समय पर लागू कानूनों के अनुसार संशोधित या बदला जा सकता है;
- ङ) विनियमों के भीतर शीर्षक सुविधा के लिए डाले गए हैं और इन विनियमों की व्याख्या के उद्देश्य से नीचे दिए गए पाठ के साथ पढ़े जाने चाहिए;
- च) संविधि, विनियम और दिशा-निर्देशों के संदर्भों को ऐसे सभी वैधानिक प्रावधानों के रूप में समझा जाएगा, जो ऐसे संविधि, विनियम या दिशा-निर्देशों को, जैसा भी मामला हो, समेकित, संशोधित या प्रतिस्थापित करते हैं;
- छ) इन विनियमों के किसी प्रावधान और आयोग द्वारा पारित किसी अन्य विनियमन या आदेश के बीच असंगति की स्थिति में, इन विनियमों के प्रावधान ही मान्य होंगे।

3. विनियम का दायरा और आवेदन की सीमा

3.1 आयोग बहुवर्षीय टैरिफ ढांचे के भीतर उन सभी मामलों के लिए टैरिफ निर्धारित करेगा जिनके लिए आयोग को अधिनियम के तहत क्षेत्राधिकार प्राप्त है, जिसमें निम्न मामले शामिल हैं:

- क) किसी उत्पादक कंपनी द्वारा वितरण लाइसेंसधारी को विद्युत की आपूर्ति:

बशर्ते, जहाँ आयोग का मानना है कि विद्युत की आपूर्ति में कमी है, वह विद्युत की उचित कीमत सुनिश्चित करने हेतु एक वर्ष से अधिक की अवधि के लिए उत्पादन कंपनी और वितरण लाइसेंसधारी के बीच या वितरण लाइसेंसधारियों के बीच किए गए अनुबंध के अनुसरण में विद्युत की विक्री या खरीद हेतु टैरिफ की न्यूनतम और अधिकतम सीमा तय कर सकता है;

- ख) विद्युत का राज्यान्तरिक पारेषण;

- ग) विद्युत का राज्यान्तरिक परिवहन (व्हीलिंग);

- घ) विद्युत की खुदरा आपूर्ति;

बशर्ते, दो या अधिक वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा एक ही क्षेत्र में विद्युत वितरण के मामले में, आयोग वितरण लाइसेंसधारियों के बीच प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देने हेतु विद्युत की खुदरा विक्री के लिए केवल टैरिफ की अधिकतम सीमा निर्धारित कर सकता है:

3.2 विनियम 57, विनियम 59 और विनियम 69, में निर्धारित सिद्धांतों के अनुसार, आयोग निम्न के लिए कुल राजस्व आवश्यकता निर्धारित करेगा:

- क) वितरण तार व्यवसाय; और

- ख) खुदरा आपूर्ति व्यवसाय।

3.3 वितरण लाइसेंसधारी इन विनियमों में निर्दिष्ट विनियम 57 के अनुसार वितरण तार व्यवसाय और खुदरा

आपूर्ति व्यवसाय हेतु कुल राजस्व आवश्यकता के निर्धारण हेतु अलग-अलग विवरण युक्त एक आवेदन दायर करेगा।

- 3.4 व्हीलिंग शुल्क/ प्रभार वितरण तार व्यवसाय के लिए निर्धारित कुल राजस्व आवश्यकता पर आधारित होगा।
- 3.5 विद्युत की खुदरा बिक्री हेतु खुदरा आपूर्ति प्रभार/ शुल्क खुदरा आपूर्ति व्यवसाय हेतु निर्धारित कुल राजस्व आवश्यकता पर आधारित होगा।
- 3.6 आयोग, समय-समय पर संशोधित गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (राज्यान्तरिक पारेषण एवं वितरण में कनेक्टिविटी और ओपन एक्सेस) विनियम, 2017 के अनुसार अधिनियम की धारा 42 की उप-धारा (2) के पहले प्रावधान के तहत व्हीलिंग हेतु शुल्क के अलावा क्रॉस-सब्सिडी अधिभार भी निर्धारित करेगा।
- 3.7 आयोग, समय-समय पर संशोधित गोवा राज्य एवं संघ राज्य क्षेत्रों हेतु संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (राज्यान्तरिक पारेषण एवं वितरण में कनेक्टिविटी और ओपन एक्सेस) विनियम, 2017 के अनुसार अधिनियम की धारा 42 की उप-धारा (4) के अंतर्गत अतिरिक्त अधिभार का निर्धारण भी करेगा।
- 3.8 इन विनियमों में उल्लिखित किसी भी नियम के होते हुए भी, आयोग टैरिफ को अपनाएगा, यदि ऐसा टैरिफ अधिनियम की धारा 63 के अनुसरण में केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुसार बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से निर्धारित किया गया है।

4. परिचलान के मानदंड अधिकतम सीमा मानदंड होंगे

- 4.1 संदेहों को दूर करने के लिए यह स्पष्ट किया जाता है कि इन विनियमों के अंतर्गत निर्दिष्ट परिचालन मानदंड अधिकतम सीमा मानदंड हैं और इससे पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, और लाभार्थियों को आयोग द्वारा निर्धारित परिचालन के उन्नत मानदंडों को स्वीकार करने से नहीं रोका जाएगा और ऐसे उन्नत मानदंड टैरिफ निर्धारण हेतु लागू होंगे।

अध्याय 2: सामान्य सिद्धांत

5. एमवाईटी रूपरेखा (फ्रेमवर्क) के लिए नियामक सिद्धांत

- 5.1 आयोग 1 अप्रैल 2025 से बहुवर्षीय टैरिफ ढांचे के तहत विनियम 3.1 के खंड (ए), (बी), (सी) और (डी) के तहत कवर किए गए मामलों के लिए टैरिफ निर्धारित करेगा।
- 5.2 विद्युत उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी, वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय हेतु कुल राजस्व आवश्यकता और टैरिफ एवं शुल्क से अपेक्षित राजस्व के निर्धारण के लिए बहुवर्षीय टैरिफ रूपरेखा में निम्नलिखित शामिल होंगे:
 - क) उत्पादक कंपनी और लाइसेंसधारियों के लिए विस्तृत व्यवसाय योजना, नियंत्रण अवधि की शुरुआत से पहले, क्रमशः विनियम 8.3, विनियम 8.4 और विनियम 8.5 में निर्दिष्ट कारकों को शामिल करते हुए, नियंत्रण अवधि के लिए प्रत्येक वर्ष हेतु, समय-समय पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट प्रारूपों में अनुमोदन हेतु आयोग को प्रस्तुत की जाएगी;

बशर्ते विस्तृत व्यवसाय योजना, संपूर्ण नियंत्रण अवधि हेतु वर्षवार, इन विनियमों में निर्दिष्ट निष्पादन मापदंडों के परिचालन मानदंडों और प्रक्षेपवक्र पर आधारित हो:
 - ख) आदेश द्वारा आयोग द्वारा अनुमोदित व्यवसाय योजना के आधार पर नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए वर्तमान टैरिफ और प्रस्तावित टैरिफ से कुल राजस्व आवश्यकता एवं अपेक्षित राजस्व के पूर्वानुमान के साथ एमवाईटी याचिका, आयोग के अनुमोदन हेतु;
 - ग) लेखापरीक्षित लेखों के आधार पर पिछले वर्ष के वास्तविक व्यय और राजस्व का सही विवरण, व्यय और राजस्व के अनुमोदित पूर्वानुमान के साथ, निष्पादन में भिन्नता के कारण लाभ या हानि को आवेदक के नियंत्रण में आने वाले कारकों (नियंत्रणीय कारक) और आवेदक के नियंत्रण से बाहर के कारकों (अनियंत्रणीय कारक) के कारण होने वाले लाभ या हानि को इन विनियमों में निर्दिष्ट अनुमोदित लाभ या हानि को साझा करने की प्रणाली के अनुसार साझा करना।

6. आधार वर्ष के लिए मूल्य

6.1 आकलन के उद्देश्य से नियंत्रण अवधि के आधार वर्ष हेतु मूल्य, पिछले तीन (3) वर्षों के लेखापरीक्षित खातों या अनंतिम खातों और/या आयोग द्वारा प्रासंगिक माने जाने वाले अन्य कारकों के आधार पर निर्धारित किए जाएंगे:

बशर्ते, बीते तीन (3) वर्षों के लेखापरीक्षित खातों या अनंतिम खातों की अनुपलब्धता की स्थिति में, आयोग आधार वर्ष के लिए मूल्यों को स्थापित करने हेतु अन्य समान यूटिलिटीज़ के साथ पैरामीटर्स को बेंचमार्क बना सकता है:

इसके अलावा, आयोग आधार वर्ष के मूल्यों पर विचार करेगा जबकि लेखापरीक्षित खातों से वास्तविक आंकड़ों पर विचार किया जाएगा।

7. खुदरा आपूर्ति और वितरण तार व्यवसाय का पृथक्करण

7.1 वितरण लाइसेंसधारी व्यवसाय के खातों को वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय में विभाजित करेगा। वितरण तार व्यवसाय के लिए एआरआर (ARR) जिसमें विनियम 59 के अनुसार वितरण तार व्यवसाय के लिए एआरआर (ARR) शामिल होगा, का उपयोग व्हीलिंग शुल्क निर्धारित करने के लिए किया जाएगा। खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए एआरआर (ARR) जिसमें विनियम 69 के अनुसार वितरण तार व्यवसाय के लिए एआरआर (ARR) शामिल होगा, का उपयोग खुदरा आपूर्ति शुल्क निर्धारित करने के लिए किया जाएगा।

7.2 जब तक खातों को अलग नहीं कर दिया जाता, तब तक लाइसेंसधारी संबंधित व्यवसायों में लागत और राजस्व को विभाजित करने के लिए विनियम 57 में दिए गए आवंटन विवरण का उपयोग करेंगे।

8 व्यवसाय योजना

8.1 उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी आयोग द्वारा निर्देशित तिथि तक संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए व्यवसाय योजना के अनुमोदन हेतु सक्षम अधिकारी द्वारा विधिवत अनुमोदित याचिका दायर करेंगे।

8.2 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा दायर व्यवसाय योजना में वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय पर अलग-अलग खंड होंगे।

8.3 उत्पादक कंपनी द्वारा प्रस्तुत व्यवसाय योजना में अन्य बातों के साथ-साथ नीचे उल्लिखित तत्व भी होंगे:

क) नियंत्रण अवधि के दौरान अतिरिक्त पूंजी निवेश योजना, यदि कोई हो;

ख) प्रस्तावित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय (कैपेक्स/CAPEX) की पूंजी संरचना और वित्तपोषण की लागत (ऋण पर ब्याज और इक्विटी पर आय), ऋण समझौतों की शर्तें आदि;

ग) प्रदर्शन लक्ष्य मद जैसे उत्पादन उपलब्धता, सहायक खपत, स्टेशन ताप दर, आदि;

8.4 पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा दाखिल किए गए व्यवसाय योजना में अन्य बातों के साथ-साथ निम्नलिखित भी शामिल होंगे:

क) पारेषण नेटवर्क में लोड को बढ़ाने के लिए अनुमान;

ख) (i) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूंजी निवेश योजना जो विनियम 8.6 के अनुसार व्यवसाय योजना में प्रस्तावित भार वृद्धि, पारेषण हानि न्यूनीकरण प्रक्षेपपथ और गुणवत्ता सुधार उपायों के अनुरूप हों;

(ii) पूंजी निवेश योजना में अलग-अलग चालू परियोजनाओं को दर्शाया जाएगा जो नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष में शामिल होंगी तथा नई परियोजनाएं (औचित्य के साथ) जो शुरू होंगी लेकिन नियंत्रण अवधि में या उसके बाद पूरी हो सकती हैं।

बशर्ते, 66केवी (kV) और उससे अधिक वोल्टेज स्तर की पारेषण प्रणाली की निवेश योजना में नीचे दी गई सीमा से नीचे की लागत वाली योजनाओं को ध्य रखा जाए:	
राज्य/ संघ राज्य क्षेत्र	आरंभिक सीमा
गोवा/ चंडीगढ़/ दादरा और नगर हवेली एवं दमन और दीव यानि (डीएनएचडीडी/ DNHDD)	50 करोड़ रु.
पुडुचेरी	25 करोड़ रु.

बशर्ते, 66केवी (kV) और उससे अधिक वोल्टेज स्तर की पारेषण प्रणाली की पूंजी निवेश योजना, जो कि उपरोक्त प्रावधान में उल्लिखित सीमा से अधिक हो, टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली (टीबीसीबी) के माध्यम से की जाए।

- ग) प्रस्तावित प्रत्येक योजना की पूंजी संरचना और वित्तपोषण की लागत (ऋण पर ब्याज और इक्विटी पर आय), चालू ऋण समझौतों आदि;
- घ) प्रदर्शन लक्ष्य के मद जैसे पारेषण हानि, पारेषण प्रणाली की उपलब्धता, ट्रांसफॉर्मर विफलता दर और नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष में आपूर्ति की गुणवत्ता हेतु कोई अन्य पैरामीटर पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तावित पूंजी निवेश योजना के अनुरूप हों;
- ङ) प्रस्तावित भर्तियों और सेवानिवृत्ति के आधार पर नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष में कर्मचारियों की संख्या का अनुमान;

च) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए अन्य व्यवसाय से आय के संबंध में प्रस्ताव।

8.5 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा व्यवसाय योजना में अन्य बातों के साथ- साथ निम्न भी होंगे:

क) भार/ मांग में बढ़ोतरी के लिए उपाय

ख) (i) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूंजी निवेश योजना, जो विनियम 8.6 के अनुसार व्यवसाय योजना में प्रस्तावित भार वृद्धि, वितरण हानि न्यूनीकरण प्रक्षेपपथ एवं गुणवत्ता सुधार उपायों के अनुरूप हों;

(ii) पूंजी निवेश योजना में अलग- अलग चालू परियोजनाओं को दर्शाया जाएगा जो नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष में होंगी और नई परियोजनाएं (औचित्य के साथ) जो शुरू तो की जाएंगी लेकिन जो नियंत्रण अवधि में या उसके बाद ही पूरी हो सकेंगी।

ग) प्रस्तावित प्रत्येक योजना की पूंजी संरचना और वित्तपोषण की लागत (ऋण पर ब्याज और इक्विटी पर आय), चालू ऋण समझौतों आदि;

घ) विनियम 8.7 के अनुसार नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए उपभोक्ता श्रेणी और उप- श्रेणियों (स्लैब- वार) हेतु बिक्री पूर्वानुमान;

ङ) विनियम 8.8 के अनुसार नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए बिक्री पूर्वानुमान और वितरण हानि प्रक्षेपपथ पर आधारित विद्युत खरीद योजना;

च) निष्पादन लक्ष्य मद जैसे वितरण हानि, विश्वसनीयता सूचकांक (एसएआईएफआई/ SAIFI, एसएआईडीआई/ SAIDI और एमएआईएफआई/MAIFI), ट्रांसफॉर्मर खराब होने की दर और नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए आपूर्ति की गुणवत्ता हेतु कोई अन्य पैरामीटर जो वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तावित पूंजी निवेश योजना के अनुरूप हों;

छ) प्रस्तावित भर्तियों और सेवानिवृत्ति के आधार पर नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष में कर्मचारियों की संख्या का अनुमान;

ज) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए अन्य व्यवसाय से आय के संबंध में प्रस्ताव।

8.6 पूंजी निवेश योजना/ अतिरिक्त पूंजी निवेश योजना

क) व्यवसाय योजना के भाग के रूप में प्रस्तुत की जाने वाली पूंजी निवेश योजना/अतिरिक्त पूंजी निवेश योजना में नियंत्रण अवधि के दौरान नियोजित नई परियोजनाओं/ वर्तमान परियोजनाओं के नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण, निवेश का उद्देश्य, पूंजी संरचना, कार्यान्वयन अनुसूची, तिमाही-वार पूंजीगत व्यय और पूंजीकरण अनुसूची, वित्तपोषण योजना, लागत-लाभ विश्लेषण, प्रस्तावित निवेश के कारण नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष में परिकल्पित परिचालन दक्षता में सुधार और चालू परियोजनाओं के लिए ऐसे विवरण शामिल होंगे जो नियंत्रण अवधि में होंगे, साथ ही औचित्य भी शामिल होगा;

बशर्ते, पूंजी निवेश योजना योजना-वार आधार पर प्रस्तुत की जाए।

ख) उत्पादक कंपनी द्वारा प्रस्तावित अतिरिक्त पूंजी निवेश योजना, एसएलडीसी (SLDC) द्वारा बनाई गई संसाधन पर्याप्तता योजनाओं के अनुरूप होगी;

ग) पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तावित पूंजी निवेश योजना प्राधिकरण/ केंद्र/ राज्य पारेषण यूटिलिटी द्वारा बनाई गई योजनाओं एवं वितरण लाइसेंसधारी की पूंजी निवेश योजना के अनुरूप होगी;

घ) नई परियोजनाओं हेतु खर्च की गई पूंजीगत लागत और वर्तमान परियोजनाओं के लिए अतिरिक्त पूंजीगत लागत का सही आकलन, वास्तविक पूंजीगत लागत के आधार पर वार्षिक आधार पर किया जाएगा, जिसमें अधिकतम विचलन 10% होगा :

बशर्ते, यदि वर्ष दर वर्ष आधार पर वास्तविक पूंजीगत लागत, वाणिज्यिक परिचालन की तिथि पर अनुमानित पूंजीगत लागत के आधार पर या अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत लागत के आधार पर आयोग द्वारा टैरिफ के निर्धारण हेतु अनुमोदित पूंजीगत लागत के 20% से कम है, तो आयोग द्वारा अनुमोदित अतिरिक्त पूंजीगत लागत के अनुरूप वसूल किया गया अतिरिक्त टैरिफ/राजस्व, संबंधित वित्तीय वर्ष के अप्रैल के पहले दिन प्रचलित वहन लागत के 1.10 गुना ब्याज के साथ, टू-अप के समय संबंधित वर्ष की वार्षिक राजस्व आवश्यकता से समायोजित किया जाएगा।

बशर्ते, आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजीगत लागत के 10% से अधिक किसी भी पूंजीगत लागत को टू-अप के दौरान पास-श्रू नहीं दिया जाए।

ङ) यदि पूंजीगत व्यय आपातकालीन कार्य के लिए आवश्यक है, जिसे पूंजी निवेश योजना में अनुमोदित नहीं किया गया है, तो लाइसेंसधारी को आयोग से अनुमोदन प्राप्त करने हेतु प्रस्तावित कार्य की आपातकालीन प्रकृति को उचित ठहराने वाले कारणों के साथ सभी प्रासंगिक जानकारी के साथ एक आवेदन करना होगा:

बशर्ते, यदि जीवन और संपत्ति के लिए खतरे को कम करने हेतु आपातकालीन कार्य या अप्रत्याशित स्थिति के लिए पूंजीगत व्यय की आवश्यकता होती है और यदि आयोग को इसकी पूर्व सूचना देने से कोई अपूरणीय क्षति या क्षति होती है, तो लाइसेंसधारी उस पूंजीगत व्यय को वहन कर सकता है और आयोग के कार्योत्तर अनुमोदन हेतु पर्याप्त औचित्य के साथ विवरण दे सकता है।

बशर्ते, उपर्युक्त विनियमन 8.6(ई) के प्रयोजन के लिए, ऐसे अनुमोदित पूंजीगत व्यय को लाइसेंसधारी द्वारा किए गए वास्तविक पूंजीगत व्यय और आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजीगत व्यय दोनों का हिस्सा माना जाए;

साथ ही, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, आयोग से अनुमोदन प्राप्त करने से पहले काम शुरू कर देगा, बशर्ते योजना की आकस्मिक प्रकृति को उसके निदेशक मंडल द्वारा प्रमाणित कर दिया गया हो।

च) लाइसेंसधारी को प्रत्येक तिमाही के लिए पूंजी निवेश योजना में प्रस्तावित पूंजीगत व्यय और पूंजीकरण की प्रगति का ब्यौरा देते हुए, संबंधित तिमाही के बाद आगामी माह के अंतिम दिन तक या उससे पहले आयोग द्वारा समीक्षा किए जाने हेतु एक रिपोर्ट देनी करनी होगी।

8.7 बिक्री पूर्वानुमान

क) वितरण लाइसेंसधारी, आयोग की मंजूरी के लिए, अपने व्यवसाय योजना दाखिलों में नियंत्रण अवधि के

प्रत्येक वर्ष के लिए, विभिन्न वोल्टेज स्तरों पर प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी और उप-श्रेणियों के लिए बिक्री का पूर्वानुमान लगाएगा;

- ख) पूर्वानुमान पिछले वर्षों में विद्युत की वास्तविक मांग, आगामी वर्षों में मांग में प्रत्याशित वृद्धि, उपभोक्ताओं की संख्या में अपेक्षित वृद्धि, भार वृद्धि, खपत के पैटर्न में बदलाव, वितरण घाटे और संग्रह दक्षता समेत लक्षित एटीएंडसी घाटे और अन्य प्रासंगिक कारकों पर आधारित होगा;
- बशर्ते, जहां आयोग ने किसी विशेष टैरिफ श्रेणी के लिए बिक्री का पूर्वानुमान लगाने हेतु कोई कार्यप्रणाली निर्धारित की हो, वहां वितरण लाइसेंसधारी ऐसी टैरिफ श्रेणी के लिए बिक्री पूर्वानुमान करने में ऐसी कार्यप्रणाली का ही प्रयोग करे।
- ग) वितरण लाइसेंसधारी, बिक्री का पूर्वानुमान लगाते समय, ऊर्जा दक्षता और मांग पक्ष प्रबंधन योजनाओं के लिए निर्धारित लक्ष्य, यदि कोई हो, के प्रभाव पर भी विचार करेगा;
- घ) बिक्री पूर्वानुमान इन विनियमों के विनियम 8.8 के अंतर्गत विद्युत खरीद योजना के अंश के रूप में तैयार किए गए भार पूर्वानुमान के अनुरूप होगा और यह पिछले आंकड़ों एवं भविष्य के संबंध में उचित मान्यताओं पर आधारित होगा;
- ङ) लाइसेंसधारी को व्यापारियों या अन्य लाइसेंसधारी को विद्युत की बिक्री तथा ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं को श्रेणीवार बिक्री के बारे में अलग-अलग बताना होगा।

8.8 विद्युत खरीद योजना

- क) वितरण लाइसेंसधारी अपने आपूर्तिक्षेत्र में विद्युत की मांग को पूरा करने हेतु विद्युत (मेगावाट/एमयू; MW/MU) की खरीद के लिए एक योजना बनाएगा और व्यवसाय योजना के अंश के रूप में अनुमोदन हेतु आयोग को सामने ऐसी योजना प्रस्तुत करेगा:
- बशर्ते, ऐसी विद्युत खरीद योजना में इन विनियमों के अनुसार विद्युत खरीद के दीर्घकालिक (5 वर्ष से अधिक), मध्यम अवधि (1 वर्ष से अधिक और 5 वर्ष तक) और अल्पकालिक (1 वर्ष तक) स्रोत हो सकते हैं।
- ख) वितरण लाइसेंसधारी की विद्युत खरीद योजना में निम्न शामिल होंगे:
- (i) आपूर्ति के अपने क्षेत्र में विद्युत हेतु अप्रतिबंधित आधार भार और पीक लोड का मात्रात्मक पूर्वानुमान;
 - (ii) विद्युत खरीद के चिन्हित स्रोतों से विद्युत आपूर्ति की मात्रा का अनुमान, जिसमें स्वयं का उत्पादन, यदि हो, शामिल है;
 - (iii) नवीकरणीय खरीद दायित्व (आरपीओ/ RPO), ऊर्जा संरक्षण, ऊर्जा दक्षता और मांग पक्ष प्रबंधन हेतु प्रस्तावित उपाय;
 - (iv) आधार भार एवं अधिकतम भार की आवश्यकता को पूरा करने हेतु विद्युत की उपलब्धता का अनुमान:
बशर्ते, मांग और आपूर्ति का ऐसा अनुमान मेगावाट (एमडब्ल्यू/ MW)) में मासिक आधार पर और मिलियन यूनिट (एमयू/MU) में व्यक्त किया जाए;
 - (v) आयोग के प्रासंगिक विनियमों के अनुसार आपूर्ति की गुणवत्ता और विश्वसनीयता के संबंध में बनाए रखे जाने वाले मानक;
 - (vi) विद्युत खरीद के नए स्रोतों की आवश्यकता जिसमें स्वयं की उत्पादन क्षमता में वृद्धि, यदि हो, तथा आपूर्ति के नए स्रोतों की पहचान, उपरोक्त (i) से (v) के आधार पर शामिल हैं;
 - (vii) ऐसी खरीद हेतु विद्युत का स्रोत, मात्रा और लागत अनुमान;
 - (viii) लोड पर ओपन एक्सेस का प्रभाव;
 - (ix) बैटरी, इलेक्ट्रिक वाहन चार्जिंग स्टेशन आदि समेत भंडारण क्षमताओं का प्रभाव;

बशर्ते, दीर्घावधि खरीद योजना में निहित पूर्वानुमान या अनुमान, पीक और ऑफ-पीक अवधि के लिए, खरीदी जाने वाली विद्युत की मात्रा (एमयू में) और अधिकतम मांग (मेगावाट में) के संदर्भ में अलग-अलग बताए जाएं:

आगे यह भी प्रावधान किया गया है कि नियंत्रण अवधि के लिए पूर्वानुमान या अनुमान नियंत्रण अवधि के दौरान प्रत्येक माह के लिए तैयार किए जाएं:

बशर्ते, दीर्घकालिक/ मध्यम अवधि/ अल्पावधि खरीद योजना, आपूर्ति के विभिन्न स्रोतों की लागतों के संबंध में उपलब्ध सूचना के आधार पर न्यूनतम लागत योजना हो;

- ग) पूर्वानुमान या आकलन पिछले आंकड़ों, हानि न्यूनीकरण पहलों के प्रभाव, जनरेटिंग स्टेशन प्लांट लोड फैक्टर में सुधार, समग्र आर्थिक विकास, विद्युत-गहन क्षेत्रों की खपत वृद्धि, विद्युत क्षेत्र में प्रतिस्पर्धा के आगमन और अन्य प्रासंगिक कारकों के आधार पर पूर्वानुमान तकनीकों का उपयोग करके तैयार किया जाएगा;
- घ) जहां आयोग ने वितरण लाइसेंसधारी के क्षेत्र में कुल विद्युत खपत का एक प्रतिशत सह-उत्पादन या नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से खरीदे जाने के लिए निर्दिष्ट किया है, वहां विद्युत खरीद योजना में कम-से-कम निर्दिष्ट स्तर तक ऐसे स्रोतों से खरीद की योजना शामिल होगी;
- ङ) वितरण लाइसेंसधारी विद्युत क्रय योजना तैयार करते समय राज्य पारेषण यूटिलिटी से भी परामर्श करेगा तथा अपनी विद्युत क्रय योजना की एक प्रति राज्य पारेषण यूटिलिटी को भेजेगा ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि ऐसी योजना पारेषण प्रणाली योजना से सुसंगत है;
- च) वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किसी उत्पादक कंपनी या लाइसेंसधारी से या आपूर्ति के किसी अन्य स्रोत से स्टैंडबाय आधार पर विद्युत खरीद समेत, प्रत्येक दीर्घकालिक/ मध्यम अवधि का समझौता या व्यवस्था, तथा किसी वर्तमान समझौते या व्यवस्था में कोई भी बदलाव केवल आयोग के पूर्व अनुमोदन से ही प्रभावी होगा:
- बशर्ते नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से नवीकरणीय क्रय दायित्व (आरपीओ) को पूरा करने हेतु आयोग द्वारा निर्धारित सामान्य/ अधिमान्य टैरिफ पर विद्युत खरीदने के लिए आयोग की पूर्व स्वीकृति की आवश्यकता नहीं होगी।
- छ) वितरण लाइसेंसधारी वर्ष के दौरान, आयोग द्वारा अनुमोदित नियंत्रण अवधि के लिए विद्युत खरीद योजना के अलावा अतिरिक्त विद्युत खरीद सकता है, जहां वर्ष के दौरान विद्युत की मांग में अप्रत्याशित वृद्धि हुई हो या आपूर्ति के किसी अनुमोदित स्रोत से विद्युत की आपूर्ति में कमी या विफलता हुई हो या जब वर्तमान बंधे हुए स्रोतों से विद्युत प्राप्त करना अन्य उपलब्ध वैकल्पिक स्रोतों की तुलना में महंगा हो जाता है:
- बशर्ते, किसी वर्ष के पहले या दूसरे खंड के छह महीनों के दौरान, पूर्व में अनुमोदित स्रोत के अलावा किसी अन्य स्रोत से प्राप्त विद्युत की मात्रा या लागत में कोई भी बदलाव, जो आयोग द्वारा अनुमोदित राशि के पांच प्रतिशत (5%) से अधिक होने की उम्मीद है, के लिए आयोग की पूर्व स्वीकृति की आवश्यकता होगी:
- इसके अलावा, प्रावधान है कि पांच प्रतिशत (5%) की सीमा स्वयं के उत्पादन के लिए ईंधन के मूल्य में परिवर्तन या एफपीपीसीए तंत्र के माध्यम से वसूल की जाने वाली विद्युत खरीद की निश्चित या परिवर्तनीय लागत के कारण खरीदी गई विद्युत की लागत में परिवर्तन पर लागू नहीं होगी;
- ज) वितरण लाइसेंसधारी, वितरण प्रणाली की स्थिरता को खतरा पहुंचाने वाली आपातकालीन स्थितियों का सामना करने पर, आयोग की पूर्व स्वीकृति के बिना विद्युत खरीदने के लिए अल्पकालिक व्यवस्था या करार कर सकता है:
- बशर्ते, अल्पकालिक विद्युत क्रय के लिए करार या व्यवस्था करने की तिथि से तीस दिन के भीतर, जिसके लिए पूर्व अनुमोदन की आवश्यकता नहीं है, वितरण लाइसेंसधारी आयोग को अपना विवरण देगा, जिसमें मात्रा, टैरिफ गणना, अवधि, आपूर्तिकर्ता विवरण, आपूर्तिकर्ता चयन की विधि और ऐसे अन्य विवरण शामिल होंगे, जिनकी आयोग को आवश्यकता हो, ताकि इस बात का आकलन किया जा सके कि इस विनियमन में निर्दिष्ट शर्तों का पालन किया गया हो;
- झ) जहां आयोग के पास यह मानने के लिए उचित आधार हैं कि वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किया गया करार या व्यवस्था विनियम 8.8(जी) और 8.8(एच) में निर्दिष्ट मानदंडों को पूरा नहीं करती है, वहां, वह अनुमोदित

स्तर से अधिक विद्युत खरीद की कुल लागत में किसी भी वृद्धि या इसके परिणामस्वरूप वितरण लाइसेंसधारी द्वारा उठाए गए किसी भी नुकसान को उपभोक्ताओं पर डाले जाने की अनुमति नहीं दे सकता है।

9) बहु-वर्षीय टैरिफ आवेदन

9.1 आवेदक, आयोग द्वारा अनुमोदित व्यवसाय योजना के आधार पर, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए समग्र राजस्व आवश्यकता, अपेक्षित राजस्व और टैरिफ प्रस्ताव के पूर्वानुमान को शामिल करते हुए बहु-वर्षीय टैरिफ आवेदन करेगा, जैसा कि इन विनियमों में और समय-समय पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट प्रारूपों में प्रदान किया गया है। आवेदन के साथ आयोग द्वारा निर्देशित तिथि तक संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (व्यवसाय का संचालन) विनियम, 2009 में आयोग द्वारा निर्दिष्ट किए गए अनुसार देय शुल्क संलग्न किया जाएगा:

बशर्ते आवेदन के साथ नवीनतम उपलब्ध लेखापरीक्षित खातों के आधार पर पिछले वर्षों की टू-अप याचिका भी संलग्न की जाए।

बशर्ते, आवेदक प्रत्येक वर्ष 30 नवंबर तक, आगामी वर्षों के लिए, अलग-अलग टू-अप याचिका दाखिल करता रहे।

9.2 आवेदक नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए समग्र राजस्व आवश्यकता का पूर्वानुमान बनाएगा, जिसमें नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान समग्र राजस्व आवश्यकता को शामिल करने वाले व्यक्तिगत चरों के व्यवहार से संबंधित मान्यताओं का उपयोग किया जाएगा, जिसमें अन्य बातों के साथ-साथ विस्तृत श्रेणीवार बिक्री और मांग अनुमान, विद्युत खरीद योजना, पूंजी निवेश योजना, इन विनियमों में निर्दिष्ट मापदंडों के प्रक्षेपपथ और व्यवसाय योजना में अनुमोदित, दिशानिर्देशों और प्रारूपों के अनुसार, जैसा कि आयोग द्वारा समय-समय पर निर्दिष्ट किया जा सकता है, होगा।

9.3 आवेदक निम्नलिखित के आधार पर टैरिफ और शुल्कों से अपेक्षित राजस्व का पूर्वानुमान तैयार करेगा:

- i. उत्पादक कंपनी के मामले में, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वित्त वर्ष के लिए प्रत्येक इकाई/ स्टेशन द्वारा उत्पादित की जाने वाली विद्युत की मात्रा का अनुमान;
- ii. पारेषण लाइसेंसधारी के मामले में, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वित्त वर्ष के लिए पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ताओं को आवंटित पारेषण क्षमता का अनुमान;
- iii. वितरण लाइसेंसधारी के मामले में, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वित्त वर्ष हेतु उपभोक्ताओं को आपूर्ति की जाने वाली एवं वितरण प्रणाली उपयोगकर्ताओं की ओर से वितरित की जाने वाली विद्युत की मात्रा का अनुमान;
- iv. प्रचलित टैरिफ श्रेणियां और आवेदन करने की तिथि पर टैरिफ।
- v. टेलीस्कोपिक टैरिफ के मामले में प्रस्तावित स्लैब के साथ-साथ प्रस्तावित टैरिफ श्रेणियां और उप-श्रेणियां।
- vi. प्रस्तावित विविध आय, जिसमें सेवा कनेक्शन प्रभार, पुनःकनेक्शन प्रभार, परीक्षण प्रभार, मीटर शिफ्टिंग प्रभार आदि की वसूली शामिल लेकिन इन्हीं तक सीमित नहीं है।
- vii. प्रस्तावित ओपन एक्सेस प्रभार।

9.4 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए कुल राजस्व आवश्यकता और टैरिफ तथा प्रभारों से अपेक्षित राजस्व के पूर्वानुमान के आधार पर, वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए उत्पादक कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए टैरिफ प्रस्तावित करेंगे:

बशर्ते, वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तावित टैरिफ विनियम 83 और इन विनियमों के अनुसार हो।

9.5 आवेदक पूर्वानुमान का समर्थन करने वाले पूर्ण विवरण प्रदान करेगा, जिसमें पिछले प्रदर्शन के विवरण, दक्षता या उत्पादकता लाभ प्राप्त करने हेतु प्रस्तावित पहल, तकनीकी अध्ययन, संविदात्मक व्यवस्था और/या द्वितीयक अनुसंधान शामिल हैं, लेकिन इन्हीं तक सीमित नहीं है ताकि आयोग पूर्वानुमान की तर्कसंगतता का आकलन कर सके।

9.6 आवेदन प्राप्त होने पर, आयोग या तो:

क) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए कुल राजस्व आवश्यकता और टैरिफ को मंजूरी देने वाला आदेश जारी करेगा; या

ख) आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले कारणों से आवेदन को अस्वीकार कर सकता है:

बशर्ते, आवेदक को उसके आवेदन को अस्वीकार करने से पूर्व सुनवाई का उचित अवसर दिया जाएगा।

9.7 आयोग द्वारा स्वीकृत बहुवर्षीय टैरिफ संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए मान्य होगा तथा किसी भी मामले में बीच में छेड़छाड़ नहीं की जाएगी। आयोग द्वारा विधिवत स्वीकार की गई समीक्षा/सटीकीकरण के कारण उत्पन्न होने वाला कोई भी अंतर/अधिशेष, यदि कोई हो, स्वीकृत टैरिफ के अतिरिक्त अधिभार/छूट के रूप में लगाया जाएगा।

10. विशिष्ट परिवर्ती कारकों हेतु प्रक्षेपपथ

10.1 आयोग, व्यवसाय योजना और/या बहुवर्षीय टैरिफ याचिका को मंजूरी देते समय, कुछ परिवर्ती कारकों के लिए एक प्रक्षेपपथ निर्धारित कर सकता है, जिसमें सहायक खपत, स्टेशन ताप दर, पारेषण उपलब्धता, ओएंडएम व्यय, एटीएंडसी हानियाँ, विश्वसनीयता सूचकांक और विद्युत की गुणवत्ता आदि शामिल हैं लेकिन इन्हीं तक सीमित नहीं:

बशर्ते यूटिलिटीज़ बहु-वर्षीय टैरिफ याचिका पर आदेश में निर्दिष्ट मानदंडों का पालन करें।

11. मध्यावधि समीक्षा

11.1 मध्यावधि समीक्षा के लिए एक याचिका लाइसेंसधारियों द्वारा नियंत्रण अवधि के तीसरे वर्ष में दायर की जा सकती है, जिसमें नियंत्रण अवधि के पहले दो वर्षों के लिए अनुमोदित पूर्वानुमान की तुलना में वास्तविक परिचालन और वित्तीय प्रदर्शन का विवरण शामिल हो।

बशर्ते, याचिका में आयोग द्वारा निर्धारित प्रारूप में जानकारी दी गई हो, साथ ही लेखा विवरण, लेखा पुस्तकों के उद्धरण और अन्य विवरण भी शामिल हों, क्योंकि यह समग्र राजस्व आवश्यकता के अनुमोदित पूर्वानुमान और टैरिफ एवं प्रभागों अपेक्षित राजस्व से परिचालन और वित्तीय प्रदर्शन में किसी भी अंतर के कारणों और सीमा का आकलन करने के लिए आवश्यक हो सकता है।

11.2 मध्यावधि समीक्षा का दायरा नियंत्रण अवधि के पहले दो वर्षों के लिए अनुमोदित पूर्वानुमान के साथ वास्तविक परिचालन और वित्तीय प्रदर्शन की तुलना करना होगा।

11.3 विनियम 11.2 के तहत समीक्षा पूरी होने पर, आयोग विनियम 13.2 के तहत निर्दिष्ट परिवर्ती कारकों के लिए प्रदर्शन में किसी भी बदलाव या अपेक्षित बदलाव को याचिकाकर्ता के नियंत्रण में आने वाले कारकों (नियंत्रणीय कारक) के लिए जिम्मेदार ठहराएगा:

बशर्ते, विनियम 13.1 के अंतर्गत निर्दिष्ट परिवर्ती कारकों के अलावा अन्य कारकों के लिए निष्पादन में कोई भी परिवर्तन या अपेक्षित बदलाव, सामान्यतः नियंत्रण अवधि के दौरान आयोग द्वारा समीक्षा नहीं किया जाएगा और इसे पूरी तरह से नियंत्रणीय कारकों के लिए जिम्मेदार माना जाएगा।

11.4 अनुमोदित लक्ष्यों की तुलना में वास्तविक प्रदर्शन में भिन्नताओं के कारण नियंत्रणीय कारकों के निष्कर्षों पर, आयोग विनियम 13.2 के तहत निर्दिष्ट परिवर्ती कारकों के लक्ष्यों को शेष तीन (3) वर्षों के लिए संशोधित करेगा, यदि नियंत्रण अवधि में मध्यावधि समीक्षा का वर्ष शामिल हो:

बशर्ते संशोधित लक्ष्य नियंत्रण अवधि के शेष तीन (3) वर्षों के लिए टू-अप का आधार होंगे।

12. नियंत्रण अवधि के दौरान व्यय और राजस्व का समायोजन (टूइंग-अप) विवरण

12.1 उत्पादक कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी को इन विनियमों के अनुसार नियंत्रण अवधि के दौरान व्यय और राजस्व का समायोजित विवरण देना होगा।

12.2 उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी पिछले वर्ष या उस वर्ष, जिसके लिए लेखापरीक्षित लेखा उपलब्ध हैं, के समायोजन हेतु प्रत्येक वर्ष 30 नवंबर को या उससे पहले आयोग द्वारा

समय-समय पर निर्दिष्ट प्रारूपों में आवेदन करेंगे:

बशर्ते, उत्पादक कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, आयोग को ऐसे प्रारूप में सूचना देगा जैसा कि आयोग द्वारा निर्दिष्ट किया गया हो, साथ ही लेखापरीक्षित लेखे, लेखा पुस्तकों के उद्धरण और ऐसे अन्य विवरण जो आयोग को समग्र राजस्व आवश्यकता और टैरिफ और प्रभारों से अपेक्षित राजस्व के अनुमोदित पूर्वानुमान से वित्तीय प्रदर्शन में किसी भी बदलाव के कारणों और सीमा का आकलन करने के लिए आवश्यक हो।

12.3 समायोजन (टूइंग अप) का दायरा उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के प्रदर्शन की तुलना कुल राजस्व आवश्यकता और टैरिफ एवं प्रभारों से अपेक्षित राजस्व के अनुमोदित पूर्वानुमान के साथ करना होगा और इसमें निम्नलिखित शामिल होंगे:

- i. टू-अप: जिस वित्त वर्ष के लिए टू-अप किया जा रहा है, उसके लिए आवेदक के लेखापरीक्षित वित्त एवं वास्तविक संचालन प्रदर्शन की तुलना, विवेकपूर्ण जांच के अधीन, ऐसे पिछले वित्त वर्ष के लिए अनुमोदित पूर्वानुमान के साथ की जाएगी;
- ii. वर्ष के लिए समग्र राजस्व आवश्यकता के संशोधित पूर्वानुमान के आधार पर नियंत्रण अवधि के आगामी वर्ष हेतु टैरिफ निर्धारण;
- iii. आयोग द्वारा समय-समय पर जारी निर्देशों के अनुपालन की समीक्षा;
- iv. अन्य प्रासंगिक विवरण, यदि कोई हो।

12.4 कार्य के पूरा होने पर, आयोग नीचे विनियम 13 के तहत निर्दिष्ट परिवर्ती कारकों हेतु प्रदर्शन में किसी भी बदलाव को आवेदक के नियंत्रण में कारकों (नियंत्रणीय कारक) या आवेदक के नियंत्रण से परे कारकों (अनियंत्रित कारक) के लिए उत्तरदायी ठहराएगा;

बशर्ते नीचे विनियम 13.1 के तहत निर्दिष्ट परिवर्ती कारकों के अलावा अन्य परिवर्ती कारकों हेतु वास्तविक प्रदर्शन में कोई भी बदलाव पूरी तरह से नियंत्रणीय कारकों के लिए उत्तरदायी होगा:

12.5 टूइंग-अप प्रक्रिया पूरी होने पर, आयोग एक आदेश पारित करेगा जिसमें निम्नलिखित बातें होंगी:

- क) अनियंत्रित कारकों से संबंधित अनुमोदित लागत के घटक जो पिछले वर्ष के दौरान वसूल नहीं किए गए थे, इन विनियमों के विनियम 14 के अनुसार टैरिफ में पारित किए जाने हैं:

बशर्ते, एक उत्पादक कंपनी हेतु उपरोक्त कार्यप्रणाली प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के अनुसार हो।

- ख) नियंत्रण किए जाने योग्य कारकों के कारण पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी को स्वीकृत लाभ या हानि या ऐसे लाभ और हानि की राशि जो इन विनियमों के विनियम 15 के अनुसार साझा की जा सकती है:

बशर्ते, उत्पादक कंपनी के लिए उपरोक्त कार्यप्रणाली प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के अनुसार हो।

- (ग) उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी हेतु राजस्व अंतर की राशि पर उस अवधि के लिए वहन लागत की अनुमति दी जाएगी, जिस अवधि से ऐसा अंतर देय हो गया है, उस वर्ष तक जिसमें इसका निवेदन किया गया है, यह लाइसेंसधारी द्वारा राजस्व में घाटे की निधि देने हेतु लिए गए ऋण की वास्तविक दर के आधार पर होगा:

[स्पष्टीकरण: यदि वित्त वर्ष 2021-22 के लिए एआरआर का टू-अप आकलन वित्त वर्ष 2023-24 में किया जाता है तो वहन लागत की गणना वित्त वर्ष 2021-22 के ½ वर्ष, वित्त वर्ष 2022-23 के पूरे वर्ष और वित्त वर्ष 2023-24 के ½ वर्ष के लिए की जाएगी।]

बशर्ते राजस्व अंतर की राशि पर वहन लागत को विवेकपूर्ण जांच एवं राजस्व अंतर को संबोधित करने वाले वर्ष से पहले के वर्षों में वहन लागत वहन करने के दस्तावेज़ी प्रमाण प्रस्तुत करने की अधीन अनुमति दी जाए:

बशर्ते, यदि राजस्व घाटे को वित्तपोषित करने हेतु कोई ऋण नहीं लिया गया हो तो आयोग एक (1) वर्ष की भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/ आरबीआई द्वारा अधिसूचित उसके किसी प्रतिस्थापन के आधार पर साधारण ब्याज के आधार पर वहन लागत की अनुमति देगा, जो कि 1 वर्ष की अवधि के लिए लागू हो, जैसा भी हो, प्रासंगिक वर्ष की 1 अप्रैल से लागू हो, साथ ही 100 बेसिक प्वाइंट्स (आधार अंक) भी मिलेगा;

बशर्ते, राजस्व अधिशेष के मामले में, आयोग लाइसेंसधारी से उस अवधि के लिए वहन लागत वसूल करेगा, जिससे ऐसे अधिशेष देय हो गया है, उस वर्ष तक जिसमें इसे संबोधित किया जाता है, साधारण ब्याज के आधार पर एक (1) वर्षीय भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/ आरबीआई द्वारा अधिसूचित उसके किसी भी प्रतिस्थापन पर, जो वर्तमान वर्ष में एक (1) वर्ष की अवधि के लिए लागू हो, जैसा भी हो, प्रासंगिक वर्ष की 1 अप्रैल को लागू हो, इसके साथ 100 बेसिक प्वाइंट्स (आधार अंक) भी मिलेगा।

घ) आगामी वित्त वर्ष (वर्षों) में उपभोक्ताओं से वसूला जाने वाला श्रेणीवार/ उप- श्रेणीवार दर (रुपये/ किलोवाट या केवीए या एचपी; जैसा भी मामला हो) निर्दिष्ट करने वाला अधिभार।

बशर्ते, उत्पादक कंपनी हेतु उपरोक्त कार्यप्रणाली प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के अनुसार हो।

13 अनियंत्रणीय और नियंत्रणीय कारक इन विनियमों के प्रयोजन हेतु, पारेषण या वितरण लाइसेंसधारी के लिए "अनियंत्रणीय कारक" शब्द में निम्नलिखित कारक शामिल होंगे, जो लाइसेंसधारी के नियंत्रण से परे हैं और लाइसेंसधारी द्वारा कम नहीं किए जा सकते हैं:

- क) अप्रत्याशित घटनाएं;
- ख) केंद्र सरकार, राज्य सरकार या आयोग के कानून, न्यायिक घोषणाएं एवं आदेशों में बदलाव;
- ग) उपभोक्ताओं की संख्या या मिक्स में भिन्नता या उपभोक्ताओं को आपूर्ति की जाने वाली विद्युत की मात्रा मीटर द्वारा बिक्री तक सीमित;
- घ) अंतरराज्यीय पारेषण हानि;
- ङ) अनुमोदित स्रोतों से विद्युत क्रय की दर में बदलाव की वजह से विद्युत क्रय की लागत में परिवर्तन जो आयोग द्वारा अनुमोदित विद्युत क्रय समझौते या व्यवस्था की उपधाराओं के अधीन होगा;
- च) ईंधन लागत में उतार- चढ़ाव;
- छ) विद्युत खरीद मिक्स में बदलाव;
- ज) मुद्रास्फीति;
- झ) वितरण लाइसेंसधारी हेतु पारेषण शुल्क;
- ञ) दीर्घकालिक ऋणों के लिए बाजार ब्याज दरों में विविधता;
- ट) वेतन आयोग की आवश्यकताओं एवं कर्मचारियों की टर्मिनल देयता के कारण एकमुश्त भुगतान तक सीमित कर्मचारी व्यय;
- ठ) कर और वैधानिक शुल्क एवं प्रभार;
- ड) आय पर कर;
- ढ) बट्टे खाते में डाले गए डूबंत ऋण की वसूली से आय;
- ण) भूमि अधिग्रहण, सिवाए उन मामलों के जहां देरी उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, के कारण हो।

बशर्ते, उत्पादन कंपनी के लिए अनियंत्रित कारक प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में निर्दिष्ट किए जाएं।

13.2 इन विनियमों के प्रयोजन हेतु, पारेषण या वितरण लाइसेंसधारी के लिए "नियंत्रणीय कारक" शब्द में वे कारक

शामिल होंगे जो लाइसेंसधारी के नियंत्रण में थे, जिनमें अन्य बातों के साथ- साथ निम्नलिखित भी होंगे:

- क) पूंजीगत व्यय परियोजना के कार्यान्वयन में समय और/या लागत वृद्धि/दक्षता के कारण पूंजीकरण में विविधता, जो ऐसी परियोजना के दायरे में अनुमोदित परिवर्तन, वैधानिक शुल्कों में परिवर्तन या अप्रत्याशित घटनाओं के कारण नहीं है;
- ख) पूंजीकरण में विविधता के कारण ब्याज और वित्त प्रभार, इक्विटी पर आय एवं मूल्यहास में विविधता, जैसा कि ऊपर खंड (क) में निर्दिष्ट है;
- ग) वितरण लाइसेंसधारी/ एकीकृत लाइसेंसधारियों के एटीएंडसी घाटे में विविधता;
- घ) पारेषण लाइसेंसधारी हेतु अंतरराष्ट्रीय पारेषण घाटा;
- ङ) पारेषण प्रणाली की उपलब्धता;
- च) प्रदर्शन मापदंडों में विविधता;
- छ) गोवा राज्य एवं संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (वितरण लाइसेंसधारियों हेतु निष्पादन मानक) विनियम, 2015 में निर्दिष्ट मानकों को पूरा करने में विफलता, जैसा कि समय-समय पर संशोधित किया गया है;
- ज) श्रम उत्पादकता में विविधता;
- झ) मुद्रास्फीति को छोड़कर, संचालन एवं रख-रखाव खर्च में बदलाव;
- ञ) विनियम 77 के प्रावधानों के अनुसार बट्टे खाते में डाले गए डूबंत ऋण:

बशर्ते, किसी उत्पादक कंपनी हेतु नियंत्रणीय कारक प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में निर्दिष्ट किए जाएं।

14. अनियंत्रणीय कारकों के कारण लाभ या हानि के पारित होने की प्रणाली

- 14.1 अनियंत्रित कारकों के कारण पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी को स्वीकृत लाभ या हानि, इन विनियमों के तहत पारित आयोग के आदेश में निर्दिष्ट अवधि के लिए पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के टैरिफ में समायोजन के रूप में पारित होगी:

बशर्ते किसी उत्पादक कंपनी के लिए अनियंत्रित कारकों के कारण लाभ या हानि के पारित होने के लिए व्यवस्था प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में निर्दिष्ट हो।

- 14.2 पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, उपगत व्यय और अर्जित राजस्व के बीच अंतर का विवरण और आयोग द्वारा अनुमोदित आंकड़े, आयोग को निर्दिष्ट प्रारूप में प्रस्तुत करेगा, साथ ही विस्तृत संगणना एवं सहायक दस्तावेज भी प्रस्तुत करेगा, जिनकी आयोग द्वारा सत्यापन किए जाने की आवश्यकता हो सकती है।

15. नियंत्रणीय कारकों के कारण लाभ या हानि को साझा करने की प्रणाली

- 15.1 नियंत्रणीय कारकों के कारण पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी को स्वीकृत लाभ/ हानि लाइसेंसधारी और उपभोक्ताओं/ लाभार्थियों के बीच निम्न तरीके से साझा की जाएगी:

- क. ऐसे लाभ की दो- तिहाई राशि वार्षिक राजस्व आवश्यकता (एआरआर) में उपभोक्ताओं/ लाभार्थियों को दी जाएगी और ऐसे लाभ की एक- तिहाई राशि संबंधित लाइसेंसधारियों द्वारा वहन की जाएगी;
- ख. ऐसे घाटे की दो- तिहाई राशि संबंधित लाइसेंसधारी द्वारा वहन की जाएगी और ऐसे घाटे की एक- तिहाई राशि वार्षिक राजस्व आवश्यकता में उपभोक्ताओं/ लाभार्थियों को दी जाएगी।

- 15.2 किसी उत्पादक कंपनी हेतु नियंत्रणीय कारकों के कारण लाभ या हानि को साझा करने की प्रणाली प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में निर्दिष्ट अनुसार होगी।

16. टैरिफ का निर्धारण

- 16.1 विद्युत उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किए गए आवेदन के

अनुसार टैरिफ निर्धारण हेतु आयोग द्वारा की जाने वाली कार्यवाही, समय-समय पर संशोधित संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (कारोबार संचालन) विनियम, 2009, के अनुसार होगी।

16.2 आयोग इन विनियमों के विनियम 16 के अनुसार उत्पादन, पारेषण, वितरण तार व्यवसाय एवं खुदरा आपूर्ति व्यवसाय हेतु टैरिफ और शुल्क निर्धारित करेगा एवं:

1. विद्युत उत्पादन हेतु इन विनियमों के अध्याय 4 में निहित नियमों और शर्तों के अनुसार;
2. विद्युत पारेषण हेतु इन विनियमों के अध्याय 5 में निहित नियमों और शर्तों के अनुसार;
3. वितरण तार व्यवसाय हेतु इन विनियमों के अध्याय 6 में निहित नियमों और शर्तों के अनुसार; और
4. खुदरा आपूर्ति व्यवसाय हेतु, इन विनियमों के अध्याय 7 में निहित नियमों और शर्तों के अनुसार।

16.3 आयोग, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए बहुवर्षीय टैरिफ रूपरेखा के अंतर्गत आने वाली उत्पादक कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी के टैरिफ का निर्धारण, इन विनियमों के विनियम 16 में निर्दिष्ट समय-सीमा के भीतर करेगा।

बशर्ते, इन विनियमों के विनियम 21 द्वारा निर्दिष्ट ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार सूत्र की शर्तों के तहत स्पष्ट रूप से अनुमत किसी भी परिवर्तन के संबंध में किसी भी टैरिफ या किसी भी टैरिफ के हिस्से में संशोधन नहीं किया जाएगा।

बशर्ते, यदि कोई अंतर या अधिशेष, इन विनियमों के विनियम 12 के अनुसार, उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के लेखापरीक्षित खातों के आधार पर आयोग द्वारा पिछले वर्षों के टूटिंग अप एक्सरसाइज़ के कारण उत्पन्न होता है, तो उसे आयोग द्वारा निर्दिष्ट अधिभार के तहत अनुमोदित टैरिफ के अतिरिक्त अलग से वसूला जाएगा।

16.4 इन विनियमों में निहित किसी भी बात के बावजूद, आयोग को हर समय स्वप्रेरणा से उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के टैरिफ, उसके नियमों और शर्तों सहित, निर्धारित करने का अधिकार होगा:

बशर्ते टैरिफ का ऐसा निर्धारण किसी अनुबंध या व्यवस्था के अनुसरण में हो सकता है या अन्यथा, चाहे आयोग द्वारा पहले से अनुमोदित हो या नहीं एवं इन विनियमों के लागू होने से पूर्व या बाद में किसी भी समय किया जा सकता है।

16.5 इन विनियमों में निहित किसी भी बात के बावजूद, आयोग टैरिफ को अपनाएगा, यदि ऐसा टैरिफ केन्द्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुसार बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से निर्धारित किया गया हो:

बशर्ते आवेदक ऐसी सूचना उपलब्ध कराएगा जिसकी आयोग को स्वयं को संतुष्ट करने हेतु आवश्यकता हो कि इस संबंध में केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों का विधिवत पालन किया गया है।

16.6 वर्तमान उत्पादन स्टेशन हेतु टैरिफ:

क) जहां आयोग ने किसी भी समय, इन विनियमों के प्रभावी होने की तिथि से पहले, किसी उत्पादन कंपनी और वितरण लाइसेंसधारी के बीच विद्युत क्रय करार या व्यवस्था को मंजूरी दी है या किसी वर्तमान उत्पादन इकाई/स्टेशन से विद्युत की आपूर्ति के लिए उसमें निहित टैरिफ को अपनाया है, वहां उत्पादन कंपनी द्वारा वितरण लाइसेंसधारी को विद्युत की आपूर्ति के लिए टैरिफ, ऐसे विद्युत क्रय करार या व्यवस्था में उल्लिखित टैरिफ के अनुसार ऐसी अवधि के लिए होगा, जिसे आयोग द्वारा अनुमोदित या अपनाया जा सकता है;

ख) जहां, इन विनियमों के प्रभावी होने की तिथि पर, किसी विद्युत क्रय समझौता या व्यवस्था को किसी वर्तमान विद्युत उत्पादन स्टेशन से विद्युत आपूर्ति के लिए किसी उत्पादन कंपनी और वितरण लाइसेंसधारी के बीच आयोग द्वारा अनुमोदित नहीं किया गया है या उसमें निहित टैरिफ को आयोग द्वारा नहीं अपनाया गया है या जहां कोई विद्युत क्रय समझौता या व्यवस्था नहीं है, वहां इन विनियमों के प्रभावी होने की तिथि के बाद ऐसी उत्पादन कंपनी द्वारा ऐसे वितरण लाइसेंसधारी को विद्युत की आपूर्ति आयोग द्वारा अनुमोदित विद्युत क्रय समझौते के अनुसार होगी:

बशर्ते, ऐसे विद्युत क्रय करार या व्यवस्था के अनुमोदन हेतु वितरण लाइसेंसधारी द्वारा इन विनियमों की अधिसूचना की तिथि से तीन (3) माह की अवधि के भीतर आयोग को आवेदन किया जाए:

बशर्ते, वर्तमान समझौते या व्यवस्था के तहत विद्युत आपूर्ति तब तक जारी रहने दी जाएगी, जब तक आयोग ऐसे विद्युत खरीद अनुबंध को मंजूरी नहीं दे देता और यदि आयोग लिखित में दर्ज कारणों से ऐसे विद्युत खरीद समझौते या व्यवस्था को अस्वीकार कर देता है, तो आपूर्ति तत्काल बंद कर दी जाए।

16.7 नए उत्पादन स्टेशन के लिए टैरिफ का निर्धारण:

क) एक उत्पादन कंपनी द्वारा एक नई उत्पादन इकाई/स्टेशन से वितरण लाइसेंसधारी को विद्युत की आपूर्ति हेतु टैरिफ आयोग द्वारा अनुमोदित विद्युत क्रय समझौते के तहत टैरिफ के अनुसार होगा।

16.8 पारेषण, वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय हेतु टैरिफ का निर्धारण:

क) आयोग विनियम 16 के अनुसार पारेषण, या वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा किए गए आवेदन के आधार पर टैरिफ का निर्धारण करेगा:

- (i) विद्युत पारेषण, इन विनियमों के अध्याय 5 में निहित नियमों और शर्तों के अनुसार;
- (ii) वितरण तार व्यवसाय, इन विनियमों के अध्याय 6 में निहित नियमों और शर्तों के अनुसार; और
- (iii) खुदरा आपूर्ति व्यवसाय, इन विनियमों के अध्याय 7 में निहित नियमों और शर्तों के अनुसार।

17. दाखिल करने की प्रक्रिया

17.1 आवेदक, आयोग को अपनी एमवाईटी याचिका के अंश के रूप में, समय-समय पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट प्रारूपों में, कुल राजस्व आवश्यकता एवं टैरिफ और प्रभार से अपेक्षित राजस्व की गणना का पूरा विवरण देगा और उसके बाद, ऐसी अतिरिक्त जानकारी या विवरण या दस्तावेज़ प्रस्तुत करेगा जिनकी आयोग को ऐसी गणना के आकलन हेतु आवश्यकता पड़ सकती है:

बशर्ते, याचिका के साथ श्रेणी-वार/ उप श्रेणी-वार एवं स्लैब- वार टैरिफ और प्रभार प्रस्ताव संलग्न किया जाएगा जिसमें नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए कुल राजस्व आवश्यकता की श्रेणी- वार/ उप श्रेणी-वार और स्लैब- वार वसूली दर्शाई जाए:

बशर्ते, आयोग समय-समय पर आवेदक द्वारा प्रस्तुत किए जाने वाले विवरणों के लिए अतिरिक्त/ वैकल्पिक प्रारूप निर्दिष्ट कर सकता है क्योंकि कुल राजस्व आवश्यकता का आकलन करने एवं टैरिफ निर्धारित करने हेतु उसे आवश्यकता पड़ सकती है।

17.2 इन विनियमों में निर्दिष्ट सभी आवश्यकताओं के अनुपालन में सभी अपेक्षित सूचनाओं, विवरणों और दस्तावेजों के साथ एक पूर्ण याचिका प्राप्त होने पर, याचिका प्राप्त हुई मानी जाएगी और आयोग आवेदक को याचिका की स्वीकृति के संबंध में सूचित करेगा।

17.3 याचिका के साथ आवेदन में बताए गए तथ्यों से परिचित व्यक्ति का हलफनामा भी होगा।

17.4 आवेदक, आयोग द्वारा याचिका स्वीकार किए जाने के सात (7) दिनों के भीतर, संबंधित क्षेत्र में व्यापक प्रसार वाले कम-से-कम दो अंग्रेजी और दो स्थानीय भाषा के दैनिक समाचार पत्रों में अपनी याचिका की सूचना प्रकाशित करेगा:

बशर्ते, याचिका की सूचना में निम्नलिखित पैरामीटर्स शामिल हों लेकिन इन्हीं तक सीमित नहीं होंगे:

- i. पूंजीगत व्यय (कैपेक्स) और पूंजीकरण;
- ii. श्रेणीवार बिक्री की मात्रा;
- iii. विद्युत की आवश्यकता और विद्युत की उपलब्धता;
- iv. विद्युत खरीद की मात्रा और लागत;
- v. टीएंडडी हानि समेत एटीएंडसी हानि और संग्रहण दक्षता;
- vi. सहायक उपभोग;

- vii. पारेषण/ उत्पादन/ आपूर्ति उपलब्धता;
- viii. संचालन एवं रख-रखाव व्यय;
- ix. इक्विटी पर आय;
- x. ऋण पर ब्याज;
- xi. मूल्यहास;
- xii. वार्षिक राजस्व आवश्यकता;
- xiii. गैर-टैरिफ आय
- xiv. शुद्ध वार्षिक राजस्व आवश्यकता;
- xv. श्रेणी-वार/ उप-श्रेणीवार और स्लैब-वार टैरिफ प्रस्ताव;
- xvi. समय-समय पर आयोग द्वारा निर्देशित कोई अन्य पैरामीटर;

बशर्ते, आवेदक पूरी याचिका की संपठनीय कॉपी (हार्ड कॉपी) किसी भी व्यक्ति को ऐसे स्थानों पर और ऐसी दरों पर उपलब्ध कराएगा जो आयोग द्वारा निर्धारित की जा सकती हैं:

बशर्ते, आवेदक अपनी इंटरनेट वेबसाइट पर, खोज योग्य टेक्स्ट प्रारूप में या डाउनलोड करने योग्य स्प्रेडशीट प्रारूप में विस्तृत गणना प्रस्तुत करते हुए, आयोग द्वारा निर्धारित तरीके से सभी नियामक फाइलिंग, सूचना, विवरण और दस्तावेजों के साथ आयोग के समक्ष दायर याचिका भी उपलब्ध कराएगा:

बशर्ते, उल्लिखित ऐसी सूचनाओं का वेब लिंक आसानी से उपलब्ध होगा, डाउनलोड करने के लिए संग्रहीत किया जाएगा और आवेदक की इंटरनेट वेबसाइट पर मुख्य रूप से प्रदर्शित होगा:

बशर्ते, आयोग द्वारा आवेदक को ऐसी कोई भी जानकारी, विवरण या दस्तावेज उपलब्ध कराने से छूट दी जा सकती है, जो प्रकृति में गोपनीय हो।

17.5 टैरिफ निर्धारण के प्रस्ताव पर सुझाव और आपत्तियां, यदि कोई हों, सचिव, संयुक्त विद्युत नियामक आयोग (गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए) के समक्ष इस प्रकार प्रकाशित नोटिस में निर्दिष्ट समय-सीमा के भीतर किसी भी व्यक्ति द्वारा दायर की जा सकती हैं, याचिका की एक प्रति आवेदक को देनी होगी।

17.6 आवेदक, उपरोक्तानुसार नोटिस प्रकाशित किए जाने की तिथि से सात (7) दिनों के भीतर, आयोग को हलफनामे पर प्रकाशित नोटिस का विवरण देगा और उन समाचार पत्रों की प्रतियां भी दाखिल करेगा जिनमें नोटिस प्रकाशित किया गया है।

17.7 आवेदक अपने आवेदन के जवाब में प्राप्त सुझावों और आपत्तियों, यदि कोई हो, पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट समय सीमा के भीतर अपनी टिप्पणियाँ फाइल करेगा।

18. टैरिफ आदेश

18.1 आयोग, पूरी याचिका की स्वीकृति की तिथि से एक सौ बीस (120) दिनों के भीतर, याचिकाकर्ता द्वारा बाद में आयोग द्वारा मांगी गई जानकारी समय पर प्रस्तुत करने और ऐसे संशोधनों या ऐसी शर्तों के साथ आवेदन स्वीकार करने के विषयाधीन होगा। जैसा कि उस आदेश में निर्दिष्ट किया जा सकता है और विभिन्न हितधारकों से प्राप्त सभी सुझावों और आपत्तियों पर विचार किया जा सकता है:

- i. बहु-वर्षीय टैरिफ आदेश जारी करें;
- ii. यदि ऐसा आवेदन अधिनियम के प्रावधानों और उसके तहत बनाए गए नियमों और विनियमों या उस समय लागू किसी अन्य कानून के प्रावधानों/अंतर के अनुरूप नहीं है, तो आवेदन को लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से अस्वीकार करें:

बशर्ते, किसी आवेदक को उसके आवेदन को अस्वीकार करने से पहले सुनवाई का उचित अवसर दिया जाए।

- 18.2 आवेदक आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ को कम-से-कम दो अंग्रेजी और दो स्थानीय भाषा के दैनिक समाचार पत्रों में प्रकाशित करेगा, जिनका उत्पादन कंपनी या ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी के स्थान या वितरण लाइसेंसधारी की आपूर्ति के क्षेत्र, जैसा भी मामला हो, में व्यापक प्रचलन हो। अनुमोदित टैरिफ अनुसूची को अपनी इंटरनेट वेबसाइट पर प्रदर्शित करेगा, और उचित पुनरुत्पादन शुल्क के भुगतान पर किसी भी व्यक्ति को ऐसे टैरिफ वाली एक पुस्तिका बिक्री के लिए उपलब्ध कराएगा।
- 18.3 इस प्रकार प्रकाशित टैरिफ उक्त आदेश में निर्दिष्ट तिथि से लागू होगा और जब तक संशोधित या निरस्त नहीं किया जाता तब तक उस अवधि के लिए लागू रहेगा जो उसमें निर्धारित किया जा सकता है।

19. टैरिफ आदेश का अनुपालन

- 19.1 यदि कोई उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी अधिनियम की धारा 62 के तहत और इन विनियमों के अनुसार आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ से अधिक कीमत या शुल्क वसूल करता है, तो अतिरिक्त राशि उस व्यक्ति को देय होगी जिसने ऐसी कीमत या शुल्क का भुगतान किया है। एक वर्ष की अवधि के लिए भारतीय स्टेट बैंक की सीमांत निधि आधारित उधार दर (एमसीएलआर) के बराबर ब्याज, संबंधित वर्ष के पहले अप्रैल को और किसी भी अन्य देनदारी पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना 100 आधार अंक, जो ऐसी उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वहन किया जा सकता है:

बशर्ते किसी भी पक्ष को देय ऐसे ब्याज को लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता के माध्यम से वसूलने की अनुमति नहीं दी जाएगी:

बशर्ते लाइसेंसधारी स्वयं द्वारा भुगतान किए गए या देय ऐसे ब्याज का अलग-अलग विवरण रखेगा और उन्हें अपनी याचिका के साथ आयोग को प्रस्तुत करेगा।

- 19.2 उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी त्रैमासिक आधार पर या आयोग द्वारा आवश्यक अवधि पर आवधिक रिटर्न का विवरण भी देगा, जिसमें परिचालन और लागत आंकड़ें भी होंगे ताकि आयोग अपने आदेश के कार्यान्वयन की निगरानी कर सके।

20. सब्सिडी व्यवस्था

- 20.1 यदि सरकार को आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ में किसी उपभोक्ता या उपभोक्ताओं के वर्ग को कोई सब्सिडी देने की आवश्यकता है, तो सरकार, अधिनियम की धारा 108 या 109 के तहत दिए गए किसी भी निर्देश के बावजूद, जैसा भी मामला हो, इन विनियमों में निर्दिष्ट तरीके से सरकार द्वारा दी गई सब्सिडी को लागू करने के लिए लाइसेंसधारी या किसी अन्य संबंधित व्यक्ति के लिए एक शर्त के रूप में वितरण लाइसेंसधारी/सब्सिडी के अनुदान से प्रभावित व्यक्ति को मुआवजा देने हेतु अग्रिम राशि का भुगतान करेगी:

बशर्ते, यदि भुगतान इन विनियमों में निहित प्रावधानों के अनुसार नहीं किया गया है तो सरकार का ऐसा कोई निर्देश प्रभावी नहीं होगा और आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ इस संबंध में आयोग द्वारा आदेश जारी करने की तिथि से लागू होगा।

21. ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार (एफपीपीसीएएस/ FPPCAS)

- 21.1 इन विनियमों के लिए "ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार" (एफपीपीसीएएस) का अर्थ है राज्य आयोग द्वारा अनुमोदित आपूर्ति की लागत के संदर्भ में ईंधन लागत, विद्युत खरीद लागत और पारेषण शुल्क में बदलाव के कारण उपभोक्ताओं को आपूर्ति की जाने वाली विद्युत की लागत में वृद्धि;
- 21.2 ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार की गणना और उपभोक्ताओं को स्वचालित रूप से, विनियामक अनुमोदन प्रक्रिया से गुजरे बिना, मासिक आधार पर, इन विनियमों के विनियम 21.9 में निर्दिष्ट सूत्र के अनुसार, वार्षिक आधार पर टू-अप के विषयाधीन, बिल किया जाएगा। इन विनियमों के विनियम 12 के अनुसार:

बशर्ते, स्वचालित पास-श्रू को इन विनियमों के अनुसार मासिक बिलिंग में समायोजित किया जाए;

21.3 ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार की गणना और शुल्क वितरण लाइसेंसधारी द्वारा (n+2)वें महीने में, ईंधन और विद्युत खरीद की लागत और इस दौरान (n माह में) खरीदी गई विद्युत के लिए अंतरराज्यीय पारेषण शुल्क में वास्तविक विविधता के आधार पर किया जाएगा। (उदाहरण के लिए, किसी वित्त वर्ष के अप्रैल महीने के दौरान आपूर्ति की गई विद्युत के टैरिफ में बदलाव के कारण ईंधन और विद्युत खरीद समायोजन अधिभार की गणना और बिल उसी वित्त वर्ष के जून महीने में किया जाएगा):

बशर्ते, यदि वितरण लाइसेंसधारी ऊपर निर्दिष्ट समय सीमा के भीतर ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार की गणना और उसे प्रभारित करने में विफल रहता है, तो किसी अप्रत्याशित घटना की स्थिति को छोड़कर, ईंधन और विद्युत खरीद समायोजन के कारण लागत की वसूली उचित है। अधिभार जब्त कर लिया जाएगा और ऐसे मामलों में, टू-अप के दौरान निर्धारित ईंधन और विद्युत खरीद समायोजन अधिभार की वसूली का अधिकार भी समाप्त कर दिया जाएगा।

21.4 वितरण लाइसेंसधारी, ईंधन और विद्युत के टू-अप के लिए, आयोग द्वारा आवश्यक सहायक दस्तावेजों के साथ, किए गए खर्चों और ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार/बिल के बीच अंतर की विस्तृत गणना मासिक आधार पर प्रस्तुत करेगा। खरीद लागत समायोजन अधिभार प्रभारित किया जाएगा/बिल किया जाएगा और आयोग इसकी जांच करेगा;

21.5 ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार की गणना में, आयोग द्वारा जांच करने पर, यदि कोई विसंगतियां पाई जाती हैं, तो आयोग वितरण लाइसेंसधारी को ऐसी विसंगति के बारे में सूचित करेगा, और उसे अगले महीने के ईंधन और विद्युत खरीद में काउंटर समायोजन के लिए निर्देशित करेगा। लागत समायोजन अधिभार लिया जाना है;

21.6 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार के माध्यम से प्राप्त राजस्व को इन विनियमों के अनुसार विचाराधीन वर्ष के लिए बाद में पूरा किया जाएगा;

21.7 ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार व्यवस्था और इसकी वसूली के सुचारू कार्यान्वयन को सुनिश्चित करने के लिए, वितरण लाइसेंसधारी यह सुनिश्चित करेगा कि इसे ध्यान में रखने हेतु लाइसेंसधारी बिलिंग प्रणाली को अद्यतन किया जाए और यह सुनिश्चित करने के लिए, अंतरसंचालनीयता या उपलब्ध ओपन सोर्स सॉफ्टवेयर के उपयोग से बिलिंग और मीटरिंग विक्रेता की परवाह किए बिना एक एकीकृत बिलिंग प्रणाली लागू की जाएगी;

21.8 वितरण लाइसेंसधारी ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार सूत्र, मासिक ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार की गणना और ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार की वसूली सहित सभी विवरण अपनी वेबसाइट पर उपलब्ध कराएगा और एक समर्पित वेब अड्रेस के माध्यम से इसे संग्रहित करेगा;

21.9 ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार समीकरण:

$$n \text{ माह के लिए मासिक एफपीपीसीएस (\%)} = \frac{(A-B)*C + (D-E)}{\{Z * (1- \text{Distribution losses in \%}/100)\} * \text{ABR}}$$

$$\{Z * (1- \text{Distribution losses in \%}/100)\} * \text{ABR}$$

जहां,

n माह = वह महीना है जिसमें ईंधन और विद्युत खरीद समायोजन अधिभार घटक की बिलिंग की जाती है। यह ईंधन और विद्युत खरीद समायोजन अधिभार (n-2) माह में आपूर्ति की गई विद्युत के टैरिफ में बदलाव के कारण है।

A (किलोवाट/ kWh में) = दीर्घकालिक, मध्यम- अवधि और अल्पकालिक विद्युत खरीद समेत सभी स्रोतों से (n-2)वें माह में खरीदी गई कुल यूनिट्स।

B (किलोवाट/ kWh में) = (n-2)वें माह में सभी स्रोतों से विद्युत की थोक बिक्री।

C (रु./ किलोवाट; Rs./kWh) = वृद्धिशील औसत विद्युत खरीद लागत= (n-2) माह में सभी स्रोतों से वास्तविक औसत विद्युत खरीद लागत (एपीपीसी/APPC)– सभी स्रोतों से स्वीकृत औसत विद्युत खरीद लागत (एपीपीसी/ APPC)

D (रु. में) = (n-2)वें माह में वास्तविक अंतर– राज्यीय और राज्यान्तरिक पारेषण प्रभार,

E (रु. में) = (n-2)वें माह में अनुमोदित पारेषण लागत = (अनुमोदित पारेषण शुल्क (रु. में)/12)

Z (किलोवाट/ kWh में) = [(n-2)वें माहमें राज्य के बाहर के सभी स्रोतों से खरीदी गई वास्तविक विद्युत (किलोवाट/ kWh में)* (1 – स्वीकृत अंतरराज्यीय पारेषण हानि % /100) + राज्य के भीतर सभी स्रोतों से खरीदी गई विद्युत (किलोवाट/ kWh में)]*(1 – अनुमोदित राज्यांतरिक हानि का %) – B/100

ABR (रु./किलोवाट; Rs./kWh में) = वर्ष के लिए अनुमोदित औसत बिलिंग दर

वितरण हानि (% में) = स्वीकृत वितरण हानियां

अध्याय 3: वित्त सिद्धांत

22. उत्पादन कंपनी, पारेषण और वितरण लाइसेंसधारी के लिए वित्त सिद्धांत

22.1 उत्पादन कंपनी, पारेषण और वितरण लाइसेंसधारी के लिए पूंजीगत लागत इन विनियमों के अनुसार होगी।

बशर्ते, एक उत्पादन कंपनी के लिए पूंजीगत लागत विवेकपूर्ण जांच के अधीन, विद्युत उत्पादन को नियंत्रित करने वाले प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के प्रासंगिक प्रावधानों द्वारा निर्देशित, आयोग द्वारा निर्धारित की जाए,

बशर्ते, एक उत्पादन कंपनी के लिए अतिरिक्त पूंजीकरण और नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण के मानदंड विद्युत उत्पादन को नियंत्रित करने वाले प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के अनुसार हों।

22.2 वित्तीय सिद्धांतों में ऋण से इक्विटी अनुपात, इक्विटी पर आय, ऋण पर ब्याज, विदेशी मुद्रा जोखिम विविधता, कार्यशील पूंजी पर ब्याज, आय पर कर का उपचार, कार्यशील पूंजी के लिए मानदंड आदि को नियंत्रित करने वाले सिद्धांत शामिल हैं। एक उत्पादन कंपनी के लिए, पारेषण और वितरण लाइसेंसधारी को इन विनियमों के अध्याय 4, 5, 6 और 7 के साथ पढ़े जाने वाले इस अध्याय के बाद के अनुभागों में निर्दिष्ट किया जाएगा।

23. पूंजीगत लागत

23.1 पूंजी निवेश परियोजना के लिए पूंजीगत लागत में शामिल होंगे:

- (क) विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा स्वीकृत निर्माण एवं वित्तपोषण प्रभार और निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय पर ब्याज समेत किया गया या अनुमानित व्यय;
- (ख) इस विनियम में निर्दिष्ट अधिकतम दरों के अधीन पूंजीकृत प्रारंभिक शेष;
- (ग) रास्ते का अधिकार प्राप्त करने पर लाइसेंसधारी द्वारा किया गया व्यय, जैसा कि विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा स्वीकार किया गया है;
- (घ) विनियम 24 के अनुसार निर्धारित अतिरिक्त पूंजीकरण;
- (ङ) वाणिज्यिक परिचालन की तिथि तक उपलब्ध ऋण राशि से संबंधित विदेशी विनियम दर विविधता के कारण कोई लाभ या हानि, जैसा कि विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा स्वीकार किया गया है:

बशर्ते, वाणिज्यिक परिचालन की तिथि तक उपलब्ध ऋण राशि से संबंधित विदेशी विनियम दर विविधता के कारण कोई भी लाभ या हानि केवल पूंजी लागत के ऋण घटक के विरुद्ध समायोजित की जाए:

बशर्ते, परियोजना का हिस्सा बनने वाली आस्तियों की पूंजीगत लागत, लेकिन उपयोग में नहीं लाई गई या उपयोग में नहीं लाई गई, को पूंजीगत लागत से बाहर रखा जाए:

बशर्ते, लाइसेंसधारी उपयोग में ली जा रही आस्तियों का अपने दावे के समर्थन में दस्तावेजी साक्ष्य के साथ प्रस्तुत करे।

23.2 विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा स्वीकार की गई पूंजीगत लागत टैरिफ के निर्धारण का आधार बनेगी:

बशर्ते विवेकपूर्ण जांच में पूंजीगत व्यय की तर्कसंगतता की जांच, वित्तपोषण योजना शामिल हो सकती है जिसमें वित्तपोषण की पसंद और तरीके, निर्माण के दौरान ब्याज, कुशल प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत में वृद्धि एवं समय में वृद्धि आदि शामिल हैं, लेकिन यह इन्हीं तक सीमित नहीं है। अन्य मामले जो टैरिफ के निर्धारण हेतु आयोग द्वारा उपयुक्त समझे जा सकते हैं।

23.3 टैरिफ के निर्धारण के लिए अनुमोदित पूंजीगत लागत पर विचार किया जाएगा और यदि पूंजीगत लागत में किसी भी वृद्धि के लिए पर्याप्त औचित्य प्रदान किया जाता है, तो विवेकपूर्ण जांच के अधीन आयोग द्वारा उस पर विचार किया जा सकता है:

बशर्ते, यदि वास्तविक पूंजी लागत अनुमोदित पूंजी लागत से कम है तो लाइसेंसधारी के टैरिफ के निर्धारण के लिए वास्तविक पूंजी लागत पर विचार किया जाएगा।

23.4 उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी के लेखापरीक्षित खातों के आधार पर काम के मूल दायरे के लिए वाणिज्यिक संचालन की तिथि पर वास्तविक पूंजीगत व्यय, मूल लागत तक सीमित, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन माना जा सकता है।

23.5 जहां थोक विद्युत पारेषण अनुबंध पूंजीगत लागत की सीमा प्रदान करता है वहां विचारणीय पूंजीगत लागत ऐसी सीमा से अधिक नहीं होगी।

23.6 पूंजीगत लागत में निम्नलिखित सीमा मानदंडों के अधीन, कट-ऑफ तिथि तक संयंत्र एवं मशीनरी लागत के प्रतिशत के रूप में पूंजीकृत प्रारंभिक शेष शामिल हो सकते हैं:

क) पारेषण लाइन और वितरण लाइन	1.0%
ख) पारेषण उप-स्टेशन और वितरण उप-स्टेशन (ग्रीन फील्ड)	4.0%
ग) पारेषण उप-स्टेशन (ब्राउन फील्ड)	6.0%
घ) सीरीज़ कमपेंशेशन डिवाइसेस (श्रृंखला मुआवजा उपकरण) और एचवीडीसी (HVDC) स्टेशन	4.0%
ड) गैस इंसुलेटेड उप-स्टेशन (जीआईएस/ GIS) (ग्रीन फील्ड)	5.0%
(ब्राउन फील्ड)	7.0%
च) संचार प्रणाली	3.5%
छ) गैर टरबाइन/ संयुक्त चक्र (साइकल) उत्पादन स्टेशन	4.0%

बशर्ते:

- प्लांट और मशीनरी लागत को आईडीसी, आईईडीसी, भूमि लागत और सिविल कार्यों की लागत को छोड़कर मूल परियोजना लागत माना जाएगा। उत्पादन कंपनी और पारेषण और वितरण लाइसेंसधारी, संयंत्र और मशीनरी लागत का अनुमान लगाने के उद्देश्य से, अपने टैरिफ आवेदन में मद-वार आईडीसी और आईईडीसी का ब्रेक-अप दें;
- जहां उत्पादन स्टेशन के पास उत्पादन परियोजना का हिस्सा बनने वाला कोई पारेषण उपकरण है, ऐसे उपकरणों के लिए प्रारंभिक शेष के लिए अधिकतम सीमा मानदंड इन विनियमों के तहत पारेषण प्रणाली के लिए निर्दिष्ट सीमा मानदंडों के अनुसार होंगे।

- iii. जहां उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली स्थापित है, वहां कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में निर्दिष्ट प्रारंभिक शेष के मानदंड, जैसा भी मामला हो, लागू होंगे।
- iv. पारेषण प्रणाली के लिए उपयोग किए जाने वाले उच्च वोल्टेज भूमिगत केबलों के प्रारंभिक शेष को उचित विवेकपूर्ण जांच के बाद केस-टू-केस आधार पर धाराओं के आधार पर अनुमति दी जाएगी।
- 23.7 पुरानी अचल संपत्तियों के प्रतिस्थापन, नवीकरण और आधुनिकीकरण या जीवन के विस्तार पर कोई भी व्यय, जैसा कि उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी पर लागू होता है, मूल पूंजी लागत से ऐसी प्रतिस्थापित संपत्तियों के शुद्ध मूल्य को लिखने के बाद विचार किया जाएगा और गणना इस प्रकार की जाएगी:

बदली गई आस्तियों का शुद्ध मूल्य = ओसीएफए- एडी- सीसी

जहां;

ओसीएफए (OCFA): बदली गई आस्तियों की मूल पूंजी लागत

एडी (AD): प्रतिस्थापित आस्तियों की मूल पूंजी लागत

सीसी (CC): प्रतिस्थापित आस्तियों से संबंधित कुल उपभोक्ता योगदान:

बशर्ते, प्रतिस्थापन की आवश्यकता वाली किसी भी संपत्ति को हुए नुकसान के लिए प्राप्त बीमा आय की राशि, यदि कोई हो, को पहले बकाया वर्तमान या मानक ऋण के लिए समायोजित किया जाएगा और शेष राशि, यदि कोई हो, का उपयोग ऐसे प्रतिस्थापित की पूंजी लागत को कम करने के लिए किया जाएगा, और किसी भी अतिरिक्त शेष राशि को गैर-टैरिफ आय माना जाए।

- 23.8 पूंजीगत परिसंपत्ति की लागत के प्रति उपभोक्ता के योगदान को पूंजीगत प्राप्ति के रूप में माना जाएगा और आस्तियों के चालू होने पर एक अलग खाते में स्थानांतरित होने तक वर्तमान देनदारियों में जमा किया जाएगा।

बशर्ते, वर्ष के लिए ऐसी आस्तियों पर मूल्यहास शुल्क के बराबर राशि इस खाते से परिसंपत्ति के उपयोगी जीवन पर लाभ और हानि खाते की आय के रूप में विनियोजित की जाएगी।

24. अतिरिक्त पूंजीकरण

- 24.1 नई परियोजना या किसी वर्तमान परियोजना के संबंध में, काम के मूल दायरे में, वाणिज्यिक संचालन की तिथि के बाद और कट-ऑफ तिथि तक निम्नलिखित गणनाओं पर, वास्तव में किए गए या किए जाने वाले पूंजीगत व्यय को स्वीकार किया जा सकता है। आयोग द्वारा, विवेकपूर्ण जांच के विषयाधीन:

- न चुकाई गई देनदारियों को भावी तिथि में देय माना जाएगा;
- कट-ऑफ तिथि तक निष्पादित कार्यों के लिए स्वीकृत देनदारियों के लिए किया गया भुगतान;
- निष्पादन हेतु स्थगित कार्य;
- विनियम 23.6 के प्रावधानों के अनुसार काम के मूल दायरे में प्रारंभिक पूंजीगत शेष की खरीद;
- मध्यस्थता के फैसले के खिलाफ देनदारियों के लिए या किसी वैधानिक प्राधिकारी के निर्देशों या आदेश या किसी अदालत के आदेश या डिक्री के अनुपालन हेतु किया गया भुगतान; और
- कानून में परिवर्तन या किसी वर्तमान कानून का अनुपालन:

बशर्ते, काम के मूल दायरे में शामिल योजनावार/ संपत्तिवार/ कार्यवार कार्यों का विवरण, व्यय के अनुमान, भावी तिथि में देय देनदारियों और निष्पादन हेतु स्थगित कार्यों को टैरिफ निर्धारण के लिए आवेदन के साथ प्रस्तुत किया जाएगा।

- 24.2 काम के मूल दायरे के भीतर और कट-ऑफ तिथि के बाद निम्नलिखित गणनाओं पर वर्तमान परियोजना या नई परियोजना के संबंध में किए गए या किए जाने वाले पूंजीगत व्यय को विवेकपूर्ण जांच के अधीन आयोग द्वारा स्वीकार किया जा सकता है:

- (i) मध्यस्थता देने की देनदारियों के विरुद्ध या किसी वैधानिक प्राधिकारी के निर्देशों या आदेश, या किसी अदालत के आदेश या डिक्री के अनुपालन के लिए किया गया भुगतान;
- (ii) कानून में बदलाव या किसी वर्तमान कानून का अनुपालन जो काम के मूल दायरे में प्रदान नहीं किया गया है;
- (iii) कट-ऑफ तिथि से पहले निष्पादित मूल दायरे के भीतर कार्यों के लिए स्वीकृत देयता हेतु किया गया भुगतान;
- (iv) वर्तमान भुगतान द्वारा ऐसी देनदारियों के निर्वहन की सीमा तक कट-ऑफ तिथि के बाद आयोग द्वारा स्वीकृत कार्यों के लिए दायित्व; वास्तविक भुगतान की सीमा तक, कट-ऑफ तिथि के बाद निष्पादित और आयोग द्वारा स्वीकृत मूल दायरे में कार्य;
- (v) कट-ऑफ तिथि से पहले निष्पादित कार्यों के लिए कोई दायित्व, ऐसी अविमुक्त देनदारी के विवरण, पैकेज की कुल अनुमानित लागत, भुगतान रोकने के कारणों और ऐसे भुगतानों को जारी करने आदि की विवेकपूर्ण जांच के बाद।

24.3

कट-ऑफ तिथि के बाद वर्तमान परियोजना के मूल दायरे में लगे मालमत्ता के प्रतिस्थापन के मामले में, अतिरिक्त पूंजीकरण को, सकल अचल संपत्तियों और संचयी मूल्यह्रास में आवश्यक समायोजन करने के बाद आयोग द्वारा स्वीकार किया जा सकता है जो निम्नलिखित आधार पर विवेकपूर्ण जांच के अधीन होगा:

- (i) ऐसे मालमत्ता जिनका उपयोगी जीवन परियोजना के उपयोगी जीवन के अनुरूप नहीं है और ऐसे मालमत्ता का इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार पूरी तरह से मूल्यह्रास किया गया है;
- (ii) कानून या अप्रत्याशित घटना की स्थिति में बदलाव के कारण मालमत्ता या उपकरण का प्रतिस्थापन आवश्यक है;
- (iii) प्रौद्योगिकी के अप्रचलन के कारण ऐसे मालमत्ता या उपकरण का प्रतिस्थापन आवश्यक है; और
- (iv) आयोग द्वारा अन्यथा ऐसे मालमत्ता या उपकरण के प्रतिस्थापन की अनुमति दी गई है।
- (v) अलग-अलग मामलों के अनुसार लीज होल्ड भूमि के पट्टे के नवीनीकरण के संबंध में शामिल ओएंडएम खर्चों में शामिल आवर्ती खर्चों को छोड़कर अतिरिक्त व्यय।

24.4

वर्तमान परियोजना के संबंध में काम के मूल दायरे से परे और कट-ऑफ तिथि के बाद निम्नलिखित मदों में किए गए या किए जाने वाले पूंजीगत व्यय को आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन स्वीकार किया जा सकता है:

- (i) मध्यस्थता देने या किसी अदालत के आदेश या डिक्री के अनुपालन के लिए देनदारियों के विरुद्ध किया गया भुगतान;
- (ii) कानून में बदलाव या किसी वर्तमान कानून का अनुपालन;
- (iii) अप्रत्याशित घटनाएँ;
- (iv) राष्ट्रीय सुरक्षा/आंतरिक सुरक्षा के लिए उत्तरदायी उपयुक्त सरकारी एजेंसियों या वैधानिक अधिकारियों द्वारा सलाह या निर्देश के अनुसार उच्च सुरक्षा और पूंजीगत संपत्ति की सुरक्षा की आवश्यकता के कारण किया जाने वाला कोई भी खर्च;
- (v) कट-ऑफ तिथि से पहले निष्पादित कार्यों के लिए कोई देनदारी, ऐसी बकाया देनदारी के विवरण, पैकेज की कुल अनुमानित लागत, भुगतान रोकने के कारणों और ऐसे भुगतानों को जारी करना आदि, विवेकपूर्ण जांच के बाद;
- (vi) वास्तविक भुगतान द्वारा ऐसी देनदारियों के निर्वहन की सीमा तक कट-ऑफ तिथि के बाद आयोग द्वारा स्वीकृत कार्यों के लिए कोई दायित्व;
- (vii) कोई भी अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जो उत्पादन स्टेशन, पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के

कुशल संचालन के लिए आवश्यक हो गया हो। दावे को दस्तावेजी सबूतों द्वारा विधिवत समर्थित तकनीकी औचित्य के साथ प्रमाणित किया जाएगा, जैसे संपत्ति में गिरावट के मामले में एक स्वतंत्र एजेंसी द्वारा किए गए परीक्षण के परिणाम, प्राकृतिक आपदाओं से होने वाली क्षति के मामले में एक स्वतंत्र एजेंसी की रिपोर्ट, प्रौद्योगिकी की अप्रचलन, तकनीकी कारणों से क्षमता का उन्नयन, जैसे दोष स्तर में वृद्धि; और

- (viii) पारेषण प्रणाली के मामले में, रिले, नियंत्रण और उपकरण, कंप्यूटर सिस्टम, पावर लाइन वाहक संचार, डीसी बैटरी, प्रौद्योगिकी के अप्रचलन के कारण प्रतिस्थापन, गलती स्तर में वृद्धि के कारण स्विचयार्ड उपकरण के प्रतिस्थापन, टावर को मजबूत करने जैसी वस्तुओं पर कोई अतिरिक्त व्यय, संचार उपकरण, आपातकालीन बहाली प्रणाली, बुनियादी ढांचे की सफाई करने वाले इंसुलेटर, पॉलिमर इंसुलेटर के साथ पोर्सिलेन इंसुलेटर का प्रतिस्थापन, बीमा द्वारा कवर नहीं किए गए क्षतिग्रस्त उपकरणों का प्रतिस्थापन और कोई अन्य व्यय जो ट्रांसमिशन सिस्टम के सफल और कुशल संचालन के लिए आवश्यक हो गया है:

बशर्ते, उपकरण और टैकल, फर्नीचर, एयर कंडीशनर, वोल्टेज स्टेबलाइजर्स, रेफ्रिजरेटर, कूलर, कंप्यूटर, पंखे, वॉशिंग मशीन, हीट कन्वेक्टर, गद्दे, कालीन आदि सहित छोटी वस्तुओं या संपत्तियों को प्राप्त करने पर कोई भी व्यय, बाद में खरीदा गया हो। टैरिफ के निर्धारण हेतु अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए कट-ऑफ तिथि पर विचार नहीं किया जाए:

बशर्ते, यदि नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आरएंडएम) या ओएंडएम व्यय के तहत मरम्मत और रखरखाव के तहत किसी व्यय का दावा किया गया है, तो इस विनियमन के तहत उसी व्यय का दावा नहीं किया जा सकता है।

24.5 टैरिफ पर अतिरिक्त पूंजीकरण में विविधता का प्रभाव, जैसा भी मामला हो, विवेकपूर्ण जांच के विषयाधीन नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वित्त वर्ष के दौरान विचार किया जाएगा।

24.6 किसी उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी की आस्तियों के वि-पूंजीकरण (डी-कैपिटलाइजेशन) के मामले में, जैसा भी मामला हो, वि-पूंजीकरण की तिथि पर ऐसी आस्तियों की मूल लागत सकल अचल संपत्ति और संबंधित ऋण के मूल्य से काट ली जाएगी। साथ ही उस वर्ष में बकाया ऋण और इक्विटी से क्रमशः इक्विटी की कटौती की जाएगी, ऐसा वि-पूंजीकरण संचयी मूल्यहास और ऋण के संचयी पुनर्भुगतान में संबंधित समायोजन के साथ होता है, उस वर्ष को ध्यान में रखते हुए जिसमें इसे पूंजीकृत किया गया था।

बशर्ते, ऐसे मामलों में जहां किसी योजना का हिस्सा बनने वाली परिसंपत्ति को वि-पूंजीकृत किया गया हो और जहां ऐसी परिसंपत्ति का ऐतिहासिक मूल्य उपलब्ध नहीं है, वि-पूंजीकरण के मूल्य की गणना नई परिसंपत्ति के मूल्य में 5% की कमी करके की जाएगी। पुरानी आस्तियों के पूंजीकरण के वर्ष तक प्रति वर्ष, परिसंपत्ति की प्रतिस्थापन लागत के न्यूनतम 10% के अधीन।

25. नवीनीकरण और आधुनिकीकरण की वजह से अतिरिक्त पूंजीकरण

25.1 टैरिफ के प्रयोजन के लिए मूल रूप से मान्यता प्राप्त उपयोगी जीवन से परे जीवन के विस्तार के उद्देश्य से उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई का नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आरएंडएम) करने का इरादा रखने वाली उत्पादन कंपनी, प्रस्ताव की मंजूरी के लिए आयोग के समक्ष एक याचिका दायर करेगी। विस्तृत परियोजना रिपोर्ट के साथ पूर्ण दायरा, औचित्य, लागत-लाभ विश्लेषण, संदर्भ तिथि से अनुमानित जीवन विस्तार, वित्तीय पैकेज, व्यय का चरण, पूरा होने की अनुसूची, संदर्भ मूल्य स्तर, विदेशी मुद्रा घटक सहित अनुमानित समापन लागत, यदि कोई हो, और उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा प्रासंगिक समझी जाने वाली कोई भी अन्य जानकारी:

बशर्ते, नवीकरण और आधुनिकीकरण (आरएंडएम) करने का इरादा रखने वाली उत्पादन कंपनी ऐसे नवीकरण और आधुनिकीकरण (आरएंडएम) के लिए लाभार्थियों की सहमति लेगी और याचिका के साथ लाभार्थियों की प्रतिक्रिया प्रस्तुत करेगी।

25.2 जहां उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, नवीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) के लिए अपने प्रस्ताव के अनुमोदन हेतु आवेदन करता है, प्रस्तावित

लागत अनुमानों की तर्कसंगतता, वित्तपोषण योजना, पूरा होने का कार्यक्रम, निर्माण के दौरान रुचि, कुशल प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत-लाभ विश्लेषण, जीवन विस्तार की अपेक्षित अवधि, लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों की प्रतिक्रिया पर और ऐसे अन्य कारक जिन्हें आयोग द्वारा प्रासंगिक माना जा सकता है, पर, उचित विचार के बाद मंजूरी दी जा सकती है।

25.3 गैस/तरल ईंधन आधारित खुले/संयुक्त चक्र थर्मल उत्पादन स्टेशन के मामले में, वाणिज्यिक संचालन की तिथि से 25 वर्षों के संचालन के बाद, कोई भी अतिरिक्त पूंजीगत व्यय जो गैस टरबाइन/भाप टरबाइन के नवीकरण के लिए आवश्यक हो गया हो या अतिरिक्त पूंजीगत व्यय आवश्यक हो या स्टेशनों के कुशल संचालन के लिए अप्रचलन या पुर्जों की अनुपलब्धता के कारण आवश्यक अतिरिक्त पूंजीगत व्यय की अनुमति दी जा सकती है जो विवेकपूर्ण जांच के अधीन होगा:

बशर्ते, उपभोग्य सामग्रियों एवं घटकों और पुर्जों की लागत पर नवीकरण एवं आधुनिकीकरण (आरएंडएम) में शामिल कोई भी व्यय जो आमतौर पर गैस टरबाइनों के प्रमुख जांच और मरम्मत (ओवरहॉल) के दौरान ओएंडएम खर्चों में शामिल होता है, विवेकपूर्ण जांच के बाद अनुमति दिए जाने वाले व्यय से उचित रूप से काटा जाएगा।

25.4 नवीकरण और आधुनिकीकरण (आरएंडएम) के पूरा होने के बाद, उत्पादन कंपनी, जैसा भी मामला हो, टैरिफ के निर्धारण के लिए एक याचिका दायर करेगी। विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा किए गए या किए जाने के लिए अनुमानित और स्वीकृत व्यय और स्वीकृत परियोजना लागत से पहले से ही वसूल किए गए संचित मूल्यहास को घटाने के बाद टैरिफ के निर्धारण का आधार बनाया जाएगा।

26. उपभोक्ता अंशदान, जमा कार्य, अनुदान और पूंजीगत सब्सिडी

25.1 उपयोगकर्ताओं से आंशिक या संपूर्ण धनराशि प्राप्त करने के बाद उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किए गए कार्यों को जमा कार्यों के रूप में वर्गीकृत किया जाएगा;

25.2 राज्य और केंद्र सरकारों से प्राप्त अनुदान का उपयोग करते हुए, विभिन्न योजनाओं के तहत धन सहित, उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किए गए पूंजीगत कार्यों को अनुदान की श्रेणी के तहत वर्गीकृत किया जाएगा;

25.3 समान प्रकृति के किसी अन्य अनुदान या ऐसी प्राप्त राशि को वापस करने की बाध्यता के बिना और इस तरह के आर्थिक सहायता (सबवेंशन) से जुड़ी कोई ब्याज लागत के साथ किए गए कार्यों को भी उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजी सब्सिडी या अनुदान के माध्यम से किए गए कार्यों के रूप में वर्गीकृत किया जाएगा।

25.4 ऐसे पूंजीगत व्यय पर व्यय निम्नानुसार माना जाएगा:

क) इन विनियमों में निर्दिष्ट मानक ओएंडएम खर्चों की अनुमति दी जाएगी;

ख) उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजी सब्सिडी या अनुदान के माध्यम से प्रदान की गई वित्तीय सहायता की राशि में कटौती के बाद ऋण-इक्विटी अनुपात पर विनियम 27 के अनुसार विचार किया जाएगा;

ग) उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजीगत सब्सिडी या अनुदान के माध्यम से किए गए कार्यों की सीमा तक मूल्यहास की अनुमति नहीं दी जाएगी जैसा कि विनियम 31 में निर्दिष्ट है;

घ) इक्विटी पर आय से संबंधित प्रावधान, जैसा कि विनियम 28 में निर्दिष्ट है, उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजी सब्सिडी या अनुदान के माध्यम से प्रदान की गई वित्तीय सहायता की सीमा तक लागू नहीं होंगे;

ङ) ऋण पूंजी पर ब्याज से संबंधित प्रावधान, जैसा कि विनियम 29 में निर्दिष्ट है, उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजी सब्सिडी या अनुदान के माध्यम से प्रदान की गई वित्तीय सहायता की सीमा पर लागू नहीं होंगे।

27. ऋण इक्विटी अनुपात

27.1 वर्तमान परियोजनाओं के मामले में 31 मार्च 2025 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए टैरिफ निर्धारण

हेतु आयोग द्वारा अनुमत ऋण- इक्विटी अनुपात पर विचार किया जाएगा:

बशर्ते, किसी उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली, जिसमें संचार प्रणाली या वितरण प्रणाली शामिल है, जिसने 01.04.2025 तक अपना उपयोगी जीवन पूरा कर लिया है या वित्त वर्ष 2025-30 के टैरिफ अवधि के दौरान अपना उपयोगी जीवन पूरा कर रही है, के मामले में, यदि वास्तव में लगाई गई इक्विटी पूंजीगत लागत के 30% से अधिक है, तो 30% से अधिक की इक्विटी को टैरिफ गणना के लिए ध्यान में नहीं रखा जाएगा;

बशर्ते, आस्तियों की कार्यमुक्ति या प्रतिस्थापन या वि-पूंजीकरण के मामले में, ऊपर वर्णित अनुसार अनुमोदित इक्विटी पूंजी, ऐसी आस्तियों की मूल लागत के 30% (या दस्तावेजी साक्ष्य के आधार पर वास्तविक इक्विटी घटक, यदि यह 30% से कम है) की सीमा तक कम हो जाएगी:

बशर्ते आस्तियों की कार्यमुक्ति या प्रतिस्थापन या वि-पूंजीकरण के मामले में, ऊपर वर्णित अनुसार अनुमोदित ऋण पूंजी, दस्तावेजी साक्ष्य के आधार पर बकाया ऋण घटक की सीमा तक या ऐसी आस्तियों की मूल लागत के मानक ऋण घटक, जैसा भी मामला हो, तक कम कर दी जाएगी।

27.2 नई परियोजनाओं के लिए, वाणिज्यिक संचालन की तिथि पर ऋण-इक्विटी अनुपात, टैरिफ के निर्धारण के लिए विवेकपूर्ण जांच के बाद, विनियमन 23 के तहत आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजी लागत की राशि का 70:30 होगा:

बशर्ते, जहां वास्तव में लगाई गई इक्विटी पूंजीकृत आस्ति की पूंजी लागत के 30% से कम है, वहां टैरिफ के निर्धारण हेतु वास्तविक इक्विटी पर विचार किया जाएगा:

बशर्ते, यदि वास्तव में लगाई गई इक्विटी पूंजी लागत के 30% से अधिक है, तो 30% से अधिक की इक्विटी को टैरिफ के निर्धारण हेतु लाइसेंसधारी के लिए मानक ऋण माना जाएगा:

यह प्रावधान भी है कि लाइसेंसधारी इक्विटी के वास्तविक उपयोग हेतु दस्तावेजी प्रमाण प्रस्तुत करेगा और इक्विटी के लिए निधियों के स्रोत के बारे में बताएगा:

बशर्ते, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए ऋण की चुकौती संबंधित वर्षों के लिए अनुमत मूल्यह्रास के बराबर मानी जाएगी:

बशर्ते, विदेशी मुद्रा में निवेश की गई इक्विटी प्रत्येक निवेश की तिथि पर भारतीय रुपए में निर्दिष्ट की जाएगी:

बशर्ते, परियोजना के निष्पादन हेतु प्राप्त किसी भी अनुदान को ऋण: इक्विटी अनुपात के उद्देश्य के लिए पूंजी संरचना का हिस्सा नहीं माना जाएगा:

बशर्ते, उपभोक्ता अंशदान, पूंजी सविसडी/अनुदान द्वारा वित्तपोषित परिसंपत्तियां पूंजी आधार का हिस्सा नहीं होंगी। पुस्तक मूल्य के अनुसार निवेशित वास्तविक इक्विटी को वास्तविक के अनुसार माना जाएगा तथा इस विनियमन में गणना के लिए उपयोग किया जाएगा:

बशर्ते, शेयर पूंजी जारी करते समय लाइसेंसधारी द्वारा जुटाया गया प्रीमियम, यदि कोई हो, तथा योजना के वित्तपोषण हेतु अपने मुक्त रिजर्व से बनाए गए आंतरिक संसाधनों का निवेश, इक्विटी पर आय की गणना के लिए चुकता पूंजी माना जाएगा, शर्त यह है कि ऐसी प्रीमियम राशि और आंतरिक संसाधनों का उपयोग वास्तव में पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिए किया जाता है, तथा यह आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजीगत लागत के 30% की सीमा के भीतर हो।

27.3 1 अप्रैल, 2025 को या उसके बाद किए जाने वाले किसी भी व्यय, जिसे आयोग द्वारा स्वीकार किया जा सकता है, टैरिफ के निर्धारण हेतु अतिरिक्त पूंजीगत व्यय और जीवन विस्तार के लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण व्यय के रूप में इन विनियमों में निर्दिष्ट तरीके से सेवा की जाएगी।

27.4 उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली (जिसमें संचार प्रणाली या वितरण प्रणाली भी शामिल है) के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिए किए गए या किए जाने के लिए प्रस्तावित उपयोग के समर्थन में आंतरिक संसाधनों से धन के निवेश के संबंध में कंपनी के बोर्ड का संकल्प या अन्य मामलों में सक्षम प्राधिकारी का अनुमोदन प्रस्तुत करेगा।

27.5 01.04.2025 से पहले वाणिज्यिक संचालन के तहत घोषित संचार प्रणाली या वितरण प्रणाली सहित उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली के मामले में, लेकिन जहां 31.03.2025 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए टैरिफ के निर्धारण हेतु आयोग द्वारा ऋण: इक्विटी अनुपात निर्धारित नहीं किया गया है, आयोग इस विनियम के खंड 27.2 के अनुसार ऋण: इक्विटी अनुपात को मंजूरी देगा।

28 इक्विटी पर आय

28.1 इक्विटी पर आय (रिटर्न) की गणना उपयोग में लाई गई आस्तियों के लिए विनियम 27 के अनुसार निर्धारित चुकता इक्विटी पूंजी पर की जाएगी और इसे उत्पादक कंपनी और पारेषण लाइसेंसधारियों के लिए प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के अनुसार अनुमति दी जाएगी।

बशर्ते, इक्विटी पर आय (रिटर्न) को संबंधित वित्त वर्ष की प्रभावी कर दर के साथ जोड़ा जाएगा।

28.2 वितरण तार व्यवसाय के लिए इक्विटी पर आय (रिटर्न), उपयोग में लाई गई आस्तियों के लिए विनियम 27 के अनुसार निर्धारित इक्विटी पूंजी पर 15.50% इक्विटी पर आय (रिटर्न) की दर से अनुमत होगा।

28.3 खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए इक्विटी पर आय (रिटर्न) उपयोग में लाई गई आस्तियों के लिए विनियम 27 के अनुसार निर्धारित इक्विटी पूंजी पर सोलह (16) प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से दिया जाएगा।

28.4 इक्विटी पर आय (रिटर्न) की गणना वर्ष की शुरुआत और अंत में इक्विटी पूंजी के औसत पर की जाएगी।

बशर्ते, उपभोक्ता अंशदान, पूंजी सब्सिडी/अनुदान और संगत मूल्यहास द्वारा वित्तपोषित आस्तियां पूंजी आधार का हिस्सा नहीं बनेंगी। वितरण लाइसेंसधारी में अंकित मूल्य के अनुसार डाली गई वास्तविक इक्विटी को शाश्वत माना जाएगा और इस विनियमन में गणना हेतु इसका उपयोग किया जाएगा।

29 ऋण पर ब्याज

29.1 उपयोग में लाई गई आस्तियों पर विनियम 27 में दर्शाए गए तरीके से प्राप्त ऋणों को ऋण पर ब्याज की गणना हेतु सकल मानक ऋण माना जाएगा:

बशर्ते, प्रगति में पूंजीगत कार्यों पर ब्याज और वित्त प्रभार को शामिल नहीं किया जाएगा:

बशर्ते, वि- पूंजीकरण या आस्तियों के निवर्तन या प्रतिस्थापन के मामले में, ऋण पूंजी को दस्तावेजी साक्ष्य के आधार पर वि- पूंजीकृत या निवर्तनित या प्रतिस्थापित आस्तियों की मूल लागत के बकाया ऋण घटक की सीमा तक कम किया जाए।

29.2 1 अप्रैल, 2025 तक बकाया मानक ऋण की गणना, सकल मानक ऋण से 31 मार्च, 2025 तक आयोग द्वारा स्वीकृत संचयी पुनर्भुगतान को घटाकर की जाएगी।

बशर्ते, पुनर्भुगतान को अनुमत मूल्यहास के बराबर माना जाए।

29.3 उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा ली गई किसी भी अधिस्थगन अवधि के बावजूद, जैसा भी मामला हो, ऋण की चुकौती परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के पूर्व वर्ष से मानी जाएगी और विनियमन 31 के अनुसार अनुमत वार्षिक मूल्यहास के बराबर होगी।

29.4 ब्याज की दर, प्रत्येक वर्ष के आरंभ में वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना की गई भारित औसत ब्याज दर होगी, जो उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी पर लागू होगी:

बशर्ते, टूइंग- अप के समय, उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी पर लागू वर्ष के दौरान वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना की गई ब्याज की भारित औसत दर को विवेकपूर्ण जांच के बाद ब्याज की दर के रूप में माना जाए:

बशर्ते, यदि किसी विशेष वर्ष के लिए वास्तविक ऋण नहीं है, लेकिन मानक ऋण अभी भी बकाया है तो वास्तविक ऋण हेतु ब्याज की अंतिम उपलब्ध भारित औसत दर पर विचार किया जाए:

बशर्ते, अनुमान के प्रयोजन हेतु, किसी वित्त वर्ष की पहली (1) अप्रैल से पहले, जब संबंधित वर्ष के लिए एमसीएलआर उपलब्ध नहीं है, तो याचिका दायर करने वाले वर्ष की पहली (1) अप्रैल को उपलब्ध नवीनतम एक (1) वर्षीय भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर दर ली जाएगी।

बशर्ते, यदि उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के पास वास्तविक ऋण नहीं है, तो एक (1) वर्ष की अवधि के लिए लागू भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/आरबीआई द्वारा अधिसूचित उसके किसी प्रतिस्थापन को, जो प्रासंगिक वर्ष की 1 अप्रैल को लागू हो, मानक ऋण पर ब्याज की अनुमति देने के उद्देश्य से ब्याज दर माना जाएगा।

इसके अलावा इस बात का भी प्रावधान है कि उत्पादक स्टेशन या पारेषण प्रणाली, जैसा भी मामला हो, के पास कोई वास्तविक ऋण न हो तो उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी के ऋण पोर्टफोलियो की समग्र रूप से भारित औसत ब्याज दर पर विचार किया जाएगा।

29.5 ऋण पर ब्याज की गणना वर्ष के मानक औसत ऋण पर भारित औसत ब्याज दर लागू कर की जाएगी।

बशर्ते, टूईंग-अप के समय, वर्ष के मानक औसत ऋण को वर्ष के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित वास्तविक आस्ति पूंजीकरण के आधार पर माना जाए।

29.6 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वित्त वर्ष के लिए प्रस्तावित नए ऋणों हेतु, ब्याज दर निम्न में से कम मानी जाएगी: (i) एक (1) वर्ष की भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/आरबीआई द्वारा अधिसूचित किसी भी प्रतिस्थापन, जो एक (1) वर्ष की अवधि के लिए लागू हो, जैसा कि संबंधित वर्ष की 1 अप्रैल को लागू हो सकता है, के साथ 100 आधार अंक, और (ii) उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तावित ब्याज की भारित औसत दर।

29.7 उपर्युक्त ब्याज गणना में उपभोक्ता अंशदान, जमा कार्य, पूंजी सब्सिडी या अनुदान द्वारा वित्तपोषित पूंजीगत लागत की सीमा तक, उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किए गए ऋण राशि पर ब्याज, मानक या अन्यथा, को शामिल नहीं किया जाएगा।

29.8 किसी भी वर्ष के लिए वित्तीय संस्थानों से ऋण प्राप्त करने के लिए किए गए वित्त प्रभार को आयोग द्वारा टूईंग-अप के समय विवेकपूर्ण जांच के अधीन अनुमति दी जाएगी।

29.9 स्वीकृत पूर्णता अनुसूची और पूंजीगत लागत की तुलना में समय और/या लागत में वृद्धि के कारण निर्माण के दौरान अतिरिक्त ब्याज या योजना पूर्णता स्थिति के आधार पर वास्तविक आवश्यकता से अधिक ऋण निधि के आहरण के कारण, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के बाद, मामले के आधार पर आंशिक या पूर्ण रूप से अनुमति दी जाएगी या अस्वीकृत की जाएगी:

बशर्ते, जहां निर्माण के दौरान अतिरिक्त ब्याज उत्पादन कंपनी या पारेषण या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा नियोजित किसी एजेंसी या ठेकेदार या आपूर्तिकर्ता के कारण देरी के कारण है, ऐसी एजेंसी या ठेकेदार या आपूर्तिकर्ता से वसूले गए किसी भी क्षतिकरण को पूंजीगत लागत की गणना के लिए ध्यान में रखा जाएगा:

इसका भी प्रावधान है कि विचार किए जाने वाले निश्चित नुकसान की सीमा निर्माण के दौरान अतिरिक्त ब्याज की राशि, आयोग द्वारा अनुमित, पर निर्भर करेगी।

29.10 उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, ऋण को पुनर्वित्तपोषित करने का हर संभव प्रयास करेगा, जब तक कि इससे ब्याज पर शुद्ध बचत हो और उस स्थिति में ऐसे पुनर्वित्तपोषित करने से जुड़ी लागत लाभार्थियों द्वारा वहन की जाएगी और शुद्ध बचत लाभार्थियों यानि उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, और वितरण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी के उपभोक्ता, जैसा भी मामला हो, इन विनियमों के विनियम 15 के अनुसार, में, साझा की जाएगी।

बशर्ते, वितरण लाइसेंसधारी ऐसे लाभ की गणना को अनुमोदित करने के लिए आयोग के समक्ष प्रस्तुत करेगा।

29.11 खुदरा उपभोक्ताओं से नकद में ली गई सुरक्षा जमा राशि पर भी संबंधित वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को बैंक

दर पर ब्याज दिया जाएगा:

बशर्ते, आकलन के उद्देश्य से, किसी वित्त वर्ष की पहली अप्रैल से पहले, जब संबंधित वर्ष के लिए बैंक दर उपलब्ध नहीं हो, तो उस वर्ष की पहली अप्रैल को उपलब्ध नवीनतम बैंक दर ली जाएगी, जिसमें याचिका दायर की गई है;

इसके अलावा, इसका भी प्रावधान है कि टूटिंग-अप के समय, वर्ष के लिए सुरक्षा जमा की राशि पर ब्याज लाइसेंसधारी द्वारा वर्ष के दौरान भुगतान किए गए वास्तविक ब्याज के आधार पर माना जाएगा, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन होगा।

30 विदेशी मुद्रा दर में विविधता

- 30.1 लाइसेंसधारी अपने विवेकानुसार, विदेशी मुद्रा ऋण पर ब्याज तथा उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के लिए प्राप्त विदेशी ऋण के पुनर्भुगतान के संबंध में विदेशी मुद्रा जोखिम को आंशिक या पूर्ण रूप से रोक(हेज) सकता है।
- 30.2 लाइसेंसधारी को विदेशी ऋण के अनुरूप विदेशी मुद्रा दर में बदलाव की हेजिंग की लागत को, प्रासंगिक वर्ष में, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन, व्यय के रूप में वसूलने की अनुमति होगी, तथा ऐसे बदलाव के अनुरूप अतिरिक्त रुपया देयता को हेज किए गए विदेशी ऋण के विरुद्ध अनुमति नहीं दी जाएगी।
- 30.3 जिस सीमा तक विदेशी मुद्रा जोखिम को हेज नहीं किया गया है, प्रासंगिक वर्ष में विदेशी मुद्रा ऋण के अनुरूप ब्याज भुगतान और ऋण चुकौती के लिए किसी भी अतिरिक्त रुपये की देयता को आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन अनुमति दी जाएगी।

31 मूल्यहास

- 31.1 मूल्यहास के उद्देश्य हेतु मूल्य आधार आयोग द्वारा स्वीकृत आस्तियों की पूंजी लागत होगी:

बशर्ते, कार्यमुक्ति या प्रतिस्थापन या वि-पूंजीकृत आस्तियों की स्वीकृत मूल लागत को कम करने के बाद मूल्यहास की अनुमति दी जाएगी:

इस बात का भी प्रावधान किया गया है कि उपभोक्ता अंशदान, जमा कार्य, पूंजी सब्सिडी या अनुदान के माध्यम से वित्तपोषित आस्तियों पर कोई मूल्यहास की अनुमति नहीं दी जाएगी।

- 31.2 आस्ति का बचाव मूल्य 10% माना जाएगा और आस्ति की पूंजी लागत के अधिकतम 90% तक मूल्यहास की अनुमति होगी।

बशर्ते सूचना प्रौद्योगिकी उपकरण और कंप्यूटर सॉफ्टवेयर का बचाव मूल्य स्वीकार्य पूंजी लागत के शून्य (0) प्रतिशत पर माना जाए।

- 31.3 पट्टे पर दी गई जमीन के अलावा अन्य जमीन मूल्यहास योग्य आस्ति नहीं मानी जाएगी और आस्तियों के मूल्यहास योग्य मूल्य की गणना करते समय इसकी लागत को पूंजीगत लागत में शामिल नहीं किया जाएगा।

- 31.4 वर्तमान आस्तियों के मामले में, 1 अप्रैल, 2025 को शेष मूल्यहास योग्य मूल्य, 31 मार्च, 2025 तक आयोग द्वारा स्वीकृत संचयी मूल्यहास को आस्तियों के सकल मूल्यहास योग्य मूल्य से घटाकर निकाला जाएगा।

- 31.5 मूल्यहास वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष से वसूला जाएगा। वर्ष के दौरान आस्तियों के अनुमानित वाणिज्यिक संचालन के मामले में, मूल्यहास की गणना आस्तियों के आरंभिक और समापन मूल्य के औसत के आधार पर की जाएगी:

बशर्ते नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के टूटिंग-अप के समय पूंजीकृत आस्तियों के लिए मूल्यहास की पुनःगणना की जाएगी जो आवेदक द्वारा पूंजीकृत आस्ति के दस्तावेजी प्रमाण के आधार पर आयोग की विवेकपूर्ण जांच के विषयाधीन होगी।

बशर्ते यदि आस्ति का संचालन वर्ष के किसी भाग के लिए हो, तो मूल्यहास आनुपातिक आधार पर लगाया जाए।

- 31.6 मूल्यहास की गणना इन विनियमों के परिशिष्ट-I में निर्दिष्ट दरों और मानदंडों पर की जाएगी।

बशर्ते, उत्पादन और पारेषण हेतु मूल्यहास की गणना प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में निर्दिष्ट दर और मानदंडों पर की जाए।

31.7 उत्पादन कंपनी, पारेषण या वितरण लाइसेंसधारी को एनवाईटी .चिका के साथ नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान जोड़ी गई आस्तियों की सूची और 90% मूल्यहास पूरा करने वाली आस्तियों की सूची उपलब्ध करानी होगी।

32 कार्यशील पूंजी ब्याज

32.1 उत्पादक कंपनी के लिए कार्यशील पूंजी के मानदंड इन विनियमों के अध्याय 4 में निर्दिष्ट नियमों के अनुसार होंगे।

32.2 पारेषण लाइसेंसधारी के लिए कार्यशील पूंजी के मानदंड इन विनियमों के अध्याय 5 में निर्दिष्ट नियमों के अनुसार होंगे।

32.3 वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय हेतु कार्यशील पूंजी के मानदंड क्रमशः इन विनियमों के अध्याय 6 और अध्याय 7 में निर्दिष्ट नियमों के अनुसार होंगे।

32.4 कार्यशील पूंजी ब्याज मानक आधार पर देय होगा, भले ही उत्पादक कंपनी या लाइसेंसधारी ने किसी बाहरी एजेंसी से कार्यशील पूंजी ऋण नहीं लिया हो या मानक आंकड़ों के आधार पर कार्यशील पूंजी ऋण से अधिक हो।

32.5 कार्यशील पूंजी पर ब्याज दर एक (1) वर्षीय भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/आरबीआई द्वारा अधिसूचित उसके किसी प्रतिस्थापन के बराबर होगी, जो एक (1) वर्ष की अवधि के लिए लागू है, जैसा कि संबंधित वित्त वर्ष की 1 अप्रैल को लागू हो सकता है, इसके साथ ही 325 आधार अंक भी।

वशर्ते, अनुमान के प्रयोजन हेतु, किसी वित्त वर्ष की पहली अप्रैल से पहले, जब संबंधित वर्ष के लिए एमसीएलआर उपलब्ध नहीं है, तो याचिका दायर करने वाले वर्ष की पहली अप्रैल को उपलब्ध नवीनतम एक (1) वर्षीय भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर दर ली जाए।

33 आय कर

33.1 उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के लिए आयकर का निर्धारण इक्विटी पर आय की दर को प्रभावी आयकर दर के साथ जोड़कर किया जाएगा।

33.2 आयोग अपने एमवाईटी ऑर्डर में, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए प्रभावी आयकर दर, यदि कोई हो, पर अनंतिम रूप से विचार करेगा, जो वितरण लाइसेंसधारी के लिए उपलब्ध नवीनतम लेखापरीक्षित खातों के अनुसार, , उस पर उपकर और अधिभार, यदि कोई हो, समेत भुगतान किए गए वास्तविक आयकर के आधार पर होगा, टू- अप के विषयाधीन।

34 छूट

34.1 बिलों के शीघ्र भुगतान के लिए किसी उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा वितरण लाइसेंसधारी को दी जाने वाली छूट प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के अनुसार होगी।

34.2 वितरण कंपनी द्वारा अपने उपभोक्ताओं को बिलों के शीघ्र भुगतान के लिए दी जाने वाली छूट, प्रासंगिक टैरिफ आदेशों में अनुमोदित दरों के अनुसार होगी।

34.3 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा अर्जित ऐसी छूट को वितरण लाइसेंसधारी के लिए गैर-टैरिफ आय माना जाएगा।

34.4 उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा लाभार्थियों को प्रदान की गई कोई भी छूट, उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, के लिए खर्च के रूप में अनुमत होगी।

35 विलम्ब भुगतान अधिभार

35.1 यदि लाभार्थी द्वारा उत्पादन शुल्क या पारेषण शुल्क के बिलों के भुगतान में प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में निर्दिष्ट अवधि से अधिक देरी होती है, तो प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के अनुसार बिल की गई राशि पर विलंबित भुगतान अधिभार लगाया जाएगा।

35.2 यदि वितरण लाइसेंसधारी या आपूर्ति लाइसेंसधारी के व्हीलिंग प्रभार या खुदरा टैरिफ प्रभार के बिलों के

भुगतान में संबंधित टैरिफ आदेश में निर्दिष्ट अवधि से अधिक देरी होती है, तो प्रचलित टैरिफ आदेश के अनुसार बिल की गई राशि पर विलंबित भुगतान अधिभार लगाया जाएगा।

35.3 उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा अर्जित विलंबित भुगतान अधिभार को उसकी गैर- टैरिफ आय माना जाएगा।

35.4 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी को भुगतान किया गया या देय विलंबित भुगतान अधिभार ऐसे वितरण लाइसेंसधारी के लिए खर्च/ व्यय नहीं माना जाएगा।

36 अन्य व्यवसाय से आय

36.1 जहां पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी किसी अन्य व्यापार में लगे हुए हैं, ऐसे व्यापार से आय की गणना गोवा और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (पारेषण लाइसेंसधारियों और वितरण लाइसेंसधारियों के अन्य व्यवसाय का उपचार) विनियम, 2009, समय-समय पर संशोधित किया गया, के अनुसार की जाएगी और लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता से कटौती की जाएगी:

बशर्ते, लाइसेंसधारी पारेषण या वितरण व्यवसाय और अन्य व्यवसाय के बीच सभी संयुक्त और सामान्य लागतों के आवंटन हेतु एक उचित आधार का पालन करेगा और गोवा और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (पारेषण लाइसेंसधारियों और वितरण लाइसेंसधारियों के अन्य व्यवसाय का उपचार) विनियम, 2009, समय-समय पर संशोधित के अनुसार लेखा विवरण तैयार करेगा और टैरिफ के निर्धारण के लिए अपने आवेदन के साथ आयोग के सामने प्रस्तुत करे:

इसके अलावा यह भी प्रावधान है कि ऐसे अन्य व्यवसाय की प्रत्यक्ष और अप्रत्यक्ष लागतों का कुल योग ऐसे अन्य व्यवसाय से प्राप्त राजस्व से अधिक है, ऐसे अन्य व्यवसाय के कारण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता में कोई राशि शामिल करने/ जोड़ने की अनुमति नहीं दी जाएगी।

अध्याय 4: उत्पादन

37 अनुप्रयोज्यता

37.1 इस अध्याय में निहित विनियम राज्य में स्थित उत्पादन स्टेशन से वितरण लाइसेंसधारी को विद्युत आपूर्ति हेतु टैरिफ के निर्धारण के लिए लागू होंगे।

37.2 निम्नलिखित मामलों में, किसी उत्पादक कंपनी द्वारा वितरण लाइसेंसधारी को विद्युत आपूर्ति के लिए शुल्क निर्धारित करने में आयोग इस अध्याय में निहित नियमों और शर्तों द्वारा निर्देशित होगा:

(क) जहां ऐसा टैरिफ इन विनियमों के प्रभावी होने की तिथि के बाद किए गए किसी विद्युत खरीद समझौते या व्यवस्था के अनुसार हो; या

(ख) जहां ऐसा टैरिफ इन विनियमों के प्रभावी होने की तिथि से पहले किए गए किसी विद्युत खरीद समझौते या व्यवस्था के अनुसार है और या तो आयोग ने पहले ऐसे समझौते/व्यवस्था को मंजूरी नहीं दी है या समझौते/व्यवस्था में यह परिकल्पना की गई है कि टैरिफ आयोग द्वारा अधिसूचित टैरिफ विनियमों पर आधारित होगा; या

(ग) जहां वितरण लाइसेंसधारी विद्युत उत्पादन के व्यवसाय में लगा हुआ है वहां वितरण लाइसेंसधारी के उत्पादन स्टेशन द्वारा उसके खुदरा आपूर्ति व्यवसाय को आपूर्ति की जाने वाली विद्युत के मूल्य का निर्धारण करना।

37.3 इस अध्याय 4 में किसी बात के होते हुए भी आयोग उस टैरिफ को अपनाएगा यदि टैरिफ का निर्धारण केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशा- निर्देशों के अनुसार बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से किया गया है।

38 टैरिफ के घटक

38.1 एक उत्पादन कंपनी के लिए कुल राजस्व आवश्यकता में निम्नलिखित घटक शामिल होंगे:

क) इक्विटी पर आय;

ख) ऋण पर व्याज और वित्त प्रभार;

- ग) मूल्यहास;
घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज ;
ड) संचालन और रख-रखाव व्यय;
च) आय करा।

38.2 उपर्युक्त प्रत्येक घटक का उपचार इन विनियमों के अनुसार किया जाएगा। हालाँकि, इन विनियमों में किसी भी घटक को शामिल न करने की स्थिति में, बिजली उत्पादन को नियंत्रित करने वाले प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों पर विचार किया जाएगा।

38.3 किसी विद्युत उत्पादन कंपनी के लिए कुल राजस्व आवश्यकता और ईंधन लागत की वसूली विद्युत उत्पादन को नियंत्रित करने वाले प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के अनुसार होगी।

39 संचालन और रख-रखाव व्यय मानदंड:

39.1 छोटे गैस टरबाइन विद्युत उत्पादन स्टेशनों (क्लोज्ड साइकिल जैसे पीपीसीएल/PPCL) के लिए संचालन और रख-रखाव व्यय नीचे दी गई तालिकानुसार होगा:

(लाख रु./ मेगावाट में)

वर्ष	छोटे गैस टरबाइन विद्युत उत्पादन स्टेशन (क्लोज्ड साइकिल)
वित्त वर्ष 2025-26	50.37
वित्त वर्ष 2026-27	53.02
वित्त वर्ष 2027-28	55.80
वित्त वर्ष 2028-29	58.73
वित्त वर्ष 2029-30	61.81

40 उत्पादन कंपनी के लिए कार्यशील पूंजी के मानदंड:

40.1 उत्पादक कंपनी को गैस टरबाइन उत्पादक स्टेशन हेतु कार्यशील पूंजी पर वित्त वर्ष के अनुमानित स्तर पर ब्याज की अनुमति दी जाएगी, जिसकी गणना इस प्रकार की जाएगी:

- (क) गैस ईंधन और तरल ईंधन पर उत्पादन स्टेशन के संचालन के तरीके को ध्यान में रखते हुए मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के अनुरूप 15 दिनों के लिए ईंधन लागत;
- (ख) मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के अनुरूप 15 दिनों के लिए तरल ईंधन स्टॉक, और एक से अधिक तरल ईंधन के उपयोग के मामले में, गैस ईंधन और तरल ईंधन के उत्पादन स्टेशनों के संचालन के तरीके को ध्यान में रखते हुए मुख्य तरल ईंधन की लागत;
बशर्ते, उपरोक्त केवल उन उत्पादन स्टेशनों को ही अनुमति दी जाएगी जिनके पास तरल ईंधन भंडारण की सुविधा हो;
- (ग) संचालन और रखरखाव व्यय के 30% की दर से रखरखाव स्पेयर, जिसमें जल शुल्क और सुरक्षा व्यय शामिल हैं;
- (घ) गैस ईंधन और तरल ईंधन पर उत्पादन स्टेशन के संचालन के तरीके को ध्यान में रखते हुए, मानक संयंत्र उपलब्धता कारक पर गणना की गई बिजली की बिक्री के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार के 45 दिनों के बराबर प्राप्य;
- (ड) एक माह के लिए जल प्रभार और सुरक्षा व्यय समेत संचालन एवं रख-रखाव व्यय।

40.2 कार्यशील पूंजी पर ब्याज दर एक (1) वार्षिक भारतीय स्टेट बैंक एमसीएलआर/आरबीआई द्वारा अधिसूचित

उसके किसी प्रतिस्थापन के बराबर होगी, जो (1) वर्ष की अवधि के लिए लागू है, जैसा कि संबंधित वित्त वर्ष की 1 अप्रैल को लागू हो सकता है, साथ ही 325 आधार अंक।

बशर्ते, अनुमान के प्रयोजन हेतु, किसी वित्त वर्ष की पहली अप्रैल से पहले, जब संबंधित वर्ष के लिए एमसीएलआर उपलब्ध नहीं है, तो याचिका दायर करने वाले वर्ष की पहली अप्रैल को उपलब्ध नवीनतम एक (1) वार्षिक भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर दर ली जाएगी।

41 इक्विटी पर आय:

41.1 वर्तमान परियोजना के लिए इक्विटी पर आय (रिटर्न) की गणना विद्युत उत्पादन स्टेशन और रन-ऑफ-रिवर हाइड्रो जनरेटिंग स्टेशन के लिए 15.50% की आधार दर पर और स्टोरेज प्रकार के हाइड्रो जनरेटिंग स्टेशनों, पंप स्टोरेज हाइड्रो जनरेटिंग स्टेशनों और तालाब के साथ रन-ऑफ-रिवर जनरेटिंग स्टेशन के लिए 16.50% की आधार दर पर की जाएगी;

41.2 इन विनियमों के विनियमन 41.1 के अंतर्गत आयोग द्वारा अनुमत इक्विटी पर प्रतिफल की दर को संबंधित वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर के साथ जोड़ा जाएगा। प्रभावी कर दर की गणना प्रत्येक वित्तीय वर्ष की शुरुआत में उस वित्तीय वर्ष के लिए लागू प्रासंगिक वित्त अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप अनुमानित लाभ और भुगतान किए जाने वाले कर के आधार पर की जाएगी, जिसमें गैर-उत्पादन व्यवसाय की आय और उस पर संबंधित कर को शामिल नहीं किया जाएगा।

बशर्ते, यदि कोई उत्पादक कंपनी आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115जेबी के तहत न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) का भुगतान कर रही है, तो प्रभावी कर दर अधिभार और उपकर समेत एमएटी दर होगी;

बशर्ते, यदि किसी उत्पादन कंपनी ने धारा 115बीए का विकल्प चुना है, तो प्रभावी कर की दर आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115बीए के तहत निर्दिष्ट अधिभार और उपकर सहित कर दर होगी।

42 मूल्यहास:

42.1 वर्तमान परियोजनाओं के लिए मूल्यहास की गणना रेखीय पद्धति के आधार पर वार्षिक रूप से और उत्पादन स्टेशन की आस्तियों के लिए प्रचलित सीईआरसी विनियमों में निर्दिष्ट दरों पर की जाएगी:

बशर्ते, उत्पादन केंद्र के वाणिज्यिक संचालन की प्रभावी तिथि से 12 वर्ष की अवधि के बाद बंद होने वाले वर्ष की 31 मार्च को शेष मूल्यहास योग्य मूल्य, आस्तियों के शेष उपयोगी जीवन पर लागू हो।

42.2 वर्तमान परियोजनाओं के मामले में, 01.04.2025 को शेष मूल्यहास मूल्य की गणना, 31.03.2025 तक आयोग द्वारा स्वीकृत संचयी मूल्यहास को आस्तियों के सकल मूल्यहास मूल्य से घटाकर की जाएगी।

42.3 उत्पादक कंपनी को उपयोगी जीवन पूरा होने से पहले तीन वर्षों के दौरान किए जाने वाले प्रस्तावित पूंजीगत व्यय का ब्यौरा उचित औचित्य और प्रस्तावित जीवन विस्तार के साथ प्रस्तुत करना होगा। आयोग, ऐसे प्रस्तुतीकरणों की विवेकपूर्ण जांच के आधार पर, उत्पादक स्टेशन या उसकी इकाई के शेष परिचालन जीवन पर मूल्यहास मूल्य को समान रूप से लागू कर मूल्यहास को मंजूरी देगा।

43 ऋण पर ब्याज और वित्त प्रभार:

43.1 ब्याज दर वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो या आवंटित ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना की गई भारत औसत ब्याज दर होगी;

ब्याज दर वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो या आवंटित ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना की गई औसत ब्याज दर होगी;

बशर्ते, यदि किसी विशेष वर्ष के लिए कोई वास्तविक ऋण बकाया नहीं हो, लेकिन मान ऋण अभी भी बकाया हो, तो परियोजना हेतु ऋण पोर्टफोलियो को अंतिम उपबल्लु भारत औसत ब्याज दर पर विचार किया जाएगा;

बशर्ते, यदि उत्पादक स्टेशन के पास कोई वास्तविक ऋण नहीं है, तो एक (1) वर्ष के लिए लागू भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/आरबीआई द्वारा अधिसूचित उसके किसी प्रतिस्थापन को, जो कि संबंधित वर्षों की 1 अप्रैल को लागू हो, मानक ऋण पर ब्याज की अनुमति देने के उद्देश्य से ब्याज दर माना

जाए;

इसके अलावा, यह भी प्रावधान किया गया है कि अनुमान के प्रयोजन हेतु, किसी वित्त वर्ष की पहली अप्रैल से पहले, जब संबंधित वर्ष के लिए एमसीएलआर उपलब्ध नहीं है, तो याचिका दायर करने वाले वर्ष की पहली अप्रैल को उपलब्ध नवीनतम एक (1) वर्षीय भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर दर ली जाएगी।

इसके अलावा, यदि उत्पादन केंद्र ने वास्तविक ऋण लिया है, तो उत्पादन कंपनी के समग्र ऋण पोर्टफोलियो की भारत औसत ब्याज दर पर विचार किया जाएगा।

44 संचालन मानदंड

44.1 मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ), सकल स्टेशन ताप दर, सहायक खपत आदि समेत उत्पादन स्टेशन के लिए संचालन के नियम नीचे दी गई तालिका के अनुसार होंगे:

(क) मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ/ NAPAF):

गैस आधारित विद्युत उत्पादन स्टेशनों के लिए:

जीपीएस	85%
--------	-----

(ख) प्रोत्साहन हेतु मानक वार्षिक संयंत्र लोड कारक (एनएपीएएफ/NAPLF): 85%

(ग) सकल स्टेशन ताप दर: गैस आधारित उत्पादन स्टेशन (पीपीसीएल) के लिए सकल स्टेशन ताप दर 2646 किलोकैलोरी/किलोवाट होगी।

(घ) सहायक विद्युत खपत: गैस आधारित उत्पादन स्टेशन (पीपीसीएल/PPCL) के लिए सहायक विद्युत खपत 3.30% होगी।

45 गैर टैरिफ आय

45.1 गैर- टैरिफ आय में अन्य बातों के साथ निम्नलिखित भी होंगे:

- क) जमीन या इमारतों के किराए से आय;
- ख) स्क्रेप की बिक्री से प्राप्त आय, जो निस्तारण मूल्य के 10% से अधिक हो;
- ग) वैधानिक निवेशों से आय;
- घ) आपूर्तिकर्ताओं/ ठेकेदारों को दिए अग्रिम पर ब्याज;
- ङ) स्टाफ क्वार्टर का किराया;
- च) ठेकेदारों से लिया जाने वाला किराया;
- छ) ठेकेदारों और अन्यो के भाड़ा व्यय से आय;
- ज) विज्ञापनों से आय, आदि;
- झ) समानांतर संचालन शुल्क जैसी प्राप्तियां;
- ञ) वार्षिक खातों के अनुसार अनुदान, सब्सिडी आदि से हुई आस्थगित आय;
- ट) भौतिक सत्यापन पर पाई गई अधिकता;
- ठ) निवेश, सावधि और सभी जमाराशियों तथा बैंक शेष पर ब्याज;
- ड) पूर्व अवधि की आय आदि;

बशर्ते, पारेषण लाइसेंसधारी के लाइसेंस प्राप्त व्यवसाय के अनुरूप इक्विटी पर आय से किए गए निवेश से अर्जित ब्याज/ लाभांश को गैर- टैरिफ आय नहीं माना जाए।

45.2 आयोग द्वारा अनुमोदित उत्पादन व्यवसाय से संबंधित गैर-टैरिफ आय की राशि को उत्पादन कंपनी की

वार्षिक स्थिर लागत का निर्धारण करने में समग्र राजस्व आवश्यकता से घटा दिया जाएगा।

अध्याय 5: राज्यांतरिक पारेषण

46 अनुप्रयोज्यता

इस अध्याय में निहित विनियम राज्यों में राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली तक पहुंच एवं उपयोग हेतु टैरिफ निर्धारण के लिए लागू होंगे।

- 46.1 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वित्त वर्ष के लिए वार्षिक संचरण शुल्क, नियंत्रण अवधि के संबंधित वित्त वर्ष के लिए संचरण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता की वसूली के लिए देगा, जो गैर-टैरिफ आय, अन्य व्यवसाय से आय और संबंधित वर्ष के अल्पकालिक संचरण शुल्क की राशि से कम होगा, जो गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत नियामक आयोग (राज्यांतरिक संचरण और वितरण में कनेक्टिविटी और ओपन एक्सेस) विनियम, 2017, समय-समय पर संशोधित, के अनुसार है:

बशर्ते, अधिनियम की धारा 63 के अनुसरण में तथा पारेषण के लिए प्रतिस्पर्धी बोली के दिशानिर्देशों के अनुसार प्रतिस्पर्धात्मक रूप से दी गई पारेषण प्रणाली परियोजनाओं के मामले में, वार्षिक पारेषण प्रभार ऐसी प्रतिस्पर्धात्मक रूप से दी गई पारेषण परियोजनाओं द्वारा उद्धृत वार्षिक पारेषण सेवा प्रभार (टीएससी) के अनुसार होंगे।

- 46.2 पारेषण लाइसेंसधारी के वार्षिक पारेषण प्रभार का निर्धारण आयोग द्वारा इन विनियमों के अध्याय 2 के अनुसार पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा कुल राजस्व आवश्यकता के निर्धारण हेतु किए गए आवेदन के आधार पर किया जाएगा।

47 टैरिफ के घटक

- 47.1 पारेषण लाइसेंसधारी हेतु कुल राजस्व आवश्यकता में निम्न घटक होंगे:

- क) इक्विटी पर आय;
- ख) मूल्यह्रास;
- ग) ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्त प्रभार;
- घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज और पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ताओं से जमा;
- ङ) संचालन एवं रख-रखाव व्यय;
- च) आयकर;

घटाव:

- छ) गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (राज्यांतरिक पारेषण और वितरण में कनेक्टिविटी और ओपन एक्सेस) विनियम, 2017; समय-समय पर संशोधित, के अनुसार ओपन एक्सेस शुल्क से आय;
- ज) गैर-टैरिफ आय;
- झ) अन्य व्यवसाय से आय, इन विनियमों में निर्दिष्ट सीमा तक:

बशर्ते, इक्विटी पर आय, ऋण पर ब्याज, मूल्यह्रास, कार्यशील पूंजी पर ब्याज और पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ताओं से जमा और पारेषण लाइसेंसधारियों के लिए आयकर इन विनियमों के अध्याय 3 और 5 में निर्दिष्ट प्रावधानों के अनुसार अनुमति दी जाए:

इसके अलावा इस बात का भी प्रावधान है कि आयोग द्वारा पूर्व अवधि की आय/ व्यय को लेखापरीक्षित खातों के आधार पर, विवेकपूर्ण जांच के विषयाधीन, मामले के आधार पर टूट-अप करने के समय अनुमति दी जाएगी।

48 पारेषण लाइसेंसधारियों हेतु संचालन और रख-रखाव (ओएंडएम) व्यय

- 48.1 संचालन और रख-रखाव व्यय में निम्नलिखित शामिल होंगे:

- क) कर्मचारी व्यय— वेतन, पारिश्रमिक, पेंशन योगदान और कर्मचारियों संबंधी अन्य लागत;
 ख) प्रशासनिक और सामान्य व्यय जिसमें बीमा शुल्क (यदि हो); और
 ग) मरम्मत और रख-रखाव व्यय।

48.2 पारेषण लाइसेंसधारी बहुवर्षीय टैरिफ याचिका के एक भाग के रूप में नियंत्रण अवधि के लिए आवश्यक संचालन एवं रख-रखाव व्यय प्रस्तुत करेगा। आधार वर्ष के लिए संचालन एवं रख-रखाव व्यय आयोग द्वारा नवीनतम उपलब्ध लेखापरीक्षित खातों, पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा दायर व्यवसाय योजना, आधार वर्ष के लिए वास्तविक अनुमान, विवेकपूर्ण जांच और आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले अन्य कारकों को ध्यान में रखते हुए अनुमोदित किया जाएगा।

48.3 नियंत्रण अवधि के n वें वर्ष के लिए ओएंडएम व्यय नीचे दिए गए फार्मूले के आधार पर अनुमोदित किया जाएगा:

$$O\&M_n = (R\&M_n + EMP_n + A\&G_n) + \text{टर्मिनल देयताएं}$$

जहाँ,

$$R\&M_n = K \times GFA_{n-1} \times (1+WPI_{inflation})$$

$$EMP_n = (EMP_{n-1}) \times (1+G_n) \times$$

$$(1+CPI_{inflation})A\&G_n = (A\&G_{n-1}) \times$$

$$(1+CPI_{inflation})$$

'K' एक स्थिरांक है (% में व्यक्त)। नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए K का मूल्य लाइसेंसधारी की फाइलिंग, मरम्मत और रख-रखाव व्यय के बेंचमार्किंग, अनुमोदित मरम्मत और रख-रखाव व्यय बनाम आयोग द्वारा पूर्व अनुमोदित GFA और आयोग द्वारा उपयुक्त समझे जाने वाले किसी अन्य कारक के आधार पर बहुवर्षीय टैरिफ आदेश में आयोग द्वारा निर्धारित किया जाएगा;

$CPI_{inflation}$ – आधार वर्ष से ठीक पहले तीन (3) वर्षों के लिए उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सीपीआई) में औसत वृद्धि है;

$WPI_{inflation}$ – आधार वर्ष से ठीक पहले के तीन (3) वर्षों के लिए थोक मूल्य सूचकांक (WPI) में औसत वृद्धि है;

EMP_n – n वें वर्ष के लिए पारेषण लाइसेंसधारी के कर्मचारी व्यय;

$A\&G_n$ – n वें वर्ष के लिए पारेषण लाइसेंसधारी के प्रशासनिक और सामान्य व्यय;

$R\&M_n$ – n वें वर्ष के लिए पारेषण लाइसेंसधारी के मरम्मत और रख-रखाव व्यय; GFA_{n-1} – $n-1$ वें वर्ष के लिए पारेषण लाइसेंसधारी की सकल अचल संपत्ति;

G_n n वें वर्ष के लिए वृद्धि कारक है। G_n का मूल्य आयोग द्वारा बहुवर्षीय टैरिफ आदेश में प्रत्येक वर्ष के लिए निर्धारित किया जाएगा, ताकि लाइसेंसधारी की फाइलिंग, बेंचमार्किंग, आयोग द्वारा पिछले समय में स्वीकृत लागत और आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले किसी अन्य कारक के आधार पर अतिरिक्त जनशक्ति की आवश्यकता को पूरा किया जा सके।

48.4 पेंशन व्यय आदि सहित लाइसेंसधारी के कर्मचारियों की टर्मिनल देयताओं को, कर्मचारी लागत के भाग के रूप में, लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तुत वास्तविक आंकड़ों के अनुसार, विवेकपूर्ण जांच के अधीन या बीमांकिक अध्ययनों के माध्यम से स्थापित किए जाने के अधीन अनुमोदित किया जाएगा। इसके अतिरिक्त, वेतन आयोग द्वारा अनुशंसित बदलावों के कारण किसी भी प्रकार की विविधता को आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन अलग से अनुमति दी जाएगी।

48.5 आकलन के उद्देश्य से, नियंत्रण अवधि के सभी वर्षों के लिए कारकों - सीपीआई मुद्रास्फीति और डब्ल्यूपीआई मुद्रास्फीति के समान मूल्य का उपयोग किया जाएगा। हालांकि, आयोग लेखापरीक्षित खातों से आधार ओएंडएम घटकों के वास्तविक मूल्यों पर विचार करेगा और जिस वर्ष के लिए टू-अप किया जा रहा है, उसके लिए टू-अप अभ्यास के दौरान कारकों - सीपीआई मुद्रास्फीति और डब्ल्यूपीआई मुद्रास्फीति

के वास्तविक मूल्यों पर भी विचार करेगा और उस वर्ष के लिए ओएंडएम व्यय को टू-अप करेगा।

48.6 नए पारेषण लाइसेंसधारी के लिए, वर्षवार ओएंडएम मानदंड मामले दर मामले के आधार पर निर्धारित किए जाएंगे:

वशर्ते, यह प्रतिस्पर्धी बोली के आधाप पर दी जाने वाली नई परियोजनाओं पर लागू नहीं हो।

ध्यान दें: “नए पारेषण लाइसेंसधारी” का अर्थ उन पारेषण लाइसेंसधारी से होगा, जिसके लिए आयोग द्वारा इन विनियमों के प्रभावी होने की तिथि के बाद पारेषण लाइसेंस दिया गया हो, और जिसकी पारेषण परियोजना आस्तियां 1 अप्रैल, 2025 को या उसके बाद चालू होती हैं।

वशर्ते, टूइंग-अप के समय, मानक और वास्तविक ओएंडएम व्यय में विविधता को विनियमन 15 के अनुसार निपटाया जाए।

49 कार्यशील पूंजी पर ब्याज:

49.1 पारेषण लाइसेंसधारी को वित्त वर्ष के लिए पारेषण प्रणाली हेतु कार्यशील पूंजी के अनुमानित स्तर पर ब्याज की अनुमति दी जाएगी, जिसकी गणना इस प्रकार की जाएगी:

क) वार्षिक निश्चित लागत के 45 दिनों के बराबर प्राप्य;

ख) ओएंडएम व्यय के 15% की दर से रख-रखाव शेष राशि;

ग) एक माह के लिए ओएंडएम व्यय;

49.2 कार्यशील पूंजी पर ब्याज दर एक (1) वर्ष की भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/आरबीआई द्वारा अधिसूचित किसी भी प्रतिस्थापन के बराबर होगी, जो कि (1) वर्ष की अवधि के लिए लागू है, जैसा कि संबंधित वित्त वर्ष की 1 अप्रैल को लागू हो सकता है, इसके साथ ही 325 आधार अंक;

वशर्ते, किसी वित्त वर्ष की पहली अप्रैल से पहले, जब प्रासंगिक वर्ष के लिए एमसीएलआर उपलब्ध न हो, तो उस वर्ष की पहली अप्रैल को उपलब्ध नवीनतम एक (1) वर्षीय भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) दर ली जाए, जिसमें याचिका दायर की गई है।

49.3 कार्यशील पूंजी पर ब्याज मानक आधार पर देय होगा, भले ही पारेषण लाइसेंसधारी ने किसी बाहरी एजेंसी से कार्यशील पूंजी के लिए ऋण नहीं लिया हो।

50 इक्विटी पर आय:

50.1 वर्तमान परियोजना के लिए इक्विटी पर आय की गणना संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के लिए 15.50% की आधार दर पर की जाएगी;

50.2 01.04.2025 को या उसके बाद सीओडी प्राप्त करने वाली नई परियोजना के लिए इक्विटी पर आय की गणना संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के लिए 15.00% की आधार दर पर की जाएगी;

वशर्ते, उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली, कानून में बदलाव और अप्रत्याशित घटना के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण समेत मूल दायरे से परे अतिरिक्त पूंजीकरण के संबंध में इक्विटी पर आय की गणना भारतीय स्टेट बैंक की एक वर्षीय सीमांत उधार दर (एमसीएलआर) के आधार दर पर की जाए, जो वर्ष के 1 अप्रैल को 350 आधार अंकों के बराबर होगी, और जो 14% की अधिकतम सीमा के अधीन हो;

साथ ही यह प्रावधान भी है कि किसी वित्त वर्ष की पहली अप्रैल से पहले के आकलन के लिए, जब संबंधित वर्ष के लिए एमसीएलआर उपलब्ध नहीं है, तो याचिका दायर करने वाले वर्ष की पहली अप्रैल को उपलब्ध नवीनतम एक (1) वर्षीय एसबीआई दर ली जाएगी।

50.3 इन विनियमों के ऊपर विनियम 50.1 और 50.2 के तहत आयोग द्वारा अनुमत इक्विटी पर आय की दर को संबंधित वित्त वर्ष की प्रभावी कर दर के साथ जोड़ा जाएगा। प्रभावी कर दर की गणना प्रत्येक वित्त वर्ष की शुरुआत में संबंधित पारेषण लाइसेंसधारी को उस अंतिम वर्ष के लिए लागू प्रासंगिक वित्तीय अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप अनुमानित लाभ और भुगतान किए जाने वाले कर के आधार पर की जाएगी, जिसमें गैर-पारेषण व्यवसाय के लाभ और उसके संगत कर को शामिल नहीं किया जाएगा।

बशर्ते, यदि कोई पारेषण लाइसेंसधारी आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115 जेबी के अंतर्गत न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) का भुगतान कर रहा है, तो प्रभावी कर दर अधिभार और उपकर सहित एमएटी दर होगी;

इसके अलावा, इस बात का भी प्रावधान है कि यदि कोई पारेषण लाइसेंसधारी धारा 115 बीएए का विकल्प चुनता है, तो प्रभावी कर दर आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115 बीएए के अंतर्गत निर्दिष्ट अधिभार और उपकर सहित कर दर होगी।

51 मूल्यहास:

51.1 वर्तमान परियोजनाओं के लिए मूल्यहास की गणना सीधी रेखा पद्धति के आधार पर वार्षिक रूप से की जाएगी तथा पारेषण प्रणाली की आस्तियों के लिए प्रचलित सीईआरसी विनियमों में निर्दिष्ट दरों के अनुसार की जाएगी।

बशर्ते, पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक संचालन की प्रभावी तिथि से 12 वर्ष की अवधि के बाद बंद होने वाले वर्ष की 31 मार्च को शेष मूल्यहास योग्य मूल्य आस्तियों के शेष उपयोगी जीवन पर मान्य होगा।

51.2 मूल्यहास की गणना संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली या उसके किसी तत्व के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से की जाएगी। संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के सभी तत्वों के टैरिफ के मामले में जिसके लिए एकल टैरिफ निर्धारित किए जाने की आवश्यकता है, मूल्यहास की गणना उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक संचालन की प्रभावी तिथि से की जाएगी, जिसमें अलग-अलग इकाइयों के मूल्यहास को ध्यान में रखा जाएगा।

बशर्ते, वाणिज्यिक संचालन की प्रभावी तिथि वाणिज्यिक संचालन की वास्तविक तिथि तथा उत्पादन स्टेशन की सभी इकाइयों की स्थापित क्षमता अथवा पारेषण प्रणाली के सभी तत्वों की पूंजी लागत को ध्यान में रखकर निकाली जाए, जिसके लिए एकल टैरिफ निर्धारित किया जाना आवश्यक है।

51.3 मूल्यहास के प्रयोजन के लिए मूल्य आधार आयोग द्वारा स्वीकृत परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत होगी। पारेषण प्रणाली के एकाधिक तत्वों के मामले में, पारेषण प्रणाली के लिए भारत औसत जीवन लागू किया जाएगा। मूल्यहास वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष से वसूला जाएगा। वर्ष के एक हिस्से के लिए परिसंपत्ति के वाणिज्यिक संचालन के मामले में, मूल्यहास आनुपातिक आधार पर वसूला जाएगा।

51.4 पारेषण लाइसेंसधारी, उपयोगी जीवन पूरा होने से पहले तीन वर्षों के दौरान किए जाने वाले प्रस्तावित पूंजीगत व्यय का ब्यौरा उचित औचित्य और प्रस्तावित जीवन विस्तार के साथ प्रस्तुत करेगा। आयोग, ऐसे प्रस्तुतीकरणों की विवेकपूर्ण जांच के आधार पर, पारेषण प्रणाली के शेष परिचालन जीवन पर मूल्यहास योग्य मूल्य को समान रूप से फैलाकर मूल्यहास को मंजूरी देगा।

51.5 पारेषण प्रणाली या उसके किसी घटक के संबंध में आस्तियों के विपूंजीकरण के मामले में, संचयी मूल्यहास को विपूंजीकृत आस्ति द्वारा उसकी उपयोगी सेवा के दौरान टैरिफ में वसूल किए गए मूल्यहास को ध्यान में रखते हुए समायोजित किया जाएगा।

52 ऋण पर ब्याज और वित्त प्रभार

52.1 ब्याज दर वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो या आवंटित ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना की गई भारत औसत ब्याज दर होगी।

(a) बशर्ते, यदि किसी विशेष वर्ष के लिए कोई वास्तविक ऋण बकाया नहीं है, लेकिन मानक ऋण अभी भी बकाया है, तो परियोजना के लिए ऋण पोर्टफोलियो की अंतिम उपलब्ध भारत औसत ब्याज दर पर विचार किया जाए,

(b) बशर्ते, यदि पारेषण प्रणाली पर कोई वास्तविक ऋण नहीं है, तो एक (1) वर्ष के लिए लागू भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/आरबीआई द्वारा अधिसूचित उसके किसी प्रतिस्थापन को, जो कि प्रासंगिक वर्ष की 1 अप्रैल को लागू हो, मानक ऋण पर ब्याज की अनुमति देने के उद्देश्य से ब्याज दर के रूप में माना जाए,

(c) बशर्ते, अनुमान के उद्देश्य से, किसी वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल से पहले, जब प्रासंगिक वर्ष के लिए

एमसीएलआर उपलब्ध नहीं है, तो याचिका दायर करने वाले वर्ष की 1 अप्रैल को नवीनतम उपलब्ध एक (1) वर्ष की भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर दर ली जाए, बशर्ते, यदि पारेषण प्रणाली ने वास्तविक ऋण लिया है, तो पारेषण लाइसेंसधारी के ऋण पोर्टफोलियो की समग्र रूप से भारित औसत ब्याज दर पर विचार किया जाए।

53 पारेषण लाइसेंसधारी हेतु परिचालन के नियम

53.1 पारेषण लाइसेंसधारी के लिए परिचालन के नियम नीचे दिए निर्देशानुसार होंगे:

(क) मानक वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक (एनएटीएएफ/ NATAF):

(क) वार्षिक निर्धारित लागत की वसूली हेतु एसी पारेषण प्रणाली के लिए एनएटीएएफ 98% होगा;

(ख) प्रोत्साहन हेतु, एसी पारेषण प्रणाली के लिए एनएटीएएफ 98.50% होगा;

बशर्ते, 99.75% से अधिक उपलब्धता हेतु कोई प्रोत्साहन देय नहीं होगा;

इस बात का भी प्रावधान है कि पारेषण प्रणाली के लिए, प्रति वर्ष दो ट्रिपिंग तक उपलब्धता की गणना के लिए वास्तविक आउटेज घंटों पर विचार किया जाएगा। एक वर्ष में दो ट्रिपिंग के बाद, प्रत्येक ट्रिपिंग के लिए, वास्तविक आउटेज घंटों के अतिरिक्त 12 घंटे का अतिरिक्त आउटेज माना जाएगा;

इसके अलावा, इस बात का भी प्रावधान किया गया है कि किसी उत्पादन स्टेशन से विद्युत की निकासी को प्रभावित करने वाले पारेषण तत्व के आउटेज के मामले में आउटेज घंटों को 2 के कारक से गुणा किया जाएगा।

(ख) सब-स्टेशन में सहायक ऊर्जा खपत

वातानुकूलन, प्रकाश व्यवस्था और अन्य उपकरणों में खपत के उद्देश्य से एसी सब-स्टेशन में सहायक ऊर्जा खपत के लिए शुल्क ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा वहन किया जाएगा और मानक संचालन और रखरखाव व्यय में शामिल किया जाएगा।

(ग) पारेषण हानि

राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा निर्धारित पारेषण लाइसेंसधारी की पारेषण प्रणाली में ऊर्जा हानि, पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ताओं द्वारा राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली के उनके उपयोग के अनुपात में वहन की जाएगी।

54 गैर-टैरिफ आय

54.1 आयोग द्वारा अनुमोदित पारेषण व्यवसाय से संबंधित गैर-टैरिफ आय की राशि पारेषण लाइसेंसधारी के वार्षिक पारेषण शुल्क निर्धारित करने में समग्र राजस्व आवश्यकता से घटाई जाएगी:

बशर्ते, पारेषण लाइसेंसधारी समग्र राजस्व आवश्यकता के निर्धारण के लिए अपने आवेदन के साथ आयोग को गैर-टैरिफ आय के अपने पूर्वानुमान का पूरा विवरण प्रस्तुत करे।

54.2 गैर-टैरिफ आय में अन्य बातों के साथ निम्नलिखित भी शामिल होंगे:

- क) भूमि या भवनों से किराया आय;
- ख) स्क्रेप की बिक्री से होने वाली आय, जो निस्तारण मूल्य के 10% से अधिक हो;
- ग) वैधानिक निवेशों से आय;
- घ) आपूर्तिकर्ताओं/ ठेकेदारों को दिए अग्रिम पर ब्याज;
- ङ) स्टाफ क्वार्टरों का किराया;
- च) ठेकेदारों से किराया;
- छ) ठेकेदारों और अन्य से किराया शुल्क से आय;
- ज) विज्ञापन से आय, आदि;

- झ) विविध प्राप्तियां;
- ञ) वार्षिक अकाउंट्स (खातों) के अनुसार अनुदान, सव्बिडी आदि से आस्थगित आय;
- ट) भौतिक सत्यापन पर पाई गई अधिकता;
- ठ) निवेश, सावधि और सभी प्रकार के जमाओं एवं बैंक शेष पर ब्याज;
- ड) पूर्व अवधि आय, आदि:

बशर्ते, पारेषण लाइसेंसधारी के लाइसेंस प्राप्त व्यवसाय के अनुरूप इक्विटी पर प्रतिफल से किए गए निवेश से अर्जित ब्याज/लाभांश को गैर-टैरिफ आय में शामिल नहीं किया जाए।

55 राज्यांतरिक पारेषण नेटवर्क हेतु प्रभारों को साझा करना

55.1 आयोग द्वारा अनुमोदित पारेषण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता को, पारेषण प्रणाली के सभी दीर्घकालिक उपयोगकर्ताओं और मध्यम अवधि के उपयोगकर्ताओं द्वारा मासिक आधार पर उनकी संबंधित आवंटित पारेषण क्षमता और कुल आवंटित पारेषण क्षमता के अनुपात में, निम्नलिखित सूत्र के अनुसार साझा किया जाएगा:

$$ATC_n = (\text{Transmission ARR} / 12) \times (CC_n / SCC) \text{ जहाँ,}$$

ATC_n = पारेषण प्रणाली के $n^{\text{वें}}$ दीर्घकालिक उपयोगकर्ता या मध्यम अवधि के उपयोगकर्ता द्वारा देय वार्षिक पारेषण शुल्क;

Transmission ARR = पारेषण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता, इन विनियमों के अनुसार निर्धारित;

CC_n = पारेषण प्रणाली के $n^{\text{वें}}$ दीर्घकालिक उपयोगकर्ता या मध्यम अवधि के उपयोगकर्ता द्वारा आवंटित पारेषण क्षमता;

SCC = पारेषण प्रणाली के सभी दीर्घकालिक उपयोगकर्ताओं और मध्यम अवधि के उपयोगकर्ताओं द्वारा आवंटित पारेषण क्षमता का योग:

बशर्ते, एटीसीएन पारेषण प्रणाली के प्रत्येक दीर्घकालिक उपयोगकर्ता या मध्यम अवधि के उपयोगकर्ता द्वारा मासिक आधार पर देय हो और राज्य पारेषण उपयोगिता (एसटीयू) द्वारा एकत्र किया जाए।

55.2 अल्पकालिक ओपन एक्सेस उपभोक्ता गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (राज्यांतरिक पारेषण और वितरण में कनेक्टिविटी और ओपन एक्सेस) विनियम, 2017, समय-समय पर संशोधित, के अनुसार निर्धारित रु./मेगावाट/दिन के आधार पर पारेषण प्रभार का भुगतान करेंगे।

अल्पकालिक ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं से एकत्र किए गए शुल्कों का 75% दीर्घकालिक और मध्यम अवधि के ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं द्वारा देय शुल्कों में कटौती के लिए समायोजित किया जाएगा। अल्पकालिक ओपन एक्सेस उपयोगकर्ताओं से एकत्र किए गए शेष 25% शुल्क ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा बनाए रखे जाएंगे।

56 भारत सरकार की किसी योजना का परिणामी प्रभाव

56.1 किसी भी इकाई/इकाइयों के लिए पारेषण शुल्क, प्रोत्साहन और घाटे की छूट/कमी के लिए भारत सरकार की किसी भी योजना का अन्य संस्थाओं द्वारा देय पारेषण शुल्क पर परिणामी प्रभाव, आयोग द्वारा समय-समय पर जारी किए जाने वाले अलग-अलग आदेशों के माध्यम से संबोधित किया जाएगा।

अध्याय 6: वितरण तार व्यवसाय

57 वितरण लाइसेंसधारी के खातों का पृथक्करण

57.1 प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए खातों को अलग करेगा और एक आवंटन विवरण तैयार करेगा। वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तार व्यवसाय से संबंधित व्हीलिंग शुल्क इन अलग-अलग खातों के आधार पर आयोग द्वारा निर्धारित किया जाएगा:

बशर्ते, यदि पूर्ण लेखा पृथक्करण नहीं किया गया है, तो निम्नलिखित आवंटन विवरण लागू हो:

तालिका 1: वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के पृथक्करण हेतु आवंटन विवरण

विवरण	तार व्यवसाय(%)	खुदरा आपूर्ति व्यवसाय (%)
विद्युत खरीद व्यय	0%	100%
अंतर-राज्यीय पारेषण शुल्क	0%	100%
राज्यांतरिक पारेषण शुल्क	0%	100%
कर्मचारी व्यय	40%	60%
प्रशासन और सामान्य व्यय	50%	50%
मरम्मत और रख-रखाव व्यय	90%	10%
पूंजीगत लागत	90%	10%
मूल्यहास	90%	10%
दीर्घकालिक ऋण पूंजी पर ब्याज	90%	10%
कार्यशील पूंजी और उपभोक्ता सुरक्षा जमा पर ब्याज	10%	90%
बट्टा खाते में डाले गए डूबंत ऋण	0%	100%
आय कर	90%	10%
गैर-टैरिफ आय	10%	90%
अन्य व्यवसाय से आय	50%	50%

बशर्ते उपर्युक्त आवंटन विवरण व्यय और राजस्व के सभी या किसी भी शीर्ष के लिए लागू किया जाए, जहां वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के बीच वास्तविक लेखांकन पृथक्करण नहीं किया गया हो।

58. अनुप्रयोज्यता

58.1 इस अध्याय में निहित विनियम खुदरा आपूर्ति उपभोक्ताओं के अलावा वितरण प्रणाली उपयोगकर्ता द्वारा वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तारों के उपयोग के लिए व्हीलिंग शुल्क के निर्धारण पर लागू होंगे।

59 वितरण तार व्यवसाय हेतु कुल राजस्व आवश्यकता

59.1 वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तार व्यवसाय के लिए व्हीलिंग शुल्क कुल राजस्व आवश्यकता की वसूली के लिए देगा जिसमें निम्नलिखित शामिल होंगे:

- क) इक्विटी पर आय;
- ख) ऋण पर ब्याज और वित्त शुल्क;
- ग) मूल्यहास;
- घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज और वितरण प्रणाली उपयोगकर्ताओं से जमा;
- ड) संचालन और रख-रखाव व्यय;
- च) आय कर;

घटाएं:

- छ) गैर-टैरिफ आय;

ज) अन्य व्यवसाय से आय, इन विनियमों में निर्दिष्ट सीमा तक:

बशर्ते— इक्विटी पर आय, ऋण पूंजी पर व्याज, मूल्यहास, कार्यशील पूंजी पर व्याज, उपभोक्ताओं और वितरण प्रणाली उपयोगकर्ताओं से जमा पर व्याज, और वितरण तार व्यवसाय के लिए आयकर इन विनियमों के अध्याय 3 में निर्दिष्ट प्रावधानों के अनुसार अनुमत हों:

बशर्ते, पूर्व अवधि की आय/व्यय को आयोग द्वारा लेखापरीक्षित खातों के आधार पर टू-इप करने के समय, मामले के आधार पर, विवेकपूर्ण जांच के अधीन अनुमति दी जाए:

साथ ही, इस बात का भी प्रावधान किया गया है कि आयोग, न्यायालयों, उपभोक्ता शिकायत निवारण फोरम और ओम्बड्समैन आदि के आदेशों के परिणामस्वरूप, किसी भी प्रदर्शन के मानकों को पूरा करने में विफलता या क्षति के लिए लाइसेंसधारी द्वारा किसी भी पक्ष को देय सभी जुर्माने और मुआवजे को समग्र राजस्व आवश्यकता के माध्यम से वसूल करने की अनुमति नहीं दी जाएगी:

बशर्ते वितरण लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान किए गए या देय ऐसे जुर्मानों एवं मुआवजे का, यदि कोई हो, अलग-अलग ब्यौरा रखेगा और उसे अपनी याचिका के साथ आयोग के समक्ष प्रस्तुत करे।

60 वितरण और तार व्यवसाय के लिए संचालन और रख-रखाव (ओएंडएम) व्यय

60.1 वितरण तार व्यवसाय के लिए संचालन और रखरखाव व्यय की गणना इस विनियमन के अनुसार की जाएगी।

60.2 संचालन और रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय में निम्नलिखित शामिल होंगे:

क) कर्मचारी व्यय - वेतन, मजदूरी, पेंशन अंशदान और अन्य कर्मचारी लागतें;

ख) प्रशासनिक और सामान्य व्यय जिसमें बीमा शुल्क शामिल है, यदि कोई हो; और

ग) मरम्मत और रख-रखाव व्यय।

60.3 वितरण लाइसेंसधारी बहुवर्षीय टैरिफ याचिका के एक भाग के रूप में नियंत्रण अवधि के लिए आवश्यक संचालन एवं रख-रखाव व्यय प्रस्तुत करेगा। आधार वर्ष के लिए संचालन एवं रखरखाव व्यय को आयोग द्वारा नवीनतम उपलब्ध लेखापरीक्षित खातों, वितरण लाइसेंसधारी द्वारा दायर व्यवसाय योजना, आधार वर्ष के लिए वास्तविक अनुमान, विवेकपूर्ण जांच और आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले अन्य कारकों को ध्यान में रखते हुए अनुमोदित किया जाएगा।

60.4 नियंत्रण अवधि के n वें वर्ष के लिए संचालन एवं रख-रखाव व्यय नीचे दिए गए सूत्र के आधार पर अनुमोदित किया जाएगा:

$$O\&M_n = (R\&M_n + EMP_n + A\&G_n) + \text{टर्मिनल देयताएं}$$

जहाँ,

$$R\&M_n = K \times GFA_{n-1} \times (1+WPI_{inflation}) \quad EMP_n = (EMP_{n-1}) \times (1+G_n) \times (1+CPI_{inflation}) \quad A\&G_n = (A\&G_{n-1}) \times (1+CPI_{inflation})$$

'K' एक स्थिरांक है (% में व्यक्त)। नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए K का मूल्य लाइसेंसधारी द्वारा दाखिल किए गए दस्तावेजों, मरम्मत और रख-रखाव व्ययों की बेंचमार्किंग, अनुमोदित मरम्मत और रख-रखाव व्यय बनाम आयोग द्वारा पूर्व में अनुमोदित GFA और आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले किसी अन्य कारक के आधार पर आयोग द्वारा बहुवर्षीय टैरिफ आदेश में निर्धारित किया जाएगा;

$CPI_{inflation}$ - आधार वर्ष से ठीक पहले तीन (3) वर्षों के लिए उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (CPI) में औसत वृद्धि है;

$WPI_{inflation}$ - आधार वर्ष से ठीक पहले तीन (3) वर्षों के लिए थोक मूल्य सूचकांक (CPI) में औसत वृद्धि है;

EMP_n - वितरण लाइसेंसधारी के n वें वर्ष के लिए कर्मचारी व्यय;

$A\&G_n$ - वितरण लाइसेंसधारी के n वें वर्ष के लिए प्रशासनिक और सामान्य व्यय;

R&M_n – वितरण लाइसेंसधारी के n^{वें} वर्ष के लिए मरम्मत और रख-रखाव व्यय;

GFA_{n-1} – वितरण लाइसेंसधारी की n-1^{वें} वर्ष के लिए सकल अचल संपत्ति;

G_n n^{वें} वर्ष के लिए वृद्धि कारक है। अतिरिक्त जनशक्ति की आवश्यकता को पूरा करने के लिए बहुवर्षीय टैरिफ आदेश में प्रत्येक वर्ष के लिए G_n का मूल्य आयोग द्वारा लाइसेंसधारी की फाइलिंग, बेंचमार्किंग, पूर्व में आयोग द्वारा अनुमोदित लागत और किसी अन्य कारक के आधार पर निर्धारित किया जाएगा, जिसे आयोग उचित समझे:

बशर्ते यदि वितरण लाइसेंसधारी इन विनियमों के प्रभावी होने की तिथि पर तीन (3) वर्ष से कम समय से परिचालन में है, तो ओएंडएम व्यय का निर्धारण मामले के आधार पर किया जाएगा।

60.5 पेंशन व्यय आदि सहित लाइसेंसधारी के कर्मचारियों की टर्मिनल देनदारियों को लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तुत वास्तविक आंकड़ों के अनुसार कर्मचारी लागत के हिस्से के रूप में अनुमोदित किया जाएगा, विवेकपूर्ण जांच के अधीन या बीमांकिक अध्ययनों के माध्यम से स्थापित किया जाएगा। इसके अतिरिक्त, वेतन आयोग द्वारा अनुशंसित परिवर्तनों के कारण किसी भी बदलाव को आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन अलग से अनुमति दी जाएगी।

60.6 आकलन के उद्देश्य से, नियंत्रण अवधि के सभी वर्षों के लिए कारकों – CPI_{inflation} और WPI_{inflation} के समान मूल्य का उपयोग किया जाएगा। हालांकि आयोग लेखापरीक्षित खातों से आधार ओएंडएम घटकों के वास्तविक मूल्यों पर विचार करेगा और जिस वर्ष के लिए टू-अप किया जा रहा है उसके लिए टू-अप अभ्यास के दौरान कारकों – CPI_{inflation} और WPI_{inflation} के वास्तविक मूल्यों पर भी विचार करेगा और उस वर्ष के लिए ओएंडएम व्यय को टू-अप करेगा।

बशर्ते टू-अप के समय मानक और वास्तविक ओएंडएम व्यय में विविधता को विनियमन 15 के अनुसार निपटाया जाए।

61 कार्यशील पूंजी और वितरण तार व्यवसाय के लिए नियम

61.1 वितरण लाइसेंसधारी को वित्तीय वर्ष के लिए वितरण तार व्यवसाय के लिए कार्यशील पूंजी के अनुमानित स्तर पर ब्याज की अनुमति दी जाएगी, जिसकी गणना निम्नानुसार की जाएगी:

क) एक (1) माह के लिए ओएंडएम व्यय; साथ ही

ख) एक (1) माह के लिए मरम्मत और रख-रखाव व्यय के 40% पर रख-रखाव शेष; साथ ही

ग) प्रचलित टैरिफ पर वितरण तारों के उपयोग के लिए प्रभारों से अपेक्षित राजस्व के दो (2) माह के बराबर प्राप्य राशि;

घटाएं

घ) अधिनियम की धारा 47 की उपधारा (1) के खंड (ख) के अंतर्गत वितरण प्रणाली उपयोगकर्ताओं से सुरक्षा जमा के रूप में रखी गई राशि, यदि कोई हो, बैंक गारंटी के रूप में रखी गई सुरक्षा जमा को छोड़कर:

बशर्ते, किसी भी वर्ष के लिए टू-अप के समय, कार्यशील पूंजी की आवश्यकता की पुनः गणना आयोग द्वारा टू-अप करने में अनुमोदित कार्यशील पूंजी के घटकों के मूल्यों के आधार पर की जाए।

61.2 कार्यशील पूंजी पर ब्याज दर एक (1) वर्ष की भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/आरबीआई द्वारा अधिसूचित उसके किसी प्रतिस्थापन के बराबर होगी, जो (1) वर्ष की अवधि के लिए लागू है, जैसा कि संबंधित वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को लागू हो सकता है, के साथ 325 आधार अंक;

बशर्ते किसी वित्त वर्ष की पहली अप्रैल से पहले के आकलन के लिए, जब संबंधित वर्ष के लिए एमसीएलआर उपलब्ध न हो, तो याचिका दायर करने वाले वर्ष की पहली अप्रैल को उपलब्ध नवीनतम एक (1) वर्षीय भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) दर ली जाए।

61.3 कार्यशील पूंजी पर ब्याज मानक आधार पर देय होगा, भले ही पारेषण लाइसेंसधारी ने किसी बाहरी एजेंसी से कार्यशील पूंजी के लिए ऋण नहीं लिया हो।

62 इक्विटी पर आय

- 62.1 इक्विटी पर आय की गणना उपयोग में लाई गई आस्तियों के लिए विनियमन 28 के अनुसार निर्धारित चुकता इक्विटी पूंजी पर की जाएगी।
- 62.2 इक्विटी पर आय की गणना वर्ष की शुरुआत और अंत में इक्विटी पूंजी के औसत पर की जाएगी।
बशर्ते उपभोक्ता अंशदान, पूंजी सब्सिडी/अनुदान और संगत मूल्यहास द्वारा वित्तपोषित आस्तियां पूंजी आधार का हिस्सा नहीं बनेंगी। वितरण लाइसेंसधारी में बुक वैल्यू के अनुसार डाली गई वास्तविक इक्विटी को वास्तविक के अनुसार माना जाएगा और इस विनियमन में गणना के लिए इसका उपयोग किया जाए।
- 62.3 वितरण तार व्यवसाय के लिए इक्विटी पर आय की दर 15.50% की दर से अनुमत होगी।
बशर्ते इक्विटी पर आय की दर संबंधित वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर के साथ जोड़ी जाए।

63 मूल्यहास

- 63.1 मूल्यहास के प्रयोजन के लिए मूल्य आधार आयोग द्वारा स्वीकृत आस्तियों की पूंजी लागत होगी;
बशर्ते कार्यमुक्ति या प्रतिस्थापित या पूंजीकृत आस्तियों की अनुमोदित मूल लागत को कम करने के बाद मूल्यहास की अनुमति दी जाए;
बशर्ते उपभोक्ता अंशदान, जमा कार्य, पूंजी सब्सिडी या अनुदान के माध्यम से वित्तपोषित आस्तियों पर कोई मूल्यहास की अनुमति नहीं दी जाए।
- 63.2 वाणिज्यिक संचालन के पिछले वर्ष से मूल्यहास वसूल किया जाएगा। वर्ष के एक भाग के लिए आस्ति के वाणिज्यिक संचालन के मामले में, मूल्यहास आनुपातिक आधार पर वसूल किया जाएगा।
- 63.3 वर्तमान परियोजना के लिए मूल्यहास की गणना सीधी रेखा पद्धति और इन विनियमों के परिशिष्ट-1 में निर्दिष्ट दर के आधार पर की जाएगी।
- 63.4 आस्ति की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90% तक मूल्यहास की अनुमति दी जाएगी और आस्ति की पूंजीगत लागत के 10% को बचाव मूल्य माना जाएगा;
बशर्ते आईटी उपकरण और कंप्यूटर सॉफ्टवेयर का बचाव मूल्य स्वीकार्य पूंजीगत लागत के शून्य(0) प्रतिशत पर माना जाए।
- 63.5 पट्टे के तहत रखी गई भूमि के अलावा अन्य भूमि मूल्यहास योग्य आस्ति नहीं होगी।

64 ऋण पर ब्याज और वित्त प्रभार

- 64.1 ब्याज दर वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो या आवंटित ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना की गई भारत औसत ब्याज दर होगी;
बशर्ते, यदि किसी विशेष वर्ष के लिए कोई वास्तविक ऋण बकाया नहीं है, लेकिन मानक ऋण अभी भी बकाया है, तो परियोजना के लिए ऋण पोर्टफोलियो की अंतिम उपलब्ध भारत औसत ब्याज दर पर विचार किया जाएगा;
बशर्ते यदि वितरण तार व्यवसाय के पास कोई वास्तविक ऋण नहीं है, तो एक (1) वर्ष के लिए लागू आरबीआई द्वारा अधिसूचित एक (1) वर्ष का एसबीआई एमसीएलआर/उसका कोई प्रतिस्थापन, जो प्रासंगिक वर्षों की 1 अप्रैल को लागू हो, मानक ऋण पर ब्याज की अनुमति देने के उद्देश्य से ब्याज दर के रूप में माना जाए,
बशर्ते, आकलन के प्रयोजन हेतु, किसी वित्त वर्ष की पहली अप्रैल से पहले, जब संबंधित वर्ष के लिए एमसीएलआर उपलब्ध नहीं है, तो याचिका दायर करने वाले वर्ष की पहली अप्रैल को उपलब्ध नवीनतम एक (1) वार्षिक एसबीआई एमसीएलआर दर ली जाए।

65 गैर-टैरिफ आय

- 65.1 वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तार व्यवसाय के व्हीलिंग प्रभारों का निर्धारण करने में वितरण तार

व्यवसाय से संबंधित गैर-टैरिफ आय की राशि, जैसा कि आयोग द्वारा अनुमोदित किया गया है, कुल राजस्व आवश्यकता से घटा दी जाएगी:

बशर्ते वितरण लाइसेंसधारी व्हीलिंग प्रभारों के निर्धारण के लिए अपने आवेदन के साथ आयोग को गैर-टैरिफ आय के अपने पूर्वानुमान का पूरा विवरण प्रस्तुत करे।

65.2 गैर- टैरिफ आय में अन्य बातों के साथ निम्न भी होंगे:

- क) भूमि या भवन के किराए से आय;
- ख) स्क्रेप की बिक्री से आय जो कि निस्तारण मूल्य के 10% से अधिक हो;
- ग) वैधानिक निवेश से आय;
- घ) आकस्मिक आरक्षित निवेश पर ब्याज से आय;
- ड) आपूर्तिकर्ताओं/ ठेकेदारों को अग्रिम राशि पर ब्याज;
- च) स्टाफ क्वार्टर का किराया;
- छ) ठेकेदारों से किराया;
- ज) ठेकेदारों और अन्यो से भाड़ा शुल्क से आय;
- झ) विज्ञापन आदि से आय;
- ञ) विविध प्राप्तियां;
- ट) भौतिक सत्यापन पर पाया गया अतिरिक्त;
- ठ) वार्षिक खातों के अनुसार अनुदान, सब्सिडी आदि से आस्थगित आय;
- ड) पूर्व अवधि की आय, आदि;
- ढ) निवेश, सावधि और सभी प्रकार के जमा एवं बैंक शेष पर ब्याज:

बशर्ते वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तार व्यवसाय के अनुरूप इक्विटी पर आय से किए गए निवेश से अर्जित ब्याज/लाभांश को गैर-टैरिफ आय में शामिल नहीं किया जाएगा।

66 व्हीलिंग शुल्क तय करना

66.1 आयोग अधिनियम की धारा 64 की उपधारा (3) के अंतर्गत पारित अपने आदेश में वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तार व्यवसाय के व्हीलिंग चार्ज को निर्दिष्ट करेगा:

बशर्ते खुदरा उपभोक्ताओं के अलावा वितरण प्रणाली उपयोगकर्ताओं द्वारा उपरोक्त प्रावधान के तहत भुगतान किए गए व्हीलिंग शुल्क से प्राप्त राजस्व का उपयोग संबंधित वितरण लाइसेंसधारी के खुदरा उपभोक्ताओं से वसूल किए जाने वाले वितरण तार व्यवसाय की कुल राजस्व आवश्यकता को कम करने के लिए किया जाएगा, जो कि समय-समय पर संशोधित गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत नियामक आयोग (राज्यांतरिक पारेषण और वितरण में कनेक्टिविटी और ओपन एक्सेस) विनियम, 2017 के अनुसार होगा।

67 व्हीलिंग हानि

67.1 वितरण लाइसेंसधारी को वितरण प्रणाली के संचालन से उत्पन्न व्हीलिंग नुकसान के अनुमोदित स्तर को, संबंधित टैरिफ आदेश में निर्धारित अनुसार, वस्तु के रूप में वसूलने की अनुमति होगी।

अध्याय 7: विद्युत की खुदरा आपूर्ति

68 अनुप्रयोज्यता

68.1 ये विनियम वितरण लाइसेंसधारी द्वारा अपने उपभोक्ताओं को विद्युत की खुदरा आपूर्ति के लिए टैरिफ के निर्धारण पर लागू होंगे।

69 खुदरा आपूर्ति व्यवसाय हेतु कुल राजस्व आवश्यकता

69.1 वितरण लाइसेंसधारी की खुदरा आपूर्ति के लिए टैरिफ में नियंत्रण अवधि के संबंधित वर्षों के लिए खुदरा आपूर्ति व्यवसाय की कुल राजस्व आवश्यकता की वसूली के लिए प्रावधान किया जाएगा, जैसा कि आयोग द्वारा अनुमोदित किया गया है और इसमें निम्न घटक शामिल हैं:

क) स्वयं की विद्युत उत्पादन लागत और अन्य स्रोतों से विद्युत खरीद व्यय;

ख) अंतर-राज्यीय पारेषण शुल्क;

ग) राज्यांतरिक पारेषण शुल्क;

घ) एसएलडीसी शुल्क और प्रभार;

ड) गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (राज्यांतरिक पारेषण और वितरण में कनेक्टिविटी और ओपन एक्सेस) विनियम, 2017, समय-समय पर संशोधित के अनुसार, इन विनियमों के अध्याय 6 के तहत निर्धारित वितरण तार व्यवसाय के लिए कुल राजस्व आवश्यकता को शेष राशि, उसी वितरण लाइसेंसधारी से विद्युत आपूर्ति प्राप्त करने वाले खुदरा उपभोक्ताओं के अलावा वितरण प्रणाली उपयोगकर्ताओं द्वारा देय व्हीलिंग शुल्क से आय को घटाने के बाद;

च) बट्टे खाते में डाले गए डूबंत और संदिग्ध ऋण हेतु प्रावधान;

छ) इक्विटी पूंजी पर आय;

ज) संचालन एवं रख-रखाव व्यय;

झ) मूल्यहास;

ञ) ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्त प्रभार;

ट) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

ठ) उपभोक्ता सुरक्षा जमा पर ब्याज;

ड) आय कर;

घटाएं

ढ) गैर-टैरिफ आय;

ण) अन्य व्यवसाय से आय, इन विनियमों में निर्दिष्ट सीमा तक;

त) क्रॉस-सब्सिडी सरचार्ज के कारण प्राप्तियां/ आय;

थ) अतिरिक्त सरचार्ज के कारण प्राप्तियां/ आय;

बशर्ते आयोग द्वारा पूर्व अवधि की आय/व्यय को लेखापरीक्षित खातों के आधार पर दू-अप करने के समय, विवेकपूर्ण जांच के विषयाधीन, मामले के आधार पर अनुमति दी जाए:

बशर्ते कि आयोग, न्यायालयों, उपभोक्ता शिकायत निवारण फोरम और ओम्बड्समैन आदि के आदेशों के परिणामस्वरूप प्रदर्शन के किसी भी मानक को पूरा करने में विफलता या क्षति के लिए लाइसेंसधारी द्वारा किसी भी पक्ष को देय सभी जुर्माने और मुआवजा या गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा की खरीद) विनियम, 2010, जैसा कि समय-समय पर संशोधित किया गया है, के अनुसार अक्षय ऊर्जा खरीद दायित्वों का अनुपालन न करने के लिए लाइसेंसधारी पर आयोग द्वारा लगाया गया जुर्माना समग्र राजस्व आवश्यकता के माध्यम से वसूल करने

की अनुमति नहीं दी जाए:

बशर्ते वितरण लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान किए गए या देय ऐसे जुमाने और मुआवजे का अलग-अलग विवरण बनाए रखेगा, यदि कोई हो, और उन्हें अपनी याचिका के साथ आयोग के समक्ष प्रस्तुत करेगा।

70 विद्युत खरीद की लागत

- 70.1 वितरण लाइसेंसधारी को अपने स्वामित्व वाले उत्पादन स्टेशनों द्वारा उत्पादित या अनुमोदित स्रोतों से खरीदी गई विद्युत की लागत को वितरण लाइसेंसधारी की विद्युत खरीद योजना के आधार पर उपभोक्ताओं को आपूर्ति के लिए वसूलने की अनुमति होगी, जिसे आयोग द्वारा अनुमोदित किया गया हो।
- 70.2 वितरण लाइसेंसधारी ईंधन और विद्युत खरीद लागत समायोजन अधिभार (एफपीपीसीएएस) के कारण वृद्धिशील लागत को इन विनियमों के विनियम 21 में निर्दिष्ट फार्मूले और संबंधित नियमों और शर्तों के अनुसार वसूल करेगा।

71 पारेषण शुल्क

- 71.1 वितरण लाइसेंसधारी को इन विनियमों के अध्याय 5 के अंतर्गत आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ के अनुसार अंतर-राज्यीय और राज्यांतरिक पारेषण प्रणाली तक पहुंच और उपयोग के लिए देय पारेषण शुल्क लेने की अनुमति होगी।

72 खुदरा आपूर्ति व्यवसाय हेतु संचालन और रख-रखाव (ओएंडएम) व्यय

- 72.1 खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए संचालन और रखरखाव व्यय की गणना इस विनियमन के अनुसार की जाएगी।

- 72.2 संचालन और रखरखाव व्यय में निम्न शामिल होंगे:

- क) कर्मचारी व्यय - वेतन, पारिश्रमिक, पेंशन अंशदान और अन्य कर्मचारी लागतें;
- ख) प्रशासनिक और सामान्य व्यय जिसमें बीमा शुल्क शामिल है, यदि कोई हो; और
- ग) मरम्मत और रख-रखाव व्यय।

- 72.3 लाइसेंसधारी बहुवर्षीय टैरिफ याचिका के एक भाग के रूप में नियंत्रण अवधि के लिए आवश्यक संचालन एवं रख-रखाव व्यय प्रस्तुत करेगा। आधार वर्ष के लिए संचालन एवं रख-रखाव व्यय आयोग द्वारा नवीनतम उपलब्ध लेखापरीक्षित खातों, वितरण लाइसेंसधारी द्वारा दायर व्यवसाय योजना, आधार वर्ष के लिए वास्तविक अनुमान, विवेकपूर्ण जांच और आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले किसी भी अन्य कारक को ध्यान में रखते हुए अनुमोदित किया जाएगा।

- 72.4 नियंत्रण अवधि के n वें वर्ष के लिए ओ एंड एम व्यय नीचे दिए गए फार्मूले के आधार पर अनुमोदित किया जाएगा:

$$O\&M_n = (R\&M_n + EMP_n + A\&G_n) + \text{Terminal Liabilities}$$

(टर्मिनल देयताएं)

जहां,

$$R\&M_n = K \times GFA_{n-1} \times$$

$$(1+WPI_{inflation}) EMP_n = (EMP_{n-1}) \times$$

$$(1+G_n) \times (1+CPI_{inflation})A\&G_n =$$

$$(A\&G_{n-1}) \times (1+CPI_{inflation})$$

'K' एक स्थिरांक है (% में व्यक्त)। नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए K का मूल्य लाइसेंसधारी द्वारा दाखिल किए गए दस्तावेजों, मरम्मत और रख-रखाव व्यय के बेंचमार्किंग, अनुमोदित मरम्मत और रखरखाव व्यय बनाम आयोग द्वारा पूर्व में अनुमोदित GFA और आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले किसी अन्य कारक के आधार पर आयोग द्वारा बहुवर्षीय टैरिफ आदेश में निर्धारित किया जाएगा;

$CPI_{inflation}$ - आधार वर्ष से ठीक पहले तीन (3) वर्षों के लिए उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सीपीआई) में

औसत वृद्धि है;

$WPI_{inflation}$ – आधार वर्ष से ठीक पहले तीन (3) वर्षों के लिए थोक मूल्य सूचकांक (सीपीआई) में औसत वृद्धि है;

EMP_n – n वें वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी के कर्मचारी व्यय;

$A\&G_n$ – n वें वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी के प्रशासनिक और सामान्य व्यय;

$R\&M_n$ – n वें वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी का मरम्मत और रख-रखाव व्यय;

GFA_{n-1} – वितरण लाइसेंसधारी की $n-1$ वें वर्ष के लिए सकल अचल संपत्ति;

G_n n वें वर्ष के लिए वृद्धि कारक है। लाइसेंसधारी की फाइलिंग, बेंचमार्किंग, आयोग द्वारा पूर्व में अनुमोदित लागत और आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले किसी अन्य कारक के आधार पर अतिरिक्त जनबल आवश्यकता को पूरा करने के लिए बहुवर्षीय टैरिफ आदेश में प्रत्येक वर्ष के लिए जीएन का मूल्य आयोग द्वारा निर्धारित किया जाएगा:

बशर्ते यदि लाइसेंसधारी इन विनियमों के प्रभावी होने की तिथि पर तीन (3) वर्षों से कम समय से परिचालन में है, तो ओएंडएम व्यय का निर्धारण मामले के आधार पर किया जाए।

72.5 पेंशन व्यय आदि सहित लाइसेंसधारी के कर्मचारियों की टर्मिनल देयताओं को लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तुत वास्तविक आंकड़ों के अनुसार कर्मचारी लागत के हिस्से के रूप में अनुमोदित किया जाएगा, विवेकपूर्ण जांच के अधीन या बीमांकिक अध्ययनों के माध्यम से स्थापित किया जाएगा। इसके अतिरिक्त, वेतन आयोग द्वारा अनुशंसित परिवर्तनों के कारण किसी भी बदलाव को आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन अलग से अनुमति दी जाएगी।

72.6 आकलन के उद्देश्य से, नियंत्रण अवधि के सभी वर्षों के लिए कारकों- $CPI_{inflation}$ और $WPI_{inflation}$ के समान मूल्य का उपयोग किया जाएगा। हालांकि, आयोग ऑडिट किए गए खातों से आधार ओएंडएम घटकों के वास्तविक मूल्यों पर विचार करेगा और जिस वर्ष के लिए टू-अप किया जा रहा है, उसके लिए टू-अप अभ्यास के दौरान कारकों- $CPI_{inflation}$ और $WPI_{inflation}$ के वास्तविक मूल्यों पर भी विचार करेगा और उस वर्ष के लिए ओएंडएम व्यय को केवल मुद्रास्फीति की सीमा तक ही टू-अप करेगा।

बशर्ते कि टू-अप के समय, मानक और वास्तविक ओएंडएम व्यय में भिन्नता को विनियमन 15 के अनुसार निपटाया जाएगा।

73 इक्विटी पर आय

73.1 इक्विटी पर आय की गणना उपयोग में लाई गई परिसंपत्तियों के लिए विनियमन 28 के अनुसार निर्धारित चुकता इक्विटी पूंजी पर की जाएगी।

73.2 इक्विटी पर आय की गणना वर्ष की शुरुआत और अंत में इक्विटी पूंजी के औसत पर की जाएगी।

बशर्ते उपभोक्ता अंशदान, पूंजी सब्सिडी/अनुदान और संगत मूल्यहास द्वारा वित्तपोषित आस्तियां पूंजी आधार का हिस्सा न हों। वितरण लाइसेंसधारी में अंकित मूल्य के अनुसार निवेशित वास्तविक इक्विटी को वास्तविक के अनुसार माना जाए और इस विनियमन में गणना के लिए इसका उपयोग किया जाए।

73.3 खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए इक्विटी पर आय की दर 16% की दर से अनुमत होगी।

बशर्ते कि इक्विटी पर आय की दर संबंधित वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर के साथ जोड़ी जाए।

74 मूल्यहास

74.1 मूल्य हास के प्रयोजन के लिए मूल्य आधार आयोग द्वारा स्वीकृत परिसंपत्तियों की पूंजी लागत होगी

बशर्ते कार्यमुक्ति या प्रतिस्थापित या पूंजीकृत परिसंपत्तियों की अनुमोदित मूल लागत को कम करने के बाद मूल्य हास की अनुमति दी जाए;

बशर्ते उपभोक्ता अंशदान, जमा कार्य, पूंजी सब्सिडी या अनुदान के माध्यम से वित्तपोषित आस्तियों पर कोई मूल्य ह्रास की अनुमति नहीं दी जाए।

74.2 वाणिज्यिक संचालन के पिछले वर्ष से मूल्य ह्रास प्रभार्य होगा। वर्ष के एक हिस्से के लिए आस्ति के वाणिज्यिक संचालन के मामले में, मूल्य ह्रास आनुपातिक आधार पर लगाया जाएगा।

74.3 वर्तमान परियोजना के लिए मूल्य ह्रास की गणना सीधी रेखा पद्धति और इन विनियमों के परिशिष्ट-1 में निर्दिष्ट दर के आधार पर की जाएगी।

74.4 आस्ति की पूंजी लागत के अधिकतम 90% तक मूल्य ह्रास की अनुमति दी जाएगी और आस्ति की पूंजी लागत के 10% को निस्तारण मूल्य माना जाएगा;

बशर्ते आई.टी. का निस्तारण मूल्य उपकरण और कंप्यूटर सॉफ्टवेयर को स्वीकार्य पूंजी लागत के शून्य(0) प्रतिशत पर माना जाए।

74.5 पट्टे के तहत रखी गई भूमि के अलावा अन्य भूमि मूल्यह्रास योग्य संपत्ति नहीं होगी।

75 ऋण पर ब्याज और वित्त प्रभार

75.1 ब्याज दर वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो या आवंटित ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना की गई भारित औसत ब्याज दर होगी;

बशर्ते यदि किसी विशेष वर्ष के लिए कोई वास्तविक ऋण बकाया नहीं है, लेकिन मानक ऋण अभी भी बकाया है, तो परियोजना के लिए ऋण पोर्टफोलियो की अंतिम उपलब्ध भारित औसत ब्याज दर पर विचार किया जाए;

बशर्ते यदि खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के पास कोई वास्तविक ऋण नहीं है, तो एक (1) वर्ष का एसबीआई एमसीएलआर/आरबीआई द्वारा अधिसूचित किसी भी प्रतिस्थापन को एक (1) वर्ष के लिए लागू किया जा सकता है, जो प्रासंगिक वर्षों के 1 अप्रैल को लागू हो सकता है, मानक ऋण पर ब्याज की अनुमति देने के उद्देश्य से ब्याज दर के रूप में माना जाएगा।

बशर्ते अनुमान के उद्देश्य से, एक वित्त वर्ष के 1 अप्रैल से पहले, जब संबंधित वर्ष के लिए एमसीएलआर उपलब्ध नहीं है, तो याचिका दायर करने वाले वर्ष के 1 अप्रैल को नवीनतम उपलब्ध एक (1) वर्षीय एसबीआई एमसीएलआर दर ली जाए।

76 एसएलडीसी शुल्क और प्रभार

76.1 वितरण लाइसेंसधारी को आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ के अनुसार एसएलडीसी शुल्क और एसएलडीसी को देय प्रभार वसूलने की अनुमति होगी।

77 डूबंत और संदिग्ध ऋणों हेतु प्रावधान

77.1 आयोग पिछले वर्षों में बट्टे खाते में डाले गए डूबंत ऋणों की प्रवृत्ति के आधार पर, विवेकपूर्ण जांच के अधीन, समग्र राजस्व आवश्यकता में पास-शू के रूप में बट्टे खाते में डाले गए डूबंत ऋणों को अनुमति दे सकता है:

बशर्ते, आयोग वर्ष के दौरान माफ किए गए विलंबित भुगतान शुल्क, यदि कोई हो, को छोड़कर डूबंत ऋणों की वास्तविक बट्टे खाते में डाले गए डूबंत ऋणों को विवेकपूर्ण जांच के अधीन, टू-अप करे:

बशर्ते कि डूबंत और संदिग्ध ऋणों के लिए प्रावधान वितरण लाइसेंसधारी की वार्षिक राजस्व आवश्यकता के 1% तक सीमित हो:

इसके अलावा इस बात का भी प्रावधान है कि यदि किसी विशेष डूबंत ऋण को बट्टे खाते में डालने के बाद, ऐसे डूबंत ऋण से राजस्व प्राप्त होता है, तो उसे उस वर्ष की गैर-टैरिफ आय के तहत एक अनियंत्रित मद के रूप में शामिल किया जाएगा जिसमें ऐसा राजस्व प्राप्त हुआ है।

78 खुदरा आपूर्ति व्यवसाय हेतु कार्यशील पूंजी के नियम

78.1 वितरण लाइसेंसधारी को वित्त वर्ष के लिए खुदरा आपूर्ति व्यवसाय हेतु कार्यशील पूंजी के अनुमानित स्तर पर ब्याज की अनुमति दी जाएगी, जिसकी गणना इस प्रकार की जाएगी:

- क) एक (1) माह के लिए ओएंडएम व्यय; साथ ही
- ख) एक (1) माह के लिए मरम्मत और रख-रखाव व्यय का 40% मेंटेनेंस स्पेयर्स; साथ ही
- ग) प्रचलित टैरिफ पर उपभोक्ताओं से अपेक्षित राजस्व के दो (2) महीने के बराबर प्राप्य;

घटाएं

- घ) एक (1) माह के लिए विद्युत खरीद लागत;

बशर्ते, विद्युत खरीद लागत में अग्रिम भुगतान की गई आरईसी की लागत शामिल हो; यदि किसी को छोड़ दिया गया हो;

के साथ

- ड) अधिनियम की धारा 47 की उपधारा (1) के खंड (बी) के अंतर्गत उपभोक्ताओं से सुरक्षा जमा के रूप में रखी गई राशि, यदि कोई हो, बैंक गारंटी के रूप में रखी गई सुरक्षा जमा को छोड़कर:

बशर्ते, किसी भी वर्ष के लिए सही करने के समय, कार्यशील पूंजी की आवश्यकता की पुनः गणना, टू-अप करने में आयोग द्वारा अनुमोदित कार्यशील पूंजी के घटकों के मूल्यों के आधार पर की जाए।

- 78.2 कार्यशील पूंजी पर ब्याज दर एक (1) वर्ष की भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/आरबीआई द्वारा अधिसूचित उसके किसी प्रतिस्थापन के बराबर होगी, जो कि (1) वर्ष की अवधि के लिए लागू है, जैसा कि संबंधित वित्त वर्ष की 1 अप्रैल को लागू हो सकता है, के साथ 325 आधार अंक;

बशर्ते किसी वित्त वर्ष की पहली अप्रैल से पहले के आकलन के लिए, जब संबंधित वर्ष के लिए एमसीएलआर उपलब्ध न हो, तो याचिका दायर करने वाले वर्ष की पहली अप्रैल को उपलब्ध नवीनतम एक (1) वर्षीय भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) दर ली जाए।

- 78.3 कार्यशील पूंजी पर ब्याज मानक आधार पर देय होगा, भले ही पारेषण लाइसेंसधारी ने किसी बाहरी एजेंसी से कार्यशील पूंजी के लिए ऋण नहीं लिया हो।

79 गैर-टैरिफ आय

- 79.1 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा खुदरा विद्युत आपूर्ति के लिए टैरिफ की गणना करते समय, आयोग द्वारा अनुमोदित विद्युत की खुदरा आपूर्ति से संबंधित गैर-टैरिफ आय की राशि को कुल राजस्व आवश्यकता से घटाया जाएगा:

बशर्ते, वितरण लाइसेंसधारी टैरिफ निर्धारण के लिए अपने आवेदन के साथ आयोग को गैर-टैरिफ आय के अपने पूर्वानुमान का पूरा ब्यौरा प्रस्तुत करे।

- 79.2 गैर-टैरिफ आय में अन्य बातों के साथ निम्न भी शामिल होंगे:

- क) भूमि या भवनों के किराए से आय;
- ख) स्क्रेप की बिक्री से आय जो निस्तारण मूल्य के 10% से अधिक हो;
- ग) वैधानिक निवेशों से आय;
- घ) आपूर्तिकर्ताओं/ ठेकेदारों को दिए गए अग्रिम पर ब्याज;
- ड) स्टाफ क्वार्टर से मिलने वाला किराया;
- च) ठेकेदारों से मिलने वाला किराया;
- छ) ठेकेदारों और अन्यो से मिलने वाला भाड़ा शुल्क;
- ज) विज्ञापनों से आय, आदि;
- झ) मीटर/ मीटरिंग उपकरण/ सर्विस लाइन किराया;
- ञ) सेवा शुल्क;

- ट) उपभोक्ता शुल्क;
- ठ) विद्युत की चोरी के लिए की गई वसूली;
- ड) बिलों के समय पर भुगतान के कारण मिली छूट;
- ढ) विविध प्राप्तियां;
- ण) वार्षिक खातों के अनुसार अनुदान, सब्सिडी आदि से आस्थगित आय;
- त) पूर्व अवधि आय, आदि;
- थ) निवेश, सावधि और सभी जमा एवं बैंक शेष पर ब्याज;
- द) उपभोक्ता से प्राप्त विलंबित भुगतान अधिभार;

बशर्ते, वितरण लाइसेंसधारी के खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के अनुरूप इक्विटी पर आय से किए गए निवेश से अर्जित ब्याज/लाभांश को गैर-टैरिफ आय में शामिल नहीं किया जाए:

इसके अलावा इसका भी प्रावधान है कि वितरण लाइसेंसधारी द्वारा मौजूदा विद्युत खरीद समझौतों या वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र को आवंटित थोक आपूर्ति क्षमता का उपयोग करके अधिनियम की धारा 56 के अनुसार अन्य वितरण लाइसेंसधारियों या उपभोक्ताओं को विद्युत की बिक्री से अर्जित कोई भी आय टैरिफ के निर्धारण के उद्देश्य से वितरण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता से कम कर दी जाएगी। ऐसी कटौती गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत नियामक आयोग (राज्यांतरिक पारेषण और वितरण में कनेक्टिविटी और ओपन एक्सेस) विनियम, 2017 के अनुसार, जैसा कि समय-समय पर संशोधित किया जाता है, की जाए।

80 सब्सिडी

80.1 आयोग सब्सिडी पर विचार किए बिना एआरआर और टैरिफ निर्धारित करेगा।

बशर्ते यदि राज्य सरकार अग्रिम रूप से या टैरिफ दाखिल करने की कार्यवाही के दौरान सब्सिडी की घोषणा करती है और लाइसेंसधारी याचिका में सब्सिडी को शामिल करता है, तो आयोग दो टैरिफ अनुसूचियां अधिसूचित करेगा, एक सब्सिडी के साथ और दूसरी सब्सिडी के बिना:

इसके अलावा, सरकार द्वारा दी गई या घोषित सब्सिडी के समर्थन में भुगतान की समय-सारणी, सब्सिडी के भुगतान का तरीका और सब्सिडी प्राप्त उपभोक्ता श्रेणियों में सब्सिडी राशि के वर्गीकरण के दस्तावेजी प्रमाण होने चाहिए।

80.2 आयोग, सरकार की घोषणा के बाद टैरिफ आदेश में ईंधन लागत समायोजन पर लागू सरकारी सब्सिडी की मात्रा तथा परिवर्तनीय लागत की वह सीमा (%) जिसके अंतर्गत ईंधन समायोजन लागत उपभोक्ताओं पर नहीं डाली जाएगी, श्रेणीवार वर्गीकरण, भुगतान का तरीका तथा भुगतान की अनुसूची आदि को स्पष्ट कर सकता है।

80.3 सरकार द्वारा सब्सिडी का वितरण न किए जाने या देरी से वितरण किए जाने की स्थिति में, लाइसेंसधारी सब्सिडी पर विचार किए बिना, आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ अनुसूची के अनुसार उपभोक्ताओं से शुल्क वसूलेगा।

80.4 वितरण लाइसेंसधारक (लाइसेंसधारक) तिमाही आधार पर आयोग को देय सब्सिडी, अतिदेय सब्सिडी और सब्सिडी प्राप्त श्रेणियों के उपभोक्ताओं को आपूर्ति की गई वास्तविक ऊर्जा के आधार पर प्राप्त सब्सिडी की जानकारी प्रस्तुत करेंगे। सब्सिडी की स्थिति पर रिपोर्ट वितरण लाइसेंसधारक की वेबसाइट पर डाली जाएगी।

81 क्रॉस-सब्सिडी सरचार्ज और अतिरिक्त सरचार्ज के कारण प्राप्तियां

81.1 गोवा राज्य और संघ राज्य क्षेत्रों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (राज्यांतरिक पारेषण और वितरण में कनेक्टिविटी और ओपन एक्सेस) विनियम, 2017, जैसा कि समय-समय पर संशोधित किया गया है, के अनुसार, वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्राप्त क्रॉस-सब्सिडी प्रभार और अतिरिक्त प्रभार, आयोग द्वारा

अनुमोदित दर पर, टूटिंग- अप के समय, कुल राजस्व आवश्यकता से काट लिया जाएगा।

82 एटीएंडसी हानियां

- 82.1 वितरण लाइसेंसधारी विद्युत की खुदरा आपूर्ति से उत्पन्न एटीएंडसी हानियों के स्वीकृत स्तर की वसूली करेगा।
- 82.2 एटीएंडसी हानि की गणना अनुलग्नक-1 में निर्दिष्ट पद्धति के अनुसार की जाएगी।
- 82.3 आयोग बहुवर्षीय टैरिफ आदेश के भाग के रूप में इन विनियमों के अनुसार नियंत्रण अवधि के लिए वितरण हानियों और संग्रहण दक्षता सहित एटीएंडसी हानियों के लिए एक प्रक्षेप पथ निर्धारित कर सकता है।
- 82.4 एटीएंडसी हानियों के वास्तविक स्तर और स्वीकृत स्तर के बीच किसी भी प्रकार की विविधता को विनियमन 15 के अनुसार टूटिंग अप अभ्यास के भाग के रूप में निपटाया जाएगा।

83 टैरिफ का निर्धारण और टैरिफ डिजाइन

- 83.1 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा खुदरा आपूर्ति के लिए टैरिफ का निर्धारण आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार वितरण लाइसेंसधारी द्वारा दायर एमवाईटी याचिका के एक भाग के रूप में किया जाएगा:

वशर्ते, वितरण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता को वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के बीच विनियमन 57 में तालिका 1 के अनुसार आवंटित या विभाजित किया जाएगा, जब तक कि वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के खातों को अलग नहीं किया जाए:

वशर्ते, खुदरा आपूर्ति के लिए टैरिफ में उपभोक्ताओं से वसूली के उद्देश्य से, आयोग द्वारा निर्धारित किए गए अनुसार, निश्चित/मांग शुल्क, ऊर्जा शुल्क और किसी भी अन्य शुल्क का कोई भी संयोजन शामिल हो सकता हो:

इसके अलावा, आयोग वितरण लाइसेंसधारी के लिए आयोग द्वारा निर्धारित पर्फॉर्मेंस पैरामीटर्स के आधार पर क्षेत्रवार टैरिफ निर्धारित कर सकता है।

- 83.2 आयोग उपभोक्ताओं को उनके लोड फैक्टर, पावर फैक्टर, वोल्टेज, किसी निर्दिष्ट अवधि या आपूर्ति की आवश्यकता वाले समय के दौरान विद्युत की कुल खपत या किसी क्षेत्र की भौगोलिक स्थिति, आपूर्ति की प्रकृति और जिस उद्देश्य के लिए आपूर्ति की आवश्यकता है तथा आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले किसी अन्य कारक के आधार पर वर्गीकृत कर सकता है।
- 83.3 आयोग उपभोक्ताओं की प्रत्येक श्रेणी/उप-श्रेणी के लिए आपूर्ति की लागत निर्धारित करने का प्रयास करेगा।
- 83.4 आयोग अधिनियम के प्रावधानों के अनुसार आपूर्ति की लागत के संबंध में उपभोक्ता श्रेणियों के बीच क्रॉस-सब्सिडी को धीरे-धीरे कम करने का प्रयास करेगा।
- 83.5 लाइसेंसधारी द्वारा टैरिफ प्रस्ताव और आयोग द्वारा टैरिफ निर्धारण निम्न सिद्धांतों पर आधारित होगा:
- (क) सभी श्रेणियों के लिए टैरिफ अधिमानतः दो भाग में होंगे, जिसमें निश्चित और परिवर्तनीय शुल्क शामिल होंगे।
- (ख) टैरिफ में निश्चित शुल्क वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वहन की गई वास्तविक निर्धारित लागत को उत्तरोत्तर रूप से दिखाएगा;
- (ग) विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों के लिए समग्र खुदरा आपूर्ति शुल्क क्रमशः उपभोक्ताओं की संबंधित श्रेणियों के लिए आपूर्ति की लागत को बताएगा;
- (घ) आवासीय उपभोक्ताओं के लिए टैरिफ विभिन्न श्रेणी के उपभोक्ताओं की खरीद क्षमता को ध्यान में रखते हुए निर्धारित किया जाएगा;
- (ङ) टैरिफ इस प्रकार निर्धारित किया जाएगा कि इससे उपभोक्ताओं को किसी भी श्रेणी पर टैरिफ का झटका न लगे।

अध्याय 8: विविध**84 आयोग के अंतर्निहित अधिकारों की सुरक्षा**

- 84.1 इन विनियमों में कुछ भी ऐसा नहीं माना जाएगा जो न्याय उद्देश्यों हेतु या आयोग की प्रक्रिया के दुरुपयोग को रोकने के लिए आवश्यक आदेश देने हेतु आयोग के अंतर्निहित अधिकार को सीमित या अन्यथा प्रभावित करे।
- 84.2 इन विनियमों में कोई भी बात आयोग को अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप कोई प्रक्रिया अपनाने से नहीं रोकेगी, जो इन विनियमों के किसी भी प्रावधान से भिन्न है, यदि आयोग किसी मामले या मामलों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों को देखते हुए और लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से ऐसे मामले या मामलों के वर्ग से निपटना आवश्यक या समीचीन समझता है।
- 84.3 इन विनियमों में कोई भी बात, स्पष्ट रूप से या निहितार्थ रूप से, आयोग को अधिनियम के तहत किसी भी मामले से निपटने या किसी भी अधिकार का प्रयोग करने से नहीं रोकेगी जिसके लिए कोई विनियमन नहीं बनाया गया है, और आयोग ऐसे मामलों, अधिकारों और कार्यों से उस तरीके से निपट सकता है जिसे वह ठीक समझे।

85 आदेश और कार्यप्रणाली निर्देश जारी करना

- 85.1 अधिनियम और इन विनियमों के प्रावधानों के अधीन, आयोग समय-समय पर इन विनियमों के कार्यान्वयन और विभिन्न मामलों पर अपनाई जाने वाली प्रक्रिया के संबंध में आदेश और कार्यप्रणाली निर्देश जारी कर सकता है।

86 संशोधन का अधिकार

- 86.1 आयोग किसी भी समय कानून की उचित प्रक्रिया का पालन करते हुए इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में बदलाव, परिवर्तन, संशोधन कर सकता है।

87 समस्याओं को दूर करने का अधिकार

- 87.1 यदि इन विनियमों के प्रावधानों को प्रभावी करने में कोई समस्या उत्पन्न होती है, तो आयोग सामान्य या विशिष्ट आदेश द्वारा ऐसे प्रावधान कर सकता है जो अधिनियम के प्रावधानों से असंगत न हों, जो समस्या को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों।

88 छूट देने का अधिकार

- 88.1 आयोग, लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से, इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को अपनी ओर से या किसी इच्छुक व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष किए गए आवेदन पर छूट दे सकता है।

89 व्याख्या

- 89.1 यदि इन विनियमों के किसी प्रावधान की व्याख्या से संबंधित कोई प्रश्न उठता है, तो आयोग का निर्णय अंतिम होगा।
- 89.2 यदि इन विनियमों के किसी प्रावधान की व्याख्या से संबंधित कोई प्रश्न उठता है, तो आयोग का निर्णय अंतिम होगा।

एस. डी. शर्मा, सचिव (आई/सी), जेईआरसी

[विज्ञापन-III/4/असा./698/2024-25]

परिशिष्ट -I: आस्तियों के लिए मूल्यहास अनुसूची और उपयोगी जीवन

13.5.ण.1.1.1 उत्पादन और पारेषण आस्तियां

उत्पादन और पारेषण आस्तियों के लिए उपयोगी जीवन और मूल्यहास दरें प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में निर्दिष्ट की जाएंगी।

13.5.ण.1.1.2 वितरण आस्तियां

क्र. सं.	आस्ति श्रेणी	उपयोगी जीवन (वर्ष)	दर (%)
1	पूर्ण स्वामित्व वाली भूमि	अनंत	0
2	पट्टा भूमि		
(क)	भूमि में निवेश हेतु	पट्टे की अवधि या पट्टा दिए जाते समय शेष अवधि	0
(ख)	कार्यस्थल की साफ- सफाई की लागत हेतु	कार्यस्थल की साफ- सफाई की तिथि पर पट्टा की नहीं समाप्त हुई अवधि	0
3	नई खरीदी गई आस्तियां		
(क)	स्थायी प्रकृति वाली इमारतें और सिविल इंजीनियरिंग के काम, जिनका उल्लेख ऊपर नहीं किया गया है:		
(i)	कार्यालय और शो- रूम	50	1.80
(ii)	लकड़ी की संरचनाएं जैसी अस्थायी निर्माण	5	18.00
(iii)	कच्ची सड़कों के अलावा सड़कें	50	1.80
(iv)	अन्य	50	1.80
(ख)	ट्रांसफॉर्मर, ट्रांसफॉर्म (क्रियोस्क) सबस्टेशन उपकरण और अन्य स्थायी उपकरण (संयंत्र की नींव समेत)		
(i)	ट्रांसफॉर्मर (नींव समेत) जिनकी रेटिंग 100 किलो वोल्ट एम्पीयर (kVA) और उससे अधिक हो	25	3.60
(ii)	अन्य	25	3.60
(ग)	स्विचगियर, केवल कनेक्शन के साथ	25	3.60
(घ)	लाइटनिंग अरेस्टर:		
(i)	स्टेशन टाइप	25	3.60
(ii)	पोल टाइप	15	6.00
(iii)	सिंक्रोनस कंडेनसर	35	2.57
(ड)	बैटरियां	5	18.00
(च)	ज्वाइंट बॉक्स और डिस्कनेक्टेड बॉक्स समेत भूमिगत केवल	35	2.57
(छ)	केवल डकट सिस्टम	50	1.80

(ज)	सपोटर्स समेत ओवरहेड लाइन्स:		
(i)	66 केवी (kV) से अधिक नाममात्र वोल्टेज पर संचालित फैब्रिकेटेड स्टील पर लाइन्स	35	2.57
(ii)	11 केवी (kV) से अधिक लेकिन 66 केवी (kV) से कम नाममात्र वोल्टेज पर संचालित स्टील सपोर्ट पर लाइन्स	25	3.60
(iii)	स्टील या रीडफोर्ड कंक्रीट सपोटर्स पर लाइनें	25	3.60
(iv)	उपचारित लकड़ी के सपोर्ट पर लाइनें	25	3.60
(l)	मीटर		
	इलेक्ट्रो मैकेनिकल	15	6.00
	इलेक्ट्रॉनिक/ स्मार्ट	10	9.00
(झ)	स्वचालित वाहन	5	18.00
(ज)	वातानुकूलन संयंत्र:		
(i)	स्टैटिक	15	6.00
(ii)	पोर्टेबल	5	18.00
(ट)	अन्य		
(i)	कार्यालय फर्नीचर और फिटिंग्स	15	6.00
(ii)	कार्यालय उपकरण	15	6.00
(iii)	आंतरिक वायरिंग जिसमें फिटिंग्स और उपकरण आते हैं	15	6.00
(iv)	स्ट्रीट लाइट फिटिंग	15	6.00
(ठ)	किराए पर दिए जाने वाले उपकरण:		
(i)	मोटर के अलावा	5	18.00
(ii)	मोटर	15	6.00
(ड)	संचार उपकरण		
(i)	रेडियो और उच्च आवृत्ति वाहक प्रणालियां	15	6.00
(ii)	टेलीफोन लाइनें और टेलीफोन	15	6.00
(ढ)	आई.टी. उपकरण और सॉफ्टवेयर	6.67	15.00
(ण)	सेकेंड हैंड खरीदी गई आस्तियां और वैसी आस्तियां जिनका प्रावधान अनुसूची में अन्यथा न किया गया हो		ऐसी उचित अवधि जो आयोग प्रत्येक मामले में निर्धारित करता है, वर्तमान मालिक द्वारा अधिग्रहण के समय आस्तियों की प्रकृति, आयु और स्थितियों को ध्यान में रखते हुए

एटीसीएंडसी हानि की गणना पद्धति

राज्य का नाम				
वितरण लाइसेंसधारी का नाम				
क्र. सं.	विवरण	गणना	यूनिट	वर्ष
1	वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र में उत्पादन (स्वयं का तथा सहायक खपत घटाने के बाद कोई अन्य जुड़ा हुआ शुद्ध उत्पादन)।	A	एमजे (MU)	
2	वितरण लाइसेंसधारी के नेटवर्क के इंटरफेस बिंदु पर प्राप्त इनपुट विद्युत (मीटर्ड आयात)	B	एमजे (MU)	
3	वितरण लाइसेंसधारी नेटवर्क के इंटरफेस बिंदुओं पर वितरण लाइसेंसधारी द्वारा इनपुट विद्युत (मीटर्ड निर्यात)	C	एमजे (MU)	
4	वितरण लाइसेंसधारी के उपभोक्ताओं को लाइसेंस प्राप्त क्षेत्र में बिक्री के लिए उपलब्ध कुल विद्युत।	D=A+B-C	एमजे (MU)	
5	वितरण लाइसेंसधारी के लाइसेंस प्राप्त क्षेत्र के भीतर मीटर वाले उपभोक्ताओं को बिल की गई विद्युत।	E	एमजे (MU)	
6	कुल विद्युत बिल	G=E	एमजे (MU)	
7	वितरण लाइसेंसधारी के लाइसेंस प्राप्त क्षेत्र के भीतर उपभोक्ता को बिल की गई राशि।	H	Rs	
8	विलंबित भुगतान प्रभार	I	Rs.	
9	H#पर बिल की गई राशि में से वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वसूल की गई राशि	J	Rs	
10	प्राप्त सब्सिडी राशि	K	Rs.	
11	चोरी के मामलों में वसूली गई राशि	L	Rs.	
12	चोरी के मामलों में वसूली गई विद्युत	M= (LxG)/H	MU	
13	संग्रह दक्षता (%)	(J-I+K+L/H+K+L)x100	%	
14	वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्राप्त विद्युत	P=NxG	MU	
15	वितरण हानि (%)	Q={(D-G)/D}x100	%	
16	एटीएंडसी हानि (%)	R={(D-(P+M))/D}x100	%	
# पिछले वर्षों में बिल की गई राशि के लिए चालू वर्ष में प्राप्त राशि को इस मद में शामिल नहीं किया जाना चाहिए। हालाँकि, चालू वर्ष की बिक्री के विरुद्ध प्राप्त सब्सिडी को इस मद में शामिल किया जाना चाहिए।				
ध्यान दें: एटीएंडसी हानियों की गणना के लिए उपयोगिता के वाणिज्यिक विभाग (बिलिंग और राजस्व अनुभाग) से लेखापरीक्षित आंकड़े लिए जाने चाहिए।				

JOINT ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

(For State of Goa and UTs)

NOTIFICATION

Gurugram, the 15th October, 2024

No. JERC - 32/2024.—In exercise of the powers conferred on it by sub-Section (2) of Section 181 read with Section 36, Section 39, Section 40, Section 41, Section 51, Section 61, Section 62, Section 63, Section 64, Section 65 and Section 86 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) and all other powers enabling it in this behalf, the Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (except Delhi and Jammu & Kashmir), after previous publications, hereby makes the following Regulations, namely:

Chapter 1: Preliminary

1. Short Title, Commencement and Extent

- 1.1 These Regulations shall be called the Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (Generation, Transmission and Distribution Multi Year Tariff) Regulations, 2024.
- 1.2 These Regulations shall be applicable for determination of tariff in all matters covered under these Regulations from FY 2025-26 onwards and upto FY 2029-30, i.e. from April 1, 2025 to March 31, 2030, unless otherwise reviewed/modified/extended.
- 1.3 These Regulations shall extend to the whole of the State of Goa and the Union Territories of Andaman and Nicobar Islands, Lakshadweep, Dadra & Nagar Haveli and Daman & Diu, Puducherry and Chandigarh.

2. Definitions

2.1 In these Regulations, unless the context otherwise requires:

1. **“Accounting Statements”** shall mean for each Financial Year, the balance sheet, the profit and loss statement, the cash flow statement and the report of the statutory auditors together with notes thereto:

Provided that in case of any local authority engaged in the business of distribution of electricity, the Accounting Statement shall mean the items, as mentioned above, prepared and maintained in accordance with the relevant Acts or Statutes as applicable to such local authority:

Provided further that once the Commission notifies the Regulations for submission of Regulatory Accounts, the applications for tariff determination and truing up shall be based on the Regulatory Account;

2. **“Act”** shall mean the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), as amended from time to time;
3. **“Additional Capital expenditure”** shall mean the capital expenditure incurred, or projected to be incurred after the date of commercial operation of the project by the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee, as the case may be, in accordance with the provisions of these regulations;
4. **“Additional Capitalisation”** shall mean the additional capital expenditure admitted by the Commission after prudence check, in accordance with these regulations;
5. **“Aggregate Revenue Requirement” or “ARR”** shall mean the costs pertaining to the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee which are permitted, in accordance with these regulations, to be recovered from the tariffs and charges determined by the Commission;
6. **“Aggregate Technical and Commercial Losses” or “AT&C”** is the difference between energy input units into the system and the units for which payment is collected;
7. **“Allocation Statement”** shall mean for each Financial Year, a statement showing the amounts of any revenue, cost, asset, liability, reserve or provision etc. determined by apportionment or

allocation between Distribution Wires Business and Retail Supply Business of a Distribution Licensee;

8. **“Allotted Transmission Capacity”** shall mean the power transfer in MW between the specified point(s) of injection and point(s) of drawal allowed to a Long-term Consumer or a Medium-term Consumer on the intra-state transmission system under the normal circumstances and the expression "allotment of transmission capacity" shall be construed accordingly;
9. **“Applicant”** shall mean a Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee who has made an application for determination of Aggregate Revenue Requirement and tariff in accordance with the Act and these Regulations and shall include a Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee whose tariff is being determined by the Commission on Suo- motu basis or as part of a Truing-up exercise;
10. **“Area of Supply”** shall mean the area within which a Distribution Licensee is authorised by its licence to supply electricity;
11. **“Authority”** shall mean the Central Electricity Authority referred to in Section 70 of the Act;
12. **“Auxiliary Energy Consumption”** or **“AUX”** in relation to a period in case of a Generating Station shall mean the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the Generating Station, such as the equipment being used for the purpose of operating plant and machinery including switchyard of the Generating Station and the transformer losses within the Generating Station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the Generating Station:

Provided that Auxiliary Energy Consumption shall not include energy consumed for supply of power to housing colony and other facilities at the Generating Station and the power consumed for construction works at the Generating Station:

Provided further that auxiliary energy consumption for compliance of revised emission standards shall be considered separately by the Commission;
13. **“Availability”** in relation to a transmission system for a given period shall mean the time in hours during the period the transmission system is capable of transmitting electricity at its rated voltage expressed in percentage of total hours in the given period;
14. **“Average Power Purchase Cost (APPC)”** shall mean the weighted average pooled power price at which the distribution licensee has purchased the electricity including cost of self generation, if any, from all the long-term and short-term energy suppliers, including power exchanges.
15. **“Bank Rate”** shall mean the Bank Rate declared by the Reserve Bank of India from time to time;
16. **“Base Year”** shall mean the Financial Year immediately preceding the first Year of the Control Period and used for the purposes of these regulations;
17. **“Bulk Power Transmission Agreement”** shall mean an executed Agreement that contains the terms and conditions under which a Transmission System User is entitled to access the intra-state transmission system of a Transmission Licensee;
18. **“Carrying Cost”** shall mean one (1) Year State Bank of India (SBI) MCLR as on 1st April of the relevant Year plus 100 basis points;
19. **“Change in Law”** shall mean the occurrence of any of the following events:
 - a) enactment, bringing into effect or promulgation of any new Indian law: or
 - b) adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law: or
 - c) change in interpretation or application of any Indian law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality, which is the final authority under law for such interpretation or application: or
 - d) change by any competent statutory authority in any condition or covenant of any consent or clearances or approval or licence available or obtained for the project: or
 - e) coming into force or change in any bilateral or multilateral agreement/treaty between the Government of India and any other Sovereign Government having implication for the

Generating Station or the transmission system or the distribution system regulated under these Regulations;

20. **“Central Commission” or “CERC”** shall mean the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of Section 76 of the Act;
21. **“Commission”** shall mean the Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories referred to in Section 83 of the Act;
22. **“Control Period”** shall mean a multi-year period comprising of Five (5) financial years of FY 2025-26 to FY2029-30, and as may be extended by the Commission, for submission of forecast in accordance with these Regulations;
23. **“Central Transmission Utility” or “CTU”** shall mean any Government company which the Central Government may notify under sub-section (1) of Section 38 of the Act;
24. **“Cut-off Date”** shall mean the last day of the calendar month of a financial year after thirty-six months from the date of commercial operation of the project:

Provided that the Cut-off Date may be extended by the Commission if it is proved on the basis of documentary evidence that the capitalisation could not be made within the Cut-off Date for reasons beyond the control of the project developer;

25. **“Consumer”** shall mean any person who is supplied with electricity for his own use by a Licensee or the Government or by any other person engaged in the business of supplying electricity to the public under this Act or any other law for the time being in force and includes any person whose premises are for the time being connected for the purpose of receiving electricity with the works of a Licensee, the Government or such other person, as the case may be, but shall be restricted to such Consumers within the State;
26. **“Contracted Capacity”** shall mean the capacity in MW contracted by a Transmission System User;
27. **“Day”** shall mean a day starting at 00:00 hours and ending at 24:00 hours;
28. **“Date of Commercial Operation” or “COD”** in case of a transmission system or a distribution system as the case may be, shall mean the date declared by the Transmission Licensee or the Distribution Licensee from 00:00 hours for which an element of the transmission system or distribution system as the case may be, is in regular service after successful trial operation for transmitting or distributing electricity as the case may be, and communication signal from sending end to receiving end:

Provided further that the Date of Commercial Operation for a Generating Station shall be as defined in the prevalent CERC Tariff Regulations;

29. **“De-capitalisation”** for the purpose of the tariff under these regulations, shall mean reduction in Gross Fixed Assets of the project as approved by the Commission corresponding to the assets taken out from service;
30. **“Distribution Business”** shall mean the business of operating and maintaining a distribution system for supplying electricity in the Area of Supply of the Distribution Licensee;
31. **“Distribution Licensee”** shall mean a Licensee authorised to operate and maintain a distribution system for supplying electricity to the Consumers in its Area of Supply;
32. **“Distribution Wires Business”** shall mean the business of operating and maintaining a distribution system for wheeling of electricity in the Area of Supply of the Distribution Licensee;
33. **“Expected Revenue from Tariff and Charges”** shall mean the revenue estimated to accrue to the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee from the regulated business at the prevailing tariff;
34. **“Electricity Supply Code”** shall mean the Electricity Supply Code specified under Section 50 of the Act;
35. **“Existing Project”** shall mean a project declared under commercial operation prior to April 1, 2025;
36. **“Force Majeure Event”** shall mean, with respect to any party, any event or circumstance or combination of events or circumstances including those stated below, which is not within the

reasonable control of, and is not due to an act of omission or commission of that party and which, by the exercise of reasonable care and diligence, could not have been avoided, and without limiting the generality of the foregoing, would include the following events:

- a) An Act of God including lightning, drought, fire and explosion, earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon, tornado, geological surprises, or exceptionally adverse weather conditions which are in excess of the statistical measures for the last hundred Years: or
- b) Any act of war, invasion, armed conflict or act of foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action: or
- c) Industry-wide strikes and labour disturbances having a nationwide impact in India;

37. **“Generating Company”** shall mean any company or body corporate or association or body of individuals, whether incorporated or not, or artificial juridical person, which owns or operates or maintains a Generating Station and for the purpose of these Regulations, shall exclude a company generating electricity from renewable sources;
38. **“Generating Station”** shall mean any station for generating electricity, including any building and plant with step-up transformer, switchgear, switch yard, cables or other appurtenant equipment, if any, used for that purpose and the site thereof; a site intended to be used for a Generating Station, and any building used for housing the operating staff of a Generating Station, and where electricity is generated by water-power, includes penstocks, head and tail works, main and regulating reservoirs, dams and other hydraulic works, but does not in any case include any sub-station and for the purpose of these Regulations shall exclude stations generating electricity from renewable sources;
39. **“Grid”** shall mean the high voltage backbone system of inter-connected transmission lines, sub-stations and generating plants;
40. **“Gross Station Heat Rate”** or **“SHR”** shall mean the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal Generating Station;
41. **“IDC”** Interest During Construction;
42. **“IEDC”** Incidental Expenditure during Construction;
43. **“Integrated Utility”** shall mean the Electricity Departments in the State of Goa and the Union Territories of Andaman and Nicobar Islands, Chandigarh, Lakshadweep and Puducherry, in its present form or the successor entities performing more than one of the functions of generation, transmission and distribution after restructuring thereof;
44. **“Licensed Business”** shall mean as defined in Regulation 2 of Joint Electricity Regulatory Commission for Goa & Union Territories (Treatment of Other Business of Transmission Licensees and Distribution Licensees) Regulations, 2009 as amended from time to time;
45. **“Licensee”** shall mean a person who has been granted licence under Section 14 of the Act and for the purpose of these Regulations shall also include an Integrated Utility;
46. **“MCLR”** shall mean One Year (1) State Bank of India Marginal Cost of Funds based Lending Rate;
47. **“Month”** shall mean a calendar month as per the Gregorian calendar;
48. **“New Project”** shall mean a project declared under commercial operation on or after April 1, 2025;
49. **“Non-Tariff Income”** shall mean income relating to the licensed business other than from tariff and open access charges such as wheeling charges and excluding any income from other business, cross-subsidy surcharge, additional surcharge, etc.;
50. **“Operation and Maintenance expenses”** or **“O&M expenses”** in relation to a Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee shall mean the expenditure incurred on operation and maintenance of the system by the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee, and includes the expenditure on manpower, repairs and maintenance, spares, consumables, insurance and overheads etc.;
51. **“Original Project Cost”** shall mean the capital expenditure incurred by the Generating Company or the Transmission Licensee or the Distribution Licensee, as the case may be, within the original scope of the project up to the Cut-off Date as admitted by the Commission;

52. **“Other Business”** shall mean as defined in Regulation 2(i)(f) of Joint Electricity Regulatory Commission for Goa & Union Territories (Treatment of Other Business of Transmission Licensees and Distribution Licensees) Regulations, 2009, as amended from time to time;
53. **“Prudence Check”** shall mean scrutiny of the reasonableness of expenditure (incurred or proposed to be incurred), financing plan, use of efficient technology, cost and time over-run and such other factors as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff;
54. **“Rated Voltage”** shall mean the manufacturer’s design voltage at which the transmission system is designed to operate or such lower voltage at which the line is charged, for the time being, in consultation with Transmission System Users;
55. **“Retail Supply Business”** shall mean the business of sale of electricity by a distribution licensee to the consumers within the area of supply in accordance with the terms of the licence for distribution and retail supply of electricity;
56. **“Small Gas Turbine Generating Station”** shall mean and include open cycle gas turbine or combined cycle generating station with gas turbines in the capacity range of 50 MW or below;
57. **“State”** shall mean the State of Goa, and includes the Union Territories under the jurisdiction of JERC;
58. **“State Grid Code”** shall mean the State Grid Code specified by the Commission under Clause (h) of sub-section (1) of Section 86 of the Act;
59. **“State Load Despatch Centre”** or **“SLDC”** shall mean the Centre established under sub-section (1) of Section 31 of the Act;
60. **“Transmission Licensee”** shall mean a Licensee authorised to establish or operate transmission lines;
61. **“Transmission System User”** shall mean the Distribution Licensee or Open Access User, as the case may be, who uses the intra-State transmission network for the purpose of transmission of electricity;
62. **“Useful life”** in relation to a unit of a generation, transmission and distribution assets from the Date of Commercial Operation shall be as defined in Appendix I of these Regulations;
63. **“Wheeling”** shall mean the operation whereby the distribution system and associated facilities of a distribution licensee are used by another person for the conveyance of electricity under section 42(2) on payment of charges to be determined under section 62.
64. **“Wheeling Business”** shall mean the business of operating and maintaining a distribution system for conveyance of electricity in the area of supply of the distribution licensee.
65. **“Working Day”** shall mean a Day on which banks are open for business;
66. **“Year”** or **“Financial Year”** shall mean a Financial Year (FY), beginning from 1st April of calendar Year and ending on 31st March of the next calendar Year.
- 2.2 Words and expressions occurring in these Regulations and not defined herein but defined in the Act or Grid Code or CERC Tariff Regulations or State Grid Code shall bear the same meanings as respectively assigned to them in the Act or Grid Code or CERC Tariff Regulations or State Grid Code and the words and expressions used herein but not specifically defined herein or in the Act or Grid Code or CERC Tariff Regulations or State Grid Code shall have the meanings generally assigned to them in the electricity industry.
- 2.3 In the interpretation of these Regulations, unless the context otherwise requires:
- The words “Application” or “Petition” shall be interpreted synonymously.
 - Words in the singular or plural term, as the case may be, shall also be deemed to include the plural or the singular term, respectively;
 - The terms “include” or “including” shall be deemed to be followed by “but not limited to” regardless of whether such terms are followed by such phrases or words of like import;
 - References herein to the “Regulations” shall be construed as a reference to these Regulations or as may be amended or modified by the Commission from time to time in accordance with the applicable laws in force;

- e) The headings within the Regulations are inserted for convenience and be read together with the text below for the purpose of interpretation of these Regulations;
- f) References to the Statutes, Regulations or guidelines shall be construed as including all statutory provisions consolidating, amending or replacing such Statutes, Regulations or guidelines, as the case may be, referred to;
- g) In case of inconsistency between any provision of these Regulations and any other Regulations or Orders passed by the Commission, the provisions of these Regulations shall prevail.

3. Scope of Regulation and extent of application

3.1 The Commission shall determine tariff within the Multi Year Tariff framework, for all matters for which the Commission has jurisdiction under the Act, including in the following cases:

- a) Supply of electricity by a Generating Company to a Distribution Licensee:

Provided that where the Commission believes that there is shortage of supply of electricity, it may fix the minimum and maximum ceiling of tariff for sale or purchase of electricity in pursuance of an agreement, entered into between a Generating Company and a Distribution Licensee or between Distribution Licensees, for a period not exceeding one year to ensure reasonable prices of electricity;

- b) Intra-State transmission of electricity;
- c) Intra-State wheeling of electricity;
- d) Retail supply of electricity:

Provided that in case of distribution of electricity in the same area by two or more Distribution Licensees, the Commission may, for promoting competition among Distribution Licensees, fix only the maximum ceiling of tariff for retail sale of electricity:

3.2 In accordance with the principles laid out in Regulation 57, Regulation 59 and Regulation 69, the Commission shall determine Aggregate Revenue Requirement for:

- a) Distribution Wires Business; and
- b) Retail Supply Business.

3.3 The Distribution Licensee shall file an application containing separate details for determination of Aggregate Revenue Requirement for Distribution Wires Business and Retail Supply Business, in accordance with Regulation 57 specified in these Regulations.

3.4 The wheeling charges shall be based on the Aggregate Revenue Requirement determined for the Distribution Wires Business.

3.5 The Retail Supply tariff for retail sale of electricity shall be based on the Aggregate Revenue Requirement determined for the Retail Supply Business.

3.6 The Commission shall also determine Cross-Subsidy Surcharge in addition to the charges for wheeling under the first proviso to sub-section (2) of Section 42 of the Act, in accordance with the Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (Connectivity and Open Access in Intra-State Transmission and Distribution) Regulations, 2017, as amended from time to time.

3.7 The Commission shall also determine Additional Surcharge under sub-section (4) of Section 42 of the Act, in accordance with Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (Connectivity and Open Access in Intra-State Transmission and Distribution) Regulations, 2017, as amended from time to time.

3.8 Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall adopt the tariff, if such tariff has been determined through a transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government pursuant to Section 63 of the Act.

4. Norms of operation to be ceiling norms

4.1 For removal of doubts, it is clarified that the norms of operation specified under these Regulations are the ceiling norms and this shall not preclude the Transmission Licensee or the Distribution Licensee, as the case may be, and the beneficiaries from accepting improved norms of operation as determined by the Commission and such improved norms shall be applicable for determination of tariff.

Chapter 2: General Principles

5. Guiding Principles for MYT Framework

5.1 The Commission shall determine the tariff for matters covered under clauses (a), (b), (c) and (d) of Regulation 3.1, under a Multi Year Tariff framework with effect from April 1, 2025.

5.2 The Multi Year Tariff framework for determination of Aggregate Revenue Requirement and Expected Revenue from Tariff and Charges for Generating Company, Transmission Licensee, Distribution Wires Business and Retail Supply Business shall include the following:

a) Detailed Business Plan for the Generating Company and Licensees, shall be submitted to the Commission for approval, prior to the start of the Control Period, comprising of the factors as specified in Regulation 8.3, Regulation 8.4 and Regulation 8.5 respectively; for each year of the Control Period, in formats specified by the Commission from time to time;

Provided that the detailed Business Plan shall be based on the operational Norms and trajectories of the performance parameters specified in these Regulations, year wise for the entire control period:

b) MYT petition with the forecast of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from existing tariff and from proposed tariff for each year of the control period, based on the Business Plan as approved by the Commission by order, for approval of the Commission;

c) True up petition of the previous year's actual expenses and revenue based on audited accounts vis-à-vis the approved forecast of expenses and revenue with sharing of gains or losses on account of variation in performances for those caused by factors within the control of the applicant (Controllable factors) and those caused by factors beyond the control of the applicant (Uncontrollable factors) in accordance with the mechanism of sharing of approved gains or losses as specified in these Regulations.

6. Values for Base Year

6.1 The values for the Base Year of the Control Period for the purpose of estimation, shall be determined on the basis of the audited accounts or provisional accounts of last three (3) Years, and/or other factors considered relevant by the Commission:

Provided that, in absence of availability of audited accounts or provisional accounts of last three (3) Years, the Commission may benchmark the parameters with other similar utilities to establish the values for Base Year:

Provided further that the Commission shall consider the values for Base Year, while truing up, considering the actual figures from audited accounts.

7. Segregation of Retail Supply and Distribution Wires Business

7.1 The Distribution Licensee shall segregate the accounts of the Licensed Business into Distribution Wires Business and Retail Supply Business. The ARR for Distribution Wires Business which shall include the ARR for Distribution Wire Business, in accordance with Regulation 59, shall be used to determine wheeling charges. The ARR for Retail Supply Business, which shall include the ARR for Distribution Wire Business, in accordance with Regulation 69, shall be used to determine retail supply tariff.

7.2 For such period until accounts are segregated, the Licensees shall use the Allocation Statement provided in the Regulation 57 to apportion costs and revenues to respective businesses.

8 Business Plan

8.1 The Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee shall file a petition, duly approved by the competent authority, for approval of Business Plan by the Commission for the entire Control Period by the date as directed by the Commission.

8.2 The Business Plan filed by the Distribution Licensee shall contain separate sections on Distribution Wires Business and Retail Supply Business.

8.3 The Business Plan filed by the Generating Company shall inter-alia contain:

a) Additional Capital Investment Plan; if any, during the control period;

b) Capital structure of the proposed additional CAPEX and the cost of financing (interest on

debt and return on equity), terms of the loan agreements, etc;

- c) Performance targets items such as generation availability, Auxiliary Consumption, Station Heat Rate, etc;

8.4 The Business Plan filed by the **Transmission Licensee** shall inter-alia contain:

- a) Projections for the growth of load in the transmission network;
- b) (i) **Capital Investment Plan** for each Year of the Control Period commensurate with load growth, transmission loss reduction trajectory and quality improvement measures proposed in the Business Plan in accordance with Regulation 8.6;
(ii) The capital investment plan shall show separately, on-going projects that will spill into each year of the control period and new projects (along with justification) that will commence but may be completed within or beyond the control period.

Provided that the Capital Investment Plan of the Transmission System of 66kV & above voltage level shall take into account schemes costing below the threshold limit as given below:

State/UT	Threshold Limit
Goa/Chandigarh/ Dadra & Nagar Haveli and Daman & Diu i.e., (DNHDD)	Rs. 50 Crore
Puducherry	Rs. 25 Crore

Provided further that the Capital Investment Plan of Transmission System of 66kV & above voltage level exceeding the threshold limit as mentioned in the above proviso shall be done through Tariff Based Competitive Bidding (TBCB).

- c) **Capital structure** of each scheme proposed and the cost of financing (interest on debt and return on equity), terms of the existing loan agreements, etc.;
- d) **Performance targets** items such as transmission loss, availability of transmission system, transformer failure rate, and any other parameters for quality of supply for each year of the Control Period, consistent with the Capital Investment Plan proposed by the Transmission Licensee;
- e) **Projections for number of employees** during each Year of the Control Period based on proposed recruitments and retirement;
- f) **Proposals in respect of income from Other Business** for each Year of the Control Period.

8.5 The Business Plan filed by **Distribution Licensee** shall inter-alia contain:

- a) Projection for the growth of load/demand
- b) (i) **Capital Investment Plan** for each Year of the Control Period commensurate with load growth, distribution loss reduction trajectory and quality improvement measures proposed in the Business Plan in accordance with Regulation 8.6;
(ii) The capital investment plan shall show separately, on-going projects that will spill into each year of the control period and new projects (along with justification) that will commence but may be completed within or beyond the control period.
- c) **Capital Structure** of each scheme proposed and the cost of financing (interest on debt and return on equity), terms of the existing loan agreements, etc.;
- d) **Sales Forecast** for each Consumer category and sub-categories (slab-wise) for each Year of the Control Period in accordance with Regulation 8.7;
- e) **Power Procurement Plan** based on the Sales Forecast and distribution loss trajectory for each Year of the Control Period in accordance with the Regulation 8.8;
- f) Performance **Targets** items such as distribution loss, reliability indexes (SAIFI, SAIDI & MAIFI), transformer failure rate and any other parameter for quality of supply for each Year of the Control Period consistent with the Capital Investment Plan proposed by the Distribution Licensee;
- g) **Projections for number of employees** during each Year of the Control Period based on

proposed recruitments and retirement;

- h) **Proposals in respect of income from Other Business** for each Year of the Control Period.

8.6 **Capital Investment Plan/Additional Capital Investment Plan**

- a) The Capital Investment Plan/Additional Capital Investment Plan to be submitted as part of Business Plan shall include details of New Projects/Renovation & Modernization of Existing Projects planned during the Control Period, purpose of investment, capital structure, implementation schedule, quarter-wise capital expenditure and capitalisation schedule, financing plan, cost-benefit analysis, improvement in operational efficiency envisaged in each year of the Control Period owing to proposed investment and such details for ongoing projects that will spill over into the Control Period along with justification;

Provided that the Capital Investment Plan shall be submitted on scheme wise basis.

- b) The Additional Capital Investment plan proposed by the Generating Company shall be in conformity with the Resource Adequacy Plans made by the SLDC;
- c) The Capital Investment Plan proposed by the Transmission Licensee shall be in conformity with the plans made by the Authority/Central/State Transmission Utility and with the Capital Investment Plan of the Distribution Licensee;
- d) The truing up of the capital cost incurred for the new projects and additional capital cost for the existing projects shall be done on yearly basis based on the actual capital cost incurred with a maximum deviation of 10%:

Provided if the actual capital cost incurred on year to year basis is lesser than 20% of the capital cost approved for determination of tariff by the Commission on the basis of the projected capital cost as on the date of commercial operation or on the basis of the projected additional capital cost, the excess tariff/revenue realized corresponding to excess capital cost as approved by the Commission, along with interest at 1.10 times of the Carrying Cost, as prevalent on the first day of April of the respective financial year, shall be adjusted from the annual revenue requirement of the respective year at the time of true-up.

Provided further that any capital cost in excess of 10% of the capital cost approved by the Commission, shall not be given pass through during true-up.

- e) In case the capital expenditure is required for emergency work which has not been approved in the Capital Investment Plan, the Licensee shall submit an application containing all relevant information along with reasons justifying emergency nature of the proposed work seeking approval of the Commission:

Provided that in case capital expenditure is required for emergency work or unforeseen situation to mitigate threat to life and property and if prior intimation thereof to the Commission shall cause any irreparable loss or injury, the Licensee may undertake that capital expenditure and submit the details along with adequate justification for post facto approval of the Commission:

Provided further that for the purpose of Regulation 8.6(e) above, such approved capital expenditure shall be treated as a part of both the actual capital expenditure incurred by the Licensee and approved capital expenditure by the Commission;

Provided also that the Transmission Licensee or the Distribution Licensee as the case may be shall take up the work prior to receiving the approval from the Commission provided that the emergent nature of the scheme has been certified by its Board of Directors.

- f) The Licensee shall **submit a report for every quarter** detailing the progress of the capital expenditure and capitalisation undertaken against that proposed in the Capital Investment Plan, on or before the last Day of the month succeeding the respective quarter for review by the Commission.

8.7 **Sales Forecast**

- a) The Distribution Licensee shall forecast sales for each Consumer category and sub-categories, at different voltage levels, for each Year of the Control Period in their Business Plan filings, for the Commission's approval;

- b) The forecast shall be based on the actual demand of electricity in previous Years, anticipated growth in demand in coming Years, expected growth in the number of Consumers, load growth, changes in the pattern of consumption, target AT&C losses including distribution losses and collection efficiency and other relevant factors;

Provided that where the Commission has stipulated a methodology for forecasting sales to any particular Tariff category, the Distribution Licensee shall incorporate such methodology in developing the sales forecast for such Tariff category.

- c) The Distribution Licensee, while forecasting sales, shall also consider effect of target; if any, set for Energy Efficiency and Demand Side Management Schemes;
- d) The sales forecast shall be consistent with the load forecast prepared as part of the power procurement plan under Regulation 8.8 of these Regulations and shall be based on past data and reasonable assumptions regarding the future:
- e) The Licensee shall indicate separately the sale of electricity to traders or another Licensee and category wise sales to Open Access Consumers.

8.8 Power Procurement Planning

- a) The Distribution Licensee shall prepare a plan for procurement of power (in MW/MU) to serve the demand for electricity in its Area of Supply and submit such plan to the Commission for approval as a part of Business Plan:

Provided that such power procurement plan may include long term (more than 5 years), medium-term (above 1 year and upto 5 years) and short-term (upto 1 year) sources of power procurement, in accordance with these Regulations.

- b) The power procurement plan of the Distribution Licensee shall comprise of the following:
- (i) A quantitative forecast of the unrestricted base load and peak load for electricity within its Area of Supply;
 - (ii) An estimate of the quantity of electricity supply from the identified sources of power purchase, including own generation, if any;
 - (iii) Measures proposed for Renewable Purchase Obligation (RPO), energy conservation, energy efficiency, and demand side management;
 - (iv) An estimate of availability of power to meet the base load and peak load requirement:
Provided that such estimate of demand and supply shall be on month-wise basis in Megawatt (MW) as well as expressed in Million Units (MU);
 - (v) Standards to be maintained with regard to quality and reliability of supply, in accordance with the relevant Regulations of the Commission;
 - (vi) The requirement for new sources of power procurement, including augmentation of own generation capacity, if any, and identified new sources of supply, based on (i) to (v) above;
 - (vii) The sources of power, quantity and cost estimates for such procurement;
 - (viii) The impact of Open Access on load
 - (ix) Impact of Storage capacities including Batteries, Electric Vehicle charging stations etc.;

Provided that the forecast or estimates contained in the long-term procurement plan shall be separately stated for peak and off-peak periods, in terms of quantities of power to be procured (in MU) and maximum demand (in MW):

Provided further that the forecast or estimates for the Control Period shall be prepared for each month over the Control Period:

Provided also that the long-term/medium-term/short-term procurement plan shall be a least cost plan based on available information regarding costs of various sources of supply;

- c) The forecast or estimate shall be prepared using forecasting techniques based on past data, impact of loss reduction initiatives, improvement in Generating Station Plant Load Factors, overall economic growth, consumption growth of electricity-intensive sectors, advent of

competition in the electricity sector and other relevant factors;

- d) Where the Commission has specified a percentage of the total consumption of electricity in the area of a Distribution Licensee to be purchased from co-generation or renewable sources of energy, the power procurement plan shall include the plan for procurement from such sources at least up to the specified level;
- e) The Distribution Licensee shall also consult the State Transmission Utility at the time of preparation of the power procurement plan, and shall forward a copy of its power procurement plan to the State Transmission Utility to ensure consistency of such plan with the transmission system plan;
- f) Every long-term/medium-term agreement or arrangement for power procurement, including on a Standby basis, by a Distribution Licensee from a Generating Company or Licensee or from another source of supply, and any change to an existing agreement or arrangement shall come into effect only with the prior approval of the Commission:

Provided that the prior approval of the Commission shall not be required for purchase of power from Renewable Energy sources at the generic/preferential tariff determined by the Commission for meeting its Renewable Purchase Obligation (RPO).

- g) The Distribution Licensee may undertake additional power procurement during the year, over and above the power procurement plan for the Control Period approved by the Commission, 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.:

Provided that any variation, during the first or second block of six months of a Year, in the quantum or cost of power procured, including from a source other than a previously approved source, that is expected to be in excess of five per cent of that approved by the Commission, shall require its prior approval:

Provided further that the five percent limit shall not apply to variation in the cost of power procured on account of changes in the price of fuel for own generation or the fixed or variable cost of power purchase that is allowed to be recovered through FPPCA mechanism;

- h) The Distribution Licensee may enter into a short-term arrangement or agreement for procurement of power without the prior approval of the Commission when faced with emergency conditions that threaten the stability of the distribution system:

Provided that within thirty days from the date of entering into an agreement or arrangement for short-term power procurement for which prior approval is not required, the Distribution Licensee shall submit to the Commission its details, including the quantum, Tariff computations, duration, supplier particulars, method of supplier selection and such other details as the Commission may require so to assess that the conditions specified in this Regulation have been complied with;

- i) Where the Commission has reasonable grounds to believe that the agreement or arrangement entered into by the Distribution Licensee does not meet the criteria specified in Regulations 8.8(g) and 8.8(h), it may disallow any increase in the total cost of power procurement over the approved level arising there from or any loss incurred by the Distribution Licensee as a result, from being passed through to consumers.

9 Multi Year Tariff Application

- 9.1 The Applicant shall, based on the Business Plan as approved by the Commission, submit Multi Year Tariff Application containing the forecast of Aggregate Revenue Requirement, expected revenue and tariff proposal for each year of the Control Period, in a manner as provided in these Regulations and in formats specified by the Commission from time to time. The application shall be accompanied by such fee payable, as may be specified by the Commission in the Joint Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 2009, as amended from time to time by the date as directed by the Commission:

Provided that the application shall also be accompanied by the true-up Petition of previous years based on the latest available audited accounts.

Provided also that the Applicant shall keep on filing true up petition for succeeding years,

separately, by 30th November of each year.

- 9.2 The Applicant shall develop the forecast of Aggregate Revenue Requirement for each year of the control period using the assumptions relating to the behaviour of individual variables that comprise the Aggregate Revenue Requirement during each year of the Control Period, including inter-alia detailed category-wise sales and demand projections, power procurement plan, Capital Investment Plan, trajectories of parameters specified in these Regulations and as approved in the Business Plan, in accordance with guidelines and formats, as may be specified by the Commission from time to time.
- 9.3 The Applicant shall develop the forecast of Expected Revenue from Tariff and Charges based on the following:
- a) In the case of a Generating Company, estimates of the quantum of electricity to be generated by each unit/station for each Financial Year of the Control Period;
 - b) In the case of a Transmission Licensee, estimates of the transmission capacity allocated to Transmission System Users for each Financial Year of the Control Period;
 - c) In the case of a Distribution Licensee, estimates of the quantum of electricity to be supplied to Consumers and to be wheeled on behalf of distribution system users for the each Financial Year of the Control Period;
 - d) Prevailing Tariff Categories and the tariff as on the date of making the application.
 - e) Proposed Tariff Categories & Sub-categories along with proposed slabs in cases of Telescopic tariff.
 - f) Proposed Miscellaneous income, which includes but not limited to recovery of Service Connection Charges, Reconnection Charges, Testing Fees, Meter Shifting Charges etc.
 - g) Proposed Open Access Charges.
- 9.4 Based on the forecast of Aggregate Revenue Requirement and Expected Revenue from Tariff and Charges for each year of the Control Period, the Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee for the Distribution Wires Business and Retail Supply Business, shall propose the tariff for each year of the Control Period:
- Provided that the tariff proposed by Distribution Licensee shall be in accordance with Regulation 83 and these Regulations.
- 9.5 The Applicant shall provide full details supporting the forecast, including but not limited to details of past performance, proposed initiatives for achieving efficiency or productivity gains, technical studies, contractual arrangements and/or secondary research, to enable the Commission to assess the reasonableness of the forecast.
- 9.6 On receipt of the application, the Commission shall either:
- a) issue an Order approving the Aggregate Revenue Requirement and the tariff for each year of the Control Period; or
 - b) reject the application for reasons to be recorded in writing, as the Commission may deem appropriate:
- Provided that the Applicant shall be given a reasonable opportunity of being heard before rejecting its application.
- 9.7 The Multi Year Tariff approved by the Commission shall be sacrosanct for the entire control period and shall not be tampered mid-way in any case. Any gap/surplus, if any, arising on account of review/true up duly admitted by the Commission shall be levied as surcharge/rebate over & above the approved tariff.

10 Trajectory for Specific Variables

- 10.1 The Commission, while approving the Business Plan and/or Multi Year Tariff Petition, may stipulate a trajectory for certain variables, including but not limited to Auxiliary consumption, Station Heat Rate, Transmission Availability, O&M expenses, AT&C losses, Reliability Indices & Quality of Power etc.:

Provided that the utilities shall adhere to the norms as specified in the Order on Multi Year tariff petition.

11 Mid-Term Review

11.1 A Petition for Mid-term Review may be filed by the licensees in the third year of the control period along with details of actual operational and financial performance vis-à-vis the approved forecast for the first two years of the control period.

Provided that the Petition shall include information in such form as may be stipulated by the Commission, together with the Accounting Statements, extracts of books of account and other details, as it may be required to assess the reasons for and extent of any difference in operational and financial performance from the approved forecast of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from Tariff and charges.

11.2 The scope of the Mid-term Review shall be a comparison of the actual operational and financial performance vis-à-vis the approved forecast for the first two years of the Control Period.

11.3 Upon completion of the Review under Regulation 11.2, the Commission shall attribute any variations or expected variations in performance, for variables specified under Regulation 13.2 to factors within the control of the Petitioner (controllable factors):

Provided that any variations or expected variations in performance, for variables other than those specified under Regulation 13.1, shall not ordinarily be reviewed by the Commission during the Control Period and shall be attributed entirely to controllable factors:

11.4 Upon findings of the controllable factors attributable to variations in the actual performance vis-à-vis approved targets, the Commission shall revise the targets of the variables specified under Regulation 13.2 for the rest of the three (3) years if the control period including the year of mid-term review:

Provided that the revised targets shall form the basis of true-up for the rest three (3) years of the control period.

12 Truing-up of Expenses and Revenue during the Control Period

12.1 The Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee shall be subject to truing up of expenses and revenue during the Control Period in accordance with these Regulations.

12.2 The Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee shall file an application for the truing up of the previous Year or the Year for which the audited accounts are available on or before 30th November of each Year, in formats specified by the Commission from time to time:

Provided that the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee, as the case may be, shall submit to the Commission information in such form as may be specified by the Commission, together with the audited accounts, extracts of books of account and such other details as the Commission may require to assess the reasons for and extent of any variation in financial performance from the approved forecast of Aggregate Revenue Requirement and Expected Revenue from Tariff and Charges.

12.3 The scope of the truing up shall be a comparison of the performance of the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee with the approved forecast of Aggregate Revenue Requirement and Expected Revenue from Tariff and Charges and shall comprise of the following:

- a) **True-up:** a comparison of the audited financial and actual operational performance of the Applicant for the Financial Year for which the true up is being carried out with the approved forecast for such previous Financial Year, subject to the prudence check;
- b) **Tariff determination** for the ensuing Year of the Control Period based on the revised forecast of the Aggregate Revenue Requirement for the Year;
- c) Review of compliance with directives issued by the Commission from time to time;
- d) Other relevant details, if any.

12.4 Upon completion of the exercise, the Commission shall attribute any variations in performance for variables specified under Regulation 13 below, to factors within the control of the Applicant (controllable factors) or to factors beyond the control of the Applicant (uncontrollable factors):

Provided that any variations in actual performance, for variables other than those specified under

Regulation 13.1 below shall be attributed entirely to controllable factors:

12.5 Upon completion of the trueing up exercise, the Commission shall pass an order recording:

- a) Components of approved cost pertaining to the uncontrollable factors, which were not recovered during the previous year, to be passed through in tariff as per Regulation 14 of these Regulations:

Provided that, for a Generating Company, the above exercise shall be in accordance with prevalent CERC Tariff Regulations.

- b) Approved gain or loss to the Transmission Licensee or Distribution Licensee on account of controllable factors, and the amount of such gains or such losses that may be shared in accordance with Regulation 15 of these Regulations:

Provided that, for a Generating Company, the above exercise shall be in accordance with prevalent CERC Tariff Regulations.

- c) Carrying Cost shall be allowed for a Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee on the amount of revenue gap for the period from which such gap has become due till year in which it is addressed, on the basis of actual rate of loan taken by the Licensee to fund the deficit in revenue:

[Clarification: If the true-up of ARR for FY 2021-22 is done in FY 2023-24, then carrying cost shall be computed for ½ yrs of FY 2021-22, full year of FY 2022-23 & ½ yrs of FY 2023-24.]

Provided that Carrying Cost on the amount of revenue gap shall be allowed subject to prudence check and submission of documentary evidence for having incurred the carrying cost in the years prior to the year in which the revenue gap is addressed:

Provided also that if no loan has been taken to fund revenue deficit, the Commission shall allow Carrying Cost on simple interest basis at one (1) Year State Bank of India (SBI) MCLR /any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for 1 Year period, as may be, applicable as on 1st April of the relevant Year plus 100 basis points;

Provided further that in case of revenue surplus, the Commission shall charge the Licensee a Carrying Cost for the period from which such surplus has become due, till the Year in which it is addressed on simple interest basis at one (1) Year State Bank of India (SBI) MCLR / any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for 1 Year period, as maybe, applicable as on 1st April of the relevant Year plus 100 basis points.

- d) Surcharge specifying Category wise/Sub-category wise rate (in Rs./kW or kVA or HP; as the case may be) to be levied from the consumers in the ensuing financial year(s).

Provided that, for a Generating Company, the above exercise shall be in accordance with prevalent CERC Tariff Regulations.

13 Uncontrollable and Controllable factors

13.1 For the purpose of these Regulations, the term “uncontrollable factors” for a Transmission or Distribution Licensee shall comprise of the following factors, which were beyond the control of the Licensee, and could not be mitigated by the Licensee:

- a) Force Majeure events;
- b) Change in Law, judicial pronouncements and Orders of the Central Government, State Government or Commission;
- c) Variation in the number or mix of Consumers or quantities of electricity supplied to Consumers limited to metered sales;
- d) Interstate Transmission loss;
- e) Variation in the cost of power purchase due to variation in the rate of power purchase from approved sources, subject to clauses in the power purchase agreement or arrangement approved by the Commission;
- f) Variation in fuel cost;

- g) Change in power purchase mix;
- h) Inflation;
- i) Transmission Charges for a Distribution Licensee;
- j) Variation in market interest rates for long-term loans;
- k) Employee expenses limited to one time payment owing requirements of a pay commission and terminal liability of employees;
- l) Taxes and Statutory levies and Duties:
- m) Taxes on income;
- n) Income from the realisation of bad debts written off:
- o) Land acquisition except where the delay is attributable to the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee as the case may be.

Provided that the uncontrollable factors for a Generating Company shall be as specified in the prevalent CERC Tariff Regulations.

13.2 For the purpose of these Regulations, the term “controllable factors” for a Transmission or Distribution Licensee shall comprise of the factors which were within the control of the Licensee, shall inter-alia include:

- a) Variations in capitalization on account of time and/or cost overruns/ efficiencies in the implementation of a capital expenditure project not attributable to an approved change in scope of such project, change in statutory levies or force majeure events;
- b) Variation in Interest and Finance Charges, Return on Equity, and Depreciation on account of variation in capitalisation, as specified in clause (a) above;
- c) Variations in AT&C losses of distribution licensee/integrated licensees;
- d) Intrastate Transmission loss for transmission licensee;
- e) Availability of transmission system;
- f) Variations in performance parameters;
- g) Failure to meet the standards specified in the Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa & UTs (Standard of Performance for Distribution Licensees) Regulation, 2015, as amended from time to time;
- h) Variations in labour productivity;
- i) Variation in O&M Expenses, except to the extent of inflation;
- j) Bad debts written off, in accordance with the provisions of Regulation 77:

Provided further that the controllable factors for a Generating Company shall be as specified in the prevalent CERC Tariff Regulations.

14 Mechanism for pass through of gains or losses on account of uncontrollable factors

14.1 Approved gain or loss to the Transmission Licensee or Distribution Licensee on account of uncontrollable factors shall be pass-through as an adjustment in the tariff of the Transmission Licensee or Distribution Licensee over such period as may be specified in the Order of the Commission passed under these Regulations:

Provided that the mechanism for pass through of gains or losses on account of uncontrollable factors for a Generating Company shall be as specified in the prevalent CERC Tariff Regulations.

14.2 The Transmission Licensee or Distribution Licensee shall submit such details of the variation between expenses incurred and revenue earned and the figures approved by the Commission, in the specified format to the Commission, along with the detailed computations and supporting documents as may be required for verification by the Commission.

15 Mechanism for sharing of gains or losses on account of controllable factors

15.1 Approved gains/losses to the Transmission Licensee or Distribution Licensee on account of controllable factors shall be shared between Licensee and consumers/beneficiaries in the following

manner:

- a. (a) Two-third of the amount of such gains, shall be passed on to the consumers/beneficiaries in the Annual Revenue Requirement (ARR) and one-third of the amount of such gain shall be borne by the respective licensees;
- b. (b) Two-third of the amount of such losses shall be borne by the respective licensee and one-third of the amount of such losses shall be passed on to the consumers/beneficiaries in the Annual Revenue Requirement.

15.2 The mechanism for sharing of gains or losses on account of controllable factors for a Generating Company shall be as specified in the prevalent CERC Tariff Regulations.

16 Determination of Tariff

16.1 The proceedings to be held by the Commission for determination of tariff based on an application made by the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee shall be in accordance with the Joint Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 2009, as amended from time to time.

16.2 The Commission shall determine tariff and charges for Generation, Transmission, Distribution Wire Business and Retail Supply Business in accordance with Regulation 16 of these Regulations and:

- i. For Generation of electricity, in accordance with the terms and conditions contained in Chapter 4 of these Regulations;
- ii. For Transmission of electricity, in accordance with the terms and conditions contained in Chapter 5 of these Regulations;
- iii. For Distribution Wires Business, in accordance with the terms and conditions contained in Chapter 6 of these Regulations; and
- iv. For Retail Supply Business, in accordance with the terms and conditions contained in Chapter 7 of these Regulations.

16.3 The Commission shall determine the tariff of a Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee covered under a Multi Year Tariff framework for each Year of the Control Period, within the timelines as specified in Regulation 16, of these Regulations.

Provided that no tariff or part of any tariff shall be amended except in respect of any changes expressly permitted under the terms of Fuel and Power Purchase Cost Adjustment Surcharge formula as specified by Regulation 21 of these Regulations.

Provided further that the gap or surplus: if any aroused on account of truing up exercise of previous years carried out by the Commission based on the audited accounts of Generating Company or Transmission Licensee or Distribution Licensee, in accordance with Regulation 12 of these Regulations shall be charged separately over and above the approved tariff under surcharges as specified by the Commission.

16.4 Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall, at all times, have the authority, to determine the tariff, including terms and conditions thereof, of the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee, on Suo motu basis:

Provided that such determination of tariff may be pursuant to an agreement or arrangement or otherwise whether or not previously approved by the Commission and entered into at any time before or after the applicability of these Regulations.

16.5 Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall adopt the tariff, if such tariff has been determined through a transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government:

Provided that the Applicant shall provide such information as the Commission may require for satisfying itself that the guidelines issued by the Central Government in this regard have been duly followed.

16.6 Tariff for an existing Generation Station:

- a) Where the Commission has, at any time, prior to the date of effectiveness of these Regulations, approved a power purchase agreement or arrangement between a Generating

Company and a Distribution Licensee or has adopted the tariff contained therein for supply of electricity from an existing generating unit/station, the tariff for supply of electricity by the Generating Company to the Distribution Licensee shall be in accordance with tariff mentioned in such power purchase agreement or arrangement for such period as may be so approved or adopted by the Commission;

- b) Where, as on the date of effectiveness of these Regulations, the power purchase agreement or arrangement between a Generating Company and a Distribution Licensee for supply of electricity from an existing Generating Station has not been approved by the Commission or the tariff contained therein has not been adopted by the Commission or where there is no power purchase agreement or arrangement, the supply of electricity by such Generating Company to such Distribution Licensee after the date of effectiveness of these Regulations shall be in accordance with a power purchase agreement approved by the Commission:

Provided that an application for approval of such power purchase agreement or arrangement shall be made by the Distribution Licensee to the Commission within a period of three (3) months from the date of notification of these Regulations:

Provided further that the supply of electricity shall be allowed to continue under the present agreement or arrangement, as the case may be, until such time as the Commission approves such power purchase agreement and shall be discontinued forthwith if the Commission rejects, for reasons recorded in writing, such power purchase agreement or arrangement.

16.7 Determination of Tariff for a new Generating Station:

- a) The tariff for the supply of electricity by a Generating Company to a Distribution Licensee from a new generating unit/station shall be in accordance with tariff as per power purchase agreement approved by the Commission.

16.8 Determination of Tariff for Transmission, Distribution Wires Business and Retail Supply Business:

- a) The Commission shall, based on an application made by the Transmission or Distribution Licensees in accordance with the Regulations 16 determine the tariff for:
- (i) Transmission of electricity, in accordance with the terms and conditions contained in Chapter 5 of these Regulations;
 - (ii) Distribution Wires Business, in accordance with the terms and conditions contained in Chapter 6 of these Regulations; and
 - (iii) Retail Supply Business, in accordance with the terms and conditions contained in Chapter 7 of these Regulations.

17 Filing Procedure

- 17.1 The Applicant shall provide, as part of its MYT Petition to the Commission, in such formats as specified by the Commission from time to time, full details of its calculation of the Aggregate Revenue Requirement and Expected Revenue from Tariff and Charges, and thereafter, shall furnish such further informations or particulars or documents as the Commission may reasonably require to assess such calculation:

Provided that the Petition shall be accompanied by Category-wise/Sub Category-wise and Slab-wise tariff and charges proposal showing category-wise/Sub Category-wise and Slab-wise recovery of Aggregate Revenue Requirement for each year of the Control Period:

Provided further that the Commission may specify additional/alternative formats for details to be submitted by the Applicant, from time to time, as it may reasonably require for assessing the Aggregate Revenue Requirement and for determining the tariff.

- 17.2 Upon receipt of a complete Petition accompanied by all requisite informations, particulars and documents in compliance with all the requirements specified in these Regulations, the Petition shall be deemed to be received and the Commission shall intimate to the Applicant regarding the acceptance of Petition.
- 17.3 The Petition shall be supported by an affidavit of the person acquainted with the facts stated in the application.
- 17.4 The Applicant shall, within seven (7) Days after acceptance of the Petition by the Commission, publish a notice of its Petition in at least two English and two Vernacular language daily

newspapers having wide circulation in the relevant area:

Provided that the notice of the Petition shall include but not limited to the following parameters:

- i. Capex and Captilization;
- ii. Category wise Quantum of Sales;
- iii. Energy Requirement and Energy Availability;
- iv. Power Purchase Quantum and Cost;
- v. AT&C losses including T&D losses and collection efficiency;
- vi. Auxiliary Consumption;
- vii. Transmission/Generation/Supply Availability;
- viii. Operation & Maintenance Expenses;
- ix. Return on Equity;
- x. Interest on Loan
- xi. Depreciation;
- xii. Annual Revenue Requirement;
- xiii. Non-Tariff Income
- xiv. Net Annual Revenue Requirement;
- xv. Category-wise/Sub Category-wise & Slab-wise Tariff Proposal;
- xvi. Any other parameter as directed by the Commission from time to time;

Provided that the Applicant shall make available a hard copy of the complete Petition to any person, at such locations and at such rates as may be stipulated by the Commission:

Provided further that the Applicant shall also provide on its internet website, in text searchable format or in downloadable spreadsheet format furnishing detailed computations, the Petition filed before the Commission along with all regulatory filings, information, particulars and documents in the manner stipulated by the Commission:

Provided also that the web link to such informations mentioned shall be easily accessible, archived for downloading and be prominently displayed on the Applicant's internet website:

Provided also that the Applicant may be exempted by the Commission from providing any such information, particulars or documents, which are confidential in nature.

- 17.5 The suggestions and objections, if any, on the proposal for determination of tariff, may be filed before the Secretary, Joint Electricity Regulatory Commission (for the State of Goa and Union Territories), by any person within the timeline specified in the notice so published, with a copy to the Applicant.
- 17.6 The Applicant, within seven (7) Days from the date of publication of the notice as aforesaid, shall submit to the Commission, on affidavit, the details of the notice published and shall also file copies of the newspapers wherein the notice has been published.
- 17.7 The Applicant shall file its comments on the suggestions and objections, if any, received in response to its application within the time limit specified by the Commission.

18 Tariff Order

18.1 The Commission shall, within one hundred and twenty (120) Days from the date of acceptance of the complete Petition, subject to petitioner's submission of informations subsequently sought by the Commission in a timely manner, and after accepting the application with such modifications or such conditions as may be specified in that Order and considering all suggestions and objections received from the various stakeholders:

- a) issue Multi Year Tariff Order;
- b) reject the application for reasons to be recorded in writing if such application is not in

accordance with the provisions of the Act and the Rules & Regulations made there under or the provisions/gap of any other law for the time being in force:

Provided that an Applicant shall be given a reasonable opportunity of being heard before rejecting its application.

- 18.2 The Applicant shall publish the tariff approved by the Commission in at least two English and two vernacular language daily newspapers having wide circulation in the State of location of Generating Company or Transmission Licensee or Area of Supply of Distribution Licensee, as the case may be, display the approved tariff schedule on its internet website, and make available for sale a booklet containing such tariff to any person upon payment of reasonable reproduction charges.
- 18.3 The tariff so published shall be in force from the date specified in the said Order and shall, unless amended or revoked, continue to be in force for such period as may be stipulated therein.

19 Adherence to Tariff Order

- 19.1 If any Generating Company or Licensees recovers a price or charge exceeding the tariff determined by the Commission under Section 62 of the Act and in accordance with these Regulations, the excess amount shall be payable to the person who has paid such price or charge, along with interest equivalent to State Bank of India Marginal Cost of Funds based Lending Rate (MCLR) of one year tenor, as on first April of the corresponding year plus 100 basis points without prejudice to any other liability that may be incurred by such Generating Company or Transmission Licensee or Distribution Licensee :

Provided that such interest payable to any party shall not be allowed to be recovered through the Aggregate Revenue Requirement of the Licensee:

Provided further that the Licensee shall maintain separate details of such interest paid or payable by it, and shall submit them to the Commission along with its Petition.

- 19.2 The Generating Company or the Transmission Licensee or the Distribution Licensee shall submit periodic returns on quarterly basis or the period as may be required by the Commission, containing operational and cost data to enable the Commission to monitor the implementation of its Order.

20 Subsidy Mechanism

- 20.1 If the Government requires to grant any subsidy to any Consumer or class of Consumers in the tariff determined by the Commission, the Government shall, notwithstanding any direction which may be given under Section 108 or 109 of the Act, as the case may be, pay in advance, the amount, to compensate the Distribution Licensee/person affected by the grant of subsidy, as a condition for the Licensee or any other person concerned to implement the subsidy provided for by the Government, in the manner specified in these Regulations:

Provided that no such direction of the Government shall be operative if the payment is not made in accordance with the provisions contained in these Regulations, and the tariff fixed by the Commission shall be applicable from the date of issue of orders by the Commission in this regard.

21 Fuel and Power Purchase Cost Adjustment Surcharge (FPPCAS)

- 21.1 For these Regulations “Fuel and Power Purchase Cost Adjustment Surcharge” (FPPCAS) means the increase in cost of power, supplied to consumers, due to change in Fuel cost, power purchase cost and transmission charges with reference to cost of supply approved by the State Commission;
- 21.2 Fuel and power purchase cost adjustment surcharge shall be calculated and billed to consumers automatically, without going through regulatory approval process, on a monthly basis, according to the formula specified in Regulation 21.9 of these Regulations, subject to true up, on an annual basis, in accordance with Regulation 12 of these Regulations:

Provided that the automatic pass through shall be adjusted in the monthly billing in accordance with these Regulations;

- 21.3 Fuel and Power Purchase Cost Adjustment Surcharge shall be computed and charged by the distribution licensee, in (n+2)th month, on the basis of actual variation, in cost of fuel and power purchase and Interstate Transmission Charges for the power procured during the nth month. (For example, the fuel and power purchase adjustment surcharge on account of changes in tariff for power supplied during the month of April of any financial year shall be computed and billed in the month of June of the same financial year):

Provided that in case the distribution licensee fails to compute and charge fuel and power purchase cost adjustment surcharge within the time line as specified above, except in case of any force majeure condition, its right for recovery of costs on account of fuel and power purchase adjustment surcharge shall be forfeited and in such cases, the right to recovery of the fuel and power purchase adjustment surcharge determined during true-up shall also be forfeited;

- 21.4 The distribution licensee shall submit detailed computation, on monthly basis, of the variation between expenses incurred and the fuel and power purchase cost adjustment surcharge/billed, along with supporting documents, as may be required by the Commission, for verification of the fuel and power purchase cost adjustment surcharge billed/to be billed and the Commission shall examine the same;
- 21.5 The discrepancies, if any, found by the Commission, on examination, in computation of fuel and power purchase cost adjustment surcharge, the Commission shall inform the Distribution Licensee, such discrepancy, directing it for counter adjustment in the subsequent month's fuel and power purchase cost adjustment surcharge to be charged;
- 21.6 The revenue recovered on account of pass through fuel and power purchase cost adjustment surcharge by the distribution licensee, shall be trued up later for the year under consideration in accordance with these Regulations;
- 21.7 To ensure smooth implementation of the fuel and power purchase cost adjustment surcharge mechanism and its recovery, the distribution licensee shall ensure that the licensee billing system is updated to take this into account and a unified billing system shall be implemented to ensure that there is a uniform billing system irrespective of the billing and metering vendor through interoperability or use of open source software as available;
- 21.8 The distribution licensee shall publish all details including the fuel and power purchase cost adjustment surcharge formula, calculation of monthly fuel and power purchase cost adjustment surcharge and recovery of fuel and power purchase cost adjustment surcharge on its website and archive the same through a dedicated web address;
- 21.9 **Fuel and Power Purchase Cost Adjustment Surcharge Formula:**

$$\text{Monthly FPPCAS for } n^{\text{th}} \text{ Month (\%)} = \frac{(A-B)*C + (D-E)}{\{Z * (1 - \text{Distribution losses in \%}/100)\} * \text{ABR}}$$

Where,

n^{th} month = the month in which billing of fuel and power purchase adjustment surcharge component is done. This fuel and power purchase adjustment surcharge is due to changes in tariff for the power supplied in $(n-2)^{\text{th}}$ month

A (in kWh) = Total units procured in $(n-2)^{\text{th}}$ Month from all Sources including Long-term, Medium-term and Short-term Power purchases.

B (in kWh) = Bulk sale of power from all Sources in $(n-2)^{\text{th}}$ Month.

C (in Rs./kWh) = Incremental Average Power Purchase Cost= Actual Average Power Purchase Cost (APPC) from all Sources in $(n-2)$ month - Approved Average Power Purchase Cost (APPC) from all Sources.

D (in Rs.) = Actual inter-state and intra-state Transmission Charges in the $(n-2)^{\text{th}}$ Month,

E (in Rs.) = Approved Cost of Transmission Charges for $(n-2)^{\text{th}}$ Month = (Approved Transmission Charges (in Rs.)/12)

Z (in kWh) = [{"Actual Power purchased from all the sources outside the State in $(n-2)^{\text{th}}$ Month. (in kWh)* (1 - Approved Interstate transmission losses in % /100) + Power purchased from all sources within the State (in kWh)}*(1 - Approved Intra state losses in %) - B]/100

ABR (in Rs./kWh) = Approved Average Billing Rate for the year

Distribution Losses (in %) = Approved Distribution Losses

Chapter 3: Financial Principles

22 Financial Principles for a Generating Company, Transmission and Distribution Licensee

22.1 The Capital Cost for a Generating Company, Transmission and Distribution Licensee shall be in

accordance with these Regulations.

Provided that the Capital Cost for a Generating Company shall be determined by the Commission, guided by the relevant provisions of the prevalent CERC Tariff Regulations governing generation of electricity, subject to prudence check.

Provided further that the norms for Additional Capitalisation and Renovation and Modernisation for a Generating Company shall be in accordance with the prevalent CERC Tariff Regulations, governing generation of electricity.

22.2 The financial principles including principles governing Debt to Equity Ratio, Return on Equity, Interest on Loan, Foreign Exchange Risk Variation, Interest on Working Capital, treatment of Tax on Income, norms for working capital etc. for a Generating Company, Transmission and Distribution Licensee shall be as specified in the subsequent sections of this Chapter read with chapter 4, 5, 6 & 7 of these Regulations.

23 Capital Cost

23.1 Capital cost for a capital investment Project shall include:

- (a) the expenditure incurred or projected to be incurred, including interest during construction and financing charges and Incidental Expenses During Construction, as admitted by the Commission after prudence check;
- (b) capitalised initial spares subject to the ceiling rates specified in this Regulation;
- (c) the expenses incurred by the Licensee on obtaining right of way, as admitted by the Commission after prudence check;
- (d) additional capitalisation determined in accordance with Regulation 24;
- (e) any gain or loss on account of foreign exchange rate variation pertaining to the loan amount availed up to the Date of Commercial Operation, as admitted by the Commission after prudence check:

Provided that any gain or loss on account of foreign exchange rate variation pertaining to the loan amount availed up to the Date of Commercial Operation shall be adjusted only against the debt component of the capital cost:

Provided further that the capital cost of the assets forming part of the Project but not put to use or not in use, shall be excluded from the capital cost:

Provided also that the Licensee shall submit documentary evidence in support of its claim of assets being put to use.

23.2 The capital cost admitted by the Commission after prudence check shall form the basis for determination of tariff:

Provided that prudence check may include scrutiny of the reasonableness of the capital expenditure, financing plan including but not limited to the choice and manner of funding, interest during construction, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff.

23.3 The approved capital cost shall be considered for determination of tariff and if sufficient justification is provided for any escalation in the capital cost, the same may be considered by the Commission subject to prudence check:

Provided that in case the actual capital cost is lower than the approved capital cost, then the actual capital cost shall be considered for determination of tariff of the Licensee.

23.4 The actual capital expenditure on Date of Commercial Operation for the original scope of work based on audited accounts of the Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee, limited to original cost may be considered subject to prudence check by the Commission.

23.5 Where the Bulk Power Transmission Agreement provides for a ceiling of capital cost, the capital cost to be considered shall not exceed such ceiling.

23.6 The capital cost may include initial spares capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost upto Cut-off Date, subject to the following ceiling norms:

a) Transmission Line & Distribution Line	1.0%
b) Transmission Sub-station & Distribution Sub-station (Green Field)	4.0%
c) Transmission Sub-station (Brown Field)	6.0%
d) Series Compensation devices and HVDC Station	4.0%
e) Gas Insulated Sub-station (GIS) (Green Field)	5.0%
(Brown Field)	7.0%
f) Communication System	3.5%
g) Gas turbine/combined cycle Generating Stations	4.0%

Provided that:

- i. Plant and Machinery cost shall be considered as the original project cost excluding IDC, IEDC, Land Cost and Cost of Civil Works. The generating company and the transmission and Distribution Licensee, for the purpose of estimating Plant and Machinery Costs, shall submit the break-up of head-wise IDC and IEDC in its tariff application;
 - ii. where the generating station has any transmission equipment forming part of the generation project, the ceiling norms for initial spares for such equipment shall be as per the ceiling norms specified for the transmission system under these regulations.
 - iii. where the emission control system is installed, the norms of initial spares specified in the prevalent CERC Tariff Regulations for coal or lignite based thermal generating stations, as the case may be, shall apply.
 - iv. Initial spares of high voltage underground cables used for the transmission system shall be allowed based on actuals on a case-to-case basis after carrying out due prudence check.
- 23.7 Any expenditure on the replacement, renovation and modernization or extension of life of old fixed assets, as applicable to the Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee, shall be considered after writing off the net value of such replaced assets from the original capital cost and shall be calculated as follows:

$$\text{Net Value of Replaced Assets} = \text{OCFA} - \text{AD} - \text{CC}$$

Where;

OCFA: Original capital cost of Replaced Assets

AD: Accumulated depreciation pertaining to the Replaced Assets

CC: Total Consumer Contribution pertaining to the Replaced Assets:

Provided further that the amount of insurance proceeds received, if any, towards damage to any asset requiring its replacement shall be first adjusted towards outstanding actual or normative loan and the balance amount, if any, shall be utilised to reduce the capital cost of such replaced asset, and any further balance amount shall be considered as Non-Tariff Income.

- 23.8 Consumer's contribution towards cost of capital asset shall be treated as capital receipt and credited in current liabilities until transferred to a separate account on commissioning of the assets.

Provided that an amount equivalent to the depreciation charge on such assets for the year shall be appropriated from this account as income to the profit and loss account over the useful life of the asset.

24 Additional Capitalisation

- 24.1 The capital expenditure, actually incurred or projected to be incurred, in respect of New Project or an Existing Project, on the following counts within the original scope of work, after the Date of Commercial Operation and up to the Cut-off Date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Undischarged liabilities recognized to be payable at a future date;
- (ii) Payment made towards admitted liabilities for works executed up to the cut-off date;

- (iii) Works deferred for execution;
- (iv) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, in accordance with the provisions of Regulation 23.6;
- (v) Payment made towards liabilities against the award of arbitration or for compliance with the directions or order of any statutory authority or order or decree of any court of law; and
- (vi) Change in law or compliance with any existing law:

Provided that the details of works scheme wise/asset wise/work wise included in the original scope of work along with estimates of expenditure, liabilities recognized to be payable at a future date and the works deferred for execution shall be submitted along with the application for determination of tariff.

24.2 The capital expenditure incurred or projected to be incurred in respect of the Existing project or New Project on the following counts within the original scope of work and after the Cut-off Date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Payment made against liabilities to award of arbitration or for compliance with the directions or order of any statutory authority, or order or decree of any court of law;
- (ii) Change in law or compliance with any existing law which is not provided for in the original scope of work;
- (iii) Payment made towards liability admitted for works within the original scope executed prior to the cut-off date
- (iv) Liability for works admitted by the Commission after the cut-off date to the extent of discharge of such liabilities by actual payments; Works within original scope executed after the cut-off date and admitted by the Commission, to the extent of actual payments made;
- (v) Any liability for works executed prior to the Cut-off Date, after prudence check of the details of such undischarged liability, total estimated cost of package, reasons for such withholding of payment and release of such payments, etc.

24.3 In case of replacement of assets deployed under the original scope of the existing project after the cut-off date, the additional capitalization may be admitted by the Commission after making necessary adjustments in the gross fixed assets and the cumulative depreciation, subject to prudence check on the following grounds:

- (i) Assets whose useful life is not commensurate with the useful life of the project and such assets have been fully depreciated in accordance with the provisions of these regulations;
- (ii) The replacement of the asset or equipment is necessary on account of a change in law or Force Majeure conditions;
- (iii) The replacement of such asset or equipment is necessary on account of obsolescence of technology; and
- (iv) The replacement of such asset or equipment has otherwise been allowed by the Commission.
- (v) The additional expenditure, excluding recurring expenses covered in O&M expenses, involved in relation to the renewal of lease of lease hold land on case to case basis.

24.4 The capital expenditure, in respect of Existing Project, incurred or projected to be incurred on the following counts beyond the original scope of work and after the Cut-off Date, may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (i) Payment made against the liabilities to award of arbitration or for compliance with the order or decree of a court of law;
- (ii) Change in law or compliance of any existing law;
- (iii) Force Majeure events;
- (iv) Any expenses to be incurred on account of need for higher security and safety of the capital asset as advised or directed by appropriate Government agencies or statutory authorities responsible for national security/internal security;
- (v) Any liability for works executed prior to the Cut-off Date, after prudence check of the details of such undischarged liability, total estimated cost of package, reasons for such

withholding of payment and release of such payments etc.;

- (vi) Any liability for works admitted by the Commission after the Cut-off Date to the extent of discharge of such liabilities by actual payments;
- (vii) Any additional capital expenditure, which has become necessary for efficient operation of the Generating Station, transmission system or the distribution system. The claim shall be substantiated with the technical justification duly supported by the documentary evidence like test results carried out by an independent agency in case of deterioration of assets, report of an independent agency in case of damage caused by natural calamities, obsolescence of technology, up-gradation of capacity for the technical reason such as increase in fault level; and
- (viii) In case of transmission system, any additional expenditure on items such as relays, control and instrumentation, computer system, power line carrier communication, DC batteries, replacement due to obsolescence of technology, replacement of switchyard equipment due to increase of fault level, tower strengthening, communication equipment, emergency restoration system, insulators cleaning infrastructure, replacement of porcelain insulator with polymer insulators, replacement of damaged equipment not covered by insurance and any other expenditure which has become necessary for successful and efficient operation of transmission system:

Provided that any expenditure on acquiring the minor items or the assets including tools and tackles, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, computers, fans, washing machines, heat convectors, mattresses, carpets, etc., bought after the Cut-off Date shall not be considered for additional capitalization for determination of tariff:

Provided further that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernisation (R&M) or repairs and maintenance under O&M Expenses, the same expenditure cannot be claimed under this Regulation.

24.5 Impact of variation in additional capitalization on the tariff, as the case may be, shall be considered during truing up of each Financial Year of the Control Period subject to prudence check.

24.6 In case of de-capitalisation of assets of a Generating Company or Transmission Licensee or Distribution licensee, as the case may be, the original cost of such asset as on the date of de-capitalisation shall be deducted from the value of gross fixed asset and corresponding loan as well as equity shall be deducted from outstanding loan and the equity respectively in the year such de-capitalisation takes place with corresponding adjustments in cumulative depreciation and cumulative repayment of loan, duly taking into consideration the year in which it was capitalised.

Provided that in cases where an asset forming part of a scheme is de-capitalised and wherein the historical value of such asset is not available, the value of de-capitalisation shall be computed by de-escalating the value of the new asset by 5% per year until the year of capitalisation of the old asset subject to a minimum of 10% of the replacement cost of the asset.

25 Additional Capitalisation on account of Renovation and Modernisation

25.1 The generating company intending to undertake renovation and modernisation (R&M) of the generating station or unit thereof for the purpose of extension of life beyond the originally recognised useful life for the purpose of tariff, shall file a petition before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, and any other information considered to be relevant by the generating company or the transmission licensee:

Provided that the generating company intending to undertake renovation and modernisation (R&M) shall seek the consent of the beneficiaries for such renovation and modernisation (R&M) and submit the response of the beneficiaries along with the Petition

25.2 Where the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee, as the case may be, makes an application for approval of its proposal for renovation and modernisation (R&M), approval may be granted after due consideration of the reasonableness of the proposed cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, expected duration of life extension, the response of the beneficiaries or long term customers, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

25.3 In the case of gas/ liquid fuel based open/ combined cycle thermal generating station after 25 years of operation from the date of commercial operation, any additional capital expenditure which has become necessary for the renovation of gas turbines/ steam turbines or additional capital expenditure necessary due to obsolescence or the non-availability of spares for efficient operation of the stations may be allowed subject to a prudence check:

Provided that any expenditure included in the renovation and modernisation (R&M) on consumables and cost of components and spares, which is generally covered in the O&M expenses during the major overhaul of gas turbines shall be suitably deducted from the expenditure to be allowed after prudence check.

25.4 After completion of the renovation and modernisation (R&M), the generating company, as the case may be, shall file a petition for determination of tariff. Expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after a prudence check and after deducting the accumulated depreciation already recovered from the admitted project cost shall form the basis for the determination of tariff.

Consumer Contribution, Deposit Work, Grant and Capital Subsidy

26. The works carried out by the Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee after obtaining a part or all of the funds from the users shall be classified as Deposit Works;

26.1 Capital works undertaken by the Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee utilising grants received from the State and Central Governments, including funds under various schemes shall be classified under the category of Grants;

26.2 The works carried out with any other grant of similar nature or such amount received without any obligation to return the same and with no interest costs attached to such subvention shall also be classified as works performed through consumer contribution, deposit work, capital subsidy or grant.

26.3 The expenses on such capital expenditure shall be treated as follows:

- a) normative O&M expenses as specified in these Regulations shall be allowed;
- b) the debt to equity ratio shall be considered in accordance with Regulation 27, after deducting the amount of financial support provided through consumer contribution, deposit work, capital subsidy or grant;
- c) depreciation to the extent of works performed through consumer contribution, deposit work, capital subsidy or grant shall not be allowed as specified in Regulation 31;
- d) provisions related to return on equity, as specified in Regulation 28, shall not be applicable to the extent of financial support provided through consumer contribution, deposit work, capital subsidy or grant;
- e) provisions related to interest on loan capital, as specified in Regulation 29, shall not be applicable to the extent of financial support provided through consumer contribution, deposit work, capital subsidy or grant.

27 Debt to Equity Ratio

27.1 In case of Existing Projects, debt to equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending March 31, 2025 shall be considered:

Provided that in the case of a generating station or a transmission system, including a communication system or a distribution system which has completed its useful life as on 01.04.2025 or is completing its useful life during the FY 2025-30 tariff period, if the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall not be taken into account for tariff computation;

Provided also that in case of retirement or replacement or De-capitalisation of the assets, the equity capital approved as mentioned above, shall be reduced to the extent of 30% (or actual equity component based on documentary evidence, if it is lower than 30%) of the original cost of such assets:

Provided further that in case of retirement or replacement or De-capitalisation of the assets, the debt capital approved as mentioned above, shall be reduced to the extent of outstanding debt component based on documentary evidence, or the normative loan component, as the case may be, of the original cost of such assets.

27.2 For New Projects, the debt-equity ratio as on the Date of Commercial Operation shall be 70:30 of the amount of capital cost approved by the Commission under Regulation 23, after prudence check for determination of tariff:

Provided that where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost of the capitalised asset, the actual equity shall be considered for determination of tariff:

Provided also that if the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as a normative loan for the Licensee for determination of tariff:

Provided also that the Licensee shall submit documentary evidence for the actual deployment of equity and explain the source of funds for the equity:

Provided also that the repayment of the loan for each year of the control period shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for the respective years:

Provided also that the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment:

Provided also that any grant obtained for the execution of the project shall not be considered as a part of capital structure for the purpose of debt:equity ratio:

Provided also that assets funded by consumer contribution, capital subsidies/grants shall not form part of the capital base. Actual equity infused as per book value shall be considered as per actual and shall be used for computation in this Regulations:

Provided further that the premium, if any, raised by the Licensee while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserves, for the funding of the scheme, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, provided such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the transmission system or the distribution system, and are within the ceiling of 30% of capital cost approved by the Commission.

27.3 Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after April 1, 2025, as may be admitted by the Commission, as additional capital expenditure for determination of tariff, and renovation and modernisation expenditure for life extension shall be serviced in the manner specified in these Regulations.

27.4 The generating company or the transmission licensee or the distribution licensee, as the case may be, shall submit the resolution of the Board of the company or the approval of the competent authority in other cases regarding the infusion of funds from internal resources in support of the utilization made or proposed to be made to meet the capital expenditure of the generating station or the transmission system Including communication system or the distribution system, as the case may be.

27.5 In the case of the generating station or transmission system, including communication system or the distribution system declared under commercial operation prior to 01.04.2025, but where debt: equity ratio has not been determined by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.03.2025, the Commission shall approve the debt: equity ratio in accordance with clause 27.2 of this Regulation

28. Return on Equity

28.1 Return on equity shall be computed on the paid up equity capital determined in accordance with Regulation 27 for the assets put to use and shall be allowed in accordance with the prevalent CERC Tariff Regulations for the Generating Company and the transmission Licensees.

Provided that the Return on Equity shall be grossed up with the effective tax rate of the respective financial year.

28.2 The return on equity for the Distribution Wires Business shall be allowed on the equity capital determined in accordance with Regulation 27 for the assets put to use at 15.50% rate of return on equity.

28.3 The return on equity for the Retail Supply Business shall be allowed on the equity capital determined in accordance with Regulation 27 for the assets put to use, at the rate of sixteen (16) per cent per annum.

28.4 The return on equity shall be computed on average of equity capital at the beginning and end of Year.

Provided that assets funded by consumer contribution, capital subsidies/grants and corresponding depreciation shall not form part of the capital base. Actual equity infused in the

Distribution Licensee as per book value shall be considered as perpetual and shall be used for computation in this Regulation.

29. Interest on Loan

- 29.1 The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 27 on the assets put to use, shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on the loan:

Provided that interest and finance charges on capital works in progress shall be excluded:

Provided further that in case of De-capitalisation or retirement or replacement of assets, the loan capital shall be reduced to the extent of outstanding loan component of the original cost of the de-capitalised or retired or replaced assets, based on documentary evidence.

- 29.2 The normative loan outstanding as on April 1, 2025, shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to March 31, 2025, from the gross normative loan.

Provided that the repayment shall be deemed to be equal to the depreciation allowed.

- 29.3 Notwithstanding any moratorium period availed by the Generating Company or the Transmission Licensee or the Distribution Licensee, as the case may be, the repayment of loan shall be considered from the first Year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed in accordance with Regulation 31.

- 29.4 The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio at the beginning of each Year applicable to the Generating Company or the Transmission Licensee or the Distribution Licensee:

Provided that at the time of truing up, the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio during the Year applicable to the Generating Company or Transmission Licensee or the Distribution Licensee shall be considered as the rate of interest after prudence check:

Provided also that if there is no actual loan for a particular Year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest for the actual loan shall be considered:

Provided also that for the purpose of estimation, prior to 1st April of a financial year, when MCLR is not available for the relevant year, the latest available one (1) year State Bank of India (SBI) MCLR rate on the 1st April of the year in which the petition is filed, shall be taken.

Provided also that if the Generating Company or the Transmission Licensee or the Distribution Licensee does not have actual loan, then one (1) Year State Bank of India (SBI) MCLR / any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for one (1) Year period, as may be applicable as on 1st April of the relevant Year shall be considered as the rate of interest for the purpose of allowing the interest on the normative loan.

Provided further that if the generating station or the transmission system, as the case may be, does not have any actual loan, then the weighted average rate of interest of the loan portfolio of the generating company or the transmission licensee as a whole shall be considered.

- 29.5 The interest on loan shall be calculated on the normative average loan of the Year by applying the weighted average rate of interest.

Provided that at the time of truing up, the normative average loan of the Year shall be considered on the basis of the actual asset capitalisation approved by the Commission for the Year.

- 29.6 For new loans proposed for each Financial Year of the Control Period, interest rate shall be considered as lower of (i) one (1) Year State Bank of India (SBI) MCLR / any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for one (1) Year period, as may be applicable as on 1st April of the relevant Year plus 100 basis points, and (ii) weighted average rate of interest proposed by the Generating Company or Transmission Licensee or the Distribution Licensee.

- 29.7 The above interest computation shall exclude the interest on loan amount, normative or otherwise, to the extent of capital cost funded by consumer contribution, deposit work, capital subsidy or grant, carried out by the Generating Company or the Transmission Licensee or Distribution Licensee.

29.8 The finance charges incurred for obtaining loans from financial institutions for any Year shall be allowed by the Commission at the time of Truing-up, subject to prudence check.

29.9 The excess interest during construction on account of time and/or cost overrun as compared to the approved completion schedule and capital cost or on account of excess drawal of the debt funds disproportionate to the actual requirement based on Scheme completion status, shall be allowed or disallowed partly or fully on a case to case basis, after prudence check by the Commission:

Provided that where the excess interest during construction is on account of delay attributable to an agency or contractor or supplier engaged by the Generating Company or Transmission or Distribution Licensee, any liquidated damages recovered from such agency or contractor or supplier shall be taken into account for computation of capital cost:

Provided further that the extent of liquidated damages to be considered shall depend on the amount of excess interest during construction that has been allowed by the Commission.

29.10 The Generating Company or the Transmission Licensee or the Distribution Licensee, as the case may be, shall make every effort to re-finance the loan as long as it results in net savings on interest and in that event the costs associated with such re-financing shall be borne by the beneficiaries and the net savings shall be shared between the beneficiaries; i.e., the Generating Company or the Transmission Licensee, as the case may be, and the Distribution Licensee and the Consumers of Distribution Licensee as the case may be, in accordance with Regulation 15 of these Regulations.

Provided that the Distribution Licensee shall submit the calculation of such benefit to the Commission for its approval.

29.11 Interest shall also be allowed on the amount held as security deposit held in cash from Retail Consumers at the Bank Rate as on 1st April of the relevant Financial Year:

Provided that, for the purpose of estimation, prior to 1st April of a financial year, when Bank rate is not available for the relevant year, the latest available Bank Rate on the 1st April of the year, in which the petition is filed, shall be taken.

Provided further that at the time of truing-up, the interest on the amount of security deposit for the Year shall be considered on the basis of the actual interest paid by the Licensee during the Year, subject to prudence check by the Commission.

30. Foreign Exchange Rate Variation

30.1 The Licensee may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the Generating station or transmission system or distribution system, in part or in full at its discretion.

30.2 The Licensee shall be permitted to recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the foreign debt, in the relevant Year as an expense, subject to prudence check by the Commission, and extra rupee liability corresponding to such variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.

30.3 To the extent that the foreign exchange exposure is not hedged, any extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the foreign currency loan in the relevant Year shall be allowed subject to prudence check by the Commission.

Depreciation

31.1 The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission:

Provided that the depreciation shall be allowed after reducing the approved original cost of the retired or replaced or decapitalized assets:

Provided also that no depreciation shall be allowed on the assets financed through consumer contribution, deposit work, capital subsidy or grant.

31.2 The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to a maximum of 90% of the capital cost of the asset.

Provided that the salvage value of Information Technology equipment and computer software shall be considered at zero (0) percent of the allowable capital cost.

- 31.3 Land other than the land held under lease shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the assets.
- 31.4 In case of existing assets, the balance depreciable value as on April 1, 2025, shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission up to March 31, 2025, from the gross depreciable value of the assets.
- 31.5 The depreciation shall be chargeable from the first Year of commercial operations. In case of projected commercial operation of the assets during the Year, depreciation shall be computed based on the average of opening and closing value of assets:
- Provided that depreciation shall be re-calculated during truing-up for assets capitalised at the time of truing up of each Year of the Control Period, based on documentary evidence of asset capitalised by the Applicant, subject to the prudence check of the Commission.
- Provided further that in case, the operation of the asset is for a part of the year, depreciation shall be charged on proportionate basis:
- 31.6 The depreciation shall be calculated at rates and norms specified in Appendix-I of these Regulations.
- Provided that for Generation and Transmission, the depreciation shall be calculated at the rate and norms specified in the prevalent CERC Tariff Regulations.
- 31.7 The Generating Company, Transmission or the Distribution Licensee shall provide the list of assets added and list of assets completing 90% of depreciation during each year of the Control Period along with the MYT Petition.

32. Interest on Working Capital

- 32.1 The norms for working capital for Generating Company shall be as specified in chapter 4 of these Regulations.
- 32.2 The norms for working capital for Transmission Licensee shall be as specified in Chapter 5 of these Regulations.
- 32.3 The norms for working capital for Distribution Wires Business and Retail Supply Business shall be as specified in Chapter 6 and Chapter 7 of these Regulations respectively.
- 32.4 The interest on working capital shall be a payable on normative basis notwithstanding that the Generating Company or the Licensee has not taken working capital loan from any outside agency or has exceeded the working capital loan based on the normative figures.
- 32.5 The rate of interest on working capital shall be equal to one (1) Year State Bank of India (SBI) MCLR / any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for one (1) Year period, as may be applicable as on 1st April of the relevant Financial Year plus 325 basis points.

Provided that for the purpose of estimation, prior to 1st April of a financial year, when MCLR is not available for the relevant year, the latest available one (1) year State Bank of India (SBI) MCLR rate on the 1st April of the year in which the petition is filed, shall be taken.

33. Tax on Income

- 33.1 The treatment of income tax for a Generating Company or the Transmission Licensee or the Distribution Licensee shall be done by grossing up the rate of return on equity with the effective income tax rate.
- 33.2 The Commission in its MYT Order shall provisionally consider the effective income tax rate for each Year of the Control Period, if any, based on the actual income tax paid, including cess and surcharge on the same, if any, as per latest audited accounts available for the Distribution Licensee, subject to true-up.

34. Rebate

- 34.1 The rebate to be provided by a Generating Company or Transmission Licensee to a Distribution Licensee for early payment of bills shall be in accordance with the prevalent CERC Tariff Regulations.
- 34.2 The rebate to be provided by a Distribution Company to its consumers for early payment of bills shall be as approved in the relevant tariff orders.

- 34.3 Such rebate earned by the Distribution Licensee shall be considered under Non-Tariff Income for the Distribution Licensee.
- 34.4 Any rebate provided by the Generating Company or Transmission Licensee or Distribution Licensee to the beneficiaries shall be allowed as an expense for the Generating Company or Transmission Licensee or the Distribution Licensee, as the case may be.

35. Late Payment Surcharge

- 35.1 In case the payment of bills of Generation charges or the transmission charges by a beneficiary is delayed beyond a period as specified in the prevalent CERC Tariff Regulations, a late payment surcharge shall be levied on the billed amount in accordance with the prevalent CERC Tariff Regulations.
- 35.2 In case the payment of bills of wheeling charges or retail tariff charges of Distribution Licensee or Supply Licensee is delayed beyond a period as specified in the relevant tariff order, a late payment surcharge shall be levied on the billed amount in accordance with the prevalent tariff order
- 35.3 The delayed payment surcharge earned by the Generating Company or the Transmission Licensee or the Distribution Licensee shall be considered under its Non-Tariff Income.
- 35.4 The delayed payment surcharge paid or payable by the Distribution Licensee to the Generating Company or the Transmission Licensee shall not be allowed as an expense for such Distribution Licensee.

36. Income from Other Business

- 36.1 Where the Transmission Licensee or Distribution Licensee is engaged in any Other Business, the income from such business shall be calculated in accordance with the Joint Electricity Regulatory Commission for Goa & Union Territories (Treatment of Other Business of Transmission Licensees and Distribution Licensees) Regulations, 2009, as amended from time to time and shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement of the Licensee:

Provided that the Licensee shall follow a reasonable basis for allocation of all joint and common costs between the transmission or distribution business and the Other Business and prepare Accounting Statements in accordance with Joint Electricity Regulatory Commission for Goa & Union Territories (Treatment of Other Business of Transmission Licensees and Distribution Licensees) Regulations, 2009, as amended from time to time and submit to the Commission along with its application for determination of tariff:

Provided further that where the sum total of the direct and indirect costs of such Other Business exceeds the revenues from such Other Business, no amount shall be allowed to be added to the Aggregate Revenue Requirement of the Licensee on account of such Other Business.

Chapter 4: Generation

37. Applicability

- 37.1 The Regulations contained in this Chapter shall apply for determination of tariff for supply of electricity to Distribution Licensee from a Generating Station located in the State.
- 37.2 The Commission shall be guided by the terms and conditions contained in this Chapter in determining the tariff for supply of electricity by a Generating Company to a Distribution Licensee in the following cases:
- (a) where such tariff is pursuant to a power purchase agreement or arrangement entered into subsequent to the date of effectiveness of these Regulations; or
 - (b) where such tariff is pursuant to a power purchase agreement or arrangement entered into prior to the date of effectiveness of these Regulations and either the Commission has not previously approved such agreement/arrangement or the agreement/arrangement envisages that the tariff shall be based on the Tariff Regulations notified by the Commission; or
 - (c) where the Distribution Licensee is engaged in the business of generation of electricity, in determining the price at which electricity is supplied by the Generating Station of the Distribution Licensee to its Retail Supply Business.
- 37.3 Notwithstanding anything contained in this Chapter 4, the Commission shall adopt the tariff if

such tariff has been determined through transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government.

38. Components of Tariff

- 38.1 The Aggregate Revenue Requirement for a Generation Company shall comprise of the following components:
- Return on Equity;
 - Interest and finance charges on Loan;
 - Depreciation;
 - Interest on Working Capital;
 - Operation and maintenance expenses;
 - Income tax.
- 38.2 The treatment of each of the above components shall be in accordance these Regulations. However, in case of non-inclusion of any component in these Regulations, the prevalent CERC Tariff Regulations governing generation of electricity shall be considered.
- 38.3 The recovery of Aggregate Revenue Requirement and fuel cost for a Generation Company shall be in accordance with the prevalent CERC Tariff Regulations governing the generation of electricity

39. Norms of Operation and Maintenance Expenses:

- 39.1 The Operation and Maintenance Expenses for Small Gas Turbine Power Generating Stations (Closed Cycle such as PPCL) shall be as per the table below:

(in Rs Lakh/MW)

Year	Small gas turbine power generating stations (Closed Cycle) PPCL
FY2025-26	50.37
FY2026-27	53.02
FY2027-28	55.80
FY2028-29	58.73
FY2029-30	61.81

40. Norms of Working Capital for Generating Company

- 40.1 The Generating Company shall be allowed interest on the working capital for a gas turbine generating station on the estimated level of the financial year computed as follows:
- Fuel cost for 15 days corresponding to the normative annual plant availability factor, duly taking into account the mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel;
 - Liquid fuel stock for 15 days corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one liquid fuel, cost of main liquid fuel duly taking into account mode of operation of the generating stations of gas fuel and liquid fuel;
Provided that the above shall only be allowed to generating stations that have facilities to store liquid fuel.
 - Maintenance spares @ 30% of operation and maintenance expenses, including water charges and security expenses;
 - Receivables equivalent to 45 days of capacity charge and energy charge for the sale of electricity calculated on the normative plant availability factor, duly taking into account the mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel;
 - Operation and maintenance expenses, including water charges and security expenses, for

one month.

- 40.2 The Rate of interest on working capital shall be equal to one (1) year State Bank of India MCLR /any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for (1) year period, as may be applicable on 1st April of the relevant financial year, plus 325 basis points.

Provided that for the purpose of estimation, prior to 1st April of a financial year, when MCLR is not available for the relevant year, the latest available one (1) year State bank of India (SBI) MCLR rate on the 1st April of the year in which the petition is filed, shall be taken.

41. Return on Equity:

- 41.1 Return on equity for existing project shall be computed at the base rate of 15.50% for thermal generating station and run-of- river hydro generating station and at the base rate of 16.50% for storage type hydro generating stations, pumped storage hydro generating stations and run-of- river generating station with pondage;

- 41.2 The rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 41.1 of these regulations shall be grossed up with the effective tax rate of the respective financial year. The effective tax rate shall be calculated at the beginning of every financial year based on the estimated profit and tax to be paid estimated in line with the provisions of the relevant Finance Act applicable for that financial year to the concerned generating company by excluding the income of non-generation business, and the corresponding tax thereon.

Provided that in case a generating company is paying Minimum Alternate Tax (MAT) under Section 115JB of the Income Tax Act, 1961, the effective tax rate shall be the MAT rate, including surcharge and cess;

Provided further that in case a generating company has opted for Section 115BAA, the effective tax rate shall be tax rate including surcharge and cess as specified under Section 115BAA of the Income Tax Act, 1961.

42. Depreciation:

- 42.1 Depreciation for Existing Projects shall be calculated annually based on the Straight Line Method and at rates specified in prevailing CERC regulations for the assets of the generating station: Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from the effective date of commercial operation of the generating station, shall be spread over the balance useful life of the assets.

- 42.2 In the case of the existing projects, the balance depreciable value as on 01.04.2025 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted to by the Commission up to 31.03.2025 from the gross depreciable value of the assets.

- 42.3 The generating company shall submit the details of capital expenditure proposed to be incurred during three years before the completion of useful life along with proper justification and proposed life extension. The Commission, based on prudence check of such submissions, shall approve the depreciation by equally spreading the depreciation value over the balance operational life of the generating station or unit thereof.

43. Interest and Finance charges on Loan:

- 43.1 The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio or allocated loan portfolio;

The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio or allocated loan portfolio;

Provided that if there is no actual loan outstanding for a particular year but the normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest of the loan portfolio for the project shall be considered;

Provided further that if the generating station, does not have any actual loan, then one (1) year State Bank of India (SBI) MCLR/any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for one (1) year, as may be applicable as on 1st April of the relevant years shall be considered as the rate of interest for the purpose of allowing the interest on normative loan.

Provided also that for the purpose of estimation, prior to 1st April of a financial year, when MCLR is not available for the relevant year, the latest available one (1) year State Bank of India (SBI)

MCLR rate on the 1st April of the year in which the petition is filed, shall be taken.

Provided further that if the generating station has taken actual loan, then the weighted average rate of interest of the loan portfolio of the generating company as a whole shall be considered.

44. Norms of Operation

44.1 The norms of operation for a Generating Station including Normative annual plant availability factor (NAPAF), Gross Station heat Rate, Auxiliary Consumption etc. shall be as per the table below:

(A) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF):

For the Gas based Thermal Generating Stations:

GPS	85%
-----	-----

(B) Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) for Incentive: 85%

(C) Gross Station Heat Rate: The Gross Station Heat Rate for the the gas based generating station (PPCL) shall be as 2646 kCal/kWh.

(D) Auxiliary Energy Consumption: The Auxiliary Energy Consumption for the gas based generating station (PPCL) shall be as 3.30%.

45. Non Tariff Income

45.1 The Non-Tariff Income shall inter-alia include:

- a) Income from rent on land or buildings;
- b) Income from sale of scrap in excess of 10% of the salvage value;
- c) Income from statutory investments;
- d) Interest on advances to suppliers/contractors;
- e) Rental from staff quarters;
- f) Rental from contractors;
- g) Income from hire charges from contactors and others;
- h) Income from advertisements, etc.;
- i) Miscellaneous receipts like parallel operation charges;
- j) Deferred Income from grant, subsidy, etc., as per Annual Accounts;
- k) Excess found on physical verification;
- l) Interest on investments, fixed and all deposits and bank balances;
- m) Prior period income, etc.:

Provided that the interest/dividend earned from investments made out of Return on Equity corresponding to the Licensed Business of the Transmission Licensee shall not be included in Non-Tariff Income.

45.2 The amount of Non-Tariff Income relating to the generation business as approved by the Commission shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in determining Annual Fixed Cost of the generating company.

Chapter 5: Intra-State Transmission

46. Applicability

The Regulations contained in this Chapter shall apply for determination of tariff for access and use of the intra-state transmission system in the States.

46.1 The annual transmission charges for each Financial Year of the Control Period shall provide for the recovery of the Aggregate Revenue Requirement of the Transmission Licensee for the respective Financial Year of the Control Period, as reduced by the amount of Non-Tariff Income, income from Other Business and short-term transmission charges of the relevant Year in accordance with Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (Connectivity and Open Access in Intra-State Transmission and Distribution)

Regulations, 2017, as amended from time to time:

Provided that in case of competitively awarded transmission system projects in pursuance of Section 63 of the Act and in accordance with guidelines for competitive bidding for transmission, the annual transmission charges shall be as per the annual Transmission Service Charges (TSC) quoted by such competitively awarded transmission projects.

- 46.2 The annual transmission charges of the Transmission Licensee shall be determined by the Commission on the basis of an application for determination of Aggregate Revenue Requirement made by the Transmission Licensee in accordance with Chapter 2 of these Regulations.

47. Component of Tariff

- 47.1 The Aggregate Revenue Requirement for a Transmission Licensee shall comprise of the following components:

- a) Return on Equity;
- b) Depreciation;
- c) Interest and Finance Charges on Loan Capital;
- d) Interest on Working Capital and deposits from Transmission System Users;
- e)
- f) Operation and maintenance expenses;
- g) Income Tax;

Less:

- h) Income from Open Access Charges, in accordance with Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (Connectivity and Open Access in Intra-State Transmission and Distribution) Regulations, 2017 as amended from time to time;
- i) Non-Tariff Income;
- j) Income from Other Business, to the extent specified in these Regulations:

Provided that Return on Equity, Interest on Loan, Depreciation, Interest on Working Capital and deposits from Transmission System Users and Income Tax for Transmission Licensees shall be allowed in accordance with the provisions specified in Chapter 3 & 5 of these Regulations:

Provided further that prior period income/expenses shall be allowed by the Commission at the time of truing up based on audited accounts, on a case-to-case basis, subject to prudence check.

48. Operation and Maintenance (O&M) expenses for Transmission Licensees

- 48.1 Operation and Maintenance (O&M) expenses shall comprise of the following:

- a) Employee expenses - salaries, wages, pension contribution and other employee costs;
- b) Administrative and General expenses including insurance charges if any; and
- c) Repairs and Maintenance expenses.

- 48.2 The Transmission Licensee shall submit the required O&M expenses for the Control Period as a part of Multi Year Tariff Petition. O&M expenses for the base Year shall be approved by the Commission taking into account the latest available audited accounts, business plan filed by the transmission Licensee, estimates of the actuals for the base Year, prudence check and any other factors considered appropriate by the Commission.

- 48.3 O&M expenses for the n^{th} Year of the Control Period shall be approved based on the formula given below:

$$\text{O\&M}_n = (\text{R\&M}_n + \text{EMP}_n + \text{A\&G}_n) + \text{Terminal Liabilities}$$

Where,

$$\text{R\&M}_n = K \times \text{GFA}_{n-1} \times (1 + \text{WPI}_{\text{inflation}}) \quad \text{EMP}_n =$$

$$(\text{EMP}_{n-1}) \times (1 + \text{G}_n) \times (1 + \text{CPI}_{\text{inflation}}) \quad \text{A\&G}_n =$$

$$(\text{A\&G}_{n-1}) \times (1 + \text{CPI}_{\text{inflation}})$$

‘K’ is a constant (expressed in %). Value of K for each Year of the Control Period shall be determined by the Commission in the Multi Year Tariff Order based on Licensee’s filing, benchmarking of repair and maintenance expenses, approved repair and maintenance expenses vis-à-vis GFA approved by the Commission in past and any other factor considered appropriate by the Commission;

$CPI_{inflation}$ – is the average increase in Consumer Price Index (CPI) for immediately preceding three (3) Years before the base Year;

$WPI_{inflation}$ – is the average increase in the Wholesale Price Index (WPI) for immediately preceding three (3) Years before the base Year;

EMP_n – Employee expenses of the Transmission Licensee for the n^{th} Year;

$A\&G_n$ – Administrative and General expenses of the Transmission Licensee for the n^{th} Year;

$R\&M_n$ – Repair and Maintenance expenses of the Transmission Licensee for the n^{th} Year;

GFA_{n-1} – Gross Fixed Asset of the transmission Licensee for the $n-1^{th}$ Year;

G_n is a growth factor for the n^{th} Year. Value of G_n shall be determined by the Commission for each Year in the Multi Year Tariff Order for meeting the additional manpower requirement based on Licensee’s filings, benchmarking, approved cost by the Commission in past and any other factor that the Commission feels appropriate.

48.4 Terminal liabilities of employees of Licensee including pension expenses etc. shall be approved, as part of Employee cost, as per actuals submitted by the Licensee, subject to prudence check or be established through actuarial studies. Additionally, any variation due to changes recommended by the pay commission shall be allowed separately by the Commission, subject to prudence check.

48.5 For the purpose of estimation, the same value of factors – $CPI_{inflation}$ and $WPI_{inflation}$ shall be used for all Years of the Control Period. However, the Commission shall consider the actual values of base O&M components from audited accounts and also actual values of the factors – $CPI_{inflation}$ and $WPI_{inflation}$ during the true up exercise for the Year for which true up is being carried out and true up the O&M Expenses for that Year.

48.6 For New Transmission Licensee, the Year-wise O&M norms shall be determined on case to case basis:

Provided that the same shall not apply to those New Projects, which are awarded on a competitive bidding basis.

Note: The term “New Transmission Licensee” shall mean the Transmission Licensee(s) for which transmission licence is granted by the Commission after the date of effectiveness of these Regulations, and whose transmission project assets are commissioned on or after April 1, 2025.

Provided that at the time of true up, the variation in the normative and actual O&M expenses shall be dealt in accordance with Regulation 15.

49. Interest on Working Capital:

49.1 The Transmission Licensee shall be allowed interest on the estimated level of the working capital for transmission system for the financial year computed as follows:

- a) Receivables equivalent to 45 days of Annual Fixed Cost;
- b) Maintenance spares @ 15% of O&M expenses;
- c) O&M expenses for one month;

49.2 The Rate of interest on working capital shall be equal to one (1) year State Bank of India (SBI) MCLR/any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for (1) year period, as may be applicable on 1st April of the relevant financial year plus 325 basis points;

Provided that for the estimation, prior to 1st April of a financial year, when MCLR is not available for the relevant year, the latest available one (1) year State Bank of India (SBI) rate on the 1st April of the year in which the petition is filed, shall be taken.

49.3 The Interest on working capital shall be payable on a normative basis, notwithstanding that the

transmission licensee has not taken a loan for working capital from any outside agency.

50. Return on Equity:

50.1 Return on equity for existing project shall be computed at the base rate of 15.50% for transmission system including communication system;

50.2 Return on equity for new project achieving COD on or after 01.04.2025 shall be computed at the base rate of 15.00% for the transmission system, including the communication system;

Provided that return on equity in respect of additional capitalization beyond the original scope, including additional capitalization on account of the emission control system, Change in Law, and Force Majeure shall be computed at the base rate of one-year marginal cost of lending rate (MCLR) of the State Bank of India plus 350 basis points as on 1st April of the year, subject to a ceiling of 14%;

Provided further that for the estimation, prior to 1st April of a financial year, when MCLR is not available for the relevant year, the latest available one (1) year SBI rate on the 1st April of the year in which the petition is filed, shall be taken.

50.3 The rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 50.1 & 50.2 above of these regulations shall be grossed up with the effective tax rate of the respective financial year. The effective tax rate shall be calculated at the beginning of every financial year based on the estimated profit and tax to be paid estimated in line with the provisions of the relevant financial act applicable for that final year to the concerned transmission licensee by excluding the income of non-transmission business and the corresponding tax thereof.

Provided that in case a transmission licensee is paying Minimum Alternate tax (MAT) under section 115 JB of the Income Tax Act, 1961, the effective tax rate shall be the MAT rate, including surcharge and cess;

Provided further that in case a transmission licensee has opted for Section 115 BAA, the effective tax rate shall be tax rate including surcharge and cess, as specified under section 115 BAA of the Income Tax Act, 1961.

51. Depreciation:

51.1 Depreciation for Existing projects shall be calculated annually based on the Straight Line Method and as per rates specified in prevailing CERC Regulations for the assets of the transmission system.

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from the effective date of commercial operation of the transmission system shall be spread over the balance useful life of the assets.

51.2 Depreciation shall be computed from the date of commercial operation of a transmission system or element thereof including communication system. In the case of the tariff of all elements of a transmission system including the communication system for which a single tariff needs to be determined, the depreciation shall be computed from the effective date of commercial operation of the generating station or the transmission system taking into consideration the depreciation of individual units:

Provided that the effective date of commercial operation shall be worked out by considering the actual date of commercial operation and installed capacity of all the units of the generating station or capital cost of all elements of the transmission system, for which a single tariff needs to be determined.

51.3 The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission. In case of multiple elements of a transmission system, the weighted average life for the transmission system shall be applied. Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation. In the case of commercial operation of the asset for a part of the year, depreciation shall be charged on a pro rata basis.

51.4 The transmission licensee, shall submit the details of capital expenditure proposed to be incurred during three years before the completion of useful life along with proper justification and proposed life extension. The Commission, based on prudence check of such submissions, shall approve the depreciation by equally spreading the depreciable value over the balance Operational

Life of the transmission system.

- 51.5 In case of de-capitalization of assets in respect of transmission system or element thereof, the cumulative depreciation shall be adjusted by taking into account the depreciation recovered in tariff by the de-capitalised asset during its useful service.

52. Interest on Loan and Finance Charges

- 52.1 The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio or allocated loan portfolio.

Provided that if there is no actual loan outstanding for a particular year but the normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest of the loan portfolio for the project shall be considered.

Provided further that if the transmission system does not have any actual loan, then one (1) year State Bank of India (SBI) MCLR/any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for one (1) year, as may be applicable as 1st April of the relevant year shall be considered as the interest rate for the purpose of allowing the interest on normative loan.

Provided also that for the purpose of estimation, prior to 1st April of a financial year, when MCLR is not available for the relevant year, the latest available one (1) year State Bank of India (SBI) MCLR rate on the 1st April of the year in which the petition is filed, shall be taken.

Provided further that if the transmission system have taken actual loan, then the weighted average rate of interest of the loan portfolio of the transmission licensee as a whole shall be considered.

53. Norms of Operations for Transmission Licensee

- 53.1 The norms of operations for a Transmission Licensee shall be applicable as specified below:

(A) Normative Annual Transmission System Availability Factor (NATAF):

- (a) For recovery of Annual Fixed Cost, NATAF shall be 98% for AC Transmission system;
(b) For Incentive, NATAF for AC Transmission system shall be 98.50%;

Provided that no Incentive shall be payable for availability beyond 99.75%;

Provided further that for transmission system, actual outage hours shall be considered for computation of availability up to two tripping per year. After two tripping in a year, for every tripping, an additional 12 hours of outage shall be considered in addition to the actual outage hours;

Provided also that in case of an outage of a transmission element affecting evacuation of power from a generating station, outage hours shall be multiplied by a factor of 2.

(B) Auxiliary Energy Consumption in the Sub-station

The charges for auxiliary energy consumption in the AC sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting and consumption in other equipment shall be borne by the transmission licensee and included in the normative operation and maintenance expenses.

(C) Transmission Loss

The energy losses in the transmission system of the Transmission Licensee, as determined by the State Load Despatch Centre, shall be borne by the Transmission System Users in proportion to their usage of the intra-state transmission system.

54. Non-Tariff Income

- 54.1 The amount of Non-Tariff Income relating to the transmission business as approved by the Commission shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in determining annual transmission charges of the Transmission Licensee:

Provided that the Transmission Licensee shall submit full details of its forecast of Non-Tariff Income to the Commission along with its application for determination of Aggregate Revenue Requirement.

- 54.2 The Non-Tariff Income shall inter-alia include:

- a) Income from rent on land or buildings;
b) Income from sale of scrap in excess of 10% of the salvage value;

- c) Income from statutory investments;
- d) Interest on advances to suppliers/contractors;
- e) Rental from staff quarters;
- f) Rental from contractors;
- g) Income from hire charges from contactors and others;
- h) Income from advertisements, etc.;
- i) Miscellaneous receipts ;
- j) Deferred Income from grant, subsidy, etc., as per Annual Accounts;
- k) Excess found on physical verification;
- l) Interest on investments, fixed and all deposits and bank balances;
- m) Prior period income, etc.:

Provided that the interest/dividend earned from investments made out of Return on Equity corresponding to the Licensed Business of the Transmission Licensee shall not be included in Non-Tariff Income.

55. Sharing of charges for Intra-State Transmission Network

- 55.1 The Aggregate Revenue Requirement of the Transmission Licensee, as approved by the Commission, shall be shared by all long-term users and medium-term users of the transmission system on a monthly basis in the ratio of their respective Allotted Transmission Capacity to the total Allotted Transmission Capacity, in accordance with the following formula:

$$ATC_n = (\text{Transmission ARR} / 12) \times (CC_n / SCC)$$

Where,

ATC_n = annual transmission charges payable by the n^{th} long-term user or medium-term user of the transmission system;

Transmission ARR = Aggregate Revenue Requirement of the Transmission Licensee, determined in accordance with these Regulations;

CC_n = Allotted Transmission Capacity by the n^{th} long-term user or medium-term user of the transmission system;

SCC = sum of Allotted Transmission Capacity by all long-term users and medium-term users of the transmission system:

Provided that the ATC_n shall be payable on a monthly basis by each long-term user or medium-term user of the transmission system and shall be collected by the State Transmission Utility (STU).

- 55.2 The short-term Open Access Consumers shall pay transmission charges on Rs/MW/day basis determined in accordance with Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (Connectivity and Open Access in Intra-State Transmission and Distribution) Regulations, 2017, as amended from time to time.

75% of charges collected from the short-term Open Access Consumers shall be adjusted towards reduction in the charges payable by the long-term and medium-term Open Access Consumers. The remaining 25% of the charges collected from short-term Open Access users shall be retained by the Transmission Licensee.

56. Consequential Impact of any Government of India Scheme

- 56.1 The consequential impact of any Government of India scheme for waiver/reduction of transmission charges, incentives, and losses for any entity/ies, on the transmission charges payable by the other entities, shall be addressed through separate Orders to be issued by the Commission from time to time.

Chapter 6: Distribution Wires Business

57. Separation of Accounts of Distribution Licensee

57.1 Every Distribution Licensee shall segregate accounts for Distribution Wires Business and Retail Supply Business and shall prepare an Allocation Statement. The wheeling charges pertaining to Distribution Wires Business of the Distribution Licensee shall be determined by the Commission on the basis of these segregated accounts:

Provided that in case complete accounting segregation has not been done, the following Allocation Statement shall be applicable:

Table 1: Allocation Statement for segregation of Distribution Wires Business and Retail Supply Business

Particulars	Wires Business (%)	Retail Supply Business (%)
Power Purchase Expenses	0%	100%
Inter-State Transmission Charges	0%	100%
Intra-State Transmission Charges	0%	100%
Employee Expenses	40%	60%
Administration & General Expenses	50%	50%
Repair & Maintenance Expenses	90%	10%
Capital Cost	90%	10%
Depreciation	90%	10%
Interest on Long-term Loan Capital	90%	10%
Interest on working capital and on consumer security deposits	10%	90%
Bad Debts Written off	0%	100%
Income Tax	90%	10%
Non-Tariff Income	10%	90%
Income from Other Business	50%	50%

Provided further that the above Allocation Statement shall be applied for all or any of the heads of expenditure and revenue, where actual accounting separation has not been done between the Distribution Wires Business and Retail Supply Business.

58. Applicability

58.1 The Regulations contained in this Chapter shall apply to the determination of wheeling charges for usage of distribution wires of a Distribution Licensee by a distribution system user, other than retail supply Consumers.

59. Aggregate Revenue Requirement for Distribution Wires Business

59.1 The wheeling charges for Distribution Wires Business of the Distribution Licensee shall provide for the recovery of the Aggregate Revenue Requirement, which shall comprise of the following:

- a) Return on Equity;
- b) Interest and finance charges on Loan;
- c) Depreciation;
- d) Interest on Working Capital and deposits from distribution system users;
- e) Operation and maintenance expenses;
- f) Income Tax;

Less:

- g) Non-Tariff Income;
- h) Income from Other Business, to the extent specified in these Regulations:

Provided that Return on Equity, Interest on Loan Capital, Depreciation, Interest on Working Capital, Interest on deposits from Consumers and distribution system users, and Income Tax for Distribution Wires Business shall be allowed in accordance with the provisions specified in

Chapter 3 of these Regulations:

Provided further that prior period income/expenses shall be allowed by the Commission at the time of truing up based on audited accounts, on a case-to-case basis, subject to prudence check:

Provided also that all penalties and compensation payable by the Licensee to any party for failure to meet any Standards of Performance or for damages, as a consequence of the orders of the Commission, Courts, Consumer Grievance Redressal Forum, and Ombudsman, etc., shall not be allowed to be recovered through the Aggregate Revenue Requirement:

Provided also that the Distribution Licensee shall maintain separate details of such penalties and compensation paid or payable by the Licensee, if any, and shall submit them to the Commission along with its Petition.

60. Operation and Maintenance (O&M) expenses for Distribution Wires Business

60.1 The Operation and Maintenance expenses for the Distribution Wires Business shall be computed in accordance with this Regulation.

60.2 Operation and Maintenance (O&M) expenses shall comprise of the following:

- a) Employee expenses - salaries, wages, pension contribution and other employee costs;
- b) Administrative and General expenses including insurance charges if any; and
- c) Repairs and Maintenance expenses.

60.3 The Distribution Licensee shall submit the required O&M expenses for the Control Period as a part of Multi Year Tariff Petition. O&M expenses for the base Year shall be approved by the Commission taking into account the latest available audited accounts, business plan filed by the Distribution Licensee, estimates of the actuals for the Base Year, prudence check and any other factors considered appropriate by the Commission.

60.4 O&M expenses for the n^{th} Year of the Control Period shall be approved based on the formula given below:

$$O\&M_n = (R\&M_n + EMP_n + A\&G_n) + \text{Terminal Liabilities}$$

Where,

$$R\&M_n = K \times GFA_{n-1} \times (1+WPI_{\text{inflation}})$$

$$EMP_n = (EMP_{n-1}) \times (1+G_n) \times (1+CPI_{\text{inflation}})$$

$$A\&G_n = (A\&G_{n-1}) \times (1+CPI_{\text{inflation}})$$

‘K’ is a constant (expressed in %). Value of K for each Year of the Control Period shall be determined by the Commission in the Multi Year Tariff Order based on Licensee’s filing, benchmarking of repair and maintenance expenses, approved repair and maintenance expenses vis-à-vis GFA approved by the Commission in past and any other factor considered appropriate by the Commission;

$CPI_{\text{inflation}}$ – is the average increase in Consumer Price Index (CPI) for immediately preceding three (3) Years before the base Year;

$WPI_{\text{inflation}}$ – is the average increase in the Wholesale Price Index (CPI) for immediately preceding three (3) Years before the base Year;

EMP_n – Employee expenses of the Distribution Licensee for the n^{th} Year;

$A\&G_n$ – Administrative and General expenses of the Distribution Licensee for the n^{th} Year;

$R\&M_n$ – Repair and Maintenance expenses of the Distribution Licensee for the n^{th} Year;

GFA_{n-1} – Gross Fixed Asset of the Distribution Licensee for the $n-1^{\text{th}}$ Year;

G_n is a growth factor for the n^{th} Year. Value of G_n shall be determined by the Commission for each Year in the Multi Year Tariff Order for meeting the additional manpower requirement based on Licensee’s filings, benchmarking, approved cost by the Commission in past and any other factor that the Commission feels appropriate:

Provided that in case the Distribution Licensee has been in operation for less than three (3) Years as on the date of effectiveness of these Regulations, O&M Expenses shall be determined on case to case basis.

60.5 Terminal liabilities of employees of Licensee including pension expenses etc. shall be approved as part of employee cost, as per actuals submitted by the Licensee, subject to prudence check or be

established through actuarial studies. Additionally, any variation due to changes recommended by the pay commission shall be allowed separately by the Commission, subject to prudence check.

- 60.6 For the purpose of estimation, the same value of factors – $CPI_{inflation}$ and $WPI_{inflation}$ shall be used for all Years of the Control Period. However, the Commission shall consider the actual values of base O&M components from audited accounts and also actual values of the factors – $CPI_{inflation}$ and $WPI_{inflation}$ during the truing up exercise for the Year for which true up is being carried out and true up the O&M Expenses for that Year.

Provided that at the time of truing up, the variation in the normative and actual O&M expenses shall be dealt in accordance with Regulation 15.

61. Norms of Working Capital for Distribution Wires Business

- 61.1 The Distribution Licensee shall be allowed interest on the estimated level of working capital for the Distribution Wires Business for the Financial Year, computed as follows:

- a) O&M Expenses for one (1) month; plus
- b) Maintenance spares at 40% of repair and maintenance expenses for one (1) month; plus
- c) Receivables equivalent to two (2) months of the expected revenue from charges for use of distribution wires at the prevailing tariff;

Less

- d) Amount, if any, held as security deposits under clause (b) of sub-section (1) of Section 47 of the Act from distribution system users except the security deposits held in the form of Bank Guarantees:

Provided that at the time of truing up for any year, the working capital requirement shall be re-calculated on the basis of the values of components of working capital approved by the Commission in the truing up.

- 61.2 The Rate of interest on working capital shall be equal to one (1) year State Bank of India (SBI) MCLR/any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for (1) year period, as may be applicable on 1st April of the relevant financial year plus 325 basis points;

Provided that for the estimation, prior to 1st April of a financial year, when MCLR is not available for the relevant year, the latest available one (1) year State Bank of India (SBI) rate on the 1st April of the year in which the petition is filed, shall be taken.

- 61.3 The Interest on working capital shall be payable on a normative basis, notwithstanding that the transmission licensee has not taken a loan for working capital from any outside agency.

62. Return on Equity

- 62.1 Return on Equity shall be computed on the paid-up equity capital determined in accordance with Regulation 28 for the assets put to use.

- 62.2 The Return on Equity shall be computed on average of equity capital at the beginning and end of year.

Provided that assets funded by consumer contribution, capital subsidies/grants and corresponding depreciation shall not form part of the capital base. Actual equity infused in the Distribution Licensee as per book value shall be considered as per actual and shall be used for computation in this Regulation.

- 62.3 The rate of return on equity for the Distribution Wire Business shall be allowed at 15.50%.

Provided that the rate of return on equity shall be grossed up with the effective tax rate of the respective financial year.

63. Depreciation

- 63.1 The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the assets admitted by the Commission;

Provided that the depreciation shall be allowed after reducing the approved original cost of the retired or replaced or decapitalized assets;

Provided also that no depreciation shall be allowed on the assets financed through consumer contribution, deposit work, capital subsidy or grant.

- 63.2 Depreciation shall be chargeable from the past year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for a part of the year, depreciation shall be charged on a pro-rata basis.
- 63.3 Depreciation for existing project shall be calculated based on the Straight Line Method and a rate specified in Appendix-1 of these Regulations.
- 63.4 Depreciation shall be allowed upto a maximum of 90% of the capital cost of the asset and 10% of the capital cost of the asset shall be considered a salvage value;
 Provided that the salvage value of I.T. equipment and computer software shall be considered at zero (0) percent of the allowable capital cost.
- 63.5 Land other than the land held under lease shall not be a depreciable asset.

64. Interest on Loan and Finance Charges

- 64.1 The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio or allocated loan portfolio;
 Provided that if there is no actual loan outstanding for a particular year but the normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest of the loan portfolio for the project shall be considered;
 Provided further that if the Distribution Wire Business does not have any actual loan, then one (1) year SBI MCLR/any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for one (1) year, as may be applicable on 1st April of the relevant years shall be considered as the rate of interest for the purpose of allowing the interest on normative loan.
 Provided also that for the purpose of estimation, prior to 1st April of a financial year, when MCLR is not available for the relevant year, the latest available one (1) year SBI MCLR rate on the 1st April of the year in which the petition is filed, shall be taken.

65. Non-Tariff Income

- 65.1 The amount of Non-Tariff Income relating to the Distribution Wires Business as approved by the Commission shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in determining the wheeling charges of Distribution Wires Business of the Distribution Licensee:
 Provided that the Distribution Licensee shall submit full details of its forecast of Non-Tariff Income to the Commission along with its application for determination of wheeling charges.
- 65.2 The Non-Tariff Income shall inter-alia include:
- a) Income from rent of land or buildings;
 - b) Income from sale of scrap in excess of 10% of the salvage value;
 - c) Income from statutory investments;
 - d) Income from interest on contingency reserve investment;
 - e) Interest on advances to suppliers/contractors;
 - f) Rental from staff quarters;
 - g) Rental from contractors;
 - h) Income from hire charges from contractors and others;
 - i) Income from advertisements, etc.;
 - j) Miscellaneous receipts;
 - k) Excess found on physical verification;
 - l) Deferred Income from grant, subsidy, etc., as per Annual Accounts;
 - m) Prior period income, etc.;
 - n) Interest on investments, fixed and all deposits and bank balances:

Provided that the interest/dividend earned from investments made out of Return on Equity corresponding to the Distribution Wires Business of the Distribution Licensee shall not be included in Non-Tariff Income.

66. Determination of Wheeling Charges

- 66.1 The Commission shall specify the Wheeling Charge of Distribution Wires Business of the

Distribution Licensee in its Order passed under sub-section (3) of Section 64 of the Act:

Provided that the revenue from wheeling charges paid by the distribution system users other than the retail Consumers under the above proviso shall be used to reduce the Aggregate Revenue Requirement of the Distribution Wires Business to be recovered from the retail Consumers of the concerned Distribution Licensee, in accordance with Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (Connectivity and Open Access in Intra-State Transmission and Distribution) Regulations, 2017, as amended from time to time.

67. Wheeling Losses

- 67.1 The Distribution Licensee shall be allowed to recover, in kind, the approved level of wheeling losses arising from the operation of the distribution system, as stipulated in the respective Tariff Order.

Chapter 7: Retail Supply of Electricity

68. Applicability

- 68.1 These Regulations shall apply to the determination of tariff for retail supply of electricity by a Distribution Licensee to its Consumers.

69. Aggregate Revenue Requirement for Retail Supply Business

- 69.1 The tariff for retail supply of the Distribution Licensee shall provide for the recovery of the Aggregate Revenue Requirement of the Retail Supply Business for the respective years of the Control Period, as approved by the Commission and comprising the following components:

- a) Cost of own power generation and power purchase expenses from other sources;
- b) Inter-State transmission charges;
- c) Intra-State transmission charges;
- d) SLDC fees and charges;
- e) Balance Aggregate Revenue Requirement for Distribution Wires Business, as determined under Chapter 6 of these Regulations, after deducting income from wheeling charges payable by distribution system users other than the retail Consumers getting electricity supply from the same Distribution Licensee in accordance with Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (Connectivity and Open Access in Intra-State Transmission and Distribution) Regulations, 2017, as amended from time to time;
- f) Provision for bad and doubtful debts written off;
- g) Return on Equity capital;
- h) Operation and Maintenance Expenses;
- i) Depreciation;
- j) Interest and finance charges on Loan Capital;
- k) Interest on Working Capital;
- l) Interest on consumer security deposits;
- m) Income Tax;

Less

- n) Non-Tariff income;
- o) Income from Other Business, to the extent specified in these Regulations;
- p) Receipts on account of Cross-Subsidy Surcharge;
- q) Receipts on account of Additional Surcharge:

Provided that prior period income/expenses shall be allowed by the Commission at the time of truing up based on audited accounts, on a case-to-case basis, subject to prudence check:

Provided further that all penalties and compensation payable by the Licensee to any party for failure to meet any Standards of Performance or for damages, as a consequence of the orders of the Commission, Courts, Consumer Grievance Redressal Forum, and Ombudsman, etc. or

penalty imposed by Commission on Licensee for non-compliance with Renewable Purchase Obligations in accordance with Joint Electricity Regulatory Commission for state of Goa & Union Territories (Procurement of Renewable energy) Regulations, 2010, as amended from time to time shall not be allowed to be recovered through the Aggregate Revenue Requirement:

Provided also that the Distribution Licensee shall maintain separate details of such penalties and compensation paid or payable by the Licensee, if any, and shall submit them to the Commission along with its Petition.

70. Cost of Power Purchase

- 70.1 The Distribution Licensee shall be allowed to recover the cost of power generated by the Generating Stations owned by it or purchased from approved sources for supply to Consumers based on the power procurement plan of the Distribution Licensee, approved by the Commission.
- 70.2 The Distribution Licensee shall recover the incremental cost on account of Fuel and Power Purchase Cost Adjustment Surcharge (FPPCAS) in accordance with the formula and related terms and conditions as specified in Regulation 21 of these Regulations.

71. Transmission Charges

- 71.1 The Distribution Licensee shall be allowed to recover transmission charges payable for access to and use of the inter-state and intra-State transmission system in accordance with the tariff approved by the Commission under Chapter 5 of these Regulations.

72. Operation and Maintenance (O&M) expenses for Retail Supply Business

- 72.1 The Operation and Maintenance Expenses for the Retail Supply Business shall be computed in accordance with this Regulation.
- 72.2 O&M Expenses shall comprise of the following:
- a) Employee expenses - salaries, wages, pension contribution and other employee costs;
 - b) Administrative and General expenses including insurance charges if any; and
 - c) Repairs and Maintenance expenses.
- 72.3 The Licensee shall submit the required O&M expenses for the Control Period as a part of Multi Year Tariff Petition. O&M expenses for the base year shall be approved by the Commission taking into account the latest available audited accounts, business plan filed by the Distribution Licensee, estimates of the actuals for the Base Year, prudence check and any other factors considered appropriate by the Commission.
- 72.4 O&M expenses for the n^{th} Year of the Control Period shall be approved based on the formula given below:

$$O\&M_n = (R\&M_n + EMP_n + A\&G_n) + \text{Terminal Liabilities}$$

Where,

$$R\&M_n = K \times GFA_{n-1} \times (1 + WPI_{\text{inflation}})$$

$$EMP_n = (EMP_{n-1}) \times (1 + G_n) \times (1 + CPI_{\text{inflation}})$$

$$A\&G_n = (A\&G_{n-1}) \times (1 + CPI_{\text{inflation}})$$

‘K’ is a constant (expressed in %). Value of K for each Year of the Control Period shall be determined by the Commission in the Multi Year Tariff Order based on Licensee’s filing, benchmarking of repair and maintenance expenses, approved repair and maintenance expenses vis-à-vis GFA approved by the Commission in past and any other factor considered appropriate by the Commission;

$CPI_{\text{inflation}}$ – is the average increase in Consumer Price Index (CPI) for immediately preceding three (3) Years before the base Year;

$WPI_{\text{inflation}}$ – is the average increase in the Wholesale Price Index (CPI) for immediately preceding three (3) Years before the base Year;

EMP_n – Employee expenses of the Distribution Licensee for the n^{th} Year;

$A\&G_n$ – Administrative and General expenses of the Distribution Licensee for the n^{th} Year;

$R\&M_n$ – Repair and Maintenance expenses of the Distribution Licensee for the n^{th} Year;

GFA_{n-1} – Gross Fixed Asset of the Distribution Licensee for the $n-1^{th}$ Year;

G_n is a growth factor for the n^{th} Year. Value of G_n shall be determined by the Commission for each Year in the Multi Year Tariff Order for meeting the additional manpower requirement based on Licensee's filings, benchmarking, approved cost by the Commission in past and any other factor that the Commission feels appropriate:

Provided that in case the Licensee has been in operation for less than three (3) Years as on the date of effectiveness of these Regulations, the O&M Expenses shall be determined on a case to case basis.

72.5 Terminal liabilities of employees of Licensee including pension expenses etc. shall be approved as part of employee cost, as per actuals submitted by the Licensee, subject to prudence check or be established through actuarial studies. Additionally, any variation due to changes recommended by the pay commission shall be allowed separately by the Commission, subject to prudence check.

72.6 For the purpose of estimation, the same value of factors – $CPI_{inflation}$ and $WPI_{inflation}$ shall be used for all Years of the Control Period. However, the Commission shall consider the actual values of base O&M components from audited accounts and also actual values of the factors – $CPI_{inflation}$ and $WPI_{inflation}$ during the truing up exercise for the Year for which true up is being carried out and true up the O&M Expenses for that Year, only to the extent of inflation.

Provided that at the time of truing up, the variation in the normative and actual O&M expenses shall be dealt in accordance with Regulation 15.

73. Return on Equity

73.1 Return on Equity shall be computed on the paid-up equity capital determined in accordance with Regulation 28 for the assets put to use.

73.2 The Return on Equity shall be computed on average of equity capital at the beginning and end of year.

Provided that assets funded by consumer contribution, capital subsidies/grants and corresponding depreciation shall not form part of the capital base. Actual equity infused in the Distribution Licensee as per book value shall be considered as per actual and shall be used for computation in this Regulation.

73.3 The rate of return on equity for the Retail Supply Business shall be allowed at 16%.

Provided that the rate of return on equity shall be grossed up with the effective tax rate of the respective financial year.

74. Depreciation

74.1 The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the assets admitted by the Commission;

Provided that the depreciation shall be allowed after reducing the approved original cost of the retired or replaced or decapitalized assets;

Provided also that no depreciation shall be allowed on the assets financed through consumer contribution, deposit work, capital subsidy or grant.

74.2 Depreciation shall be chargeable from the past year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for a part of the year, depreciation shall be charged on a pro-rata basis.

74.3 Depreciation for existing project shall be calculated based on the Straight Line Method and a rate specified in Appendix-1 of these Regulations.

74.4 Depreciation shall be allowed upto a maximum of 90% of the capital cost of the asset and 10% of the capital cost of the asset shall be considered a salvage value;

Provided that the salvage value of I.T. equipment and computer software shall be considered at zero(0) percent of the allowable capital cost.

74.5 Land other than the land held under lease shall not be a depreciable asset.

75. Interest on Loan and Finance Charges

75.1 The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio or allocated loan portfolio;

Provided that if there is no actual loan outstanding for a particular year but the normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest of the loan portfolio for the project shall be considered;

Provided also that if the Retail Supply Business does not have any actual loan, then one (1) year SBI MCLR/any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for one (1) year, as may be applicable on 1st April of the relevant years shall be considered as the rate of interest for the purpose of allowing the interest on normative loan.

Provided further that for the purpose of estimation, prior to 1st April of a financial year, when MCLR is not available for the relevant year, the latest available one (1) year SBI MCLR rate on the 1st April of the year in which the petition is filed, shall be taken.

76. SLDC Fees & Charges

76.1 The Distribution Licensee shall be allowed to recover SLDC fees and charges payable to SLDC in accordance with the tariff approved by the Commission.

77. Provision for bad and doubtful debts

77.1 The Commission may allow bad debts written off as a pass through in the Aggregate Revenue Requirement, based on the trend of bad debts written off in the previous years, subject to prudence check:

Provided that the Commission shall true up the bad debts written off in the Aggregate Revenue Requirement, based on the actual write off of bad debts excluding delayed payment charges waived off, if any, during the year, subject to prudence check:

Provided also that the provision for bad and doubtful debts shall be limited to 1% of the annual Revenue Requirement of the Distribution Licensee:

Provided further that if subsequent to the write off of a particular bad debt, revenue is realised from such bad debt, the same shall be included as an uncontrollable item under the Non-Tariff Income of the year in which such revenue is realised.

78. Norms of Working Capital for Retail Supply Business

78.1 The Distribution Licensee shall be allowed interest on the estimated level of working capital for the Retail Supply Business for the Financial Year, computed as follows:

- a) O&M Expenses for one (1) month; plus
- b) Maintenance spares at 40% of repair and maintenance expenses for one (1) month; plus
- c) Receivables equivalent to two (2) months of the expected revenue from Consumers at the prevailing tariff;

Less

- d) Power Purchase cost for one (1) month;

Provided that the Power Purchase cost including cost of REC paid in advance; if any shall be excluded;

plus

- e) Amount, if any, held as security deposits under clause (b) of sub-section (1) of Section 47 of the Act from Consumers except the security deposits held in the form of Bank Guarantees:

Provided that at the time of truing up for any Year, the working capital requirement shall be recalculated on the basis of the values of components of working capital approved by the Commission in the truing up.

78.2 The Rate of interest on working capital shall be equal to one (1) year State Bank of India (SBI) MCLR/any replacement thereof as notified by RBI for the time being in effect applicable for (1) year period, as may be applicable on 1st April of the relevant financial year plus 325 basis points;

Provided that for the estimation, prior to 1st April of a financial year, when MCLR is not available for the relevant year, the latest available one (1) year State Bank of India (SBI) rate on the 1st April of the year in which the petition is filed, shall be taken.

78.3 The Interest on working capital shall be payable on a normative basis, notwithstanding that the transmission licensee has not taken a loan for working capital from any outside agency.

79. Non-Tariff Income

79.1 The amount of Non-Tariff Income relating to the retail supply of electricity as approved by the Commission shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in calculating the tariff for retail supply of electricity by the Distribution Licensee:

Provided that the Distribution Licensee shall submit full details of its forecast of Non-Tariff Income to the Commission along with its application for determination of tariff.

79.2 The Non-Tariff Income shall inter-alia include:

- a) Income from rent of land or buildings;
- b) Income from sale of scrap in excess of 10% of the salvage value;
- c) Income from statutory investments;
- d) Interest on advances to suppliers/contractors;
- e) Rental from staff quarters;
- f) Rental from contractors;
- g) Income from hire charges from contractors and others;
- h) Income from advertisements, etc.;
- i) Meter/metering equipment/service line rentals;
- j) Service charges;
- k) Consumer charges;
- l) Recovery for theft and pilferage of energy;
- m) Rebate availed on account of timely payment of bills;
- n) Miscellaneous receipts;
- o) Deferred Income from grant, subsidy, etc., as per Annual Accounts;
- p) Prior period income, etc.;
- q) Interest on investments, fixed and all deposits and bank balances;
- r) Delayed Payment Surcharge received from the consumer;

Provided that the interest/dividend earned from investments made out of Return on Equity corresponding to the Retail Supply Business of the Distribution Licensee shall not be included in Non-Tariff Income:

Provided further that any income earned by a Distribution Licensee by sale of power to other Distribution Licensees or to Consumers as per Section 56 of the Act using the existing power purchase agreements or bulk supply capacity allocated to the Distribution Licensee's Area of Supply shall be reduced from the Aggregate Revenue Requirement of the Distribution Licensee for the purpose of determination of tariff. Such reduction shall be carried out in accordance with Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (Connectivity and Open Access in Intra-State Transmission and Distribution) Regulations, 2017, as amended from time to time.

80. Subsidy

80.1 The Commission shall determine the ARR and Tariff without considering subsidy.

Provided that in case the State Government declares subsidy in advance or during tariff filing proceedings and the licensee incorporates the subsidy in the petition, the Commission shall notify two tariff schedules, one with subsidy and the other without subsidy:

Provided further that the Government's subsidy provided for or declared shall be supported by documentary evidence of time schedule of payment, mode of the payment of the subsidy and categorization of the subsidy amount into subsidized consumer categories:

80.2 The Commission may clarify in the tariff order, post the declaration from the Government, the quantum of the Government's subsidy as applicable to the fuel cost adjustment along with the range (%) of variable cost up to which the fuel adjustment cost shall not be passed to the consumers, category wise classification, mode of payment and schedule of payment etc.

80.3 In case of no disbursement or delayed disbursement of subsidy by the Government, the licensee shall charge consumers as per the tariff schedule which is approved by the Commission, without

consideration of subsidy.

- 80.4 The distribution licensee(s) shall submit to the Commission on quarterly basis the information on subsidy due, subsidy overdue and subsidy realized based on actual energy supplied to subsidized categories of consumer. The report on subsidy status shall be hosted on the distribution licensee's website

81. Receipts on account of Cross-Subsidy Surcharge and Additional Surcharge

- 81.1 The Cross-Subsidy Surcharge and Additional Surcharge received by the Distribution Licensee in accordance with the Joint Electricity Regulatory Commission for the State of Goa and Union Territories (Connectivity and Open Access in Intra-State Transmission and Distribution) Regulations, 2017, as amended from time to time, at the rate approved by the Commission shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement, at the time of truing up.

82. AT&C Losses

- 82.1 The Distribution Licensee shall recover the approved level of AT&C losses arising from the Retail Supply of electricity.
- 82.2 The AT&C loss shall be computed as per the methodology specified in Annexure-I.
- 82.3 The Commission may stipulate a trajectory for AT&C losses including distribution losses and collection efficiency for the Control Period in accordance with these Regulations, as part of the Multi Year Tariff Order.
- 82.4 Any variation between the actual level of AT&C losses and the approved level shall be dealt with, as part of the Truing up exercise in accordance with Regulation 15.

83. Determination of Tariff & Tariff Design

- 83.1 The tariff for retail supply by the Distribution Licensee for each year of the control period shall be determined by the Commission as a part of the MYT Petition filed by the Distribution Licensee in accordance with these Regulations:

Provided that the Aggregate Revenue Requirement of the Distribution Licensee shall be allocated or apportioned between the Distribution Wires Business and Retail Supply Business in accordance with Table 1 in Regulation 57, till the accounts for Distribution Wires Business and Retail Supply Business are not separated:

Provided further that the tariff for retail supply may comprise of any combination of fixed/demand charges, energy charges, and any other charges, for the purpose of recovery from the Consumers, as may be stipulated by the Commission:

Provided also that the Commission may determine the area-wise tariff for Distribution Licensee based on the performance parameters as may be stipulated by the Commission.

- 83.2 The Commission may categorize Consumers on the basis of their load factor, power factor, voltage, total consumption of electricity during any specified period or the time at which the supply is required or the geographical position of any area, the nature of supply and the purpose for which the supply is required and any other factor as considered appropriate by the Commission.
- 83.3 The Commission shall endeavour to determine the cost of supply for each category/ sub-category of Consumers.
- 83.4 The Commission shall endeavour to reduce gradually the cross-subsidy between Consumer categories with respect to the cost of supply in accordance with the provisions of the Act.
- 83.5 The tariff proposal by Licensee and the tariff determination by the Commission shall be based on the following principles:
- (a) The tariff for all categories shall preferably be two part, consisting of fixed and variable charges.
 - (b) The fixed charges in tariff shall progressively reflect the actual fixed cost incurred by Distribution Licensee;
 - (c) The overall retail supply tariff for different Consumer categories shall progressively reflect the cost of supply for respective categories of Consumers;
 - (d) The tariff for residential Consumers shall be set considering the affordability of tariff for various class of Consumers;
 - (e) The tariff shall be set in such a manner that it may not present a tariff shock to any category

of Consumers.

Chapter 8: Miscellaneous

84. Saving of Inherent Power of the Commission

- 84.1 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 for ends of justice or to prevent the abuse of the process of the Commission.
- 84.2 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.
- 84.3 Nothing in these Regulations shall, expressly or by implication, bar the Commission to deal with any matter or exercise 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.

85. Issue of Orders and Practice Directions

- 85.1 Subject to the provision of the Act and these Regulations, the Commission may, from time to time, issue Orders and Practice directions with regard to the implementation of these Regulations and procedure to be followed on various matters.

86. Power to amend

- 86.1 The Commission may, at any time, vary, alter, modify or amend any provisions of these Regulations following the due process of law.

87. Power to remove difficulties

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

88. Power of Relaxation

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

89. Interpretation

- 89.1 If a question arises relating to the interpretation of any provision of these Regulations, the decision of the Commission shall be final.

S. D. SHARMA, Secy. I/C, JERC
[ADV.T.-III/4/Exty./698/2024-25]

Appendix –I: Depreciation Schedule and Useful Life for assets

(a) Generation and Transmission Assets

The Useful Life and depreciation rates for generation and transmission assets shall be as specified in the prevalent CERC Tariff Regulations.

(b) Distribution Assets

S. No	Asset Class	Useful Life (Years)	Rate (%)
1	Land owned under full title	Infinity	0
2	Land held under lease		
(A)	For investment in land	Period of lease or the period remaining unexpired on the assignment of the lease	0

(B)	For cost of clearing site	Period of lease remaining unexpired at the date of clearing the site	0
3	Assets purchased new		
(A)	Buildings and civil engineering works of a permanent character, not mentioned above:		
(i)	Offices and showrooms	50	1.80
(ii)	Temporary erection such as wooden structures	5	18.00
(iii)	Roads other than kutchra roads	50	1.80

S. No	Asset Class	Useful Life (Years)	Rate (%)
(iv)	Others	50	1.80
(B)	Transformers, transformer (kiosk) substation equipment & other fixed apparatus (including plant foundations)		
(i)	Transformers (including foundations) having a rating of 100 kilo volt amperes (kVA) and over	25	3.60
(ii)	Others	25	3.60
(C)	Switchgear, including cable connections	25	3.60
(D)	Lightning arrestors:		
(i)	Station type	25	3.60
(ii)	Pole type	15	6.00
(iii)	Synchronous condenser	35	2.57
(E)	Batteries	5	18.00
(F)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	35	2.57
(G)	Cable duct system	50	1.80
(H)	Overhead lines including supports:		
(i)	Lines on fabricated steel operating at nominal voltages higher than 66 kV	35	2.57
(ii)	Lines on steel supports operating at nominal voltages higher than 11 kV but not exceeding 66 kV	25	3.60
(iii)	Lines on steel or reinforced concrete supports	25	3.60
(iv)	Lines on treated wood supports	25	3.60
(I)	Meters		
	Electro Mechanical	15	6.00

	Electronic/Smart Meters	10	9.00
(J)	Self propelled vehicles	5	18.00
(K)	Air conditioning plants:		
(i)	Static	15	6.00
(ii)	Portable	5	18.00
(L)	Others		
(i)	Office furniture and fittings	15	6.00

S. No	Asset Class	Useful Life (Years)	Rate (%)
(ii)	Office equipment	15	6.00
(iii)	Internal wirings including fittings and apparatus	15	6.00
(iv)	Street Light fittings	15	6.00
(M)	Apparatus let on hire:		
(i)	Other than motors	5	18.00
(ii)	Motors	15	6.00
(N)	Communication equipment		
(i)	Radio and higher frequency carrier systems	15	6.00
(ii)	Telephone lines and telephones	15	6.00
(O)	I.T. Equipment and Software	6.67	15.00
(P)	Assets purchased in second hand and assets not otherwise provided for in the schedule	such reasonable period as the Commission determines in each case having regard to the nature, age and conditions of assets at the time of its acquisition by the current owner	

Annexure - I**METHODOLOGY FOR COMPUTATION OF AT&C LOSS**

Name of State				
Name of Distribution licensee				
S. No.	Particulars	Calculation	Unit	Year
1	Generation (own as well as any other connected generation net after deducting auxiliary consumption) within area of supply of Distribution licensee.	A	MU	
2	Input energy (metered Import) received at interface point of Distribution licensee's network	B	MU	
3	Input energy (metered Export) by the Distribution licensee at interface points of Distribution licensee network	C	MU	

4	Total Energy available for sale within the licensed area to the consumers of the Distribution licensee.	$D=A+B-C$	MU	
5	Energy billed to metered consumers within the licensed area of the Distribution licensee.	E	MU	
6	Total Energy Billed	$G=E$	MU	
7	Amount billed to consumer within the licensed area of the Distribution licensee.	H	Rs	
8	Late payment Surcharge	I	Rs.	
9	Amount realized by the Distribution licensee out of the amount Billed at H#	J	Rs	
10	Subsidy Amount Received	K	Rs.	
11	Amount Realised on account of theft cases	L	Rs.	
12	Energy Realized on account of theft cases	$M=(L \times G)/H$	MU	
13	Collection Efficiency (%)	$(H+K+L) \times 100$	%	
14	Energy Realized by the Distribution licensee.	$P=N \times G$	MU	
15	Distribution Loss (%)	$Q=\{(D-G)/D\} \times 100$	%	
16	AT&C Loss (%)	$R=\{(D-(P+M))/D\} \times 100$	%	
# Amount received in the current year for the amount billed in the previous years should not be excluded in this head. However, subsidy received against the current year's sale should be considered in this head.				
Note: Audited figures must be taken from the Commercial Department of the utility (Billing and Revenue Section) for computing the AT&C losses.				