



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-जे.के.-अ.-12082026-275398
CG-JK-E-12082026-275398

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 441]	नई दिल्ली, बृहस्पतिवार, जुलाई 9, 2026/ आषाढ 18, 1948
No. 441]	NEW DELHI, THURSDAY, JULY 9, 2026/ASHADHA 18, 1948

संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग
(केंद्रशासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्रशासित प्रदेश लद्दाख के लिए)
अधिसूचना
जम्मू, 18 जून, 2026

क्रमांक जेईआरसी-जेकेएल/रेग/2026/01.—विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का अधिनियम संख्या 36) (इसके बाद 'अधिनियम' के रूप में संदर्भित) 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 पठित धारा 181 की उप-धारा (2) और इस संबंध में इसे सक्षम करने वाली अन्य सभी शक्तियों द्वारा प्रदत्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, केंद्र शासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग इसके द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है।

अध्याय 1: प्रारंभिक

1. संक्षिप्त शीर्षक, प्रारंभ और विस्तार

- 1.1. इन विनियमों को "संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (उत्पादन, पारेषण, वितरण और बहुवर्षीय टैरिफ), विनियम, 2025" कहा जाएगा।
- 1.2. ये विनियम आधिकारिक राजपत्र में उनके प्रकाशन की तिथि से लागू होंगे और 31 मार्च, 2029 तक लागू रहेंगे, जब तक कि अन्यथा समीक्षा/विस्तार न किया जाए।
- 1.3. ये विनियम पूरे केंद्र शासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख पर लागू होते हैं।

2. परिभाषाएं

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

1. **"लेखा विवरण"** का अर्थ प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए, बैलेंस शीट, लाभ और नुकसान विवरण, नकदी प्रवाह विवरण और वैधानिक लेखा परीक्षकों की रिपोर्ट के साथ-साथ उससे संबंधित टिप्पणियों से होगा:

बशर्ते कि बिजली के वितरण के व्यवसाय से जुड़े किसी भी स्थानीय प्राधिकरण के मामले में, लेखांकन विवरण का अर्थ ऊपर उल्लिखित वस्तुओं से होगा, जिन्हें ऐसे स्थानीय प्राधिकरण पर लागू प्रासंगिक अधिनियमों या कानूनों के अनुसार तैयार और बनाए रखा जाएगा;

2. **"अधिनियम"** का अर्थ समय-समय पर संशोधित विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) होगा;
3. **"कुल राजस्व आवश्यकता"** या **"एआरआर"** का अर्थ वार्षिक राजस्व आवश्यकता होगी जिसमें इन विनियमों के अनुसार, आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ और शुल्कों के माध्यम से वसूली के लिए उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी, या वितरण लाइसेंसधारी से संबंधित स्वीकार्य व्यय और पूंजी पर रिटर्न शामिल होगा;
4. **"आवंटन विवरण"** प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए, वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के बीच विभाजन या आवंटन द्वारा निर्धारित किसी भी राजस्व, लागत, परिसंपत्ति, देयता, आरक्षित या प्रावधान आदि की मात्रा दिखाने वाला एक विवरण होगा;
5. **"आवंटित पारेषण क्षमता"** का अर्थ सामान्य परिस्थितियों में इंद्रा स्टेट पारेषण प्रणाली पर दीर्घकालिक उपभोक्ता या मध्यम अवधि के उपभोक्ता को दिए गए इंजेक्शन के निर्दिष्ट बिंदु और निकासी के बिंदु (बिंदुओं) के बीच मेगावाट में बिजली हस्तांतरण होगा और अभिव्यक्ति "पारेषण क्षमता का आवंटन" का अर्थ तदनुसार समझा जाएगा;
6. **"सहायक ऊर्जा की खपत " या " औक्स "** का अर्थ है जनरेटिंग स्टेशन के मामले में किसी अवधि के संबंध में, जनरेटिंग स्टेशन के सहायक उपकरणों द्वारा खपत की गई ऊर्जा की मात्रा, जैसे कि जनरेटिंग स्टेशन और ट्रांसफार्मर के स्विचयार्ड सहित संयंत्र और मशीनरी के संचालन के उद्देश्य से उपयोग किए जाने वाले उपकरण। जनरेटिंग स्टेशन के भीतर होने वाली नुकसान, जनरेटिंग स्टेशन की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पन्न सकल ऊर्जा के योग के प्रतिशत के रूप में व्यक्त की जाती है:

बशर्ते कि सहायक ऊर्जा खपत में हाउसिंग कॉलोनी और जनरेटिंग स्टेशन पर अन्य सुविधाओं के लिए बिजली की आपूर्ति के लिए खपत की गई ऊर्जा और जनरेटिंग स्टेशन पर निर्माण कार्यों के लिए खपत की गई बिजली शामिल नहीं होगी;

7. **"आवेदक"** का अर्थ एक उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी, या वितरण लाइसेंसधारी होगा जिसने अधिनियम और इन विनियमों के अनुसार कुल राजस्व आवश्यकता और टैरिफ के निर्धारण के लिए आवेदन किया है और इसमें एक उत्पादन कंपनी, पारेषण

लाइसेंसधारी, या वितरण लाइसेंसधारी शामिल होगा जिसका टैरिफ आयोग द्वारा स्वतः संज्ञान के आधार पर निर्धारित किया जा रहा है;

8. "आपूर्ति का क्षेत्र" इसका अर्थ वह क्षेत्र होगा जिसके भीतर एक वितरण लाइसेंसधारी बिजली की आपूर्ति करने के लिए अपने लाइसेंस द्वारा अधिकृत है;
9. "प्राधिकरण" इसका अर्थ अधिनियम की धारा 70 में निर्दिष्ट केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण होगा;
10. किसी निश्चित अवधि के लिए पारेषण प्रणाली के संबंध में "उपलब्धता" का अर्थ उस अवधि के दौरान घंटों में समय होगा जब पारेषण प्रणाली दिए गए अवधि में कुल घंटों के प्रतिशत में व्यक्त अपने रेटेड वोल्टेज पर बिजली संचारित करने में सक्षम है ;
11. "बैंक दर" का अर्थ भारतीय रिज़र्व बैंक द्वारा समय-समय पर घोषित बैंक दर से होगा;
12. "आधार वर्ष" का अर्थ नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष से ठीक पहले का वर्ष होगा और इन विनियमों के प्रयोजन के लिए उपयोग किया जाएगा;
13. "थोक विद्युत पारेषण समझौता" का अर्थ एक निष्पादित समझौता होगा जिसमें वे नियम और शर्तें शामिल होंगी जिनके तहत एक पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ता पारेषण लाइसेंसधारी के इंटर-स्टेट पारेषण प्रणाली तक पहुंचने का हकदार है;
14. "कानून में बदलाव" का अर्थ निम्नलिखित में से किसी भी घटना का घटित होना होगा:
 - 1) किसी नए भारतीय कानून को अधिनियमित करना, लागू करना, या प्रख्यापित करना: या
 - 2) किसी भी मौजूदा भारतीय कानून को अपनाना, संशोधित करना, परिवर्तित करना, निरस्त करना या पुनः अधिनियमित करना: या
 - 3) सक्षम न्यायालय, न्यायाधिकरण, या भारतीय सरकारी साधन द्वारा किसी भी भारतीय कानून की व्याख्या या आवेदन में परिवर्तन, जो ऐसी व्याख्या या आवेदन के लिए कानून के तहत अंतिम प्राधिकारी है: या
 - 4) परियोजना के लिए किसी भी सहमति या मंजूरी या अनुमोदन, या उपलब्ध या प्राप्त लाइसेंस की किसी शर्त या अनुबंध में किसी सक्षम वैधानिक प्राधिकारी द्वारा परिवर्तन: या
 - 5) भारत सरकार और किसी अन्य संप्रभु सरकार के बीच किसी द्विपक्षीय या बहुपक्षीय समझौते/संधि को लागू करना या उसमें बदलाव करना, जिसका इन विनियमों के तहत विनियमित उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली पर प्रभाव हो;
15. "केंद्रीय आयोग" या "सीईआरसी" का अर्थ अधिनियम की धारा 76 की उप-धारा (1) में निर्दिष्ट केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग होगा ;
16. "आयोग" का अर्थ अधिनियम की धारा 83 में संदर्भित केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग होगा;
17. "नियंत्रण अवधि" का अर्थ 1 अप्रैल, 2026 से 31 मार्च, 2029 तक तीन (3) वित्तीय वर्षों की अवधि होगी;
18. "सेंट्रल ट्रांसमिशन यूटिलिटी" या "सीटीयू" का अर्थ किसी भी सरकारी कंपनी से होगा जिसे केंद्र सरकार अधिनियम की धारा 38 की उप-धारा (1) के तहत अधिसूचित कर सकती है;
19. "कट-ऑफ तिथि" का अर्थ परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के वर्ष से दो (2) वर्षों के बाद समापन वर्ष का 31 मार्च होगा, और यदि परियोजना को वर्ष की अंतिम तिमाही में वाणिज्यिक संचालन के तहत घोषित किया जाता है, तो कट-ऑफ तिथि वाणिज्यिक संचालन के वर्ष से तीन (3) वर्षों के बाद बंद होने वाली वर्ष की 31 मार्च होगी:

बशर्ते कि "कट-ऑफ तिथि" को आयोग द्वारा बढ़ाया जा सकता है यदि दस्तावेजी साक्ष्य के आधार पर यह साबित हो जाता है कि परियोजना डेबलपर के नियंत्रण से परे कारणों से कट-ऑफ तिथि के भीतर पूंजीकरण नहीं किया जा सका;

20. **"उपभोक्ता"** वह व्यक्ति होगा जिसे किसी लाइसेंसधारी या सरकार द्वारा या इस अधिनियम या उस समय लागू किसी अन्य कानून के तहत जनता को बिजली आपूर्ति के व्यवसाय में लगे किसी अन्य व्यक्ति द्वारा अपने उपयोग के लिए बिजली की आपूर्ति की जाती है और इसमें कोई भी व्यक्ति शामिल है जिसका परिसर फिलहाल लाइसेंसधारी, सरकार या ऐसे अन्य व्यक्ति के कार्यों से बिजली प्राप्त करने के उद्देश्य से जुड़ा हुआ है, लेकिन यह राज्य के भीतर ऐसे उपभोक्ताओं तक ही सीमित रहेगा;
21. **"अनुबंधित क्षमता"** का अर्थ पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ता द्वारा अनुबंधित मेगावाट में क्षमता से होगा;
22. **"दिन"** का अर्थ 00.00 बजे शुरू होने वाला और 24.00 बजे समाप्त होने वाला दिन होगा;
23. **"वाणिज्यिक संचालन की तिथि" या "सीओडी"** का अर्थ पारेषण प्रणाली के मामले में पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा 00.00 बजे से घोषित तिथि होगी, जिसके लिए पारेषण प्रणाली का एक तत्व बिजली और संचार सिग्नल भेजने से प्राप्त करने वाले छोर तक संचारित करने के लिए सफल परीक्षण संचालन के बाद नियमित सेवा में है:

बशर्ते कि जहां पारेषण लाइन या सबस्टेशन किसी विशेष उत्पादन स्टेशन से बिजली की निकासी के लिए समर्पित है, वहां उत्पादन कंपनी और पारेषण लाइसेंसधारी जहां तक संभव हो, उत्पादन स्टेशन और पारेषण प्रणाली को एक साथ चालू करने का प्रयास करेंगे और उचित कार्यान्वयन समझौते के माध्यम से इसे सुनिश्चित करेंगे:

बशर्ते कि यदि पारेषण प्रणाली या उसके किसी तत्व को पारेषण लाइसेंसधारी या उसके आपूर्तिकर्ता या उसके ठेकेदारों के लिए जिम्मेदार नहीं बल्कि संबंधित उत्पादन स्टेशन के चालू होने में देरी के कारण नियमित सेवा से या अपस्ट्रीम या डाउनस्ट्रीम पारेषण प्रणाली को चालू करने में रोका जाता है, पारेषण लाइसेंसधारी ऐसे पारेषण प्रणाली या उसके किसी तत्व के वाणिज्यिक संचालन की तिथि के अनुमोदन के लिए एक उपयुक्त आवेदन के माध्यम से आयोग से संपर्क करेगा:

बशर्ते कि किसी उत्पादन स्टेशन के लिए वाणिज्यिक परिचालन की तिथि प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में परिभाषित की जाएगी;

24. **"डी-कैपिटलाइजेशन"** का अर्थ आयोग द्वारा अनुमोदित संपत्तियों को हटाने/निकालने के अनुरूप परियोजना की सकल अचल संपत्तियों में कमी होगी;
25. **"वितरण व्यवसाय"** का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र में बिजली की आपूर्ति के लिए वितरण प्रणाली के संचालन और रखरखाव का व्यवसाय होगा;
26. **"वितरण लाइसेंसधारी"** का अर्थ अपने आपूर्ति क्षेत्र में उपभोक्ताओं को बिजली की आपूर्ति के लिए वितरण प्रणाली को संचालित करने और बनाए रखने के लिए अधिकृत लाइसेंसधारी होगा;
27. **"वितरण तार व्यवसाय"** का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र में बिजली के संचालन के लिए वितरण प्रणाली के संचालन और रखरखाव का व्यवसाय होगा;
28. **"ऊर्जा भंडारण प्रणाली"** अथवा "ईएसएस" से तात्पर्य विद्युत प्रणाली के संदर्भ में ऐसी सुविधा से है, जिसमें विद्युत ऊर्जा को किसी भी ऐसे ऊर्जा रूप में परिवर्तित किया जाता है जिसे संग्रहीत किया जा सके, तथा तत्पश्चात उसे पुनः विद्युत ऊर्जा में परिवर्तित कर ग्रिड में प्रविष्ट कराया जाता है;
29. **"ऊर्जा भंडारण प्रणाली विकासकर्ता"** अथवा "ईएसएसडी" से अभिप्राय इन विनियमों के अंतर्गत लाभार्थी को विद्युत के भंडारण एवं

आपूर्ति हेतु ईएसएस सुविधा का स्वामित्व रखने/संचालित करने वाली इकाई से है।

30. "टैरिफ और शुल्क से अपेक्षित राजस्व" का अर्थ मौजूदा टैरिफ पर विनियमित व्यवसाय से उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी को प्राप्त होने वाला अनुमानित राजस्व होगा;
31. "विद्युत आपूर्ति कोड" का अर्थ अधिनियम की धारा 50 के तहत निर्दिष्ट विद्युत आपूर्ति कोड होगा;
32. "मौजूदा परियोजना" का अर्थ 1 अप्रैल, 2024 से पहले वाणिज्यिक संचालन के तहत घोषित परियोजना होगी;
33. "अप्रत्याशित घटना" का अर्थ किसी भी पार्टी, किसी भी घटना या परिस्थिति के संबंध में होगा; या नीचे बताई गई घटनाओं या परिस्थितियों सहित संयोजन, जो उचित नियंत्रण में नहीं हैं, और यह उस पक्ष की किसी चूक या कृत्य के कारण नहीं है और जिसे उचित देखभाल और परिश्रम से टाला नहीं जा सकता था, और पूर्वगामी की व्यापकता को सीमित किए बिना, इसमें निम्नलिखित घटनाएं शामिल होंगी:
 - 1) बिजली, सूखा, आग और विस्फोट, भूकंप, ज्वालामुखी विस्फोट, भूस्खलन, बाढ़, चक्रवात, तूफान, बवंडर, भूवैज्ञानिक आश्चर्य, या असाधारण प्रतिकूल मौसम की स्थिति सहित ईश्वर का एक कार्य जो पिछले सौ वर्षों के सांख्यिकीय उपायों से अधिक है: या
 - 2) युद्ध, आक्रमण, सशस्त्र संघर्ष या विदेशी शत्रु का कोई कार्य, नाकाबंदी, प्रतिबंध, क्रांति, दंगा, विद्रोह, आतंकवादी या सैन्य कार्यवाही: या
 - 3) भारत में राष्ट्रव्यापी प्रभाव डालने वाली उद्योग-व्यापी हड़तालें और श्रमिक गड़बड़ी;
34. "उत्पादन कंपनी" का अर्थ है कोई कंपनी या कॉर्पोरेट निकाय या एसोसिएशन या व्यक्तियों का निकाय होगा, चाहे निगमित हो या न हो, या कृत्रिम न्यायिक व्यक्ति, जो उत्पादन स्टेशन का मालिक है या उसका संचालन या रखरखाव करता है और इन विनियमों के प्रयोजन के लिए, नवीकरणीय स्रोतों से बिजली पैदा करने वाली कंपनी को बाहर रखा जाएगा;
35. "जनरेटिंग स्टेशन" का अर्थ बिजली पैदा करने के लिए कोई भी स्टेशन होगा, जिसमें स्टेप-अप ट्रांसफार्मर, स्विचगियर, स्विच यार्ड, केबल, या अन्य सहायक उपकरण, यदि कोई हो, के साथ कोई भवन और संयंत्र शामिल है, जिसका उस उद्देश्य और उसकी साइट के लिए उपयोग किया जाता है; जनरेटिंग स्टेशन के लिए उपयोग की जाने वाली साइट, और जनरेटिंग स्टेशन के संचालन कर्मचारियों के आवास के लिए उपयोग की जाने वाली कोई भी इमारत, और जहां बिजली जल-शक्ति द्वारा उत्पन्न की जाती है, इसमें पेनस्टॉक, हेड और टेल कार्य, मुख्य और नियामक जलाशय, बांध और अन्य हाइड्रोलिक कार्य शामिल हैं, लेकिन किसी भी मामले में, इसमें कोई सब-स्टेशन शामिल नहीं है, और इन विनियमों के प्रयोजन के लिए नवीकरणीय स्रोतों से बिजली पैदा करने वाले स्टेशनों को बाहर रखा जाएगा;
36. "ग्रिड" का अर्थ अंतर-जुड़े पारेषण लाइनों, उप-स्टेशनों और उत्पादन संयंत्रों की उच्च वोल्टेज बैकबोन प्रणाली से होगा;
37. "सकल स्टेशन ताप दर" या "जीएचआर" का अर्थ थर्मल जनरेटिंग स्टेशन के जनरेटर टर्मिनलों पर एक किलोवाट विद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने के लिए आवश्यक किलो कैलोरी में ताप ऊर्जा इनपुट है;
38. "एकीकृत उपयोगिता" का अर्थ है केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख में बिजली विभाग, अपने वर्तमान स्वरूप में या उनके पुनर्गठन के बाद उत्पादन, पारेषण और वितरण के एक से अधिक कार्य करने वाली उत्तराधिकारी संस्थाएं;
39. "लाइसेंस प्राप्त व्यवसाय" का अर्थ उन कार्यों और गतिविधियों से है, जिन्हें लाइसेंसधारी को आयोग द्वारा दिए गए लाइसेंस के संदर्भ में या अधिनियम के तहत अधिकृत लाइसेंसधारी होने के नाते करना आवश्यक है;

40. "लाइसेंस" का अर्थ एक ऐसा व्यक्ति होगा जिसे अधिनियम की धारा 14 के तहत लाइसेंस दिया गया है और जो इन विनियमों के प्रयोजन के लिए एक एकीकृत उपयोगिता भी शामिल करेगा;
41. "एमसीएलआर" का अर्थ एक वर्ष की निधि की सीमांत लागत आधारित उधार दर होगा;
42. "माह" का अर्थ ब्रिटिश कैलेंडर के अनुसार एक कैलेंडर माह होगा;
43. "नई परियोजना" का अर्थ 1 अप्रैल, 2024 को या उसके बाद वाणिज्यिक संचालन के तहत घोषित परियोजना होगी;
44. "गैर-टैरिफ आय" का अर्थ अन्य व्यवसाय से किसी भी आय को छोड़कर टैरिफ के अलावा लाइसेंस प्राप्त व्यवसाय से संबंधित आय होगी और एक वितरण लाइसेंसधारी के खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के मामले में, व्हीलिंग से होने वाली आय और क्रॉस सब्सिडी सरचार्ज के कारण प्राप्तियां और व्हीलिंग के शुल्क पर अतिरिक्त सरचार्ज को छोड़कर संबंधित आय होगी;
45. एक उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के संबंध में "संचालन और रखरखाव व्यय" या "ओ एंड एम व्यय" का अर्थ उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा सिस्टम के संचालन और रखरखाव पर किया गया व्यय होगा, और इसमें जनशक्ति, मरम्मत, पुर्जों, उपभोग्य सामग्रियों, बीमा और ओवरहेड्स आदि पर व्यय भी शामिल है;
46. "मूल परियोजना लागत" का अर्थ है आयोग द्वारा स्वीकृत कट-ऑफ तिथि तक परियोजना के मूल दायरे के भीतर, जैसा भी मामला हो, उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किया गया पूंजीगत व्यय;
47. "अन्य व्यवसाय" का अर्थ है अधिनियम की धारा 51 के अर्थ के अंतर्गत वितरण लाइसेंसधारी का उसकी परिसंपत्तियों के इष्टतम उपयोग के लिए कोई अन्य व्यवसाय;
48. "विवेक जांच" का अर्थ होगा किए गए या किए जाने वाले प्रस्तावित व्यय की तर्कसंगतता, वित्तपोषण योजना, कुशल प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत और समय की अधिकता और ऐसे अन्य कारकों की जांच, जिन्हें टैरिफ के निर्धारण के लिए आयोग द्वारा उचित माना जा सकता है;
49. "रेटेड बोल्टेज" का अर्थ निर्माता का डिज़ाइन बोल्टेज होगा जिस पर पारेषण प्रणाली को संचालित करने के लिए डिज़ाइन किया गया है या ऐसा कम बोल्टेज जिस पर लाइन को पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ताओं के परामर्श से, कुछ समय के लिए चार्ज किया जाता है;
50. "खुदरा आपूर्ति व्यवसाय" का अर्थ है बिजली के वितरण और खुदरा आपूर्ति के लिए लाइसेंस की शर्तों के अनुसार आपूर्ति के क्षेत्र के भीतर उपभोक्ताओं को वितरण लाइसेंसधारी द्वारा बिजली की बिक्री का व्यवसाय।
51. "राज्य" का अर्थ केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख होगा;
52. "राज्य ग्रिड कोड" का अर्थ होगा केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग (राज्य ग्रिड कोड), अधिनियम की धारा 86 की उपधारा (1) के खंड (ज) के तहत आयोग द्वारा निर्दिष्ट विनियम 2023;
53. "स्टेट लोड डिस्पैच सेंटर" या "एसएलडीसी" का अर्थ अधिनियम की धारा 31 की उप-धारा (1) के तहत स्थापित केंद्र होगा;
54. "पारेषण लाइसेंसधारी" का अर्थ पारेषण लाइनों को स्थापित करने या संचालित करने के लिए अधिकृत लाइसेंसधारी होगा;
55. "पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ता" का अर्थ वितरण लाइसेंसधारी या ओपन एक्सेस उपयोगकर्ता, होगा, जो बिजली के पारेषण के उद्देश्य से राज्यान्तरिक पारेषण नेटवर्क का उपयोग करता है;
56. "उपयोगी जीवन" वाणिज्यिक परि
57. चालन की तिथि से उत्पादन स्टेशन/यूनिट, पारेषण प्रणाली और वितरण प्रणाली की एक इकाई के संबंध में इन विनियमों के परिशिष्ट I में परिभाषित किया जाएगा;

58. "व्हीलिंग" का अर्थ वह संचालन है जिसके तहत वितरण प्रणाली और वितरण लाइसेंस की संबंधित सुविधाओं का उपयोग किसी अन्य व्यक्ति द्वारा धारा 62, या धारा 42(2) के तहत निर्धारित किए जाने वाले शुल्क के भुगतान पर बिजली के परिवहन के लिए किया जाता है;
59. "व्हीलिंग व्यवसाय" का अर्थ है वितरण लाइसेंसधारी की आपूर्ति के क्षेत्र में बिजली के परिवहन के लिए वितरण प्रणाली के संचालन और रखरखाव का व्यवसाय।
60. "कार्य दिवस" का अर्थ वह दिन होगा जिस दिन बैंक व्यवसाय के लिए खुले रहते हैं;
61. "वर्ष" या "वित्तीय वर्ष" का अर्थ एक वित्तीय वर्ष (वित्त वर्ष) होगा, जो कैलेंडर वर्ष के 1 अप्रैल से शुरू होता है और अगले कैलेंडर वर्ष के 31 मार्च को समाप्त होता है।
- 2.2 इन विनियमों में प्रयुक्त वे शब्द एवं अभिव्यक्तियाँ, जो यहाँ परिभाषित नहीं हैं किंतु अधिनियम या संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, केंद्रशासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्रशासित प्रदेश लद्दाख (राज्य ग्रिड कोड) विनियम, 2023 अथवा प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में परिभाषित हैं, वे वही अर्थ ग्रहण करेंगे जो क्रमशः उन्हें अधिनियम या ग्रिड कोड अथवा प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में प्रदान किए गए हैं; तथा इन विनियमों में प्रयुक्त वे शब्द एवं अभिव्यक्तियाँ, जो यहाँ अथवा अधिनियम या ग्रिड कोड या राज्य ग्रिड कोड या प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में विशेष रूप से परिभाषित नहीं हैं, उन्हें विद्युत उद्योग में सामान्यतः स्वीकृत अर्थों में समझा जाएगा।
- 2.3 इन विनियमों की व्याख्या में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो:
- 1) एकवचन या बहुवचन में शब्द, जैसा भी मामला हो, क्रमशः बहुवचन या एकवचन पद को भी शामिल माना जाएगा;
 - 2) "शामिल हैं" या "सहित" शब्दों का पालन "लेकिन इन्हीं तक सीमित नहीं" माना जाएगा, भले ही ऐसे शब्दों का पालन ऐसे वाक्यांशों या आयात जैसे शब्दों द्वारा किया जाता हो;
 - 3) यहाँ "विनियमों" के संदर्भों को इन विनियमों के संदर्भ के रूप में माना जाएगा या लागू कानूनों के अनुसार आयोग द्वारा समय-समय पर संशोधित या परिवर्तित किया जा सकता है;
 - 4) 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 जा सकते हैं;
 - 5) कानूनों, विनियमों या दिशानिर्देशों के संदर्भों को ऐसे कानूनों, विनियमों या दिशानिर्देशों को जैसा भी मामला हो; समेकित करने, संशोधित करने या प्रतिस्थापित करने वाले सभी वैधानिक प्रावधानों को शामिल करने के रूप में माना जाएगा,
 - 6) इन विनियमों के किसी भी प्रावधान और आयोग द्वारा पारित किसी अन्य विनियम या आदेश के बीच असंगतता के मामले में, इन विनियमों के प्रावधान प्रभावी होंगे।
 - 7) "आवेदन" या "याचिका" शब्दों की व्याख्या पर्यायवाची रूप से की जाएगी।
3. विनियमन का दायरा और आवेदन की सीमा
- 3.1. आयोग उन सभी मामलों के लिए बहु-वर्षीय टैरिफ ढांचे के भीतर टैरिफ का निर्धारण करेगा, जिनके लिए आयोग के पास अधिनियम के तहत क्षेत्राधिकार है, जिसमें निम्नलिखित मामले भी शामिल हैं:
- 1) एक वितरण लाइसेंसधारी को उत्पादन कंपनी द्वारा बिजली की आपूर्ति:

बशर्ते कि जहां बिजली की आपूर्ति में कमी मौजूद है, वह बिजली की उचित कीमतें सुनिश्चित करने के लिए एक उत्पादन कंपनी और एक वितरण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारियों के बीच ज्यादा से ज्यादा एक वर्ष की अवधि के लिए किए गए समझौते के अनुसरण में बिजली की बिक्री या खरीद के लिए टैरिफ की न्यूनतम और अधिकतम सीमा तय कर सकता है;

- 2) बिजली का अंतर-राज्य पारेषण;
- 3) बिजली की अंतर-राज्य व्हीलिंग;
- 4) बिजली की खुदरा आपूर्ति:

बशर्ते कि दो या दो से अधिक वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा एक ही क्षेत्र में बिजली वितरण के मामले में, आयोग, वितरण लाइसेंसधारियों के बीच प्रतिस्पर्धा को बढ़ावा देने के लिए, बिजली की खुदरा बिक्री के लिए टैरिफ की केवल अधिकतम सीमा तय कर सकता है:

बशर्ते कि जहां आयोग ने अधिनियम की धारा 42 की उपधारा (2) के तहत कुछ उपभोक्ताओं को खुली पहुंच की अनुमति दी है, ऐसे उपभोक्ता, अधिनियम की धारा 62 की उपधारा (1) के खंड (घ) के प्रावधानों के बावजूद, बिजली की आपूर्ति या खरीद के लिए किसी भी व्यक्ति के साथ ऐसे नियमों और शर्तों (टैरिफ सहित) पर समझौता कर सकता है, जिस पर उनके बीच सहमति हो सकती है। ऐसी ओपन एक्सेस को प्रचलित ओपन एक्सेस विनियमों के प्रावधानों द्वारा विनियमित किया जाएगा जैसा कि समय-समय पर संशोधित किया जाता है।

3.2. ये विनियम टैरिफ के निर्धारण के लिए निम्नलिखित मामले में लागू नहीं होंगे:

- 1) उत्पादन स्टेशन और पारेषण प्रणाली जिनके टैरिफ की खोज केंद्र सरकार द्वारा अधिसूचित और अधिनियम की धारा 63 के तहत आयोग द्वारा अपनाई गई प्रतिस्पर्धी बोली दिशानिर्देशों के अनुसार प्रतिस्पर्धी बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से की गई है।
- 2) ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों के उत्पादन स्टेशन, जो समय-समय पर संशोधित प्रचलित नवीकरणीय ऊर्जा टैरिफ विनियमों या उसके बाद के किसी अधिनियम द्वारा शासित होंगे।

3.3. विनियम 55, विनियम 56 और विनियम 64 में निर्धारित सिद्धांतों के अनुसार, आयोग निम्नलिखित के लिए कुल राजस्व आवश्यकता निर्धारित करेगा:

- 1) वितरण तार व्यवसाय; और
- 2) खुदरा आपूर्ति व्यवसाय।

3.4. वितरण लाइसेंसधारी इन विनियमों में निर्दिष्ट विनियम 55 के अनुसार, वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए कुल राजस्व आवश्यकता के निर्धारण के लिए अलग-अलग विवरण वाला एक आवेदन दाखिल करेगा।

3.5. व्हीलिंग शुल्क वितरण तार व्यवसाय के लिए निर्धारित कुल राजस्व आवश्यकता पर आधारित होगा।

3.6. बिजली की खुदरा बिक्री के लिए खुदरा आपूर्ति टैरिफ, खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए निर्धारित कुल राजस्व आवश्यकता पर आधारित होगा।

3.7. आयोग समय-समय पर संशोधित प्रचलित ओपन एक्सेस विनियमों के अनुसार, अधिनियम की धारा 42 की उप-धारा (2) के पहले प्रावधान के तहत व्हीलिंग के शुल्क के अलावा क्रॉस-सब्सिडी सरचार्ज भी निर्धारित करेगा।

3.8. आयोग समय-समय पर संशोधित प्रचलित ओपन एक्सेस विनियमों के अनुसार, अधिनियम की धारा 42 की उप-धारा (4) के तहत अतिरिक्त अधिभार भी निर्धारित करेगा।

4. संचालन के मानदंड अधिकतम मानक होंगे

- 4.1 संदेह को दूर करने के लिए, यह स्पष्ट किया जाता है कि इन विनियमों के तहत निर्दिष्ट संचालन के मानदंड उच्चतम मानदंड हैं और जैसा भी मामला हो, यह पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, और लाभार्थियों को आयोग द्वारा निर्धारित संचालन के बेहतर मानदंडों को स्वीकार करने से नहीं रोकेगा और ऐसे बेहतर मानदंड टैरिफ के निर्धारण के लिए लागू होंगे।

अध्याय 2: सामान्य सिद्धांत

5. एमवायटी रूपरेखा के लिए मार्गदर्शक सिद्धांत

- 5.1. आयोग 1 अप्रैल, 2026 से प्रभावी बहु-वर्षीय टैरिफ रूपरेखा के तहत विनियमन 3.1 के खंड (क), (ख), (ग) और (घ) के तहत शामिल किए गए मामलों के लिए टैरिफ का निर्धारण करेगा। (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2026-27 से आगे लागू होने वाला टैरिफ)।

- 5.2. उत्पादक कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी, वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए टैरिफ और शुल्क से कुल राजस्व आवश्यकता और अपेक्षित राजस्व के निर्धारण के लिए बहु-वर्षीय टैरिफ रूपरेखा में निम्नलिखित शामिल होंगे:

- 1) संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए लाइसेंसधारी की व्यवसाय योजना, जैसा कि नियंत्रण अवधि की शुरुआत से पहले, अनुमोदन के लिए आयोग को प्रस्तुत किया गया था;
- 2) संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए कुल राजस्व आवश्यकता के वर्ष-वार पूर्वानुमान सहित एक विस्तृत बहु-वर्षीय टैरिफ एप्लिकेशन और समय-समय पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट प्रारूपों में आवेदक द्वारा प्रस्तुत नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए टैरिफ और शुल्क से अपेक्षित राजस्व का निर्धारण:

बशर्ते कि निष्पादन पैरामीटर, जिनके प्रक्षेप पथ इन विनियमों या व्यवसाय योजना या आयोग द्वारा अनुमोदित बहु-वर्षीय टैरिफ आदेश में निर्दिष्ट किए गए हैं, संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए कुल राजस्व आवश्यकता में इन निष्पादन मापदंडों के प्रक्षेपण का आधार बनेंगे:

- 3) संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए आयोग द्वारा वर्ष-वार कुल राजस्व आवश्यकता का निर्धारण और उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी, वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए टैरिफ का निर्धारण;
- 4) निष्पादन की वार्षिक समीक्षा जो अनुमोदित पूर्वानुमान के अनुरूप आयोजित की जाएगी और निष्पादन में भिन्नताओं को नियंत्रणीय और अनियंत्रित कारकों में वर्गीकृत किया जाएगा;
- 5) अनुमोदित पूर्वानुमान, वार्षिक निष्पादन समीक्षा और समाधान अभ्यास के आधार पर, नियंत्रण अवधि के भीतर प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी, वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए टैरिफ का वार्षिक निर्धारण;
- 6) अनुमोदित पूर्वानुमान की तुलना में लेखापरीक्षित खातों के आधार पर आयोग द्वारा पिछले वर्ष के खर्चों और राजस्व का सही-सही लेखा-जोखा करना और निष्पादन में भिन्नता का वर्गीकरण, जो आवेदक के नियंत्रण के भीतर कारकों के कारण होता है (नियंत्रणीय कारक) और जो आवेदक के नियंत्रण से परे कारकों के कारण होता है (अनियंत्रित कारक);
- 7) इन विनियमों में आयोग द्वारा निर्दिष्ट अनियंत्रित कारकों के कारण अनुमोदित लाभ या नुकसान के पारित होने की व्यवस्था;
- 8) इन विनियमों में आयोग द्वारा निर्दिष्ट नियंत्रणीय कारकों के कारण अनुमोदित लाभ या नुकसान को साझा करने की व्यवस्था।

6. आधार वर्ष के लिए मूल्य

- 6.1 नियंत्रण अवधि के आधार वर्ष का मूल्य पिछले तीन (3) वर्षों के लेखापरीक्षित खातों या अनंतिम खातों और आयोग द्वारा प्रासंगिक माने गए अन्य कारकों के आधार पर निर्धारित किया जाएगा;

बशर्ते, पिछले तीन (3) वर्षों के लेखा परीक्षित खातों या अनंतिम खातों की उपलब्धता के अभाव में, आयोग आधार वर्ष के लिए मूल्यों को स्थापित करने के लिए अन्य समान उपयोगिताओं के साथ मापदंडों को निर्धारित कर सकता है:

बशर्ते कि आयोग लेखापरीक्षित खातों के वास्तविक आंकड़ों पर विचार करते हुए आधार वर्ष के लिए मूल्यों और परिणामस्वरूप नियंत्रण अवधि के लिए मापदंडों के प्रक्षेपवक्र को बदल सकता है।

6.2 आयोग विनियम 5.2 (घ) के प्रावधानों के अनुसार की जाने वाली वार्षिक निष्पादन समीक्षा के दौरान नियंत्रण अवधि के लिए निष्पादन लक्ष्यों पर फिर से विचार कर सकता है।

7. खुदरा आपूर्ति और वितरण तार व्यवसाय का पृथक्करण

7.1 वितरण लाइसेंसधारी लाइसेंस प्राप्त व्यवसाय के खातों को वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय में अलग करेगा। वितरण तार व्यवसाय के लिए एआरआर का उपयोग व्हीलिंग शुल्क निर्धारित करने के लिए किया जाएगा। खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए एआरआर, जिसमें विनियमन 58 के अनुसार वितरण तार व्यवसाय के लिए एआरआर शामिल होगा, का उपयोग खुदरा आपूर्ति टैरिफ निर्धारित करने के लिए किया जाएगा।

7.2 ऐसी अवधि के लिए जब तक कि खातों को अलग नहीं किया जाता है, लाइसेंसधारी संबंधित व्यवसायों के लिए लागत और राजस्व को विभाजित करने के लिए विनियमन 53.1 में प्रदान किए गए आवंटन विवरण का उपयोग करेंगे।

8. व्यापार की योजना

8.1 प्रचलित संयुक्त विद्युत नियामक आयोग, केंद्रशासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्रशासित प्रदेश लद्दाख (कारोबार संचालन) विनियम, 2022, यथा समय-समय पर संशोधित, के अनुसार शपथपत्र के अंतर्गत, उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी तथा वितरण लाइसेंसधारी, आयोग की स्वीकृति हेतु, संपूर्ण नियंत्रण अवधि अर्थात् वित्तीय वर्ष 2026-27 से वित्तीय वर्ष 2028-29 के लिए एक व्यवसाय योजना प्रस्तुत करेंगे, जो नियंत्रण अवधि के प्रारंभ से पूर्व वर्ष की 30 नवंबर तक सक्षम प्राधिकारी द्वारा विधिवत अनुमोदित हो, तथा इसके साथ प्रचलित संयुक्त विद्युत नियामक आयोग, केंद्रशासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्रशासित प्रदेश लद्दाख (शुल्क, जुर्माना एवं प्रभार) विनियम, 2022, यथा समय-समय पर संशोधित, में विनिर्दिष्ट शुल्क संलग्न किया जाएगा:

बशर्ते कि, यदि आयोग समय-समय पर दिशानिर्देश एवं प्रारूप जारी करता है, तो व्यवसाय योजना प्रस्तुत करते समय उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी तथा वितरण लाइसेंसधारी द्वारा उनका पालन किया जाएगा।

8.2 उत्पादक कंपनी द्वारा दायर बिजनेस प्लान में अन्य बातों के अलावा निम्नलिखित शामिल होंगे;

- 1) पूंजी निवेश योजना, जिसमें लागत-लाभ विश्लेषण के साथ-साथ मौजूदा स्टेशनों के लिए जनरेटिंग कंपनी द्वारा नियोजित निवेश का विवरण, फंडिंग के स्रोत, वित्तपोषण योजना और संबंधित पूंजीकरण अनुसूची के साथ पूंजीगत व्यय का वार्षिक चरण शामिल होगा। यह योजना कंपनी के विभिन्न संयंत्रों के लिए आर एंड एम योजनाओं और प्रस्तावित दक्षता सुधारों के अनुरूप होगी;
- 2) पूंजी निवेश योजना में चल रही परियोजनाओं को अलग से दिखाया जाएगा जो समीक्षाधीन वर्षों में विस्तारित होंगी, और नई परियोजनाएं (औचित्य सहित) जो समीक्षाधीन वर्षों में शुरू होंगी लेकिन टैरिफ अवधि के भीतर या उसके बाद पूरी हो सकती हैं;

- 3) मौजूदा बाजार स्थितियों, मौजूदा ऋण समझौतों की शर्तों, उत्पादन व्यवसाय से जुड़े जोखिमों और साख योग्यता पर विचार करने के बाद, उत्पादन कंपनी पूंजी संरचना और वित्तपोषण की लागत (ऋण पर ब्याज और इक्विटी पर रिटर्न) का संयंत्र-वार विवरण प्रस्तुत करेगी;
- 4) मशीनों के बड़े पैमाने पर बंद होने से संबंधित विवरण, यदि कोई हो;
- 5) निष्पादन मापदंडों का प्रक्षेपवक्र;

8.3 पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा दायर व्यवसाय योजना में अन्य बातों के साथ-साथ निम्नलिखित शामिल होंगे:

- 1) पारेषण नेटवर्क में लोड की वृद्धि का अनुमान;
- 2) विनियम 8.5 के अनुसार व्यवसाय योजना में प्रस्तावित लोड वृद्धि, पारेषण नुकसान में कमी प्रक्षेपवक्र और गुणवत्ता सुधार उपायों के अनुरूप नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूंजी निवेश योजना;
- 3) प्रस्तावित प्रत्येक योजना की पूंजी संरचना और वित्तपोषण की लागत (ऋण पर ब्याज और इक्विटी पर रिटर्न), मौजूदा ऋण समझौतों की शर्तें, आदि;
- 4) पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तावित पूंजी निवेश योजना के अनुरूप निष्पादन लक्ष्य मद जैसे पारेषण नुकसान, पारेषण प्रणाली की उपलब्धता, ट्रांसफार्मर विफलता दर, और नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए आपूर्ति की गुणवत्ता के लिए कोई अन्य पैरामीटर;
- 5) प्रस्तावित भर्तियों और सेवानिवृत्ति के आधार पर नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान कर्मचारियों की संख्या का अनुमान ;
- 6) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए अन्य व्यवसायों से आय के संबंध में प्रस्ताव।

8.4 नियंत्रण अवधि के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा दायर की गई व्यवसाय योजना में निम्नलिखित शामिल होंगे, लेकिन इन्हीं तक सीमित नहीं होंगे:

- 1) विनियम 8.5 के अनुसार व्यवसाय योजना में प्रस्तावित लोड वृद्धि, पारेषण नुकसान में कमी प्रक्षेपवक्र और गुणवत्ता सुधार उपायों के अनुरूप नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए पूंजी निवेश योजना;
- 2) प्रस्तावित प्रत्येक योजना की पूंजी संरचना और वित्तपोषण की लागत (ऋण पर ब्याज और इक्विटी पर रिटर्न), मौजूदा ऋण समझौतों की शर्तें, आदि;
- 3) विनियम 8.6 के अनुसार नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी और उप-श्रेणियों के लिए विक्री पूर्वानुमान ;
- 4) विनियमन 8.8 के अनुसार नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए विक्री पूर्वानुमान और वितरण नुकसान प्रक्षेपवक्र पर आधारित बिजली खरीद योजना ;
- 5) लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तावित पूंजी निवेश योजना के अनुरूप नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए वितरण नुकसान के लक्ष्य ;
- 6) प्रस्तावित भर्तियों और सेवानिवृत्ति के आधार पर नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान कर्मचारियों की संख्या का अनुमान ;
- 7) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए अन्य व्यवसायों से आय के संबंध में प्रस्ताव।

8.5 पूंजी निवेश योजना

- 1) निवेश, पूंजी संरचना, कार्यान्वयन अनुसूची, तिमाही-वार पूंजीगत व्यय और पूंजीकरण अनुसूची, वित्तपोषण योजना, लागत-लाभ विश्लेषण, प्रस्तावित निवेश के कारण नियंत्रण अवधि में परिकल्पित परिचालन दक्षता में सुधार के प्रयोजन के लिए व्यवसाय योजना के हिस्से के रूप में प्रस्तुत की जाने वाली पूंजी निवेश योजना में अलग-अलग चालू परियोजनाएं दिखाई जाएंगी जो समीक्षाधीन वित्तीय वर्ष में चलेंगी और नई परियोजनाएं (औचित्य के साथ) जो शुरू होंगी लेकिन टैरिफ अवधि के भीतर या उसके बाद पूरी हो सकती हैं। और चल रही परियोजनाओं के लिए जो औचित्य के साथ समीक्षाधीन नियंत्रण अवधि में चलेंगी, ऐसे अन्य विवरण प्रस्तुत किए जाएंगे ;
- 2) पारेषण लाइसेंसधारक द्वारा प्रस्तावित पूंजी निवेश योजना प्राधिकरण/केंद्रीय पारेषण उपयोगिता द्वारा बनाई गई योजनाओं और वितरण लाइसेंसधारी की पूंजी निवेश योजना के अनुरूप होगी;
- 3) वार्षिक निष्पादन समीक्षा के दौरान, आयोग अनुमोदित पूंजीगत व्यय की तुलना में लाइसेंसधारी द्वारा किए गए वास्तविक पूंजीगत व्यय की प्रगति की निगरानी करेगा। लाइसेंसधारी वार्षिक निष्पादन समीक्षा, शेष और टैरिफ फाइलिंग के निर्धारण के साथ किए गए वास्तविक पूंजीगत व्यय को प्रस्तुत करेंगे;
- 4) यदि, वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा के दौरान, संचयी (नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष से चालू वर्ष तक) वास्तविक पूंजी व्यय संचयी अनुमोदित पूंजी व्यय के 50% से कम है, आयोग चालू वर्ष और नियंत्रण अवधि के शेष वर्षों में वास्तविक पूंजीगत व्यय से संबंधित एआरआर तत्वों को सही करेगा;
- 5) यदि आपातकालीन कार्य के लिए पूंजीगत व्यय की आवश्यकता हो, जिसे पूंजी निवेश योजना में अनुमोदित नहीं किया गया हो, तो लाइसेंसधारी आयोग की मंजूरी के लिए प्रस्तावित कार्य की आपातकालीन प्रकृति को उचित ठहराने वाले कारणों सहित सभी प्रासंगिक जानकारी युक्त एक आवेदन जमा करेगा:
- 6) बशर्ते कि यदि जीवन और संपत्ति के खतरे को कम करने के लिए आपातकालीन कार्य या अप्रत्याशित स्थितियों के लिए पूंजीगत व्यय की आवश्यकता हो और यदि आयोग को इसकी पूर्व सूचना देने से कोई अपूरणीय क्षति या नुकसान होगी, तो लाइसेंसधारी उस पूंजीगत व्यय को वहन कर सकता है और आयोग के पूर्वव्यापी अनुमोदन के लिए पर्याप्त औचित्य के साथ विवरण प्रस्तुत कर सकता है:
- 7) बशर्ते कि उपरोक्त विनियम 8.5(ड) के प्रयोजन के लिए, ऐसे अनुमोदित पूंजीगत व्यय को लाइसेंसधारी द्वारा किए गए वास्तविक पूंजीगत व्यय और आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजीगत व्यय दोनों के एक भाग के रूप में माना जाएगा;
- 8) लाइसेंसधारी प्रत्येक तिमाही के लिए एक रिपोर्ट को तिमाही के बाद महीने के आखिरी दिन या उससे पहले प्रस्तुत करेगा जिसमें पूंजीगत निवेश योजना में प्रस्तावित पूंजीगत व्यय और पूंजीकरण की प्रगति का विवरण दिया जाएगा, जो कि आयोग द्वारा समीक्षा के लिए संबंधित होगा।

8.6 बिक्री पूर्वानुमान

व्यवसाय योजना में बिक्री का पूर्वानुमान प्रचलित विद्युत क्रय एवं अधिप्राप्ति प्रक्रिया विनियमों के प्रावधानों के अनुसार किया जाएगा।

8.7 वितरण नुकसान का उपचार

ट्रांसमिशन-डिस्ट्रीब्यूशन इंटरफ़ेस पॉइंट पर वितरण लाइसेंसधारी की बिजली खरीद आवश्यकता की गणना आयोग द्वारा अनुमोदित वितरण घाटे के साथ बिक्री को जोड़कर की जाएगी:

बशर्ते कि आयोग व्यवसाय योजना पर आदेश के भाग के रूप में विनियम 17 के अनुसार लक्ष्य वितरण घाटे को निर्धारित कर सकता है:

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी, आयोग द्वारा निर्धारित प्रारूपों के अनुसार, संबंधित वर्षों के लिए क्षेत्र-वार वितरण नुकसानयों अर्थात् सर्कल/प्रभाग/वितरण केंद्रों का विवरण प्रस्तुत करेगा:

बशर्ते कि क्षेत्र-वार वितरण नुकसानयां, यदि लागू हो, तो प्रासंगिक वर्षों के लिए, उसके लाइसेंस क्षेत्र के भीतर प्रत्येक वितरण फ्रेंचाइजी क्षेत्र में वितरण नुकसानयों को अलग से इंगित करेंगी।

8.8 विद्युत खरीद योजना

वितरण लाइसेंसधारी विद्युत क्रय हेतु एक योजना तैयार करेगा तथा उक्त योजना का निर्माण प्रचलित विद्युत खरीद एवं अधिप्राप्ति प्रक्रिया विनियमों तथा प्रचलित संसाधन पर्याप्तता विनियमों के प्रावधानों के अनुसार किया जाएगा।

बशर्ते कि अतिरिक्त रूप से यह भी प्रावधान है कि ऐसी विद्युत क्रय योजना में, इन विनियमों तथा प्रचलित संसाधन पर्याप्तता विनियमों के अंतर्गत तैयार प्रासंगिक संसाधन पर्याप्तता योजना के अनुरूप, दीर्घकालीन, मध्यम अवधि एवं अल्पकालीन विद्युत क्रय स्रोत सम्मिलित किए जा सकते हैं।

8.9 व्यवसाय योजना आवेदन प्राप्त होने पर, आयोग निम्नलिखित में से कोई एक कार्रवाई करेगा:

- 1) संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए व्यवसाय योजना को अनुमोदित करते हुए आदेश जारी करेगा; अथवा
- 2) आयोग द्वारा उपयुक्त समझे जाने वाले कारणों को लिखित रूप में अभिलेखित करते हुए योजना को अस्वीकृत करेगा:

बशर्ते कि आवेदन को अस्वीकृत करने से पूर्व आवेदक को अपना पक्ष रखने का युक्तिसंगत अवसर प्रदान किया जाएगा।

9. बहु-वर्षीय टैरिफ आवेदन

9.1 आवेदक को व्यवसाय योजना के आधार पर, संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए कुल राजस्व आवश्यकता तथा टैरिफ से अपेक्षित राजस्व का पूर्वानुमान, याचिका के माध्यम से, प्रचलित संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, केंद्रशासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्रशासित प्रदेश लद्दाख (व्यवसाय का संचालन) विनियम, 2022, यथा समय-समय पर संशोधित, के अनुरूप, नियंत्रण अवधि के प्रारंभ से पूर्व वर्ष की 30 नवंबर तक प्रस्तुत करना होगा। तथा इसके साथ प्रचलित संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, केंद्रशासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्रशासित प्रदेश लद्दाख (शुल्क, जुर्माना एवं प्रभार) विनियम, 2022, यथा समय-समय पर संशोधित, के अंतर्गत देय विनिर्दिष्ट शुल्क संलग्न किया जाएगा।

9.2 आवेदन के साथ नवीनतम उपलब्ध लेखापरीक्षित खातों और वर्ष के पहले छह महीनों के दौरान वास्तविक प्रदर्शन और बाद के छह महीनों के अनुमान के आधार पर चालू वर्ष के वार्षिक प्रदर्शन की समीक्षा के आधार पर सही याचिका भी संलग्न की जाएगी। आवेदक को नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान कुल राजस्व आवश्यकता को शामिल करने वाले व्यक्तिगत चर के व्यवहार से संबंधित मान्यताओं का उपयोग करके समग्र राजस्व आवश्यकता का पूर्वानुमान विकसित करेगा, जिसमें नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान कुल राजस्व आवश्यकता शामिल है, जिसमें अन्य बातों के साथ-साथ आयोग द्वारा समय-समय पर निर्दिष्ट दिशानिर्देशों और प्रारूपों के अनुसार विस्तृत श्रेणी-वार बिक्री और मांग अनुमान, बिजली खरीद योजना, पूंजी निवेश योजना, इन विनियमों और व्यवसाय योजना में निर्दिष्ट मापदंडों के प्रक्षेप पथ शामिल है।

9.3 आवेदक निम्नलिखित के आधार पर टैरिफ और शुल्क से अपेक्षित राजस्व का पूर्वानुमान विकसित करेगा:

- 1) एक उत्पादन कंपनी के मामले में, नियंत्रण अवधि के भीतर आगामी वित्तीय वर्ष के लिए प्रत्येक इकाई/स्टेशन द्वारा उत्पादित की जाने वाली बिजली की मात्रा का अनुमान;

- 2) पारेषण लाइसेंसधारी के मामले में, नियंत्रण अवधि के भीतर आगामी वित्तीय वर्ष के लिए पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ताओं को आवंटित पारेषण क्षमता का अनुमान;
- 3) वितरण लाइसेंसधारी के मामले में, नियंत्रण अवधि के भीतर आगामी वित्तीय वर्ष के लिए उपभोक्ताओं को आपूर्ति की जाने वाली और वितरण प्रणाली उपयोगकर्ताओं की ओर से संचालित की जाने वाली बिजली की मात्रा का अनुमान;
- 4) आवेदन करने की तिथि पर प्रचलित टैरिफ।

9.4 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए कुल राजस्व आवश्यकता के पूर्वानुमान के आधार पर और वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए टैरिफ और शुल्क, उत्पादक कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी से अपेक्षित राजस्व आधार पर, नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए टैरिफ प्रस्तावित किया जाएगा:

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तावित टैरिफ "अधिनियम की धारा 62 और इन विनियमों" के अनुसार होगा।

9.5 आवेदक पूर्वानुमान का समर्थन करने वाले पूर्ण विवरण प्रदान करेगा, जिसमें पिछले प्रदर्शन, दक्षता या उत्पादकता लाभ प्राप्त करने के लिए प्रस्तावित पहल, तकनीकी अध्ययन, संविदात्मक व्यवस्था और/या माध्यमिक अनुसंधान के विवरण शामिल होंगे लेकिन इन्हीं तक सीमित नहीं होंगे, ताकि आयोग को पूर्वानुमान की तर्कसंगतता का आकलन करने में सक्षम बनाया जा सके।

9.6 आवेदन प्राप्त होने पर, आयोग या तो:

- 1) संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए कुल राजस्व आवश्यकता और नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए टैरिफ को मंजूरी देने वाला एक आदेश जारी करें; या
- 2) लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों के आधार पर आवेदन को अस्वीकार करें, जैसा कि आयोग उचित समझे:

बशर्ते कि आवेदक को उसके आवेदन को खारिज करने से पहले सुनवाई का उचित अवसर दिया जाए।

10. विशिष्ट चर के लिए प्रक्षेप पथ

10.1 आयोग, व्यवसाय योजना और/या बहु-वर्षीय टैरिफ याचिका को मंजूरी देते समय, कुछ चरों के लिए एक प्रक्षेपवक्र निर्धारित कर सकता है, जिसमें सहायक खपत, स्टेशन हीट दर, ओ एंड एम व्यय, वितरण नुकसान आदि शामिल होंगे लेकिन इन्हीं तक सीमित नहीं होंगे;

बशर्ते कि उपयोगिताएँ व्यवसाय योजना और/या बहु-वर्षीय टैरिफ याचिका पर जारी आदेश में निर्दिष्ट मानकों का पालन करेंगी।

10.2 आवेदक द्वारा प्रस्तुत व्यवसाय योजना को मंजूरी देने वाले आदेश में आयोग द्वारा निर्धारित प्रक्षेपवक्र को आवेदक द्वारा कुल राजस्व आवश्यकता और/या टैरिफ और शुल्क से अपेक्षित राजस्व के पूर्वानुमान में शामिल किया जाएगा।

10.3 आयोग पिछली नियंत्रण अवधि के समाधान में अनुमोदित एटी एंड सी नुकसान को ध्यान में रखते हुए नियंत्रण अवधि के लिए वार्षिक एटी एंड सी नुकसान कटौती प्रक्षेप पथ को निर्दिष्ट करेगा। नियंत्रण अवधि के लिए वार्षिक एटी एंड सी नुकसान प्रक्षेपवक्र को आयोग द्वारा अनुमोदित असाधारण शर्तों के अलावा, बदला/संशोधित नहीं किया जाएगा।

11. Annual Performance Review, Truing-up and tariff determination during the Control Period

11.1 उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी चालू वर्ष की वार्षिक निष्पादन समीक्षा, पिछले वर्ष या उस वर्ष जिसके लिए लेखापरीक्षित खाते उपलब्ध हैं और आगामी प्रत्येक वर्ष के लिए टैरिफ के निर्धारण के लिए या प्रत्येक वर्ष 30 नवंबर से पहले, आयोग द्वारा समय-समय पर निर्दिष्ट प्रारूप में एक आवेदन दाखिल करेंगे:

बशर्ते कि उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी, या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, आयोग को ऐसे फॉर्म में जानकारी प्रस्तुत करेगा जो आयोग द्वारा निर्दिष्ट किया जा सकता है, साथ ही लेखापरीक्षित खातों, खाते की किताबों के उद्धरण और ऐसे अन्य समग्र

राजस्व आवश्यकता और टैरिफ और शुल्क से अपेक्षित राजस्व के अनुमोदित पूर्वानुमान से वित्तीय निष्पादन में किसी भी भिन्नता के कारणों और सीमा का आकलन करने के लिए आयोग को आवश्यक विवरण प्रस्तुत करेगा;

11.2 प्रत्येक वर्ष के लिए वार्षिक प्रदर्शन समीक्षा, टूइंग-अप तथा टैरिफ निर्धारण का दायरा उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी अथवा वितरण लाइसेंसधारी के वास्तविक प्रदर्शन की, स्वीकृत कुल राजस्व आवश्यकता तथा टैरिफ एवं प्रभारों से अपेक्षित राजस्व के पूर्वानुमान के साथ तुलना होगा तथा इसमें निम्नलिखित शामिल होंगे:

- 1) टू-अप : जिस वित्तीय वर्ष के लिए टू-अप किया जा रहा है, उसके लिए आवेदक के लेखापरीक्षित निष्पादन की तुलना विवेकपूर्ण जांच के अधीन, ऐसे पिछले वित्तीय वर्ष के लिए अनुमोदित पूर्वानुमान के साथ की जाती है;
- 2) वार्षिक निष्पादन समीक्षा : विवेकपूर्ण जांच के अधीन वर्तमान वित्तीय वर्ष के लिए नियंत्रण अवधि के अनुरूप टैरिफ आदेश में अनुमोदित पूर्वानुमान के साथ चालू वित्तीय वर्ष के लिए आवेदक के संशोधित निष्पादन लक्ष्यों की तुलना;
- 3) वर्ष के लिए कुल राजस्व आवश्यकता के संशोधित पूर्वानुमान के आधार पर नियंत्रण अवधि के आगामी वर्ष के लिए टैरिफ निर्धारण ;
- 4) आयोग द्वारा समय-समय पर जारी निर्देशों के अनुपालन की समीक्षा;
- 5) अन्य प्रासंगिक विवरण, यदि कोई हो

11.3 अभ्यास के पूरा होने पर, आयोग विनियम 12 के तहत निर्दिष्ट चरों के लिए निष्पादन में किसी भी बदलाव या अपेक्षित भिन्नता को आवेदक के नियंत्रण में कारकों (नियंत्रणीय कारकों) या आवेदक के नियंत्रण से परे कारकों (अनियंत्रित कारकों) के लिए जिम्मेदार ठहराएगा:

बशर्ते कि नीचे विनियम 12 के तहत निर्दिष्ट चरों के अलावा निष्पादन में किसी भी बदलाव या अपेक्षित भिन्नता के लिए नियंत्रणीय कारकों को पूरी तरह से जिम्मेदार ठहराया जाएगा।

11.4 अभ्यास पूरा होने पर, आयोग एक रिकॉर्डिंग आदेश पारित करेगा।

- 1) अनियंत्रित कारकों से संबंधित अनुमोदित लागत के घटक, जो पिछले वर्ष के दौरान वसूल नहीं किए गए थे, उन्हें इन विनियमों के विनियम 13 के अनुसार टैरिफ में पारित किया जाएगा:
- 2) नियंत्रित कारकों के कारण उत्पन्न स्वीकृत कुल लाभ अथवा हानि, तथा इन विनियमों के विनियम 14 के अनुसार साझा किए जाने योग्य ऐसे लाभ अथवा ऐसी हानि की राशि:
- 3) उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी, या वितरण लाइसेंसधारी को उस अवधि के लिए राजस्व अंतर /अधिशेष की राशि पर लागत वहन करने की अनुमति दी जाएगी, जिस तिथि को ऐसा अंतर /अधिशेष देय हो गया है, अर्थात्, उस वर्ष के अंत से जिसके लिए टू-अप किया गया है, उस वर्ष के अंत तक जिसमें इसे संबोधित किया गया है, राजस्व में घाटे को पूरा करने के लिए लाइसेंसधारी द्वारा लिए गए ऋण की वास्तविक दर के आधार पर:

बशर्ते कि राजस्व अंतर की राशि पर वहन लागत को विवेकपूर्ण जांच और उस वर्ष से पहले के वर्षों में वहन लागत खर्च करने के दस्तावेजी साक्ष्य प्रस्तुत करने के अधीन अनुमति दी जाएगी जिसमें राजस्व अंतर को संबोधित किया गया है:

बशर्ते कि यदि राजस्व घाटे को पूरा करने के लिए कोई ऋण नहीं लिया गया है, आयोग एक (1) वर्ष के भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/उसके किसी भी प्रतिस्थापन पर साधारण ब्याज के आधार पर लागत वहन करने की अनुमति देगा, जैसा

भी मामला हो, प्रासंगिक वर्ष के 1 अप्रैल को लागू हो और 100 आधार अंक के साथ ही, जैसा कि आरबीआई द्वारा अधिसूचित किया गया है, जो 1 वर्ष की अवधि के लिए प्रभावी होगा;

बशर्ते कि राजस्व अधिशेष के मामले में, आयोग लाइसेंसधारी से उस तिथि से वहन लागत वसूल करेगा जिस दिन ऐसा अधिशेष देय हो गया है, अर्थात्, उस वर्ष के अंत से जिसके लिए सही किया गया है, के अंत तक वह वर्ष जिसमें इसे एक

(1) वर्ष में साधारण ब्याज के आधार पर संबोधित किया जाता है भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर/उसके किसी भी प्रतिस्थापन पर साधारण ब्याज के आधार पर लागत वहन करने की अनुमति देगा, जैसा भी मामला हो, प्रासंगिक वर्ष के 1 अप्रैल को लागू हो और 100 आधार अंक के साथ ही, जैसा कि आरबीआई द्वारा अधिसूचित किया गया है, जो 1 वर्ष की अवधि के लिए प्रभावी होगा;

4) आगामी वित्तीय वर्ष के लिए अनुमान और टैरिफ का संशोधन।

12. अनियंत्रित और नियंत्रणीय कारक

12.1 इन विनियमों के प्रयोजन के लिए, पारेषण या वितरण लाइसेंसधारी के लिए "अनियंत्रित कारक" शब्द में निम्नलिखित कारक शामिल होंगे, जो लाइसेंसधारी के नियंत्रण से परे थे, और लाइसेंसधारी द्वारा इन्हें कम नहीं किया जा सका:

- 1) अप्रत्याशित घटनाएँ;
- 2) केंद्र सरकार, राज्य सरकार या आयोग के कानून, न्यायिक घोषणाओं और आदेशों में बदलाव;
- 3) उपभोक्ताओं की संख्या या मिश्रण या उपभोक्ताओं को आपूर्ति की जाने वाली बिजली की मात्रा में भिन्नता;
- 4) राज्य के भीतर और राज्यों में पारेषण घाटा;
- 5) बिजली खरीद समझौते या आयोग द्वारा अनुमोदित व्यवस्था की शर्तों के अधीन. अनुमोदित स्रोतों से बिजली खरीद की दर में भिन्नता के कारण बिजली खरीद की लागत में भिन्नता;
- 6) मुद्रा स्फीति;
- 7) वितरण लाइसेंसधारी के लिए पारेषण शुल्क;
- 8) लंबी अवधि के ऋणों के लिए बाज़ार ब्याज दरों में भिन्नता;
- 9) वेतन आयोग और कर्मचारियों की टर्मिनल देनदारी की आवश्यकताओं के कारण कर्मचारी व्यय एकमुश्त भुगतान तक सीमित हैं;
- 10) कर और वैधानिक शुल्क;
- 11) आय पर कर;
- 12) बट्टे खाते में डाले गए खराब ऋणों की वसूली से आय;

बशर्ते, ऊपर निर्दिष्ट नहीं किए गए किसी भी चर के लिए, जहां आवेदक का मानना है कि अनियंत्रित कारकों के कारण किसी वित्तीय वर्ष के प्रदर्शन में कोई महत्वपूर्ण भिन्नता या अपेक्षित भिन्नता है, ऐसे आवेदक ऐसे वित्तीय वर्ष के लिए इस विनियम के तहत आयोग के विवेक पर ऐसे चर को शामिल करने के लिए आयोग में आवेदन कर सकते हैं:

12.2 इन विनियमों के प्रयोजन के लिए, पारेषण या वितरण लाइसेंसधारी के लिए "नियंत्रणीय कारक" शब्द में वे कारक शामिल होंगे जो लाइसेंसधारी के नियंत्रण में थे, इनमें अन्य बातों के साथ-साथ निम्नलिखित शामिल होंगे:

- a) पूंजीगत व्यय परियोजना के कार्यान्वयन में समय और/या लागत की अधिकता/दक्षता के कारण पूंजीकरण में भिन्नता, जो ऐसी परियोजना के दायरे में अनुमोदित परिवर्तन, वैधानिक शुल्कों में परिवर्तन या अप्रत्याशित घटना के कारण नहीं होती है;
- b) उपरोक्त खंड (ए) में निर्दिष्ट अनुसार, पूंजीकरण में भिन्नता के कारण व्याज और वित्त शुल्क, लाभांश, और मूल्यहास और कार्यशील पूंजी आवश्यकताओं में भिन्नता;
- c) एटी एंड सी नुकसान की गणना के लिए सीईए दिशानिर्देशों के अनुसार वितरण लाइसेंसधारी की समग्र तकनीकी और वाणिज्यिक (एटी एंड सी) नुकसान में भिन्नता। एटी एंड सी नुकसान की गणना के लिए विस्तृत पद्धति इन विनियमों के परिशिष्ट- II में इंगित की गई है;
- d) वितरण नुकसान जिसे उसके सभी उपभोक्ताओं को बिक्री के लिए कुल ऊर्जा इनपुट और उसी वर्ष उसके लाइसेंस क्षेत्र में बिल की गई कुल ऊर्जा के योग के बीच अंतर के रूप में मापा जाता है;
- e) समय-समय पर संशोधित वितरण लाइसेंसधारियों के विनियमन के लिए निष्पादन के प्रचलित मानक में निर्दिष्ट मानकों को पूरा करने में विफलता;
- f) श्रम उत्पादकता में बदलाव;
- g) मुद्रास्फीति की सीमा को छोड़कर, ओ एंड एम व्यय में भिन्नता;
- h) विनियम 65 के प्रावधानों के अनुसार अशोध्य ऋणों को बट्टे खाते में डाल दिया गया;
- i) तारों की उपलब्धता और आपूर्ति उपलब्धता में भिन्नता।

13. अनियंत्रित कारकों के कारण लाभ या नुकसान से गुजरने का तंत्र

13.1 अनियंत्रित कारकों के कारण पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी को स्वीकृत कुल लाभ या नुकसान ऐसी अवधि में उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के टैरिफ में समायोजन के रूप में पारित की जाएगी जैसा कि इन विनियमों के तहत पारित आयोग के आदेश में निर्दिष्ट किया गया हो:

13.2 उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, किए गए व्यय और अर्जित राजस्व के बीच अंतर का विवरण और आयोग द्वारा अनुमोदित आंकड़ों को निर्दिष्ट प्रारूप में आयोग को आयोग द्वारा सत्यापन के लिए आवश्यक विस्तृत गणना और सहायक दस्तावेजों के साथ प्रस्तुत करेगा।

14. नियंत्रणीय कारकों के कारण लाभ या नुकसान को साझा करने की व्यवस्था

14.1 नियंत्रणीय कारकों के कारण उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी को स्वीकृत कुल लाभ निम्नलिखित तरीके से साझा किया जाना चाहिए: -

(क) इस तरह के लाभ की दो-तिहाई राशि आयोग के आदेश में निर्धारित अवधि के दौरान टैरिफ में छूट के रूप में दी जाएगी;

(ख) शेष राशि, जो ऐसे लाभ का एक-तिहाई होगी, उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के विवेक पर उपयोग की जा सकती है

14.2 नियंत्रणीय कारकों के कारण उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी को यदि कोई अनुमोदित कुल नुकसान होती है, तो उसे निम्नलिखित तरीके से निपटाया जाएगा:

(क) इस तरह के नुकसान की एक तिहाई राशि को आयोग के आदेश में निर्धारित अवधि के दौरान टैरिफ में अतिरिक्त शुल्क के रूप में पारित किया जाएगा; और

(ख) शेष राशि, जो इस तरह के नुकसान का दो-तिहाई होगी, लाइसेंसधारी द्वारा अवशोषित की जाएगी।

14.3 अन्य नियंत्रणीय कारकों के कारण लाभ या नुकसान, जब तक कि आयोग द्वारा विशेष रूप से प्रदान न किया गया हो, उत्पादन कंपनी, पारेषण या वितरण लाइसेंसधारी के खाते में होगा।

15. टैरिफ का निर्धारण

15.1 टैरिफ के निर्धारण के लिए आयोग द्वारा की जाने वाली कार्यवाही समय-समय पर संशोधित केंद्र शासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (व्यवसाय का संचालन) विनियम 2022 के लिए प्रचलित संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग के अनुसार होगी।

15.2 इन विनियमों में निहित किसी भी बात के बावजूद, आयोग के पास हर समय, स्वतः संज्ञान के आधार पर या उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा दायर याचिका पर, नियम और शर्तों सहित टैरिफ निर्धारित करने का अधिकार होगा:

बशर्ते कि टैरिफ का ऐसा निर्धारण किसी समझौते या व्यवस्था के अनुसार या अन्यथा किया जा सकता है, चाहे वह पहले आयोग द्वारा अनुमोदित हो या नहीं और इन विनियमों की प्रयोज्यता से पहले या बाद में किसी भी समय किया गया हो।

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

बशर्ते कि आवेदक ऐसी जानकारी प्रदान करेगा जिसकी आयोग को यह संतुष्ट करने के लिए आवश्यकता हो कि इस संबंध में केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों का विधिवत पालन किया गया है।

15.4 मौजूदा उत्पादन स्टेशन के लिए टैरिफ का निर्धारण:

क) जहां आयोग ने, इन विनियमों की प्रभावशीलता की तारीख से पहले किसी भी समय, एक उत्पादन कंपनी और एक वितरण लाइसेंसधारी के बीच बिजली खरीद समझौते या व्यवस्था को मंजूरी दे दी है या मौजूदा उत्पादन इकाई/स्टेशन से बिजली की आपूर्ति के लिए उसमें निहित टैरिफ को अपनाया है, वहां वितरण लाइसेंसधारी को उत्पादन कंपनी द्वारा बिजली की आपूर्ति के लिए टैरिफ ऐसे बिजली खरीद समझौते या ऐसी अवधि के लिए व्यवस्था में उल्लिखित टैरिफ के अनुसार होगा जो आयोग द्वारा अनुमोदित या अपनाया जा सकता है;

ख) जहां, इन विनियमों की प्रभावशीलता की तिथि के अनुसार, मौजूदा उत्पादन स्टेशन से बिजली की आपूर्ति के लिए एक उत्पादन कंपनी और एक वितरण लाइसेंसधारी के बीच बिजली खरीद समझौते या व्यवस्था को आयोग द्वारा अनुमोदित नहीं किया गया है या उसमें निहित टैरिफ को आयोग द्वारा नहीं अपनाया गया है या जहां कोई बिजली खरीद समझौता या व्यवस्था नहीं है, इन विनियमों की प्रभावशीलता की तारीख के बाद ऐसी उत्पादन कंपनी द्वारा ऐसे वितरण लाइसेंसधारी को बिजली की आपूर्ति आयोग द्वारा अनुमोदित बिजली खरीद समझौते के अनुसार होगी:

बशर्ते कि ऐसे बिजली खरीद समझौते या व्यवस्था के अनुमोदन के लिए वितरण लाइसेंसधारी द्वारा इन विनियमों की अधिसूचना की तिथि से तीन (3) महीने की अवधि के भीतर आयोग को आवेदन किया जाए:

बशर्ते कि बिजली की आपूर्ति वर्तमान समझौते या व्यवस्था के तहत, जैसा भी मामला हो, जारी रखने की अनुमति दी जाएगी, जब तक कि आयोग ऐसे बिजली खरीद समझौते को मंजूरी देता है और यदि आयोग लिखित रूप में दर्ज कारणों से ऐसे बिजली खरीद समझौते या व्यवस्था को खारिज कर देता है तो इसे तुरंत बंद कर दिया जाएगा।

15.5 नए उत्पादन स्टेशन के लिए टैरिफ का निर्धारण:

a) एक उत्पादन कंपनी द्वारा एक वितरण लाइसेंसधारी को एक नई उत्पादन इकाई/स्टेशन से बिजली की आपूर्ति के लिए टैरिफ, टैरिफ आयोग द्वारा अनुमोदित बिजली खरीद समझौते के अनुसार होगा।

15.6 पारेषण, वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए टैरिफ का निर्धारण:

- 1) आयोग, विनियम 16 के अनुसार पारेषण या वितरण लाइसेंसधारियों द्वारा किए गए आवेदन के आधार पर टैरिफ का निर्धारण करेगा:
 - (i). इन विनियमों के अध्याय 5 में निहित नियमों और शर्तों के अनुसार बिजली का संचरण;
 - (ii). इन विनियमों के अध्याय 6 में निहित नियमों और शर्तों के अनुसार वितरण तार व्यवसाय; और
 - (iii). इन विनियमों के अध्याय 7 में निहित नियमों और शर्तों के अनुसार खुदरा आपूर्ति व्यवसाय।

16. दाखिल करने की प्रक्रिया

- 16.1 व्यवसाय योजना के अनुमोदन के लिए आवेदन केंद्र शासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (व्यवसाय का संचालन) विनियम 2022 के लिए प्रचलित संयुक्त विद्युत नियामक आयोग के अनुसार नियंत्रण अवधि के शुरू होने से पहले वर्ष के 30 नवंबर तक किया जाना चाहिए, और इसके साथ शुल्क भी देय होगा, जैसा कि केंद्र शासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (शुल्क, जुर्माना और प्रभार) विनियम 2022 के लिए प्रचलित संयुक्त विद्युत नियामक आयोग में निर्दिष्ट है।
- 16.2 टैरिफ निर्धारण हेतु आवेदन प्रत्येक वर्ष 30 नवंबर तक, इस विनियम में विनिर्दिष्ट रूप एवं तरीके से प्रस्तुत किया जाएगा तथा इसके साथ प्रचलित संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, केंद्रशासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्रशासित प्रदेश लद्दाख (शुल्क, जुर्माना एवं प्रभार) विनियम, 2022, यथा समय-समय पर संशोधित, में निर्दिष्ट शुल्क संलग्न किया जाएगा।
- 16.3 टैरिफ के निर्धारण के लिए आयोग द्वारा की जाने वाली कार्यवाही समय-समय पर संशोधित केंद्र शासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (व्यवसाय का संचालन) विनियम 2022 के लिए प्रचलित संयुक्त विद्युत नियामक आयोग के अनुसार होगी।
- 16.4 आवेदक को आयोग को अपनी याचिका के हिस्से के रूप में, समय-समय पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट प्रारूपों में, कुल राजस्व आवश्यकता और टैरिफ और शुल्क से अपेक्षित राजस्व की गणना का पूरा विवरण प्रदान करना होगा और उसके बाद, ऐसी अतिरिक्त जानकारी या विवरण या दस्तावेज़ प्रस्तुत करना होगा जिसकी आयोग को ऐसी गणना का आकलन करने के लिए उचित रूप से आवश्यकता हो सकती है:

बशर्ते कि याचिका के साथ, जहां प्रासंगिक हो, नियंत्रण अवधि के संबंधित वर्ष के लिए कुल राजस्व आवश्यकता की वसूली के लिए श्रेणी-वार टैरिफ दिखाने वाला टैरिफ और शुल्क संशोधन प्रस्ताव संलग्न किया जाए:

बशर्ते कि 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 और टैरिफ निर्धारित करने के लिए उसे उचित रूप से आवश्यकता हो सकती है।

बशर्ते कि पिछले वर्ष की जानकारी लेखापरीक्षित खातों पर आधारित होगी और इसे पिछले वर्ष के लेखापरीक्षित खातों के साथ दाखिल किया जाना चाहिए:
- 16.5 उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, उपरोक्त याचिका के साथ, आयोग द्वारा अपने पिछले टैरिफ आदेश में जारी किए गए निर्देशों, यदि कोई हो, के अनुपालन की स्थिति पर एक विवरण प्रस्तुत करेगा।
- 16.6 टैरिफ के निर्धारण के लिए याचिका में वितरण लाइसेंसधारी द्वारा दावा किए गए राज्य सरकार से प्राप्त वास्तविक सब्सिडी और पिछले वर्ष के लिए टू-अप याचिका का विवरण शामिल होगा:
- 16.7 याचिका का समर्थन आवेदन में बताए गए तथ्यों से परिचित व्यक्ति के हलफनामे द्वारा किया जाएगा।

- 16.8 इन विनियमों में निर्दिष्ट सभी आवश्यकताओं के अनुपालन में सभी अपेक्षित जानकारी, विवरण और दस्तावेजों के साथ एक पूर्ण याचिका प्राप्त होने पर, याचिका प्राप्त मानी जाएगी और आयोग आवेदक को याचिका की स्वीकृति के संबंध में सूचित करेगा।
- 16.9 आयोग व्यवसाय योजना के अनुमोदन और टैरिफ के निर्धारण के लिए आवेदन दाखिल करने के 14 (चौदह) दिनों के भीतर आवेदन में अपर्याप्तता, यदि कोई हो, पर स्पष्टीकरण और अतिरिक्त जानकारी मांग सकता है।
- 16.10 उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी अगले 10 (दस) दिनों के भीतर आवश्यक सभी स्पष्टीकरण और जानकारी के साथ आयोग को जवाब देंगे।
- 16.11 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 भाषाओं के दैनिक समाचार पत्रों में अपनी याचिका की सूचना प्रकाशित करेगा:
- बशर्ते कि आवेदक पूरी याचिका की हार्ड कॉपी किसी भी व्यक्ति को आयोग द्वारा निर्धारित किए गए स्थानों पर और दरों पर उपलब्ध कराएगा:
- बशर्ते कि 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 प्रदान करेगा:
- बशर्ते कि उल्लिखित ऐसी जानकारी का वेब लिंक आसानी से उपलब्ध होगा, डाउनलोड करने के लिए आर्काइव किया जाएगा और आवेदक की इंटरनेट वेबसाइट पर प्रमुखता से प्रदर्शित किया जाएगा:
- बशर्ते कि आवेदक को आयोग द्वारा ऐसी कोई भी जानकारी, विवरण या दस्तावेज प्रदान करने से छूट दी जा सकती है, जो गोपनीय प्रकृति की हो।
- 16.12 टैरिफ निर्धारण के प्रस्ताव पर सुझाव एवं आपत्तियां, यदि कोई हों, किसी भी व्यक्ति द्वारा, इस प्रकार प्रकाशित नोटिस में निर्दिष्ट समय-सीमा के भीतर, आवेदक को एक प्रति के साथ, केंद्र शासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख के लिए सचिव, संयुक्त विद्युत नियामक आयोग के समक्ष दायर किया जा सकता है।
- 16.13 आवेदक को उपर्युक्त नोटिस के प्रकाशन की तिथि से सात (7) दिनों के भीतर आयोग को हलफनामे पर प्रकाशित नोटिस का विवरण प्रस्तुत करना होगा और उन समाचार पत्रों की प्रतियां भी दाखिल करनी होंगी जिनमें नोटिस प्रकाशित किया गया है।
- 16.14 आवेदक को अपने आवेदन के जवाब में प्राप्त सुझावों और आपत्तियों, यदि कोई हो, पर आयोग द्वारा निर्दिष्ट समय सीमा के भीतर अपनी टिप्पणियाँ दर्ज करनी होंगी।
- 16.15 इन विनियमों में निहित किसी भी बात के बावजूद, व्यवसाय योजना के अनुमोदन और टैरिफ के निर्धारण के लिए आवेदन के विलंब/प्रस्तुत न होने की स्थिति में, जैसा भी मामला हो, आयोग टैरिफ के निर्धारण के लिए स्वतः संज्ञान लेते हुए उचित कार्यवाही शुरू कर सकता है।
- बशर्ते कि उपरोक्त कार्यवाही के बावजूद लाइसेंसधारी द्वारा आवेदन दाखिल नहीं करने की स्थिति में, आयोग पिछले वर्ष के टैरिफ विवरण के आधार पर और उपयुक्त समायोजन को शामिल करने के बाद स्वयं टैरिफ तय कर सकता है।
- बशर्ते कि यदि आवश्यक हो तो आयोग अधिनियम की धारा 129 और धारा 142 के तहत निर्देश भी पारित कर सकता है।

17. टैरिफ आदेश

17.1 आयोग, पूरी याचिका की स्वीकृति की तारीख से एक सौ बीस (120) दिनों के भीतर, और आयोग द्वारा बाद में मांगी गई जानकारी याचिकाकर्ता द्वारा समय पर उपलब्ध करने के बाद, और विभिन्न हितधारकों से प्राप्त सभी सुझावों और आपत्तियों पर विचार करने के बाद प्रदान करेगा:

- 1) टैरिफ आदेश जारी किया जाएगा, या
- 2) यदि ऐसा आवेदन अधिनियम और उसके तहत बनाए गए विनियमों के प्रावधानों या उस समय लागू किसी अन्य कानून के प्रावधानों के अनुरूप नहीं है, तो लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से आवेदन को अस्वीकार किया जाएगा:

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

17.2 इस प्रकार प्रकाशित टैरिफ उक्त आदेश में निर्दिष्ट तिथि से लागू होगा और जब तक संशोधित या निरस्त नहीं किया जाता है, तब तक उसमें निर्धारित अवधि के लिए लागू रहेगा।

17.3 आवेदक आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ को कम से कम दो अंग्रेजी और दो स्थानीय भाषाओं के दैनिक समाचार पत्रों में प्रकाशित करेगा, जिनका उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी के स्थान या वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र, जैसा भी मामला हो, में व्यापक प्रसार हो। अपनी इंटरनेट वेबसाइट पर अनुमोदित टैरिफ अनुसूची, और उचित शुल्क का भुगतान करने पर किसी भी व्यक्ति को ऐसे टैरिफ वाली एक पुस्तिका विक्री के लिए उपलब्ध कराएगा।

18. टू-अप आदेश

18.1 आयोग या तो टैरिफ आदेश के हिस्से के रूप में खर्चों को सही करेगा या आगामी वर्ष के टैरिफ आदेश से पहले के खर्चों को टू-अप के लिए आदेश जारी करेगा।

18.2 व्ययों की सत्यता के लिए वार्षिक आधार पर आदेश जारी किया जाएगा।

18.3 व्ययों की सत्यता का आदेश विचाराधीन वर्ष की शुरुआत में किए गए व्यय अनुमानों और वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी के लेखापरीक्षित खाते की किताबों में दर्ज वास्तविक खर्चों के आधार पर होगा।

19. टैरिफ आदेश का पालन

19.1 निर्दिष्ट किए गए किसी भी ईंधन अधिभार फार्मूले की शर्तों के तहत स्पष्ट रूप से अनुमत किसी भी परिवर्तन के संबंध में छोड़कर, किसी भी टैरिफ या किसी टैरिफ के हिस्से को आम तौर पर एक वर्ष में एक से अधिक बार संशोधित नहीं किया जा सकता है।

19.2 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, अतिरिक्त राशि उस व्यक्ति को देय होगी जिसने प्रासंगिक अवधि के दौरान प्रचलित बैंक दर के बराबर ब्याज के साथ ऐसी कीमत या शुल्क का भुगतान किया है, बिना किसी अन्य देनदारी पर प्रतिकूल प्रभाव डाले जिसके अधीन ऐसी उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी हो सकती है:

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

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

20. Subsidy Mechanism

20.1 यदि सरकार को आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ में किसी उपभोक्ता या उपभोक्ताओं के वर्ग को कोई सब्सिडी देने की आवश्यकता है, सरकार, अधिनियम की धारा 108 के तहत दिए गए किसी भी निर्देश के बावजूद, वितरण लाइसेंसधारी/सब्सिडी के अनुदान से प्रभावित व्यक्ति को मुआवजा देने के लिए इन विनियमों में निर्दिष्ट तरीके से सरकार द्वारा प्रदान की गई सब्सिडी को लागू करने के लिए लाइसेंसधारी या किसी अन्य संबंधित व्यक्ति के लिए एक शर्त के रूप में अग्रिम राशि का भुगतान करेगी: बशर्ते कि 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। बशर्ते केंद्रशासित सरकार टीएंडडी क्षेत्र में बदलाव हासिल करने तक बिजली उपयोगिताओं को सहायता अनुदान के रूप में वित्तीय सहायता/सब्सिडी देने का निर्णय लेती है जैसा कि जेकेपीडीडी, जम्मू-कश्मीर सरकार द्वारा गठित समिति द्वारा 20 सितंबर 2019 के आदेश संख्या 164-पीडीडी 2019 के तहत तैयार की गई 'केंद्रशासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख की वितरण उपयोगिताओं के लिए वित्तीय व्यवहार्यता योजना' में परिकल्पना की गई है। तब आयोग टैरिफ गणना में समर्थन में ऐसे अनुदान को शामिल करेगा और इसे बिजली अधिनियम 2003 की धारा 65 के तहत प्रदान की गई टैरिफ से संबंधित राजस्व सब्सिडी के रूप में समझेगा। वांछनीय है कि केंद्रशासित सरकार विद्युत अधिनियम की धारा 65 में परिकल्पित उपभोक्ता के इच्छित वर्ग को सब्सिडी प्रदान करेगी।

अध्याय 3: वित्तीय सिद्धांत

21. 21. एक उत्पादन कंपनी और एक पारेषण कंपनी के लिए वित्तीय सिद्धांत

21.1 उत्पादन कंपनी एवं पारेषण कंपनी के लिए पूंजी लागत का निर्धारण आयोग द्वारा, इन विनियमों के प्रासंगिक प्रावधानों के मार्गदर्शन में तथा विवेकपूर्णता जाँच के अधीन किया जाएगा। इस प्रकार निर्धारित पूंजी लागत, विद्यमान परियोजनाओं एवं नवीन परियोजनाओं के लिए टैरिफ निर्धारण का आधार बनेगी।

21.2 उत्पादन कंपनी के लिए अतिरिक्त पूंजीकरण, नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण से संबंधित मानक इन विनियमों के अनुसार होंगे।

21.3 उत्पादन कंपनी एवं पारेषण कंपनी के लिए ऋण-इक्विटी अनुपात, इक्विटी पर प्रतिफल, ऋण पर व्याज, विदेशी मुद्रा जोखिम परिवर्तन, कार्यशील पूंजी पर व्याज, आय पर कर के उपचार, कार्यशील पूंजी के मानक आदि सहित वित्तीय सिद्धांत, इन विनियमों के इस अध्याय में निर्दिष्ट अनुसार होंगे।

22. 22. वितरण व्यवसाय के लिए वित्तीय सिद्धांत

22.1 इन विनियमों के इस अध्याय के बाद के अनुभागों में निर्दिष्ट वित्तीय सिद्धांत वितरण लाइसेंसधारी पर लागू होंगे।

22.2

23. पूंजी लागत

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

- 1) 1 अप्रैल, 2026 से पहले आयोग द्वारा स्वीकार की गई पूंजी लागत, 1 अप्रैल, 2026 को विधिवत सही की गई;
- 2) विनियमन 24 के अनुसार निर्धारित टैरिफ के संबंधित वर्ष के लिए अतिरिक्त पूंजीकरण और विपूंजीकरण; और
- 3) विनियमन 26 के अनुसार इस आयोग द्वारा स्वीकृत नवीनीकरण और आधुनिकीकरण के कारण व्यय।

23.2 एक नई पूंजी निवेश परियोजना के लिए पूंजीगत लागत में निम्नलिखित शामिल होंगे:

- 1) परियोजना के वाणिज्यिक संचालन की तिथि तक किया गया या होने का अनुमान लगाया गया व्यय;
- 2) निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी) और वास्तविक ऋण राशि पर वित्तपोषण शुल्क;
- 3) इन विनियमों में निर्दिष्ट निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी) और निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय (आईडीसी);
- 4) इन विनियमों में निर्दिष्ट अधिकतम दरों के अधीन पूंजीकृत प्रारंभिक पुर्जे;
- 5) विनियम 24 के अनुसार निर्धारित टैरिफ के संबंधित वर्ष के लिए अतिरिक्त पूंजीकरण और विपूंजीकरण के कारण व्यय; और
- 6) सीओडी से पहले परिसंपत्तियों का उपयोग करके उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी द्वारा अर्जित किसी भी राजस्व का समायोजन;
- 7) रास्ते का अधिकार प्राप्त करने पर लाइसेंसधारी द्वारा किया गया खर्च, जैसा कि विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा स्वीकार किया गया है;
- 8) वाणिज्यिक परिचालन की तिथि तक ली गई ऋण राशि से संबंधित विदेशी विनिमय दर भिन्नता के कारण कोई लाभ या नुकसान, जैसा कि विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा स्वीकार किया गया है:

बशर्ते कि वाणिज्यिक परिचालन की तिथि तक ली गई ऋण राशि से संबंधित विदेशी विनिमय दर भिन्नता के कारण कोई लाभ या नुकसान केवल पूंजी लागत के ऋण घटक के विरुद्ध समायोजित की जाएगी:

बशर्ते कि परियोजना का हिस्सा बनने वाली परिसंपत्तियों की पूंजीगत लागत, लेकिन जो उपयोग में नहीं लाई गई या उपयोग में नहीं आने पर पूंजीगत लागत से बाहर रखा जाएगा:

बशर्ते कि लाइसेंसधारी उपयोग में लाई जा रही संपत्तियों के अपने दावे के समर्थन में दस्तावेजी साक्ष्य प्रस्तुत करेगा।

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

बशर्ते कि विवेकपूर्ण जांच में पूंजीगत व्यय की तर्कसंगतता की जांच, वित्तपोषण की पसंद और तरीके सहित वित्तपोषण योजना, निर्माण के दौरान ब्याज, कुशल प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत में वृद्धि और समय में वृद्धि और ऐसे अन्य मामले जिन्हें टैरिफ के निर्धारण के लिए आयोग द्वारा उपयुक्त माना जा सकता है शामिल हो।

23.4 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 कि 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।

बशर्ते कि जहां बिजली खरीद समझौता या पारेषण या व्हीलिंग समझौता पूंजीगत लागत की सीमा प्रदान करता है, आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजीगत लागत टैरिफ के निर्धारण के लिए ऐसी सीमा को ध्यान में रखेगा।

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

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

क) पारेषण लाइन और वितरण लाइन	- 1%
ख) पारेषण सब-स्टेशन एवं वितरण सब-स्टेशन (ग्रीन फील्ड)	- 4%
ग) पारेषण सब-स्टेशन (ब्राउन फील्ड)	- 6%
घ) श्रृंखला क्षतिपूर्ति उपकरण और एचवीडीसी स्टेशन	- 4%
ङ) गैस इंसुलेटेड सब-स्टेशन (जीआईएस)	- 5%
च) संचार तंत्र	- 3.5%

23.7 पुरानी अचल संपत्तियों के प्रतिस्थापन, नवीकरण और आधुनिकीकरण या जीवन के विस्तार पर कोई भी व्यय, जैसा कि पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी पर लागू होता है, पर मूल पूंजी लागत से ऐसी प्रतिस्थापित परिसंपत्तियों के शुद्ध मूल्य को लिखने के बाद विचार किया जाएगा और निम्नानुसार गणना की जाएगी:

बदली गई संपत्तियों का शुद्ध मूल्य = OCFA – AD – CC

जहाँ;

OCFA: - बदली गई संपत्तियों की मूल पूंजी लागत;

AD: - प्रतिस्थापित परिसंपत्तियों से संबंधित संचित मूल्यह्रास

CC: - बदली गई संपत्तियों से संबंधित कुल उपभोक्ता योगदान;

बशर्ते कि प्रतिस्थापन की आवश्यकता वाली किसी परिसंपत्ति की क्षति के लिए प्राप्त बीमा आय की राशि, यदि कोई हो, पहले बकाया वास्तविक या मानक ऋण के लिए समायोजित की जाएगी और शेष राशि, यदि कोई हो, का उपयोग ऐसी प्रतिस्थापित परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत को कम करने के लिए किया जाएगा, और किसी भी अतिरिक्त शेष राशि को गैर-टैरिफ आय के रूप में माना जाएगा।

23.8 निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी):

- 1) निर्माण के दौरान ब्याज की गणना ऋण निधि के निवेश की तिथि से ऋण के अनुरूप की जाएगी, और अनुसूचित सीओडी तक निधि के विवेकपूर्ण चरण को ध्यान में रखने के बाद की जाएगी।
- 2) निर्धारित सीओडी प्राप्त करने में देरी के कारण आईडीसी के कारण अतिरिक्त लागत के मामले में, उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी, या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, को धन के विवेकपूर्ण चरणबद्धता सहित इस तरह की देरी के लिए सहायक दस्तावेजों के साथ विस्तृत औचित्य प्रस्तुत करने की आवश्यकता होगी:

बशर्ते कि यदि देरी के लिए उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, जिम्मेदार नहीं है, और इन विनियमों के विनियम 12 में निर्दिष्ट अनियंत्रित कारकों के कारण, विवेकपूर्ण जांच के बाद और निधियों के विवेकपूर्ण चरणबद्धता को ध्यान में रखते हुए आईडीसी की अनुमति दी जा सकती है।

23.9 निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय (IEDC):

- 1) निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय की गणना शून्य तिथियों से की जाएगी और अनुसूचित सीओडी तक पूर्व-संचालन खर्चों को ध्यान में रखने के बाद की जाएगी:

बशर्ते कि निर्माण अवधि के दौरान निर्धारित सीओडी तक जमा या अग्रिम पर ब्याज, या किसी अन्य प्राप्तियों के कारण अर्जित किसी भी राजस्व को निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय में कमी के लिए ध्यान में रखा जा सकता है।

- 2) निर्धारित सीओडी प्राप्त करने में देरी के कारण आईईडीसी के कारण अतिरिक्त लागत के मामले में, उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी, या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, को इस तरह की देरी के लिए सहायक दस्तावेजों के साथ विस्तृत औचित्य प्रस्तुत करना आवश्यक होगा, जिसमें देरी की अवधि के दौरान आकस्मिक व्यय और देरी के अनुरूप पुनर्प्राप्त या वसूली योग्य निर्धारित क्षति का विवरण शामिल है:

बशर्ते कि यदि देरी के लिए उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, जिम्मेदार नहीं है, और विनियमन 12 में निर्दिष्ट अनियंत्रित कारकों के कारण है, तो उचित विवेकपूर्ण जांच के बाद आईईडीसी को अनुमति दी जा सकती है:

बशर्ते कि जहां देरी उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा नियुक्त किसी एजेंसी या ठेकेदार या आपूर्तिकर्ता के कारण हो, पूंजीगत लागत की गणना करते समय ऐसी एजेंसी या ठेकेदार या आपूर्तिकर्ता से वसूल किए गए नुकसान को ध्यान में रखा जाएगा।

- 3) यदि उचित विवेक के बाद निर्धारित सीओडी से अधिक समय स्वीकार्य नहीं है, उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्तिकर्ता या ठेकेदार के साथ अनुबंध में मूल्य भिन्नता प्रावधानों के बावजूद समय की अवधि के अनुरूप लागत भिन्नता के कारण पूंजीगत लागत में वृद्धि को पूंजीकरण से बाहर रखा जा सकता है।

24. अतिरिक्त पूंजीकरण और विपूंजीकरण

- 24.1 किसी नई परियोजना या मौजूदा परियोजना के संबंध में कार्य के मूल दायरे के भीतर निम्नलिखित गणनाओं पर पूंजीगत व्यय, वास्तव में किया गया या किए जाने का अनुमान है, को विवेकपूर्ण जांच के अधीन, वाणिज्यिक संचालन की तारीख के बाद और कट-ऑफ तारीख तक आयोग द्वारा प्रवेश दिया जा सकता है:

- 1) न चुकाई गई देनदारियां जिन्हें भविष्य की तारीख में देय माना जाता है;
- 2) निष्पादन के लिए स्थगित कार्य;
- 3) विनियम 23.6 के प्रावधानों के अनुसार, कार्य के मूल दायरे के भीतर प्रारंभिक पूंजीगत पुर्जों की खरीद;
- 4) मध्यस्थता के पुरस्कार को पूरा करने या कानून की अदालत के आदेश या डिक्री के अनुपालन के लिए दायित्व; और
- 5) कानून में बदलाव या किसी मौजूदा कानून का अनुपालन:

बशर्ते कि कार्य के मूल दायरे में परिसंपत्ति-वार/कार्य-वार कार्यों का विवरण, व्यय के अनुमान के साथ-साथ भविष्य की तारीख में देय देनदारियों और निष्पादन के लिए स्थगित कार्यों को टैरिफ निर्धारण के लिए आवेदन के साथ प्रस्तुत किया जाएगा।

- 24.2 किसी नई परियोजना या मौजूदा परियोजना के संबंध में कार्य के मूल दायरे के भीतर निम्नलिखित गणनाओं पर पूंजीगत व्यय, वास्तव में किया गया या किए जाने का अनुमान है, को विवेकपूर्ण जांच के अधीन, वाणिज्यिक संचालन की तारीख के बाद और कट-ऑफ तारीख तक आयोग द्वारा प्रवेश दिया जा सकता है:

- 1) न चुकाई गई देनदारियां जिन्हें भविष्य की तारीख में देय माना जाता है;
- 2) निष्पादन के लिए स्थगित कार्य;
- 3) विनियम 23.6 के प्रावधानों के अनुसार, कार्य के मूल दायरे के भीतर प्रारंभिक पूंजीगत पुर्जों की खरीद;
- 4) मध्यस्थता के पुरस्कार को पूरा करने या कानून की अदालत के आदेश या डिक्री के अनुपालन के लिए दायित्व; और
- 5) कानून में बदलाव या किसी मौजूदा कानून का अनुपालन:

- 6) बशर्ते कि कार्य के मूल दायरे में परिसंपत्ति-वार/कार्य-वार कार्यों का विवरण, व्यय के अनुमान के साथ-साथ भविष्य की तारीख में देय देनदारियों और निष्पादन के लिए स्थगित कार्यों को टैरिफ निर्धारण के लिए आवेदन के साथ प्रस्तुत किया जाएगा।

24.3 मौजूदा परियोजना के संबंध में कट-ऑफ तिथि के बाद निम्नलिखित गणनाओं पर किए गए या किए जाने वाले पूंजीगत व्यय को विवेकपूर्ण जांच के अधीन आयोग द्वारा स्वीकार किया जा सकता है:

- 1) मध्यस्थता के पुरस्कार को पूरा करने या कानून की अदालत के आदेश या डिक्री के अनुपालन के लिए दायित्व;
- 2) कानून में बदलाव या किसी मौजूदा कानून का अनुपालन;
- 3) राष्ट्रीय सुरक्षा/आंतरिक सुरक्षा के लिए जिम्मेदार 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;
- 4) 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 करने आदि की विवेकपूर्ण जांच के बाद;
- 5) वास्तविक भुगतान द्वारा ऐसी देनदारियों के निर्वहन की सीमा तक कट-ऑफ तिथि के बाद आयोग द्वारा स्वीकृत कार्यों के लिए कोई दायित्व;
- 6) कोई अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जो पारेषण प्रणाली के कुशल संचालन के लिए आवश्यक हो गया है। संपत्ति में गिरावट के मामले में एक स्वतंत्र एजेंसी द्वारा किए गए परीक्षण के परिणाम जैसे दस्तावेजी साक्ष्य द्वारा विधिवत समर्थित तकनीकी औचित्य, प्राकृतिक आपदाओं, प्रौद्योगिकी के अप्रचलन, दोष स्तर में वृद्धि जैसे तकनीकी कारणों से क्षमता उन्नयन के कारण होने वाली क्षति के मामले में एक स्वतंत्र एजेंसी की रिपोर्ट के साथ दावे की पुष्टि की जाएगी; और
- 7) 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 पारेषण प्रणाली के सफल और कुशल संचालन के लिए आवश्यक हो गया है:

बशर्ते कि कट-ऑफ तिथि के बाद खरीदी गई छोटी वस्तुओं या उपकरण और सामान, फर्नीचर, एयर कंडीशनर, वोल्टेज स्टेबलाइजर्स, रेफ्रिजरेटर, कूलर, कंप्यूटर, पंखे, वॉशिंग मशीन, हीट कन्वेक्टर, गद्दे, कालीन आदि सहित परिसंपत्तियों को प्राप्त करने पर किसी भी व्यय को टैरिफ के निर्धारण के लिए अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए नहीं माना जाएगा:

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

24.5 टैरिफ पर अतिरिक्त पूंजीकरण के प्रभाव पर, जैसा भी मामला हो, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वित्तीय वर्ष के दौरान विचार किया जाएगा।

24.6 किसी उत्पादन कंपनी या वितरण लाइसेंसधारी या पारेषण लाइसेंसधारी की परिसंपत्तियों के विपूंजीकरण के मामले में, जैसा भी मामला हो, विपूंजीकरण की तिथि पर ऐसी परिसंपत्ति की मूल लागत सकल अचल संपत्ति और संबंधित ऋण के मूल्य से काट ली जाएगी और साथ ही उस वर्ष में बकाया ऋण और इक्विटी से क्रमशः इक्विटी की कटौती की जाएगी, जिस वर्ष में ऐसी विपूंजीकरण होता है, उस वर्ष को ध्यान में रखते हुए जिसमें इसे पूंजीकृत किया गया था।

25. उपभोक्ता अंशदान, जमा कार्य, अनुदान और पूंजीगत सस्मिडी

- 25.1 उपयोगकर्ताओं से आंशिक या संपूर्ण धनराशि प्राप्त करने के बाद पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किए गए कार्यों को जमा कार्यों के रूप में वर्गीकृत किया जाएगा;
- 25.2 राज्य और केंद्र सरकार से प्राप्त अनुदान का उपयोग करते हुए उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किए गए पूंजीगत कार्य को, जिसमें विभिन्न योजनाओं के तहत धन भी शामिल है, 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 सबवेंशन से जुड़ी कोई ब्याज लागत के साथ किए गए कार्यों को भी उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजी सस्मिडी या अनुदान के माध्यम से किए गए कार्यों के रूप में वर्गीकृत किया जाएगा।
- 25.4 ऐसे पूंजीगत व्यय पर होने वाले खर्चों को इस प्रकार माना जाएगा:
- 1) इन विनियमों में निर्दिष्ट मानक ओ एंड एम खर्चों की अनुमति दी जाएगी;
 - 2) उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजी सस्मिडी, या अनुदान के माध्यम से प्रदान की गई वित्तीय सहायता की राशि में कटौती के बाद, ऋण-से-इक्विटी अनुपात को विनियमन 26 के अनुसार माना जाएगा;
 - 3) जैसा कि विनियम 30 में निर्दिष्ट है, उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजी सस्मिडी, या अनुदान के माध्यम से किए गए कार्यों की सीमा तक मूल्यहास की अनुमति नहीं दी जाएगी;
 - 4) इक्विटी पर रिटर्न से संबंधित प्रावधान, जैसा कि विनियमन 27 में निर्दिष्ट है, उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजी सस्मिडी या अनुदान के माध्यम से प्रदान की गई वित्तीय सहायता की सीमा पर लागू नहीं होंगे;
 - 5) ऋण पूंजी पर ब्याज से संबंधित प्रावधान, जैसा कि विनियमन 28 में निर्दिष्ट है, उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजी सस्मिडी या अनुदान के माध्यम से प्रदान की गई वित्तीय सहायता की सीमा पर लागू नहीं होंगे।

26. ऋण से इक्विटी अनुपात

- 26.1 मौजूदा परियोजनाओं के मामले में, समाप्त होने वाली अवधि के लिए टैरिफ के निर्धारण के लिए आयोग द्वारा अनुमत ऋण-इक्विटी अनुपात पर विचार किया जाएगा:
- बशर्ते कि सेवानिवृत्ति या परिसंपत्तियों के प्रतिस्थापन या डी-पूँजीकरण के मामले में, ऊपर उल्लिखित अनुसार स्वीकृत इक्विटी पूंजी, ऐसी परिसंपत्तियों की मूल लागत के 30% (या दस्तावेजी साक्ष्य के आधार पर वास्तविक इक्विटी घटक, यदि 30% से कम है) की सीमा तक कम हो जाएगी:
- 26.2 बशर्ते कि सेवानिवृत्ति या परिसंपत्तियों के प्रतिस्थापन या विपूँजीकरण के मामले में, जैसा कि ऊपर उल्लेख किया गया है, स्वीकृत ऋण पूंजी को दस्तावेजी साक्ष्य के आधार पर बकाया ऋण घटक की सीमा तक, या ऐसी परिसंपत्तियों की मूल लागत के मानक ऋण घटक, जैसा भी मामला हो, तक कम किया जाएगा।
- 26.3 नई परियोजनाओं के लिए, टैरिफ के निर्धारण के लिए विवेकपूर्ण जांच के बाद, वाणिज्यिक संचालन की तिथि के अनुसार ऋण-इक्विटी अनुपात विनियमन 23 के तहत आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजी लागत की राशि का 70:30 होगा:
- बशर्ते कि जहां वास्तव में तेनात इक्विटी पूंजीकृत परिसंपत्ति की पूंजी लागत के 30% से कम है, वहां टैरिफ के निर्धारण के लिए वास्तविक इक्विटी पर विचार किया जाएगा:

बशर्ते कि यदि वास्तव में तैनात इक्विटी पूंजी लागत का 30% से अधिक है, तो लाइसेंसधारी के लिए 30% से अधिक की इक्विटी को टैरिफ के निर्धारण के लिए एक मानक ऋण के रूप में माना जाएगा:

बशर्ते कि यह भी प्रावधान है कि वितरण लाइसेंसधारी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी अथवा उत्पादन कंपनी, इक्विटी के वास्तविक निवेश के संबंध में दस्तावेज़ी साक्ष्य प्रस्तुत करेगी तथा इक्विटी हेतु धन के स्रोत का विवरण देगी।

बशर्ते यह भी कि विदेशी मुद्रा में निवेश की गई इक्विटी प्रत्येक निवेश की तिथि पर भारतीय रुपये में निर्दिष्ट की जाएगी:

बशर्ते कि शेयर पूंजी जारी करते समय वितरण लाइसेंसधारी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी अथवा उत्पादन कंपनी द्वारा उठाया गया प्रीमियम, यदि कोई हो, और योजना के वित्तपोषण के लिए अपने मुक्त भंडार से बनाए गए आंतरिक संसाधनों का निवेश, इक्विटी पर रिटर्न की गणना के उद्देश्य से भुगतान की गई पूंजी के रूप में गिना जाएगा, बशर्ते ऐसी प्रीमियम राशि और आंतरिक संसाधन वास्तव में पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिए उपयोग किए जाते हैं, और आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजीगत लागत की 30% की सीमा के भीतर हैं।

26.4 1 अप्रैल, 2026 को या उसके बाद होने वाला कोई भी खर्च, जैसा कि आयोग द्वारा स्वीकार किया जा सकता है, टैरिफ के निर्धारण के लिए अतिरिक्त पूंजीगत व्यय को, और जीवन विस्तार के लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण व्यय को इस विनियमन में निर्दिष्ट तरीके से पूरा किया जाएगा।

27. इक्विटी पर रिटर्न (आरओई)

27.1 इक्विटी पर रिटर्न की गणना उपयोग में लाई गई परिसंपत्तियों के लिए विनियम 26 के अनुसार निर्धारित चुकता इक्विटी पूंजी पर की जाएगी।

बशर्ते कि इक्विटी पर रिटर्न की अनुमति केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख के वितरण लाइसेंसधारियों के लिए दो भागों में दी जाएगी, यानी इक्विटी पर बेस रिटर्न और इक्विटी पर अतिरिक्त रिटर्न।

बशर्ते यह भी कि उत्पादन कंपनी और पारेषण लाइसेंसधारी के मामले में इक्विटी पर रिटर्न प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के अनुसार अनुमति दी जाएगी।

27.2 वितरण वायर व्यवसाय के लिए इक्विटी पर बेस रिटर्न और वितरण लाइसेंसधारी के खुदरा आपूर्ति व्यवसाय को प्रति वर्ष चौदह (14%) की आधार दर पर उपयोग की जाने वाली संपत्तियों के लिए विनियम 26 और विनियम 50 के अनुसार निर्धारित इक्विटी पूंजी पर अनुमति दी जाएगी।

27.3 उत्पादन कंपनी एवं पारेषण लाइसेंसधारी के लिए आधार इक्विटी पर प्रतिफल निर्धारित इक्विटी पूंजी पर प्रति वर्ष चौदह (14) प्रतिशत की दर से अनुमन्य होगा।

27.4 वितरण लाइसेंसधारियों के लिए इक्विटी पर अतिरिक्त रिटर्न (आरओई) : टू-अप के समय 1.5% अतिरिक्त इक्विटी रिटर्न (आरओई) की अनुमति निम्नलिखित के अधीन होगी: -

- यदि बिना मीटर वाले घरेलू उपभोक्ताओं का मीटरीकरण केंद्र सरकार की योजनाओं के तहत निर्दिष्ट समयसीमा के भीतर या इस आयोग द्वारा जारी निर्देशों के माध्यम से होता है तो 0.50% की अतिरिक्त आरओई की अनुमति दी जाएगी।
- यदि किसी वर्ष में वास्तविक मरम्मत और रखरखाव खर्च उस वर्ष के लिए अनुमोदित मरम्मत और रखरखाव खर्च के 95% से अधिक है, तो इक्विटी पर 0.50% के अतिरिक्त रिटर्न की अनुमति दी जाएगी।

- iii. इसके अलावा, टैरिफ आदेश या स्वतः संज्ञान कार्यवाही के माध्यम से इस आयोग द्वारा जारी निर्देशों के अनुपालन पर आयोग के विवेक पर 0.5% के अतिरिक्त आरओई की अनुमति दी जाएगी।

28. ऋण पूंजी और सुरक्षा जमा पर ब्याज और वित्त शुल्क

28.1 उपयोग में लाई गई परिसंपत्तियों पर विनियम 26 में बताए गए तरीके से प्राप्त ऋण को ऋण पर ब्याज की गणना के लिए सकल मानक ऋण माना जाएगा:

बशर्ते कि प्रगति में चल रहे पूंजीगत कार्यों पर ब्याज और वित्त शुल्क को बाहर रखा जाएगा:

बशर्ते कि विपूंजीकरण या सेवानिवृत्ति या परिसंपत्तियों के प्रतिस्थापन के मामले में, दस्तावेजी साक्ष्य के आधार पर, ऋण पूंजी को पूंजीकरण मुक्त या सेवानिवृत्त या प्रतिस्थापित परिसंपत्तियों की मूल लागत के बकाया ऋण घटक की सीमा तक कम कर दिया जाएगा।

28.2 1 अप्रैल, 2026 को बकाया मानक ऋण की गणना, स्वीकृत सकल मानक ऋण से 31 मार्च, 2026 तक आयोग द्वारा स्वीकृत संचयी पुनर्भुगतान को घटाकर की जाएगी।

28.3 जैसा भी मामला हो, वितरण लाइसेंसधारी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी अथवा उत्पादन कंपनी द्वारा प्राप्त किसी भी अधिस्थगन अवधि के बावजूद, ऋण की चुकौती परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष से मानी जाएगी और विनियम 30 के अनुसार अनुमत वार्षिक मूल्यहास के बराबर होगी।

28.4 ब्याज दर पूंजीकृत ब्याज के लिए उचित लेखांकन समायोजन प्रदान करने के बाद पिछले वर्ष के वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना किए गए ब्याज का भारित औसत दर होगा:

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

यदि बशर्ते कि यदि पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी, जैसा भी मामला हो, के पास वास्तविक ऋण नहीं है, फिर एक (1) वर्ष के लिए भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर / आरबीआई द्वारा

अधिसूचित कोई भी प्रतिस्थापन, जो एक (1) वर्ष की अवधि के लिए प्रभावी होगा, मानक ऋण पर ब्याज की अनुमति देने के प्रयोजन के लिए संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को लागू होने वाले प्लस 100 आधार अंकों को ब्याज दर माना जाएगा।

28.5 ऋण पर ब्याज की गणना भारित औसत ब्याज दर को लागू करके वर्ष के मानक औसत ऋण पर की जाएगी:

बशर्ते कि टू-अप के समय, वर्ष के मानक औसत ऋण पर वर्ष के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित वास्तविक परिसंपत्ति पूंजीकरण के आधार पर विचार किया जाएगा।

28.6 पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी, ऋण को तब तक पुनर्वित्त करने के लिए हर संभव प्रयास करेगा जब तक इसके परिणामस्वरूप ब्याज पर शुद्ध बचत होती है, और उस स्थिति में ऐसे पुनर्वित्त से जुड़ी लागत लाभार्थियों द्वारा वहन की जाएगी और ब्याज पर शुद्ध बचत, जैसा भी मामला हो, लाभार्थियों और वितरण लाइसेंसधारी के बीच 1:2 के अनुपात में साझा की जाएगी।

बशर्ते कि ऋण के नियमों और शर्तों में परिवर्तन ऐसे पुनर्वित्त की तिथि से परिलक्षित होंगे।

- 28.7 उपरोक्त ब्याज गणना में पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा किए गए उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजी सब्सिडी या अनुदान द्वारा वित्त पोषित पूंजी लागत की सीमा तक, मानक या अन्यथा, ऋण राशि पर ब्याज को शामिल नहीं किया जाएगा।
- 28.8 किसी भी वर्ष के लिए वित्तीय संस्थानों से ऋण प्राप्त करने के लिए किए गए वित्त शुल्क को विवेकपूर्ण जांच के अधीन टू-अप के समय आयोग द्वारा अनुमति दी जाएगी।
- 28.9 स्वीकृत समापन कार्यक्रम और पूंजीगत लागत की तुलना में समय और/या लागत में वृद्धि के कारण निर्माण के दौरान अतिरिक्त ब्याज या योजना पूर्णता की स्थिति के आधार पर वास्तविक आवश्यकता से अधिक ऋण निधि की अधिक निकासी के कारण, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के बाद, मामले-दर-मामले के आधार पर आंशिक या पूर्ण रूप से अनुमति दी जाएगी या अस्वीकृत की जाएगी:
- बशर्ते कि जहां निर्माण के दौरान अतिरिक्त ब्याज पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त किसी एजेंसी या ठेकेदार या आपूर्तिकर्ता के कारण होने वाली देरी के कारण हो, ऐसी एजेंसी या ठेकेदार या आपूर्तिकर्ता से वसूल किए गए किसी भी निर्धारित नुकसान को पूंजीगत लागत की गणना के लिए ध्यान में रखा जाएगा:
- बशर्ते कि विचार किए जाने वाले परिसमाप्त नुकसान की सीमा निर्माण के दौरान अतिरिक्त ब्याज की राशि पर निर्भर करेगी जिसे आयोग द्वारा अनुमति दी गई है।
- 28.10 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा खुदरा उपभोक्ताओं से नकद रूप में रखी गई सुरक्षा जमा राशि पर ब्याज, उस वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल की स्थिति के अनुसार, प्रचलित आपूर्ति संहिता विनियमों में दिए गए प्रावधानों के अनुसार निर्धारित दर पर अनुमन्य होगा, जिस वित्तीय वर्ष में याचिका दायर की गई है।
- बशर्ते कि टू-अप के समय, वर्ष के लिए सुरक्षा जमा राशि पर ब्याज, वर्ष के दौरान लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान किए गए वास्तविक ब्याज के आधार पर माना जाएगा, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन होगा।
- 29. विदेशी मुद्रा दर भिन्नता (एफईआरवी)**
- 29.1 पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी अपने विवेक से विदेशी मुद्रा ऋण पर ब्याज और पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के लिए प्राप्त विदेशी ऋण के पुनर्भुगतान के संबंध में आंशिक या पूर्ण रूप से विदेशी मुद्रा जोखिम की हेजिंग कर सकता है।
- 29.2 पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी को आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन, प्रासंगिक वर्ष में विदेशी ऋण के अनुरूप विदेशी मुद्रा दर भिन्नता की हेजिंग की लागत को व्यय के रूप में वसूल करने की अनुमति दी जाएगी और इस तरह के बदलाव के अनुरूप अतिरिक्त रुपये की देनदारी को हेज्ड विदेशी ऋण के खिलाफ अनुमति नहीं दी जाएगी।
- 29.3 इस हद तक कि विदेशी मुद्रा जोखिम को हेज नहीं किया जाता है, प्रासंगिक वर्ष में विदेशी मुद्रा ऋण के अनुरूप ब्याज भुगतान और ऋण चुकौती के प्रति किसी भी अतिरिक्त रुपये की देनदारी को आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन अनुमति दी जाएगी।

30. मूल्यहास

- 30.1 मूल्यहास के उद्देश्य के लिए आयोग द्वारा स्वीकृत परिसंपत्ति की पूंजी लागत मूल्य आधार होगी:

बशर्ते कि मूल्यहास की अनुमति सेवानिवृत्त या प्रतिस्थापित या विपंजीकृत संपत्ति परिसंपत्तियों की अनुमोदित मूल लागत को कम करने के बाद दी जाएगी:

बशर्ते यह भी कि उपभोक्ता योगदान, जमा कार्य, पूंजी सब्सिडी या अनुदान के माध्यम से वित्तपोषित परिसंपत्तियों पर कोई

बशर्ते कि 31 मार्च 2026 को वाणिज्यिक संचालन की तारीख से 15 साल की अवधि के बाद शेष मूल्यहास मूल्य को परिसंपत्तियों के शेष उपयोगी जीवन पर वितरित किया जाएगा।

30.2 मौजूदा परिसंपत्तियों के मामले में, 1 अप्रैल, 2026 को शेष मूल्यहास मूल्य, परिसंपत्तियों के सकल मूल्यहास मूल्य से 31 मार्च, 2024 तक आयोग द्वारा स्वीकार किए गए संचयी मूल्यहास को घटाकर निकाला जाएगा। संचयी मूल्यहास 70% तक पहुंचने तक **परिशिष्ट-I** में निर्दिष्ट दर पर मूल्यहास की दर वसूल की जाती रहेगी। इसके बाद, शेष मूल्यहास मूल्य को परिसंपत्ति के शेष जीवन में इस तरह वितरित किया जाएगा कि अधिकतम मूल्यहास 90% से अधिक न हो।

30.3 मूल्यहास वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष से वसूला जाएगा। वर्ष के दौरान परिसंपत्तियों के अनुमानित वाणिज्यिक संचालन के मामले में, मूल्यहास की गणना परिसंपत्तियों के शुरुआती और समापन मूल्य के औसत के आधार पर की जाएगी:

बशर्ते कि नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के टूटिंग-अप के समय पूंजीकृत परिसंपत्तियों के लिए अवमूल्यन का पुनर्गणना किया जाएगा, जो आवेदक द्वारा पूंजीकृत परिसंपत्तियों के दस्तावेज़ी साक्ष्यों के आधार पर तथा लेखा-परीक्षित खातों में परिलक्षित होने के अधीन होगा, और यह आयोग की विवेकपूर्णता जाँच के अधीन रहेगा।

30.4 पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान जोड़ी गई संपत्तियों की सूची और आगामी वर्ष के लिए वार्षिक निष्पादन समीक्षा, टूट-अप और टैरिफ निर्धारण के लिए याचिका के साथ वर्ष में 90% मूल्यहास पूरा करने वाली संपत्तियों की सूची प्रदान करेगा।

31. कार्यशील पूंजी पर ब्याज

31.1 उत्पादन कंपनी के लिए कार्यशील पूंजी के मानदंड इन विनियमों के अध्याय 4 में निर्दिष्ट होंगे।

31.2 पारेषण लाइसेंसधारी के लिए कार्यशील पूंजी के मानदंड इन विनियमों के अध्याय 5 में निर्दिष्ट होंगे।

31.3 वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए कार्यशील पूंजी के मानदंड इन विनियमों के अध्याय 6 और अध्याय 7 में निर्दिष्ट होंगे।

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

31.5 कार्यशील पूंजी पर ब्याज की दर एक (1) वर्ष भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) एमसीएलआर के बराबर होगी/आरबीआई द्वारा अधिसूचित कोई भी प्रतिस्थापन एक (1) वर्ष की अवधि के लिए प्रभावी होगा, जैसा कि वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल को लागू हो सकता है और अधिक 200 बेसिस पॉइंट पर जिसमें याचिका दायर की गई है।

32. आय पर कर

32.1 पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी के लिए उपलब्ध नवीनतम लेखापरीक्षित खातों के अनुसार, विवेकपूर्ण जांच के अधीन आयोग अपने एमवाईटी आदेश में भुगतान किए गए वास्तविक आयकर के आधार पर नियंत्रण अवधि यदि कोई हो, के प्रत्येक वर्ष के लिए देय आयकर को अनंतिम रूप से मंजूरी देगा, जिसमें उपकर और अधिभार, यदि कोई हो, भी शामिल है।

32.2 वास्तव में भुगतान किए गए आयकर, उस पर उपकर और अधिभार सहित, यदि कोई हो, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी के लाइसेंस प्राप्त व्यवसाय की आय धारा पर अनुमोदित के बीच भिन्नता, विवेकपूर्ण जांच के अधीन, नियंत्रण अवधि के

प्रत्येक वर्ष के सत्यापन के समय प्रस्तुत किए गए दस्तावेजी साक्ष्य के आधार पर, पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी को प्रतिपूर्ति/वसूली की जाएगी।

- 32.3 ऐसे कर के कारण उपभोक्ताओं से किसी भी राशि की कम वसूली या अधिक वसूली को वैधानिक लेखा परीक्षकों द्वारा प्रमाणित आयकर अधिनियम, 1961 के तहत आयकर मूल्यांकन के आधार पर हर साल समायोजित किया जाएगा। वितरण लाइसेंसधारी या पारेषण लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी अपनी याचिका में इस भिन्नता को शामिल कर सकता है:

बशर्ते कि मुख्य व्यवसाय के अलावा किसी भी आय स्रोत पर कर टैरिफ में पारगमन घटक नहीं होगा और ऐसी अन्य आय पर कर वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वहन किया जाएगा।

33. छूट

- 33.1 वितरण लाइसेंसधारी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी अथवा उत्पादन कंपनी द्वारा शीघ्र भुगतान के लिए अर्जित रिबेट को, वितरण लाइसेंसधारी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी अथवा उत्पादन कंपनी के लिए गैर-टैरिफ आय के अंतर्गत माना जाएगा।

- 33.2 उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा लाभार्थियों को प्रदान की गई सभी छूट/प्रोत्साहन, जैसा भी मामला हो, उत्पादक कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी के लिए व्यय के रूप में स्वीकार्य होंगे।

- 33.3 वितरण लाइसेंसधारी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी अथवा उत्पादन कंपनी द्वारा भुगतान किया गया जुर्माना, यदि कोई हो, उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी के लिए व्यय के रूप में स्वीकार नहीं किया जाएगा।

34. अशोध्य एवं संदिग्ध ऋण।

- 34.1 आयोग वितरण लाइसेंसधारी के अनुमानित वार्षिक राजस्व के एक प्रतिशत (1%) तक अशोध्य एवं संदिग्ध ऋणों के लिए प्रावधान की अनुमति दे सकता है, जो पिछले वर्षों में उसके द्वारा अशोध्य ऋणों के वास्तविक लेखन के अधीन है।

बशर्ते कि, जहां अशोध्य एवं संदिग्ध ऋणों के लिए पिछले वर्षों में अनुमत ऐसे प्रावधान की कुल राशि वर्ष की शुरुआत में प्राप्तियों के पांच (5) प्रतिशत से अधिक है, ऐसे किसी भी विनियोग की अनुमति नहीं दी जाएगी जिसका प्रभाव प्रावधान को उक्त अधिकतम से अधिक बढ़ाने पर पड़ेगा।

35. विलंबित भुगतान अधिभार

- 35.1 यदि किसी लाभार्थी द्वारा उत्पादन कंपनी के बिलों अथवा पारेषण प्रभारों का भुगतान, बिल प्रस्तुत किए जाने की तिथि से 45 दिनों की अवधि से अधिक विलंबित होता है, तो प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के अनुसार बिल की गई राशि पर विलंब भुगतान अधिभार लगाया जाएगा। वितरण लाइसेंसधारी, टैरिफ आदेश में आयोग द्वारा निर्दिष्ट मानकों के अनुसार, उपभोक्ताओं से उक्त विलंब भुगतान अधिभार की वसूली करेगा।

- 35.2 उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी अथवा वितरण लाइसेंसधारी द्वारा अर्जित विलंब भुगतान प्रभार तथा विलंब भुगतान अधिभार पर अर्जित व्याज को उसकी गैर-टैरिफ आय के अंतर्गत नहीं माना जाएगा।

- 35.3 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी को भुगतान किया गया विलंबित भुगतान शुल्क ऐसे वितरण लाइसेंसधारी के लिए व्यय के रूप में स्वीकार नहीं किया जाएगा।

35.4 किसी वितरण लाइसेंसधारी द्वारा उससे क्रय की गई विद्युत के लिए उत्पादन कंपनी को किए गए सभी भुगतान अथवा पारेषण प्रणाली के किसी उपयोगकर्ता द्वारा पारेषण लाइसेंसधारी को किए गए सभी भुगतान, सर्वप्रथम विलंब भुगतान प्रभार के समायोजन हेतु और तत्पश्चात मासिक प्रभारों के समायोजन हेतु, सर्वाधिक अवधि से लंबित बिल से प्रारंभ करते हुए, समायोजित किए जाएंगे।

36. अन्य व्यवसाय से आय

36.1 अन्य व्यवसाय से प्राप्त राजस्व को विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 41 और 51 के तहत आयोग द्वारा अधिकृत सीमा तक आय माना जाएगा।

36.2 जहां पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी किसी अन्य व्यवसाय में लगा हुआ है, ऐसे व्यवसाय से आय की गणना आयोग द्वारा उचित रूप से की जाएगी:

बशर्ते कि लाइसेंसधारी पारेषण या वितरण व्यवसाय और अन्य व्यवसाय के बीच सभी संयुक्त और सामान्य लागतों के आवंटन के लिए उचित आधार का पालन करेगा और तदनुसार लेखांकन विवरण तैयार करेगा।

बशर्ते कि जहां ऐसे अन्य व्यवसाय की प्रत्यक्ष और अप्रत्यक्ष लागत का कुल योग ऐसे अन्य व्यवसाय से प्राप्त राजस्व से अधिक हो, ऐसे अन्य व्यवसाय के कारण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता में कोई राशि जोड़ने की अनुमति नहीं दी जाएगी।

37. संचालन एवं अनुरक्षण व्यय (ओ एंड एम) व्यय

37.1 वितरण लाइसेंसधारी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी अथवा उत्पादन कंपनी के लिए संचालन एवं अनुरक्षण व्यय की गणना निम्नलिखित प्रावधानों के अनुसार की जाएगी।

37.2 संचालन एवं अनुरक्षण (ओ एंड एम) व्यय में निम्नलिखित सम्मिलित होंगे:

- 1) कर्मचारी (ईएमपी) व्यय — वेतन, मजदूरी, पेंशन अंशदान तथा अन्य कर्मचारी संबंधी लागतें;
- 2) प्रशासनिक एवं सामान्य (ए एंड जी) व्यय, जिसमें यदि कोई हो तो बीमा प्रभार भी सम्मिलित हैं; तथा
- 3) मरम्मत एवं अनुरक्षण (आर एंड एम) व्यय।

37.3 नियंत्रण अवधि के वर्ष के लिए संचालन एवं अनुरक्षण (ओ एंड एम) व्यय को नीचे दी गई सूत्र के आधार पर अनुमोदित किया जाएगा:

ओएंडएम_{एन} = (आरएंडएम_{एन} + ईएमपी_{एन} + एएंडजी_{एन}) + टर्मिनल देयताएँ;

1) कर्मचारी लागत

कर्मचारी लागत की गणना पिछले वर्षों के वास्तविक कर्मचारी व्ययों के औसत के आधार पर की जाएगी, जिसे उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सीपीआई) तथा उपयुक्त वृद्धि गुणांक द्वारा वृद्धि प्रदान की जाएगी, और इसके अतिरिक्त वितरण लाइसेंसधारी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी अथवा उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से परे व्ययों के प्रावधानों—जैसे टर्मिनल लाभों की वसूली/समायोजन, वेतन आयोग के प्रभाव, बकाया भुगतान तथा अंतरिम राहत—के अनुसार समायोजित किया जाएगा, जो निम्नलिखित सूत्र द्वारा शासित होगा:

ईएमपी_{एन} = (ईएमपी_{एन-1}) × (1 + सीपीआई मुद्रास्फिती) + विकास का पहलू (वृद्धि कारक) (जि) + प्रावधान

जहाँ,

ईएमपी_{एन} —वर्ष के लिए कर्मचारी व्यय;

ईएमपी एन-1 - (एन -2)वें, (एन -3)वें तथा (एन -4)वें वर्ष के कर्मचारी व्ययों का औसत, जिसमें किसी भी एकमुश्त व्यय को सम्मिलित नहीं किया जाएगा;

[उदाहरण: ईएमपी एन (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2026-27 के लिए कर्मचारी व्यय) निर्धारित करने हेतु, ईएमपी (एन-1) (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025-26 के लिए कर्मचारी व्यय) पिछले तीन वर्षों के कर्मचारी व्ययों का औसत होगा (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25, वित्तीय वर्ष 2023-24 तथा वित्तीय वर्ष 2022-23 के कर्मचारी व्यय)। इस प्रकार निर्धारित वित्तीय वर्ष 2026-27 के कर्मचारी व्यय को वित्तीय वर्ष 2026-27 के लिए एआरआर एवं टैरिफ निर्धारण के दौरान तथा वित्तीय वर्ष 2026-27 के टू-अप के दौरान, वित्तीय वर्ष 2026-27 के लिए मानक कर्मचारी व्यय के रूप में माना जाएगा।]

सीपीआई मुद्रास्फिती - उस वर्ष, जिसके लिए व्यय निर्धारित किए जा रहे हैं, से ठीक पूर्ववर्ती तीन (3) वित्तीय वर्षों के लिए उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सीपीआई) में औसत वृद्धि;

वृद्धि गुणांक (जि) - भविष्य की भर्ती/सेवानिवृत्ति योजनाओं अथवा अतिरिक्त मानव संसाधन की आवश्यकता को ध्यान में रखते हुए कर्मचारी व्ययों के प्रक्षेपण हेतु वर्ष-दर-वर्ष/सीएजीआर/या किसी अन्य वृद्धि कारक के रूप में माना जाएगा;

प्रावधान: वितरण लाइसेंसधारी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी अथवा उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से परे व्ययों तथा किसी विशेष वर्ष के लिए अपेक्षित एकमुश्त व्ययों का प्रावधान, जैसा कि ऊपर निर्दिष्ट है।

2) मरम्मत और रखरखाव (आरएंडएम) व्यय

मरम्मत और रखरखाव व्यय की गणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) द्वारा बढ़ाए गए पिछले वर्षों के वास्तविक आर एंड एम खर्चों पर की जाएगी:

$$\text{आरएंडएम एन} = (\text{आरएंडएम एन-1}) \times (1 + \text{डब्ल्यूपीआई मुद्रास्फिती})$$

जहाँ,

आरएंडएम एन - वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी की मरम्मत और रखरखाव व्यय;

[उदाहरण: आरएंडएम एन (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2026-27 के लिए मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय) निर्धारित करने हेतु, आरएंडएम (एन-1) (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2025-26 के लिए मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय) वित्तीय वर्ष 2024-25, वित्तीय वर्ष 2023-24 तथा वित्तीय वर्ष 2022-23 के वास्तविक मरम्मत एवं अनुरक्षण व्ययों का औसत होगा।]

डब्ल्यूपीआई मुद्रास्फिती - उस वर्ष, जिसके लिए व्यय निर्धारित किए जा रहे हैं, से ठीक पूर्ववर्ती तीन (3) वित्तीय वर्षों के लिए थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) में औसत वृद्धि।

3) प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय

ए एवं जी व्यय की गणना पिछले वर्षों के वास्तविक ए एवं जी व्ययों के औसत के आधार पर की जाएगी, जिसे थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) के अनुसार वृद्धि प्रदान की जाएगी तथा पुष्टि की गई पहलों (जैसे वितरण लाइसेंसधारी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी अथवा उत्पादन कंपनी द्वारा प्रस्तावित और आयोग द्वारा सत्यापित आईटी पहलें) अथवा अन्य अपेक्षित एकमुश्त व्ययों के प्रावधानों के अनुसार समायोजित किया जाएगा, और यह निम्नलिखित सूत्र द्वारा शासित होगा:

$$\text{एएंडजी एन} = (\text{एएंडजी एन-1}) \times (1 + \text{डब्ल्यूपीआई मुद्रास्फिती}) + \text{प्रावधान}$$

जहाँ,

एएंडजी एन - वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी के प्रशासनिक और सामान्य व्यय;

एएंडजी एन-1 – (एन-2)वें, (एन-3)वें तथा (एन-4)वें वर्ष के प्रशासनिक एवं सामान्य व्ययों का औसत, जिसमें किसी भी एकमुश्त व्यय को सम्मिलित नहीं किया जाएगा;

[उदाहरण: एएंडजी वित्तीय वर्ष 2026-27 के लिए व्यय निर्धारित करने हेतु, एएंडजी एन-1 (अर्थात् एएंडजी वित्तीय वर्ष 2025-26 के लिए व्यय) एएंडजी वित्तीय वर्ष 2024-25, एएंडजी वित्तीय वर्ष 2023-24 तथा एएंडजी वित्तीय वर्ष 2022-23 के वास्तविक एएंडजी व्ययों का औसत होगा।]

डब्ल्यूपीआई मुद्रास्फिती – उस वर्ष, जिसके लिए व्यय निर्धारित किए जा रहे हैं, से ठीक पूर्ववर्ती तीन (3) वर्षों के लिए थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) में औसत वृद्धि।

प्रावधान : वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्रस्तावित और आयोग द्वारा मान्य पहलों या अन्य एकमुश्त खर्चों के लिए लागत

4) टर्मिनल देनदारियाँ

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

37.4 अनुमान के प्रयोजन के लिए, कारकों का समान मूल्य सीपीआई मुद्रास्फिती और डब्ल्यूपीआई मुद्रास्फिती नियंत्रण अवधि के सभी वर्षों के लिए उपयोग किया जाएगा। हालाँकि, आयोग उस वर्ष के लिए टू-अप अभ्यास के दौरान सीपीआई मुद्रास्फिती और डब्ल्यूपीआई

मुद्रास्फिती कारकों के वास्तविक मूल्यों पर विचार करेगा, जिसके लिए टू-अप किया जा रहा है और उस वर्ष के लिए ओ एंड एम खर्चों को केवल मुद्रास्फीति की सीमा तक टू-अप करेगा।

38. विनियामक संपत्ति

38.1 आय या व्ययों में असामान्य परिवर्तन के कारण यदि पर्याप्त राजस्व अंतर उत्पन्न होता है, जिसकी पूर्ण वसूली एक ही वर्ष में करना व्यवहार्य न हो, तो आयोग टैरिफ नीति, 2016 की धारा 8.2.2 तथा उसमें किए गए संशोधनों में प्रदत्त दिशानिर्देशों के अनुसार विनियामक संपत्ति के सृजन की अनुमति दे सकता है तथा उसकी वसूली हेतु टैरिफ के माध्यम से अथवा अधिभार के रूप में, सात वर्षों से अधिक न होने वाली अवधि के भीतर, उपयुक्त प्रावधान कर सकता है। आगे यह भी प्रावधान है कि यदि ऐसी नियामक परिसंपत्ति का सृजन किया जाता है, तो वह स्वीकृत वार्षिक राजस्व आवश्यकता का तीन प्रतिशत से अधिक नहीं होगी, अपवादस्वरूप मामलों को छोड़कर। इस प्रकार सृजित नियामक परिसंपत्ति का अमॉर्टाइज़ेशन टैरिफ नीति के अनुसार किया जाएगा, बशर्ते कि आयोग नियामक परिसंपत्ति पर वहन लागत को ऐसी दरों पर अनुमन्य कर सकता है, जैसा कि आयोग उपयुक्त समझे।

अध्याय 4: उत्पादन

39. प्रयोज्यता

39.1 इस अध्याय में निहित विनियम केंद्र शासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख में स्थित एक उत्पादन स्टेशन से वितरण लाइसेंसधारी को बिजली की आपूर्ति के लिए टैरिफ के निर्धारण हेतु लागू होंगे।

39.2 आयोग को निम्नलिखित मामलों में एक वितरण लाइसेंसधारी को उत्पादन कंपनी द्वारा बिजली की आपूर्ति के लिए टैरिफ निर्धारित करने में इस अध्याय में निहित नियमों और शर्तों द्वारा निर्देशित किया जाएगा:

- 1) जहां ऐसा टैरिफ इन विनियमों की प्रभावशीलता की तिथि के बाद किए गए बिजली खरीद समझौते या व्यवस्था के अनुसार है; या
- 2) जहां ऐसा टैरिफ इन विनियमों की प्रभावशीलता की तारीख से पहले किए गए बिजली 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 परिकल्पना की गई है कि टैरिफ आयोग द्वारा अधिसूचित टैरिफ विनियमों पर आधारित होगा; या
- 3) जहां वितरण लाइसेंसधारी बिजली उत्पादन के व्यवसाय में लगा हुआ है, वह उस कीमत का निर्धारण करता है जिस पर वितरण लाइसेंसधारी के उत्पादन स्टेशन द्वारा उसके खुदरा आपूर्ति व्यवसाय को बिजली की आपूर्ति की जाती है।

39.3 इस अध्याय 4 में निहित किसी भी बात के बावजूद, यदि ऐसा टैरिफ केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुसार बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से निर्धारित किया गया है तो आयोग टैरिफ को अपनाएगा।

40. टैरिफ के घटक

40.1 उत्पादन कंपनी के लिए कुल राजस्व आवश्यकता (अथवा इस अध्याय में उल्लिखित वार्षिक स्थिर लागत (एएफसी)) में निम्नलिखित घटक सम्मिलित होंगे:

- 1) लाभांश;
 - 2) ऋण पर ब्याज और वित्त शुल्क;
 - 3) मूल्यहास;
 - 4) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;
 - 5) संचालन और रखरखाव व्यय;
 - 6) आयकर
- कम:
- 7) गैर-टैरिफ आय;
 - 8) इन विनियमों में निर्दिष्ट सीमा तक, अन्य व्यवसाय से आय

40.2 उपर्युक्त प्रत्येक घटक का उपचार इन विनियमों के अध्याय 3 में दिए गए प्रावधानों के अनुसार किया जाएगा।

41. उत्पादन कंपनी के लिए कार्यशील पूंजी के मानक

44.1 जलविद्युत उत्पादन कंपनी को वित्तीय वर्ष के लिए कार्यशील पूंजी के अनुमानित स्तर पर ब्याज की अनुमति दी जाएगी, जिसकी गणना निम्नलिखित घटकों के अनुसार की जाएगी: (i) वार्षिक स्थिर लागत के पैंतालीस दिनों के समतुल्य देयक; (ii) संचालन एवं अनुरक्षण व्यय, जिसमें सुरक्षा व्यय भी सम्मिलित है, के 15 % की दर से रखरखाव स्पेयर; तथा (iii) एक माह के लिए संचालन एवं अनुरक्षण व्यय, जिसमें सुरक्षा व्यय भी सम्मिलित है।

42. गैर-टैरिफ आय

42.1. उत्पादन कंपनी आयोग को, आयोग द्वारा यथाविधि विनिर्दिष्ट प्रपत्र में, अपनी गैर-टैरिफ आय के पूर्वानुमान का पूर्ण विवरण प्रस्तुत करेगी।

42.2. गैर-टैरिफ आय में निम्नलिखित सम्मिलित होंगे:

- भूमि अथवा भवनों के किराये से प्राप्त आय;
- ख) स्क्रेप की बिक्री से प्राप्त आय;
- ग) निवेश से प्राप्त आय;
- घ) आपात आरक्षित निधि के निवेश से प्राप्त आय;
- ङ) राख/अस्वीकृत कोयले की बिक्री से प्राप्त आय;
- च) आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों को दिए गए अग्रिमों पर ब्याज से प्राप्त आय;
- छ) उत्पादन कंपनी द्वारा अपने परिचालन कर्मियों की आवासीय कॉलोनियों को विद्युत आपूर्ति तथा उत्पादन स्टेशन पर निर्माण कार्य हेतु विद्युत आपूर्ति से प्राप्त शुद्ध आय, जिसमें ऐसी विद्युत आपूर्ति पर किए गए व्यय को समायोजित करने के पश्चात की आय;
- ज) कर्मचारी आवासों के किराये से प्राप्त आय;
- झ) ठेकेदारों से किराये से प्राप्त आय;
- ञ) ठेकेदारों एवं अन्य से प्राप्त भाड़ा/किराया शुल्क से आय;
- ट) विज्ञापनों से प्राप्त आय;
- ठ) निविदा दस्तावेजों की बिक्री से प्राप्त आय;
- ड) कोई अन्य गैर-टैरिफ आय।

43. उत्पादन कंपनी के लिए समेकित राजस्व आवश्यकता की वसूली

43.1 जलविद्युत उत्पादन स्टेशन से विद्युत आपूर्ति के लिए टैरिफ में क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार सम्मिलित होंगे, जिनका निर्धारण, जैसा भी लागू हो, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट पद्धति के अनुसार किया जाएगा, ताकि इन विनियमों के विनियम 40 में उल्लिखित घटकों से युक्त समेकित राजस्व आवश्यकता अथवा वार्षिक स्थिर लागत की वसूली की जा सके।

43.2 जलविद्युत उत्पादन स्टेशन की वार्षिक स्थिर लागत (अथवा समेकित राजस्व आवश्यकता) की वसूली क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार के अंतर्गत मासिक आधार पर की जाएगी, जो लाभार्थियों द्वारा उत्पादन स्टेशन की विक्रययोग्य क्षमता, अर्थात् निःशुल्क विद्युत को अपवर्जित करते हुए क्षमता में, उनके-अपने आवंटन के अनुपात में देय होगी।

43.3 किसी कैलेंडर माह के लिए जलविद्युत उत्पादन स्टेशन को देय क्षमता प्रभार निम्नानुसार होगा:

$$AFC \times 0.5 \times (NDM / NDY) \times (PAFM / NAPAF) \text{ (रुपयों में)}$$

जहाँ, AFC = वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक स्थिर लागत, रुपयों में;

NAPAF = मानक संयंत्र उपलब्धता गुणांक, प्रतिशत में;

NDM = माह में दिनों की संख्या;

NDY = वर्ष में दिनों की संख्या;

PAFM = माह के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता गुणांक, प्रतिशत में।

PAFM की गणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी:

$$PAFM = 1000 \times \sum_{i=0}^N \frac{DC_i}{1\{N \times [C \times 100 - AUX]\}} \%$$

जहाँ,

AUX = मानक सहायक ऊर्जा उपभोग, प्रतिशत में;

DC_i = माह के iवें दिन के लिए घोषित क्षमता (एक्स-बस मेगावाट में), जिसे स्टेशन कम से कम तीन (3) घंटे तक आपूर्ति कर सकता है, जैसा कि दिन समाप्त होने के पश्चात नोडल लोड डिस्पैच केंद्र द्वारा प्रमाणित किया गया हो;

IC = संपूर्ण उत्पादन स्टेशन की स्थापित क्षमता (मेगावाट में);

N = माह में दिनों की संख्या।

43.4 ऊर्जा प्रभार प्रत्येक लाभार्थी द्वारा, किसी कैलेंडर माह के दौरान लाभार्थी को आपूर्ति किए जाने हेतु शेड्यूल की गई कुल ऊर्जा (यदि कोई हो तो निःशुल्क ऊर्जा को अपवर्जित करते हुए) पर, एक्स-बस आधार पर, गणना की गई ऊर्जा प्रभार दर पर देय होगा। किसी माह के लिए उत्पादन कंपनी को देय कुल ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होगा:

ऊर्जा प्रभार = (ऊर्जा प्रभार दर रुपये/किलोवाट-घंटा में) × {माह के लिए शेड्यूल की गई ऊर्जा (एक्स-बस) किलोवाट-घंटा में} × (100 - एफईएचएस) / 100

43.5 जलविद्युत उत्पादन स्टेशन के लिए, ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर) रुपये प्रति किलोवाट-घंटा, एक्स-विद्युत संयंत्र आधार पर, निम्नलिखित सूत्र के आधार पर तीन दशमलव स्थानों तक निर्धारित की जाएगी:

ECR = AFC × 0.5 × 10 / {DE × (100 - AUX) × (100 - FEHS)}

जहाँ,

DE = जलविद्युत उत्पादन स्टेशन के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक अभिकल्प ऊर्जा;

FEHS = राज्य के लिए निःशुल्क ऊर्जा, यदि कोई हो, प्रतिशत में।

परंतु यह कि, यदि किसी जलविद्युत उत्पादन स्टेशन से वास्तविक उत्पादन निरंतर चार वर्षों तक जलविज्ञान (हाइड्रोलॉजी) कारक के कारण अभिकल्प ऊर्जा से कम रहता है, तो उत्पादन कंपनी टू-अप आवेदन के दौरान, दस्तावेजी साक्ष्यों सहित, ऐसी ऊर्जा प्रभार में कमी की वसूली हेतु आयोग के समक्ष आवेदन कर सकती है, जिसे आयोग द्वारा विवेकपूर्ण परीक्षण के पश्चात अनुमोदित किया जा सकता है।

परंतु यह भी कि, यदि किसी जलविद्युत उत्पादन स्टेशन के लिए उपर्युक्त सूत्र के अनुसार गणना की गई ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर) प्रति किलोवाट-घंटा एक सौ तीस पैसे से अधिक होती है, और किसी वर्ष में वास्तविक विक्रययोग्य ऊर्जा {DE × (100 - AUX) × (100 - FEHS) / 10000} मेगावाट-घंटा से अधिक होती है, तो उक्त सीमा से अधिक ऊर्जा के लिए ऊर्जा प्रभार केवल प्रति किलोवाट-घंटा एक सौ तीस पैसे की दर से ही बिल किया जाएगा।

43.6 पम्पड स्टोरेज जलविद्युत उत्पादन स्टेशन की स्थिर लागत की गणना इन विनियमों के अंतर्गत विनिर्दिष्ट मानकों के आधार पर वार्षिक रूप से की जाएगी तथा इसकी वसूली क्षमता प्रभार के रूप में मासिक आधार पर की जाएगी। क्षमता प्रभार का भुगतान लाभार्थियों द्वारा उत्पादन स्टेशन की विक्रययोग्य क्षमता में उनके-अपने आवंटन के अनुपात में किया जाएगा।

43.7 किसी कैलेंडर माह के लिए पम्पड स्टोरेज जलविद्युत उत्पादन स्टेशन को देय क्षमता प्रभार निम्नानुसार होगा::

यदि माह के दौरान वास्तविक उत्पादन, स्टेशन द्वारा माह के दौरान उपभोगित पम्पिंग ऊर्जा के ≥ 75 प्रतिशत के बराबर या उससे अधिक हो, तो देय क्षमता प्रभार होगा: $(AFC \times NDM / NDY)$ (रुपयों में);

और यदि माह के दौरान वास्तविक उत्पादन, स्टेशन द्वारा माह के दौरान उपभोगित पम्पिंग ऊर्जा के 75 प्रतिशत से कम हो, तो देय क्षमता प्रभार होगा: $\{(AFC \times NDM / NDY) \times (\text{माह के दौरान पीक घंटों में वास्तविक उत्पादन} / \text{स्टेशन द्वारा माह के दौरान उपभोगित पम्पिंग ऊर्जा का 75 प्रतिशत})\}$ (रुपयों में)।

जहाँ,

AFC = वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक स्थिर लागत, रुपयों में;

NDM = माह में दिनों की संख्या;

NDY = वर्ष में दिनों की संख्या।

परंतु यह कि, वर्ष के अंत में स्टेशन द्वारा वर्ष के दौरान किए गए वास्तविक उत्पादन तथा वास्तविक पम्पिंग ऊर्जा उपभोग के आधार पर समायोजन किया जाएगा।

ऊर्जा प्रभार प्रत्येक लाभार्थी द्वारा, कैलेंडर माह के दौरान लाभार्थी को आपूर्ति किए जाने हेतु शेड्यूल की गई कुल ऊर्जा पर, अभिकल्प ऊर्जा के अतिरिक्त तथा निचले स्तर के जलाशय से उच्च स्तर के जलाशय तक जल पम्पिंग में उपयोग की गई ऊर्जा के 75 % से अधिक भाग के लिए, यदि कोई हो, एक्स-विद्युत संयंत्र आधार पर, प्रति किलोवाट-घंटा 20 पैसे की औसत ऊर्जा प्रभार दर के समतुल्य समतल दर पर देय होगा।

किसी माह के लिए उत्पादन कंपनी को देय ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होगा:

$$= 0.20 \times \{ \text{माह के लिए शेड्यूल की गई ऊर्जा (एक्स-बस) किलोवाट-घंटा में} - \text{माह के लिए अभिकल्प ऊर्जा (DEm)} \} + (\text{निचले स्तर के जलाशय से उच्च स्तर के जलाशय तक जल पम्पिंग में माह के दौरान उपयोग की गई ऊर्जा का 75 प्रतिशत}) / 100$$

जहाँ,

DEm = जलविद्युत उत्पादन स्टेशन के लिए विनिर्दिष्ट माह की अभिकल्प ऊर्जा, मेगावाट-घंटा में।

परंतु यह कि, यदि किसी माह में शेड्यूल की गई ऊर्जा, माह की अभिकल्प ऊर्जा तथा निचले स्तर के जलाशय से उच्च स्तर के जलाशय तक जल पम्पिंग में उपयोग की गई ऊर्जा के 75 प्रतिशत के योग से कम हो, तो लाभार्थियों द्वारा देय ऊर्जा प्रभार शून्य होगा।

परंतु यह भी कि, यदि निचले जलाशय से ऊपरी जलाशय तक जल पम्पिंग हेतु ऊर्जा की व्यवस्था उत्पादन कंपनी द्वारा की जाती है, तो उत्पादन स्टेशन के एक्स-बस तक पम्पिंग ऊर्जा के प्रभार का भुगतान लाभार्थियों द्वारा उत्पादन स्टेशन की विक्रययोग्य क्षमता में उनके अपने आवंटन के अनुपात में किया जाएगा।

43.8 तापीय उत्पादन स्टेशनों के लिए क्षमता प्रभार एवं ऊर्जा प्रभार तथा तापीय उत्पादन स्टेशनों के संबंध में अनुपूरक ऊर्जा प्रभार का भुगतान प्रचलित सीईआरसी के विनियमों के अनुसार किया जाएगा।

43.9 उत्पादन स्टेशनों के लिए वास्तविक शुद्ध इंजेक्शन एवं निर्धारित शुद्ध इंजेक्शन के बीच तथा लाभार्थियों के लिए वास्तविक शुद्ध आहरण एवं निर्धारित शुद्ध आहरण के बीच होने वाले अंतर को उनके-उनके विचलन के रूप में माना जाएगा, और ऐसे विचलनों पर देय प्रभारों का विनियमन आयोग द्वारा प्रकाशित प्रचलित अंतःराज्य (विचलन निपटान तंत्र एवं संबंधित विषय) विनियमों के अनुसार किया जाएगा।

परंतु यह कि, लागू अंतःराज्य (विचलन निपटान तंत्र एवं संबंधित विषय) विनियमों के अनुसार उत्पादन कंपनियों द्वारा अदा किए गए अथवा अर्जित किए गए विचलन प्रभार, टैरिफ के माध्यम से लाभार्थियों से वसूल/समायोजित नहीं किए जाएंगे।

44. परिचालन के मानक

44.1 किसी उत्पादन स्टेशन के लिए परिचालन के मानक, जिनमें मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता गुणांक (एनएपीएफ), मानक वार्षिक संयंत्र लोड गुणांक (एनएपीएलएफ), सकल स्टेशन ऊष्मा दर, सहायक उपभोग आदि सम्मिलित हैं, इन विनियमों के अनुसार होंगे, जैसा कि नीचे दिया गया है।

44.2 मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता गुणांक (एनएपीएफ):

(1) जलविद्युत उत्पादन स्टेशन पर निम्नलिखित मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता गुणांक (एनएपीएफ) लागू होंगे:

(क) भंडारण एवं पॉन्डेज प्रकार के संयंत्र, जिनमें पूर्ण जलाशय स्तर (एफआरएल) और न्यूनतम ड्रॉ-डाउन स्तर (एमडीडीएल) के बीच हेड में परिवर्तन 8 प्रतिशत तक हो तथा जिनमें सिल्ट के कारण संयंत्र उपलब्धता प्रभावित न होती हो: 90 प्रतिशत;

(ख) भंडारण एवं पॉन्डेज प्रकार के संयंत्रों के मामले में, जहाँ पूर्ण जलाशय स्तर और न्यूनतम ड्रॉ-डाउन स्तर के बीच हेड में परिवर्तन 8 % से अधिक हो तथा संयंत्र उपलब्धता सिल्ट से प्रभावित न होती हो, परियोजना प्राधिकरणों द्वारा डीपीआर में

(जो सीईए अथवा राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित हो) प्रदत्त माहवार पीकिंग क्षमता, एनएपीएफ के निर्धारण का आधार बनेगी;

(ग) पॉन्डेज प्रकार के संयंत्र, जहाँ संयंत्र उपलब्धता सिल्ट से महत्वपूर्ण रूप से प्रभावित होती हो: 85 %;

(घ) रन-ऑफ-रिवर उत्पादन स्टेशन: एनएपीएफ का निर्धारण संयंत्र-वार, 10-दिवसीय अभिकल्प ऊर्जा आंकड़ों के आधार पर, तथा जहाँ उपलब्ध/प्रासंगिक हो वहाँ पूर्व अनुभव द्वारा संशोधित करते हुए किया जाएगा।

44.3 पम्पड स्टोरेज जलविद्युत उत्पादन स्टेशनों के मामले में, डाउन-स्ट्रीम जलाशय से अप-स्ट्रीम जलाशय तक जल पम्पिंग हेतु आवश्यक विद्युत की व्यवस्था लाभार्थियों द्वारा, उत्पादन स्टेशन के बस बार तक की संचरण एवं वितरण हानियों को समुचित रूप से ध्यान में रखते हुए की जाएगी। इसके प्रतिफलस्वरूप, लाभार्थी पीक घंटों के दौरान उत्पादन स्टेशन से निचले स्तर के जलाशय से उच्च स्तर के जलाशय तक जल पम्पिंग में उपयोग की गई ऊर्जा के 75 प्रतिशत के समतुल्य ऊर्जा प्राप्त करने के हकदार होंगे, तथा उत्पादन स्टेशन पीक घंटों के दौरान उक्त परिमाण की विद्युत आपूर्ति करने के लिए बाध्य होगा।

परंतु यह कि, यदि लाभार्थी ऑफ-पीक घंटों के दौरान वांछित स्तर की ऊर्जा आपूर्ति करने में असफल रहते हैं, तो पीक घंटों के दौरान स्टेशन से उनकी ऊर्जा पात्रता में अनुपातानुसार कमी की जाएगी।

परंतु यह भी कि, लाभार्थी उत्पादन स्टेशन में अपनी क्षमता का हिस्सा आंशिक अथवा पूर्ण रूप से हस्तांतरित या समर्पित कर सकते हैं, अथवा क्षमता का पुनः आवंटन केंद्र सरकार द्वारा किया जा सकता है, और ऐसी स्थिति में, क्षमता हिस्से का स्वामी अथवा असाइन प्राप्तकर्ता ऑफ-पीक घंटों के दौरान उत्पादन स्टेशन को समतुल्य ऊर्जा की व्यवस्था करने के लिए उत्तरदायी होगा तथा उसी प्रकार पीक घंटों के दौरान समतुल्य ऊर्जा प्राप्त करने का हकदार होगा, जैसा कि मूल लाभार्थी को प्राप्त था।

परंतु यह कि, उत्पादन कंपनी अर्थात् जम्मू एवं कश्मीर पावर डेवलपमेंट कॉर्पोरेशन लिमिटेड (जेकेपीडीसीएल) बाईस (22) जलविद्युत उत्पादन स्टेशनों (एचईपी) के लिए संयंत्र-वार एनएपीएफ के निर्धारण हेतु एक विस्तृत अध्ययन करेगी तथा उसे पृथक याचिका के अंतर्गत आयोग के समक्ष प्रस्तुत करेगी। अध्ययन रिपोर्ट के आधार पर आयोग जेकेपीडीसीएल के एचईपी के लिए संयंत्र-वार एनएपीएफ का निर्धारण करेगा; तब तक 85 प्रतिशत एनएपीएफ माना जाएगा।

परंतु यह भी कि, एनएपीएफ की गणना के लिए दिशानिर्देश इन विनियमों के परिशिष्ट-III में निर्दिष्ट किए गए हैं।

44.4 सहायक ऊर्जा उपभोग (ईसी):

स्टेशन का प्रकार	एएफसी	
	200 मेगावाट से अधिक स्थापित क्षमता	200 मेगावाट तक की स्थापित क्षमता
सतही		
घूर्णन उत्तेजन	0.7%	0.7%
स्थैतिक	1.0%	1.2%
भूमिगत		
सतही	0.9%	0.9%
घूर्णन उत्तेजन	1.2%	1.3%

अध्याय 5: राज्यान्तरिक पारेषण

45. प्रयोज्यता

45.1 इस अध्याय में शामिल विनियम केंद्र शासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख में राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली तक पहुंच और उपयोग के लिए टैरिफ के निर्धारण हेतु लागू होंगे।

46. टैरिफ के घटक

46.1 नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए वार्षिक पारेषण शुल्क, नियंत्रण अवधि के संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए पारेषण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता की वसूली के लिए प्रदान करेगा, जैसा कि आयोग द्वारा अनुमोदित गैर-टैरिफ आय, अन्य व्यवसाय से आय और अल्पकालिक खुली पहुंच शुल्क की राशि से कम किया गया है:

बशर्ते कि अधिनियम की धारा 63 के अनुसरण में और पारेषण के लिए प्रतिस्पर्धी बोली के दिशानिर्देशों के अनुसार प्रतिस्पर्धी रूप से सम्मानित पारेषण प्रणाली परियोजनाओं के मामले में, वार्षिक पारेषण शुल्क ऐसी प्रतिस्पर्धी रूप से सम्मानित पारेषण परियोजनाओं द्वारा उद्धृत वार्षिक पारेषण सेवा शुल्क (टीएससी) के अनुसार होगा।

अतिरिक्त रूप से यह भी प्रावधान है कि आयोग द्वारा निर्धारित सीमा से अधिक लागत वाले तथा परिशिष्ट-IV में निर्धारित अन्य शर्तों को पूरा करने वाले सभी नए राज्यान्तरिक पारेषण परियोजनाओं का विकास टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली (टीबीसीबी) प्रक्रिया के माध्यम से किया जाएगा।

46.2 पारेषण लाइसेंसधारी का वार्षिक पारेषण शुल्क इन विनियमों के अध्याय 2 के अनुसार पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा किए गए कुल राजस्व आवश्यकता के निर्धारण के लिए एक आवेदन के आधार पर आयोग द्वारा निर्धारित किया जाएगा।

46.3 एक पारेषण लाइसेंसधारी के लिए कुल राजस्व आवश्यकता में निम्नलिखित घटक शामिल होंगे:

- 1) लाभांश;
 - 2) मूल्यहास;
 - 3) ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्त शुल्क;
 - 4) पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ताओं से कार्यशील पूंजी और जमा पर ब्याज;
 - 5) संचालन और रखरखाव व्यय;
 - 6) आयकर
- कम:**
- 7) ओपन एक्सेस शुल्क से आय;
 - 8) गैर-टैरिफ आय;
 - 9) इन विनियमों में निर्दिष्ट सीमा तक, अन्य व्यवसाय से आय;

46.4 उपर्युक्त प्रत्येक घटक का उपचार इन विनियमों के अध्याय 3 में दिए गए प्रावधानों के अनुसार किया जाएगा।

बशर्ते कि पूर्व अवधि की आय/व्यय को आयोग द्वारा टूटिंग-अप के समय, लेखा-परीक्षित खातों के आधार पर, प्रकरण-विशेष के अनुसार तथा विवेकपूर्णता जाँच के अधीन अनुमन्य किया जाएगा।

47. पारेषण लाइसेंसधारी के लिए कार्यशील पूंजी के मानक

47.1 पारेषण लाइसेंसधारी को वित्तीय वर्ष के लिए अनुमानित कार्यशील पूंजी के स्तर पर ब्याज की अनुमति दी जाएगी, जिसकी गणना निम्नलिखित घटकों के अनुसार की जाएगी:

- (i) वार्षिक स्थिर लागत के 45 दिनों के समतुल्य देयक;
- (ii) संचालन एवं अनुरक्षण व्यय, जिसमें सुरक्षा व्यय भी सम्मिलित है, का 15% रखरखाव स्पेयर; तथा
- (iii) एक माह के लिए संचालन एवं अनुरक्षण व्यय, जिसमें सुरक्षा व्यय भी सम्मिलित है।

48. गैर-टैरिफ आय

48.1. पारेषण लाइसेंसधारी के लिए गैर-टैरिफ आय में निम्नलिखित सम्मिलित होंगे:

- क) भूमि अथवा भवनों के किराये से आय;
- ख) स्क्रेप की बिक्री से आय;
- ग) निवेश से आय;

- घ) आकस्मिक आरक्षित निधि के निवेश से आय;
- ङ) आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों को दिए गए अग्रिम पर ब्याज से आय;
- च) स्टाफ क्वार्टर के किराये से आय;
- छ) ठेकेदारों से किराये के रूप में प्राप्त आय;
- ज) ठेकेदारों एवं अन्य से प्राप्त किराया/हायर प्रभार से आय;
- झ) पूंजी कार्यों के लिए पर्यवेक्षण प्रभार से आय;
- ञ) विज्ञापनों से आय;
- ट) निविदा दस्तावेजों की बिक्री से आय;
- ठ) कोई अन्य गैर-टैरिफ आय।

49. पारेषण लाइसेंसधारी के लिए संचालन के मानक

49.1 पारेषण लाइसेंसधारी के लिए संचालन के मानक, मानक वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता गुणांक (एनएटीएफ) के अनुसार होंगे।

49.2 (क) वार्षिक स्थिर लागत की वसूली के लिए एनएटीएफ निम्नानुसार होगा:

- (1) एसी प्रणाली: 98.00%;
- (2) एचवीडीसी बाइ-पोल लिंक: 95.00% तथा एचवीडीसी बैक-टू-बैक स्टेशन: 95.00%:

बशर्ते कि एचवीडीसी बाइ-पोल लिंक के लिए मानक वार्षिक पारेषण उपलब्धता गुणांक, वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से प्रथम बारह महीनों के लिए 85% होगा।

(ख) प्रोत्साहन के लिए एनएटीएफ निम्नानुसार होगा:

- (1) एसी प्रणाली: 98.50%;
- (2) एचवीडीसी बाइ-पोल लिंक तथा एचवीडीसी बैक-टू-बैक स्टेशन: 97.50%:

बशर्ते कि 99.75% से अधिक उपलब्धता के लिए कोई प्रोत्साहन देय नहीं होगा:

अतिरिक्त रूप से यह भी प्रावधान है कि एसी प्रणाली के लिए, उपलब्धता की गणना हेतु प्रति वर्ष दो ट्रिपिंग तक वास्तविक आउटेज घंटों को माना जाएगा। एक वर्ष में दो ट्रिपिंग के पश्चात, प्रत्येक ट्रिपिंग के लिए वास्तविक आउटेज घंटों के अतिरिक्त 12 घंटे का अतिरिक्त आउटेज माना जाएगा:

यह भी प्रावधान है कि यदि किसी पारेषण तत्त्व के आउटेज से किसी उत्पादन स्टेशन से विद्युत की निकासी प्रभावित होती है, तो आउटेज

घंटों को 2 के गुणांक से गुणा किया जाएगा।

49.3 अंतराज्यीय पारेषण प्रणाली के लिए पारेषण प्रभार की गणना एवं भुगतान:

(1) पारेषण प्रणाली का वह स्थिर लागत घटक, जो पारेषण प्रणाली का हिस्सा है, इन विनियमों में निहित मानकों के अनुसार वार्षिक आधार पर गणना किया जाएगा, आवश्यकतानुसार समेकित किया जाएगा, तथा उपयोक्ताओं से मासिक आधार पर पारेषण प्रभार के रूप में वसूल किया जाएगा। उक्त प्रभारों का वहन उपयोक्ताओं द्वारा इस विनियम के खंड (2) में निर्दिष्ट तरीके से किया जाएगा।

(2) पारेषण प्रणाली या उसके किसी भाग के लिए किसी कैलेंडर माह हेतु देय पारेषण प्रभार (प्रोत्साहन सहित) की गणना एसी तथा डीसी प्रणाली के लिए पृथक-पृथक, प्रत्येक क्षेत्र के लिए निम्नानुसार की जाएगी:

एसी प्रणाली के लिए:

क) जब $TAFMn \leq 98.00\%$

$$AFC \times (NDMn/NDY) \times (TAFMn/98.00\%)$$

ख) जब $TAFMn: 98.00\% < TAFMn < 98.50\%$

$$AFC \times (NDMn/NDY) \times (1)$$

ग) जब $TAFMn: 98.50\%$

$$AFC \times (NDMn/NDY) \times (TAFM/98.50\%)$$

घ) जब $TAFMn > 99.75\%$

$$AFC \times (NDMn/NDY) \times (99.75\%/98.50\%)$$

जहाँ,

AFC = वर्ष के लिए निर्दिष्ट वार्षिक स्थिर लागत रूप्यों में

NDMn = nवें माह में दिनों की संख्या

NDY = वर्ष में दिनों की संख्या

TAFMn = परिशिष्ट-IV के अनुसार गणना किया गया nवें माह के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता गुणांक, प्रतिशत में

एचवीडीसी वाइ-पोल लिंक तथा एचवीडीसी बैक-टू-बैक स्टेशनों के लिए:

$$TC1 = AFC \times (NDM1 / NDY) \times (TAFM1/NATAF)$$

$$TC2 = AFC \times (NDM2 / NDY) \times (TAFM2/NATAF) - TC1$$

$$TC3 = AFC \times (NDM3 / NDY) \times (TAFM3/NATAF) - (TC1+TC2)$$

$$TC4 = AFC \times (NDM4 / NDY) \times (TAFM4/NATAF) - (TC1+TC2+TC3)$$

....

$$TC11 = AFC \times (NDM11/NDY) \times (TAFM11/NATAF) - (TC1+TC2+....+TC10)$$

$$TC12 = AFC \times (TAFY/NATAF) - (TC1+TC2+....+TC11);$$

यदि,

(i) यदि TAFM: $95.00\% < TAFM < 97.50\%$ हो, तो TAFM = NATAF माना जाएगा;

(ii) यदि TAFM: $97.50\% \leq TAFM \leq 99.75\%$ हो, तो NATAF = 97.50% होगा; तथा

(iii) यदि TAFM $\geq 99.75\%$ हो, तो TAFM = 99.75% तथा NATAF = 97.50% माना जाएगा।

जहाँ,

TCn = nवें माह तक (प्रोत्साहन सहित) पारेषण प्रभार;

AFC = वर्ष के लिए निर्दिष्ट वार्षिक स्थिर लागत रुपयों में

NATAF = मानक वार्षिक पारेषण उपलब्धता गुणांक, प्रतिशत में;

NDMn = वित्तीय वर्ष के nवें माह की समाप्ति तक दिनों की संख्या;

NDY = वर्ष में दिनों की संख्या;

TAFMn. = परिशिष्ट-IV के अनुसार गणना किया गया वर्ष के nवें माह की समाप्ति तक पारेषण उपलब्धता गुणांक, प्रतिशत में;

TAFY = वर्ष के लिए पारेषण उपलब्धता गुणांक, प्रतिशत में।

50. पारेषण नुकसान

50.1 पारेषण लाइसेंसधारी के पारेषण प्रणाली में ऊर्जा नुकसान, जैसा कि राज्य लोड डिस्पैच सेंटर द्वारा निर्धारित किया गया है, पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ताओं द्वारा राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली के उपयोग के अनुपात में वहन किया जाएगा।

51. अंतरराज्यीय पारेषण नेटवर्क के लिए शुल्क साझा करना

51.1 47.1 पारेषण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता, जैसा कि आयोग द्वारा अनुमोदित है, निम्नलिखित सूत्र के अनुसार, 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 साझा किया जाएगा:

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

जहाँ,

ATC_n = पारेषण प्रणाली के nवें दीर्घकालीन उपयोक्ता अथवा मध्यम अवधि उपयोक्ता द्वारा देय वार्षिक पारेषण प्रभार।

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

CC_n = पारेषण प्रणाली के दीर्घकालिक उपयोगकर्ता या मध्यम अवधि के उपयोगकर्ता द्वारा आवंटित पारेषण क्षमता है;

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

बशर्ते कि ATC_n , पारेषण प्रणाली के प्रत्येक दीर्घकालिक उपयोगकर्ता या मध्यम अवधि के उपयोगकर्ता द्वारा मासिक आधार पर देय होगा और "स्टेट ट्रांसमिशन यूटिलिटी (एसटीयू)" द्वारा एकत्र किया जाएगा।

51.2 अल्पकालीन ओपन एक्सेस उपभोक्ता, समय-समय पर संशोधित आयोग द्वारा प्रकाशित लागू ओपन एक्सेस विनियमों के अनुसार निर्धारित रुपये/मेगावाट/दिन के आधार पर पारेषण प्रभार का भुगतान करेंगे।

51.3 अल्पकालिक ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं से एकत्र किए गए शुल्क का 75% दीर्घकालिक और मध्यम अवधि के ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं द्वारा देय शुल्क में कमी के लिए समायोजित किया जाएगा। अल्पकालिक ओपन एक्सेस उपयोगकर्ताओं से एकत्र किए गए शुल्क का शेष 25% पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा रखा जाएगा।

52. भारत सरकार की किसी भी योजना का परिणामी प्रभाव

52.1 48.1 किसी भी इकाई/इकाइयों के लिए पारेषण शुल्क, प्रोत्साहन और हानि 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

53. वितरण लाइसेंसधारी के खातों का पृथक्करण

53.1 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 को इन अलग-अलग खातों के आधार पर आयोग द्वारा निर्धारित किया जाएगा:

वशर्ते कि यदि पूर्ण लेखांकन पृथक्करण नहीं किया गया है, तो निम्नलिखित आवंटन विवरण लागू होगा:

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

विवरण	तार व्यवसाय (%)	खुदरा आपूर्ति व्यवसाय (%)
विजली खरीद व्यय	0%	100%
अंतर-राज्यीय पारेषण शुल्क	0%	100%
राज्यान्तरिक पारेषण शुल्क	0%	100%
कर्मचारी व्यय	40%	60%
प्रशासन एवं सामान्य व्यय	50%	50%
मरम्मत एवं रखरखाव व्यय	90%	10%
पूंजी लागत	90%	10%
मूल्यहास	90%	10%
दीर्घकालिक ऋण पूंजी पर ब्याज	90%	10%
कार्यशील पूंजी और उपभोक्ता सुरक्षा जमा पर ब्याज	10%	90%
अशोध्य ऋण बट्टे खाते में डाल दिये गये	0%	100%
आयकर	90%	10%
गैर-टैरिफ आय	10%	90%
अन्य व्यवसाय से आय	50%	50%

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

54. प्रयोज्यता

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

55. वितरण तार व्यवसाय के लिए कुल राजस्व आवश्यकता

55.1 वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तार व्यवसाय के लिए व्हीलिंग शुल्क, कुल राजस्व आवश्यकता की वसूली के लिए प्रदान किया जाएगा, जिसमें निम्नलिखित शामिल होंगे:

- 1) लाभांश;
- 2) ऋण पर व्याज और वित्त शुल्क;
- 3) मूल्यहास;
- 4) वितरण प्रणाली उपयोगकर्ताओं से कार्यशील पूंजी और जमा पर व्याज;
- 5) संचालन और रखरखाव व्यय;
- 6) आयकर;
- कम:
- 7) गैर-टैरिफ आय;
- 8) इन विनियमों में निर्दिष्ट सीमा तक, अन्य व्यवसाय से आय:

बशर्ते कि इक्विटी पर रिटर्न, ऋण पूंजी पर व्याज, मूल्यहास, कार्यशील पूंजी पर व्याज, उपभोक्ताओं और वितरण प्रणाली उपयोगकर्ताओं से जमा पर व्याज, और वितरण तार व्यवसाय को आयकर इन विनियमों के अध्याय 3 में निर्दिष्ट प्रावधानों के अनुसार अनुमति दी जाएगी:

बशर्ते कि पूर्व अवधि की आय/व्यय को विवेकपूर्ण जांच के अधीन, मामले-दर-मामले के आधार पर, लेखापरीक्षित खातों के आधार पर दू-अप के समय आयोग द्वारा अनुमति दी जाएगी:

बशर्ते कि, प्रदर्शन के किसी भी मानक को पूरा करने में विफलता के लिए लाइसेंसधारी द्वारा किसी भी पार्टी को देय सभी दंड और मुआवजा या आयोग, न्यायालयों, उपभोक्ता शिकायत निवारण फोरम और लोकपाल आदि के आदेशों के परिणामस्वरूप होने वाली क्षति के लिए, कुल राजस्व आवश्यकता के माध्यम से पुनर्प्राप्त करने की अनुमति नहीं दी जाएगी:

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी ऐसे दंडों और लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान या देय मुआवजे, यदि कोई हो, का अलग-अलग विवरण रखेगा और उन्हें अपनी याचिका के साथ आयोग को प्रस्तुत करेगा।

56. वितरण तार व्यवसाय के लिए संचालन और रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय

56.1 वितरण तार व्यवसाय के लिए संचालन एवं अनुरक्षण व्यय की गणना इन विनियमों के अध्याय 3 में दिए गए प्रावधानों के अनुसार की जाएगी।

57. वितरण तार व्यवसाय के लिए कार्यशील पूंजी के मानदंड

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

- क) एक (1) महीने के लिए ओ एंड एम व्यय; साथ ही

ख) एक (1) महीने के लिए मरम्मत और रखरखाव (आर एंड एम) व्यय का 40% पर रखरखाव स्पेयर; साथ ही

ग) प्रचलित टैरिफ पर वितरण तारों के उपयोग के शुल्क से अपेक्षित राजस्व के दो (2) महीने के बराबर प्राप्य;

कम

घ) बैंक गारंटी के रूप में रखी गई सुरक्षा जमा को छोड़कर, वितरण प्रणाली उपयोगकर्ताओं से अधिनियम की धारा 47 की उप-धारा (1)

के खंड (ख) के तहत सुरक्षा जमा के रूप में रखी गई राशि, यदि कोई हो:

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

58. गैर-टैरिफ आय

58.1 वितरण वायर व्यवसाय से संबंधित वह गैर-टैरिफ आय, जिसे आयोग द्वारा अनुमोदित किया गया हो, वितरण लाइसेंसधारी के वितरण वायर व्यवसाय के व्हीलिंग प्रभार निर्धारित करते समय कुल राजस्व आवश्यकता से घटाई जाएगी।

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

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

- 1) भूमि या भवन के किराये से आय;
- 2) स्कैप की बिक्री से आय;
- 3) वैधानिक निवेश से आय;
- 4) आकस्मिक आरक्षित निवेश पर ब्याज से आय;
- 5) आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों को अग्रिम पर ब्याज;
- 6) स्टाफ क्वार्टरों से किराया;
- 7) ठेकेदारों से किराया;
- 8) संपर्ककर्ताओं और अन्य लोगों के किराया शुल्क से आय;
- 9) विज्ञापन आदि से आय;
- 10) विविध रसीदें;
- 11) भौतिक सत्यापन में अधिक पाया गया;
- 12) वार्षिक खातों के अनुसार अनुदान, सब्सिडी आदि से आस्थगित आय;
- 13) पूर्व अवधि की आय, आदि:

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

59. व्हीलिंग चार्ज का निर्धारण

59.1 आयोग अधिनियम की धारा 64 की उप-धारा (3) के तहत पारित अपने आदेश में वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तार व्यवसाय के व्हीलिंग शुल्क को निर्दिष्ट करेगा:

बशर्ते कि उपरोक्त परंतुक के तहत खुदरा उपभोक्ताओं के अलावा वितरण प्रणाली के उपयोगकर्ताओं द्वारा भुगतान किए गए व्हीलिंग शुल्क से प्राप्त राजस्व का उपयोग संबंधित वितरण के खुदरा उपभोक्ताओं से वसूल किए जाने वाले वितरण तार व्यवसाय की कुल राजस्व आवश्यकता को कम करने के लिए किया जाएगा, जैसा कि समय - समय पर संशोधित है।

60. व्हीलिंग नुकसान

60.1 वितरण लाइसेंसधारी को, संबंधित टैरिफ आदेश में निर्धारित अनुसार, वितरण प्रणाली के संचालन से उत्पन्न होने वाले व्हीलिंग घाटे के अनुमोदित स्तर की वसूली करने की अनुमति दी जाएगी।

अध्याय 7: बिजली की खुदरा आपूर्ति

61. प्रयोज्यता

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

62. खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए कुल राजस्व आवश्यकता

62.1 वितरण लाइसेंसधारी की खुदरा आपूर्ति के लिए टैरिफ नियंत्रण अवधि के संबंधित वर्षों के लिए खुदरा आपूर्ति व्यवसाय की कुल राजस्व आवश्यकता की वसूली प्रदान करेगा, जैसा कि आयोग द्वारा अनुमोदित है और इसमें निम्नलिखित घटक शामिल हैं:

- 1) अपनी विद्युत उत्पादन की लागत तथा जेकेपीसीएल सहित विभिन्न स्रोतों से विद्युत क्रय से संबंधित व्यय;
- 2) अंतर-राज्यीय पारेषण शुल्क;
- 3) आरएलडीसी शुल्क;
- 4) अंतर-राज्य पारेषण शुल्क;
- 5) एसएलडीसी शुल्क और प्रभार;
- 6) वितरण तार व्यवसाय के लिए शेष कुल राजस्व आवश्यकता को, जैसा कि इन विनियमों के अध्याय 6 के तहत समय-समय पर संशोधित प्रचलित ओपन एक्सेस विनियमों के अनुसार उसी वितरण लाइसेंसधारी से बिजली आपूर्ति प्राप्त करने वाले खुदरा उपभोक्ताओं के अलावा अन्य वितरण प्रणाली उपयोगकर्ताओं द्वारा देय व्हीलिंग शुल्क से आय में कटौती के बाद निर्धारित किया गया है;
- 7) अशोध्य और संदिग्ध ऋणों के लिए प्रावधान;
- 8) इक्विटी पूंजी पर वापसी;
- 9) संचालन और रखरखाव व्यय;
- 10) मूल्यह्रास;
- 11) ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्त शुल्क;
- 12) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;
- 13) उपभोक्ता सुरक्षा जमा पर ब्याज;

14) आयकर;

कम

15) गैर-टैरिफ आय;

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

17) क्रॉस-सब्सिडी अधिभार के कारण प्राप्तियाँ;

18) अतिरिक्त अधिभार के कारण प्राप्तियाँ:

बशर्ते कि मूल्यह्रास, ऋण पूंजी पर ब्याज, कार्यशील पूंजी पर ब्याज, उपभोक्ता सुरक्षा जमा पर ब्याज, आकस्मिक रिजर्व में योगदान, इक्विटी पर रिटर्न और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए आयकर को इन विनियमों के अध्याय 3 में निर्दिष्ट प्रावधानों के अनुसार अनुमति दी जाएगी:

बशर्ते कि पूर्व अवधि की आय/व्यय को विवेकपूर्ण जांच के अधीन, मामले-दर-मामले के आधार पर, लेखापरीक्षित खातों के आधार पर टू-अप के समय आयोग द्वारा अनुमति दी जाएगी:

बशर्ते कि प्रदर्शन के किसी भी मानक को पूरा करने में विफलता के लिए लाइसेंसधारी द्वारा किसी भी पार्टी को देय सभी दंड और मुआवजा या आयोग, न्यायालयों, उपभोक्ता शिकायत निवारण फोरम और लोकपाल आदि के आदेशों के परिणामस्वरूप क्षति के लिए मुआवजा या समय-समय पर संशोधित अनुसार नवीकरणीय खरीद दायित्वों का अनुपालन न

करने के लिए लाइसेंसधारी पर आयोग द्वारा लगाया गया जुर्माना कुल राजस्व आवश्यकता के माध्यम से वसूल करने की अनुमति नहीं दी जाएगी:

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी ऐसे दंडों और लाइसेंसधारी द्वारा भुगतान या देय मुआवजे, यदि कोई हो, का अलग-अलग विवरण रखेगा और उन्हें अपनी याचिका के साथ आयोग को प्रस्तुत करेगा।

62.2 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा खुदरा आपूर्ति के लिए टैरिफ का निर्धारण आयोग द्वारा इन विनियमों के अध्याय 2 के अनुसार वितरण लाइसेंसधारी द्वारा दायर टैरिफ के निर्धारण के लिए याचिका के आधार पर किया जाएगा:

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता को वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के बीच विनियम 53.1 में तालिका 1 के अनुसार आवंटित या विभाजित किया जाएगा, जब तक कि वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के खाते अलग नहीं हो जाते:

बशर्ते कि खुदरा आपूर्ति के लिए टैरिफ में उपभोक्ताओं से वसूली के उद्देश्य से निर्धारित / मांग शुल्क, ऊर्जा शुल्क और किसी भी अन्य शुल्क का कोई भी संयोजन शामिल हो सकता है, जैसा कि आयोग द्वारा निर्धारित किया जा सकता है:

बशर्ते कि आयोग, आयोग द्वारा निर्धारित निष्पादन मापदंडों के आधार पर वितरण लाइसेंसधारी के लिए क्षेत्र-वार टैरिफ निर्धारित कर सकता है।

63. बिजली खरीद योजना

63.1 वितरण लाइसेंसधारी अपने आपूर्ति क्षेत्र में विद्युत की मांग की पूर्ति हेतु (मेगावाट/एमयू में) विद्युत क्रय की एक योजना तैयार करेगा तथा ऐसी योजना को प्रचलित संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (विद्युत

क्रय एवं अधिप्राप्ति प्रक्रिया) विनियम, 2023 तथा संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (संसाधन पर्याप्तता का ढाँचा) विनियम, 2024 के अनुसार अनुमोदन हेतु आयोग को प्रस्तुत करेगा।

64. बिजली खरीद की मात्रा और लागत

64.1. विद्युत क्रय की मात्रा एवं लागत की गणना प्रचलित संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (विद्युत क्रय एवं अधिप्राप्ति प्रक्रिया) विनियम, 2023 के अनुसार की जाएगी।

65. ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार (एफपीपीएस)

65.1. ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार (एफपीपीएस) का सूत्र, विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 62(4) में किए गए प्रावधानों के अनुसार, विद्युत क्रय लागत में मासिक आधार पर होने वाली वृद्धि या कमी की वसूली/समायोजन हेतु निर्दिष्ट किया गया है।

65.2. ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार की गणना एवं वसूली जेकेपीसीएल/वितरण लाइसेंसधारी द्वारा n वें माह में, $(n-2)$ वें माह के दौरान क्रय की गई विद्युत के लिए ईंधन एवं विद्युत क्रय लागत में हुई वास्तविक परिवर्तन के आधार पर की जाएगी। उदाहरणार्थ, किसी भी वित्तीय वर्ष के अप्रैल माह के दौरान आपूर्ति की गई विद्युत के टैरिफ में हुए परिवर्तनों के कारण देय ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार की गणना उसी वित्तीय वर्ष के जून माह में की जाएगी तथा उसका बिल जारी किया जाएगा।

बशर्ते कि एफपीपीएस की गणना आयोग द्वारा निर्दिष्ट सूत्र के अनुसार की जाएगी तथा उपभोक्ताओं को मासिक आधार पर स्वचालित रूप से बिल की जाएगी, और जेकेपीसीएल/वितरण लाइसेंसधारी को पश्चात् अनुमोदन हेतु त्रैमासिक आधार पर आयोग के समक्ष विस्तृत गणना प्रस्तुत करनी होगी।

बशर्ते कि यदि वितरण लाइसेंसधारी किसी भी फोर्स मेज्योर स्थिति को छोड़कर, निर्धारित समय-सीमा के भीतर ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार की गणना एवं वसूली करने में विफल रहता है, तो ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार के मद में लागत की वसूली का उसका अधिकार समाप्त हो जाएगा तथा ऐसे मामलों में टू-अप के दौरान निर्धारित ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार की वसूली का अधिकार भी समाप्त माना जाएगा।

65.3. वितरण लाइसेंसधारी, उपभोक्ताओं पर किसी भी प्रकार के टैरिफ आघात से बचने के उद्देश्य से, ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार अथवा उसके किसी भाग को आगामी माह में आगे ले जाने का निर्णय ले सकता है, किंतु ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार को आगे ले जाने की अवधि अधिकतम दो माह से अधिक नहीं होगी। यह भी प्रावधान है कि ऐसा आगे ले जाना केवल उसी स्थिति में लागू होगा, जब किसी बिलिंग माह के लिए कुल ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार, जिसमें पूर्ववर्ती माह से आगे लाया गया ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार भी सम्मिलित है, स्वीकृत टैरिफ के परिवर्तनीय घटक (अर्थात् ऊर्जा प्रभार) के बीस प्रतिशत से अधिक हो।

65.4. वितरण लाइसेंसधारी को किए गए खर्चों और वसूले गए ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार के बीच अंतर के सभी आवश्यक विवरण और सामान्य टैरिफ के टू-अप के दौरान आयोग द्वारा अपेक्षित विस्तृत गणना और सहायक दस्तावेज प्रस्तुत करने होंगे।

65.5. ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार तंत्र और इसकी वसूली के सुचारू कार्यान्वयन को सुनिश्चित करने के लिए, वितरण लाइसेंसधारी यह सुनिश्चित करेगा कि इसकी गणना के लिए लाइसेंसधारी बिलिंग प्रणाली को अद्यतन किया गया है और इंटरऑपरेबिलिटी या उपलब्ध ओपन-सोर्स सॉफ्टवेयर के उपयोग के माध्यम से बिलिंग और मीटरिंग विक्रेता के बावजूद एक समान बिलिंग प्रणाली हो यह सुनिश्चित करने के लिए एक एकीकृत बिलिंग प्रणाली लागू की जाएगी।

- 65.6. लाइसेंसधारी अपनी वेबसाइट पर ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार सूत्र, मासिक ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार की गणना, और ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार की वसूली (स्वचालित और स्वीकृत भागों के लिए अलग से) सहित सभी विवरण प्रकाशित करेगा और एक समर्पित वेब पते के माध्यम से इसे संग्रहीत करेगा।
- 65.7. ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार की गणना: n वें महीने के लिए ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार (एफपीपीएस) की गणना का सूत्र इस प्रकार है:

$$n\text{वें माह के लिए मासिक एफपीपीएस (\%)} = (A-B) * C + \{Z * (1 - \% \text{ में वितरण हानियाँ} + 100)\} * ABR$$

जहाँ,

" n वें " महीने का अर्थ वह महीना है जिसमें ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार घटक की बिलिंग की जाती है। यह ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार महीने में आपूर्ति की गई बिजली के टैरिफ में बदलाव के कारण है;

" A " लंबी अवधि, मध्यम अवधि और अल्पकालिक बिजली खरीद (जेकेपीसीएल को जारी किए गए बिलों से ली जाने वाली) सहित सभी स्रोतों से $(n-2)$ वें महीने में (किलोवाट में) खरीदी गई कुल इकाइयाँ हैं;

" B " $(n-2)$ वें महीने में सभी स्रोतों से बिजली की थोक बिक्री है (किलोवाट में) = (प्रत्येक माह के 10वें दिन तक राज्य लोड डिस्पैच सेंटर द्वारा जारी किए जाने वाले अनंतिम खातों से लिया जाएगा);

" C " वृद्धिशील औसत बिजली खरीद लागत है = $(n-2)$ वें महीने में सभी स्रोतों से वास्तविक औसत बिजली खरीद लागत (पीपीसी) (रु./किलोवाट) (गणना की गई) - सभी स्रोतों से अनुमानित औसत बिजली खरीद लागत (पीपीसी) (रु./किलोवाट) - (टैरिफ ऑर्डर से);

" Z " = $\{[(n-2)$ वें माह में राज्य के बाहर के सभी स्रोतों से खरीदी गई वास्तविक बिजली। (किलोवाट में) $\} * (1 - \text{अंतर-राज्यीय पारेषण नुकसान \%}/100 \text{ में}) + \text{राज्य के भीतर सभी स्रोतों से खरीदी गई बिजली (किलोवाट में)} * (1 - \text{राज्यान्तरिक नुकसान \%}/100 \text{ में}) - B]$ किलोवाट में

" ABR " = वर्ष के लिए औसत बिलिंग दर (टैरिफ ऑर्डर से रुपये/किलोवाट में लिया जाएगा)

" वितरण घाटा ($\%$ में) " = लक्ष्य वितरण घाटा (टैरिफ ऑर्डर से)

" अंतर-राज्यीय पारेषण घाटा ($\%$ में) " = टैरिफ आदेश के अनुसार

" राज्यान्तरिक पारेषण घाटा ($\%$ में) " = टैरिफ आदेश के अनुसार

- 65.8. बिजली खरीद लागत में विचलन निपटान तंत्र के कारण कोई भी शुल्क शामिल नहीं होगा।

- 65.9. अन्य शुल्क जिनमें सहायक सेवाएँ और सुरक्षा बाधित आर्थिक प्रेषण शामिल हैं, को ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार में शामिल नहीं किया जाएगा और आयोग द्वारा अनुमोदित टू-अप के माध्यम से समायोजित किया जाएगा।

66. पारेषण शुल्क

- 66.1 वितरण लाइसेंसधारी को इन विनियमों के अध्याय 5 के तहत आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ के अनुसार राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली और प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों के अनुसार अंतर-राज्यीय पारेषण प्रणाली तक पहुंच और उपयोग के लिए देय पारेषण शुल्क वसूलने की अनुमति दी जाएगी।

67. खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए संचालन और रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय

- 67.1 खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए संचालन एवं अनुरक्षण व्यय की गणना इन विनियमों के अध्याय 3 के अनुसार की जाएगी

68. एसएलडीसी और आरएलडीसी शुल्क और प्रभार

68.1 वितरण लाइसेंसधारी को आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ के अनुसार एसएलडीसी को देय एसएलडीसी शुल्क एवं प्रभारों की वसूली की अनुमति दी जाएगी। इसके अतिरिक्त, वितरण लाइसेंसधारी को आरएलडीसी शुल्क की वसूली की भी अनुमति दी जाएगी।

69. अशोध्य एवं संदिग्ध ऋणों के लिए प्रावधान

69.1. संदिग्ध एवं अशोध्य देयों के लिए प्रावधान का निपटान इन विनियमों के अध्याय 3 के अनुसार किया जाएगा।

70. खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए कार्यशील पूंजी के मानदंड

70.1 खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए कार्यशील पूंजी इन विनियमों के विनियम 58 के अनुसार निर्धारित की जाएगी।

71. गैर-टैरिफ आय

71.1 आयोग द्वारा अनुमोदित बिजली की खुदरा आपूर्ति से संबंधित गैर-टैरिफ आय की राशि वितरण लाइसेंसधारी द्वारा बिजली की खुदरा आपूर्ति के लिए टैरिफ की गणना में कुल राजस्व आवश्यकता से काट ली जाएगी:

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

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

- 1) भूमि या भवन के किराये से आय;
- 2) स्क्रेप की बिक्री से आय;
- 3) वैधानिक निवेश से आय;
- 4) आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों को अग्रिम पर ब्याज;
- 5) स्टाफ क्वार्टरों से किराया;
- 6) ठेकेदारों से किराया;
- 7) संपर्ककर्ताओं और अन्य लोगों के किराये शुल्क से आय;
- 8) विज्ञापन आदि से आय;
- 9) मीटर/मीटरिंग उपकरण/सर्विस लाइन किराये;
- 10) सेवा शुल्क;
- 11) उपभोक्ता शुल्क;
- 12) ऊर्जा की चोरी और चोरी के लिए वसूली;
- 13) बिलों के समय पर भुगतान के कारण प्राप्त छूट;
- 14) विविध रसीदें;
- 15) वार्षिक खातों के अनुसार अनुदान, सब्सिडी आदि से आस्थगित आय;
- 16) पूर्व अवधि की आय, आदि:

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

बशर्ते कि वितरण लाइसेंसधारी द्वारा मौजूदा बिजली खरीद समझौतों या वितरण लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र को आवंटित थोक आपूर्ति क्षमता का उपयोग करके अधिनियम की धारा 49 के अनुसार अन्य वितरण लाइसेंसधारियों या उपभोक्ताओं को बिजली की बिक्री से अर्जित कोई भी आय को टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजन के लिए वितरण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता से घटाया जाएगा। इस तरह की कटौती केंद्र शासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (लाइसेंसधारियों की बिजली खरीद और खरीद प्रक्रिया) विनियमों के लिए संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग के अनुसार लागू की जाएगी।

72. क्रॉस-सब्सिडी अधिभार और अतिरिक्त अधिभार के कारण प्राप्ति

72.1 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा समय-समय पर संशोधित प्रचलित ओपन एक्सेस विनियमों के अनुसार, आयोग द्वारा अनुमोदित दर पर प्राप्त क्रॉस-सब्सिडी अधिभार को, टू-अप के समय कुल राजस्व आवश्यकता से काटा जाएगा।

72.2 वितरण लाइसेंसधारी द्वारा समय-समय पर संशोधित प्रचलित ओपन एक्सेस विनियमों के अनुसार, आयोग द्वारा अनुमोदित दर पर प्राप्त अतिरिक्त अधिभार को, टू-अप के समय कुल राजस्व आवश्यकता से काट लिया जाएगा।

73. वितरण घाटा

73.1. वितरण लाइसेंसधारी बिजली की खुदरा आपूर्ति से उत्पन्न होने वाले वितरण घाटे के अनुमोदित स्तर की वसूली करेगा।

73.2. बहुवर्षीय टैरिफ आदेश के भाग के रूप में, आयोग इन विनियमों के अनुसार नियंत्रण अवधि के लिए वितरण नुकसान के लिए एक प्रक्षेप पथ निर्धारित कर सकता है।

73.3. वितरण नुकसान के वास्तविक स्तर और अनुमोदित स्तर के बीच किसी भी भिन्नता को विनियम 18 के अनुसार टूटिंग अप अभ्यास के भाग के रूप में निपटाया जाएगा।

74. टैरिफ का निर्धारण

74.1 आयोग उपभोक्ताओं को उनके लोड फैक्टर, पावर फैक्टर, वोल्टेज, किसी निर्दिष्ट अवधि के दौरान बिजली की कुल खपत या जिस समय आपूर्ति की आवश्यकता है या किसी क्षेत्र की भौगोलिक स्थिति, आपूर्ति की प्रकृति और उद्देश्य जिसके लिए आपूर्ति की आवश्यकता है और कोई अन्य कारक जो आयोग द्वारा उचित समझा जाए के आधार पर वर्गीकृत कर सकता है।

74.2 आयोग उपभोक्ताओं की प्रत्येक श्रेणी/उप-श्रेणी के लिए आपूर्ति की लागत निर्धारित करने का प्रयास करेगा।

74.3 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।

74.4 लाइसेंसधारी द्वारा टैरिफ प्रस्ताव और आयोग द्वारा टैरिफ निर्धारण निम्नलिखित सिद्धांतों पर आधारित होगा:

- 1) सभी श्रेणियों के लिए टैरिफ अधिमानतः दो भागों में होगा, जिसमें निश्चित और परिवर्तनीय शुल्क शामिल होंगे।
- 2) टैरिफ में निर्धारित शुल्क उत्तरोत्तर वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वहन की गई वास्तविक निश्चित लागत को प्रतिबिंबित करेगा;
- 3) विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों के लिए समग्र खुदरा आपूर्ति शुल्क क्रमशः उपभोक्ताओं की संबंधित श्रेणियों के लिए आपूर्ति की लागत को प्रतिबिंबित करेगा;
- 4) आवासीय उपभोक्ताओं के लिए टैरिफ विभिन्न वर्ग के उपभोक्ताओं के लिए टैरिफ की सामर्थ्य को ध्यान में रखते हुए निर्धारित किया जाएगा;
- 5) टैरिफ इस प्रकार निर्धारित किया जाएगा कि इससे किसी भी श्रेणी के उपभोक्ताओं को टैरिफ का झटका न लगे।

अध्याय 8: ऊर्जा भंडारण प्रणालियाँ

75. प्रयोज्यता

75.1 ये विनियम ऊर्जा भंडारण प्रणालियों के लिए टैरिफ निर्धारण पर लागू होंगे।

75.2 ईएसएस के लिए टैरिफ निर्धारित करते समय आयोग इस अध्याय में निहित शर्तों एवं नियमों द्वारा मार्गदर्शित होगा, निम्नलिखित मामलों में:

1. जहाँ कोई विद्यमान उत्पादन कंपनी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी विद्युत ऊर्जा के भंडारण के व्यवसाय में संलग्न हो;
2. जहाँ ऊर्जा भंडारण प्रणाली विकासकर्ता (ईएसएसडी) विद्युत ऊर्जा के भंडारण के व्यवसाय में संलग्न हो तथा ऐसी उपयोगिता को ऊर्जा भंडारण सेवाएँ प्रदान करने हेतु विद्यमान उत्पादन कंपनी अथवा पारेषण लाइसेंसधारी अथवा वितरण लाइसेंसधारी के साथ संविदात्मक व्यवस्था रखता हो;
3. जहाँ वितरण लाइसेंसधारी विद्युत ऊर्जा के भंडारण के व्यवसाय में संलग्न हो, और वितरण लाइसेंसधारी के ऊर्जा भंडारण व्यवसाय द्वारा ऑफ-पीक विद्युत को पीक विद्युत में परिवर्तित करने के लिए खुदरा आपूर्ति व्यवसाय हेतु रूपांतरण मूल्य का निर्धारण किया जाना हो;
4. जहाँ ऐसा टैरिफ इन विनियमों के प्रभाव में आने की तिथि के पश्चात संपादित किसी विद्युत क्रय अनुबंध अथवा व्यवस्था के अनुसार हो; अथवा
5. जहाँ ऐसा टैरिफ इन विनियमों के प्रभाव में आने की तिथि से पूर्व संपादित किसी विद्युत क्रय अनुबंध अथवा व्यवस्था के अनुसार हो, और आयोग ने ऐसे अनुबंध अथवा व्यवस्था को अनुमोदित किया हो, तथा वह अनुबंध अथवा व्यवस्था यह परिकल्पित करती हो कि टैरिफ उस समय प्रचलित टैरिफ विनियमों के आधार पर होगा।

76. ऊर्जा भंडारण टैरिफ के निर्धारण हेतु याचिका

76.1. ईएसएसडी इन विनियमों के अध्याय 2 के प्रावधानों के अनुसार टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका दायर करेगा।

76.2. इन विनियमों के अंतर्गत ईएसएस के संबंध में टैरिफ का निर्धारण चरण-वार, इकाई-वार अथवा संपूर्ण ईएसएस के लिए किया जा सकता है:

बशर्ते कि इस अध्याय में निर्दिष्ट ईएसएस के लिए टैरिफ निर्धारण की शर्तें एवं नियम, यथास्थिति, चरणों अथवा इकाइयों अथवा संपूर्ण ईएसएस पर समान रूप से लागू होंगे।

76.3. जहाँ ईएसएस के किसी चरण अथवा इकाई के लिए टैरिफ का निर्धारण किया जा रहा हो, वहाँ ईएसएसडी सामान्य सुविधाओं से संबंधित पूंजी लागत के आवंटन तथा सभी चरणों अथवा इकाइयों में संयुक्त एवं सामान्य लागतों के आवंटन हेतु एक युक्तिसंगत आधार अपनाएगा, यथास्थिति:

बशर्ते कि ईएसएसडी ऐसे लागत आवंटन के आधार को दर्शाने वाला एक आवंटन विवरण (एलोकेशन स्टेटमेंट) संधारित करेगा, जिसे वैधानिक लेखा परीक्षकों द्वारा विधिवत लेखा-परीक्षित एवं प्रमाणित किया जाएगा, तथा टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका के साथ ऐसा लेखा-परीक्षित एवं प्रमाणित विवरण आयोग को प्रस्तुत किया जाएगा।

76.4. ईएसएसडी नए ईएसएस के लिए अस्थायी टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका, ईएसएस की इकाई अथवा चरण अथवा संपूर्ण प्रणाली के संभावित वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से कम-से-कम छह माह पूर्व, यथास्थिति, दायर करेगा।

76.5. ईएसएसडी नए ईएसएस के लिए अस्थायी टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका, वाणिज्यिक परिचालन की तिथि तक किए गए तथा किए जाने के लिए प्रक्षेपित पूंजीगत व्यय तथा किए गए अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आधार पर दायर करेगा, जिसे वैधानिक लेखा परीक्षकों

द्वारा विधिवत प्रमाणित किया गया हो:

बशर्ते कि जहाँ लागू हो, याचिका में प्रक्षेपित पूंजी लागत एवं अतिरिक्त पूंजी लागत के आधारभूत अनुमानों का विवरण सम्मिलित होगा।

- 76.6. नए परियोजनाओं के मामले में, आयोग द्वारा विवेकपूर्णता जाँच के अधीन, प्रक्षेपित पूंजीगत व्यय के आधार पर, संभावित वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से ईएसएसडी को अस्थायी टैरिफ अनुमन्य किया जा सकता है।
- 76.7. यदि वाणिज्यिक परिचालन की तिथि, अस्थायी टैरिफ को अनुमोदित करने वाले आदेश की तिथि से छह माह से अधिक विलंबित होने की संभावना हो, तो ईएसएसडी अस्थायी टैरिफ की लागूता की वैधता अवधि के विस्तार हेतु याचिका प्रस्तुत कर सकता है, जिसमें परियोजना की पूर्णता की वर्तमान स्थिति एवं परियोजना पूर्ण होने में विलंब के औचित्य का विवरण दिया जाएगा, जिसे आवश्यक विवेकपूर्णता जाँच के पश्चात आयोग द्वारा विचार किया जा सकता है।
- 76.8. ईएसएसडी ऊर्जा भंडारण इकाई अथवा चरण अथवा संपूर्ण प्रणाली, यथास्थिति, के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से छह माह के भीतर, वाणिज्यिक परिचालन की तिथि तक के लेखा-परीक्षित पूंजीगत व्यय एवं पूंजीकरण के आधार पर, ईएसएस के लिए अंतिम टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका दायर करेगा:
बशर्ते कि ईएसएस में एक से अधिक इकाइयाँ होने की स्थिति में, ऐसी याचिका प्रत्येक इकाई के लिए, उस इकाई के सीओडी प्राप्त करते ही, संपूर्ण स्टेशन के सीओडी की प्रतीक्षा किए बिना, दायर की जाएगी।
- 76.9. नए ईएसएस के लिए अंतिम टैरिफ का निर्धारण आयोग द्वारा, वाणिज्यिक परिचालन की तिथि तक के लेखा-परीक्षित पूंजीगत व्यय एवं पूंजीकरण की विवेकपूर्णता जाँच के आधार पर किया जाएगा।
- 76.10. जहाँ वर्ष-दर-वर्ष आधार पर वास्तविक रूप से वहन की गई पूंजी लागत, आयोग द्वारा अस्थायी टैरिफ निर्धारण हेतु अनुमोदित पूंजी लागत से पाँच प्रतिशत या उससे अधिक कम हो, वहाँ ईएसएसडी लाभार्थियों को अतिरिक्त पूंजी लागत के अनुरूप वसूल किए गए अतिरिक्त टैरिफ की राशि, संबंधित वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित आधार दर (बेस रेट) पर 150 बेसिस प्वाइंट्स जोड़कर, ब्याज सहित, वापस करेगा।
- 76.11. जहाँ वर्ष-दर-वर्ष आधार पर वास्तविक रूप से वहन की गई पूंजी लागत, आयोग द्वारा अस्थायी टैरिफ निर्धारण हेतु अनुमोदित पूंजी लागत से पाँच प्रतिशत या उससे अधिक अधिक हो, वहाँ ईएसएसडी, आयोग की स्वीकृति के अधीन, लाभार्थियों से ऐसी पूंजी लागत में वृद्धि के अनुरूप टैरिफ की कमी की वसूली करेगा, जो संबंधित वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित आधार दर पर 150 बेसिस प्वाइंट्स जोड़कर ब्याज सहित होगी।

77. प्रतिस्पर्धी बोली के अंतर्गत ईएसएस के लिए टैरिफ का अंगीकरण

- 77.1 इन विनियमों में निहित किसी भी प्रावधान के होते हुए भी, यदि ईएसएस के लिए टैरिफ का निर्धारण अधिनियम की धारा 63 के अंतर्गत केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुसार पारदर्शी बोली प्रक्रिया के माध्यम से किया गया है, तो आयोग ऐसे टैरिफ को अंगीकार करेगा:
बशर्ते कि याचिकाकर्ता आयोग को वह समस्त जानकारी उपलब्ध कराएगा, जिसकी आवश्यकता आयोग को यह संतुष्ट करने के लिए हो कि केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों का विधिवत पालन किया गया है।

78. टैरिफ के घटक

- 78.1 ईएसएस के लिए टैरिफ दो भागों में होगा, अर्थात् क्षमता प्रभार तथा अभिकल्पित चक्र दक्षता से अधिक चक्र दक्षता के लिए प्रोत्साहन।

78.2 वार्षिक स्थिर प्रभार में निम्नलिखित घटक सम्मिलित होंगे:

- 1) संचालन एवं अनुरक्षण व्यय;
- 2) अवमूल्यन;
- 3) ऋण पूंजी पर व्याज एवं वित्तीय प्रभार;
- 4) कार्यशील पूंजी पर व्याज;
- 5) इक्विटी पर प्रतिफल;

घटाएँ:

- 6) गैर-टैरिफ आय;

बशर्ते कि ईएसएस के लिए इक्विटी पर प्रतिफल, इन विनियमों के अध्याय 3 में निर्दिष्ट प्रावधानों के अनुसार अनुमन्य होगा।

बशर्ते कि आयोग, न्यायालयों आदि के आदेशों के परिणामस्वरूप, किसी भी निर्देश के अनुपालन में विफलता अथवा क्षति के कारण, ईएसएस विकासकर्ता अथवा उत्पादन कंपनी अथवा लाइसेंसधारी द्वारा किसी भी पक्ष को देय सभी दंड एवं क्षतिपूर्ति को कुल राजस्व आवश्यकता के माध्यम से वसूल करने की अनुमति नहीं देगा।

अतिरिक्त रूप से यह भी प्रावधान है कि यदि कोई हो, तो ईएसएसडी अथवा उत्पादन कंपनी अथवा लाइसेंसधारी ऐसे दंड एवं क्षतिपूर्ति, जो उसके द्वारा अदा की गई हो या देय हो, का पृथक विवरण संधारित करेगा तथा अपनी याचिका के साथ उक्त विवरण आयोग को प्रस्तुत करेगा।

79. स्वतंत्र बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणाली (बीईईएसएस) के लिए टैरिफ का निर्धारण

79.1 बीईईएसएस के लिए प्रस्तुत याचिका में निम्नलिखित विवरण सम्मिलित होंगे, अर्थात्—

- 1) बीईईएसएस की पूंजीगत लागत,
- 2) बीईईएसएस की उपलब्धता,
- 3) बीईईएसएस की रूपांतरण दक्षता अथवा अभिकल्पित राउंड-ट्रिप दक्षता,
- 4) अन्य तकनीकी मानक, जैसे डिस्चार्ज की गहराई, डीरैटिंग कारक आदि,
- 5) उपयोगी जीवनकाल के दौरान चक्रों की संख्या,
- 6) बीईईएसएस का उपयोगी जीवनकाल—जिसमें बैटरी प्रणाली का उपयोगी जीवनकाल तथा संतुलन प्रणाली का उपयोगी जीवनकाल पृथक-पृथक रूप से,
- 7) संचालन एवं अनुरक्षण व्यय,
- 8) २४-घंटे के चक्र में चार्जिंग के घंटों की संख्या तथा डिस्चार्जिंग के घंटों की संख्या से संबंधित अभिकल्प मानक,
- 9) बीईईएसएस के चार्जिंग हेतु चार्जिंग पावर की व्यवस्था,
- 10) प्रति मिनट चार्ज की दर (अधिकतम/न्यूनतम),
- 11) प्रति मिनट डिस्चार्ज की दर (अधिकतम/न्यूनतम)।

79.2 **पूंजीगत लागत:** पूंजीगत लागत का विचार इन विनियमों के अध्याय 3 में विनिर्दिष्ट पद्धति के अनुसार किया जाएगा।

79.3 **अतिरिक्त पूंजीगत व्यय:** अतिरिक्त पूंजीगत व्यय का विचार इन विनियमों के अध्याय 3 में विनिर्दिष्ट पद्धति के अनुसार किया जाएगा।

79.4 पूंजी संरचना:

- क) वाणिज्यिक परिचालन की तिथि पर ऋण-इक्विटी अनुपात का विचार इन विनियमों के अध्याय 3 में विनिर्दिष्ट पद्धति के अनुसार किया जाएगा।
- ख) इन विनियमों के अंतर्गत आयोग द्वारा स्वीकृत अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के लिए ऋण-इक्विटी अनुपात का विचार इन विनियमों के अध्याय 3 में विनिर्दिष्ट पद्धति के अनुसार किया जाएगा।

79.5 बीईईएसएस के लिए परिचालन मानक

- 1) बीईईएसएस की राउंड-ट्रिप दक्षता प्रत्येक मासिक परिचालन अवधि के लिए न्यूनतम 75 प्रतिशत होगी।
- 2) बीईईएसएस की मानक वार्षिक उपलब्धता 95 % होगी।
बीईईएसएस की वार्षिक उपलब्धता = वर्ष के दौरान उन सभी समय खंडों में, जिनमें लाभार्थी द्वारा बीईईएसएस के चार्जिंग/डिस्चार्जिंग हेतु विद्युत का शेड्यूल किया गया हो, प्रणाली की उपलब्धताओं का औसत।

जहाँ,

से अभिप्राय वर्ष के उस iवें समय-खंड (15 मिनट) से है, जिसमें $MU_i(B) \neq 0$,

$MU_i(A)$ = लाइसेंसी अथवा लाभार्थी और बीईईएसएसडी के मध्य सहमत डिस्पैच शेड्यूल, जिसे iवें समय-खंड में चार्जिंग/डिस्चार्जिंग हेतु अंतिम रूप से एमएसएलडीसी को प्रेषित किया जाएगा, मेगावाट-घंटा (एमयू) में,

$MU_i(B)$ = लाइसेंसी वितरणकर्ता अथवा लाभार्थी द्वारा बीईईएसएसडी को iवें समय-खंड में चार्जिंग/डिस्चार्जिंग हेतु प्रदत्त डिस्पैच शेड्यूल, मेगावाट-घंटा (एमयू) में।

- 3) बीईईएसएस के लिए मानक डिस्चार्ज की गहराई 90 प्रतिशत होगी।
- 4) बैटरी पैक के प्रदर्शन में ह्रास को प्रति वर्ष 1 % माना जाएगा।
- 5) बीईईएसएस के लिए औसत रैम्प दर नामांकित क्षमता के 75 % प्रति मिनट होगी।

79.6 मूल्यहास

- 1) बीईईएसएस के संबंध में मूल्यहास की गणना वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से सीधी रेखा विधि (स्ट्रेट लाइन मेथड) लागू करते हुए की जाएगी।
परंतु यह कि स्टेशन के वाणिज्यिक परिचालन की प्रभावी तिथि से 15 वर्ष की अवधि की समाप्ति के पश्चात बंद होने वाले वर्ष की 31 मार्च को शेष अवमूल्यन योग्य मूल्य को परिसंपत्तियों के शेष उपयोगी जीवनकाल में वितरित किया जाएगा।
परंतु यह भी कि बैटरी पैक का उपयोगी जीवनकाल 12 वर्ष होगा, जबकि संतुलन प्रणाली (बैलेंस ऑफ सिस्टम) का उपयोगी जीवनकाल 25 वर्ष होगा।
- 2) मूल्यहास के प्रयोजन हेतु मूल्य आधार वह पूंजीगत लागत होगी, जिसे आयोग द्वारा परिसंपत्ति के लिए स्वीकृत किया गया हो: परंतु यह कि—
 - i. स्वामित्व वाली भूमि अथवा अनुदान से क्रय की गई परिसंपत्तियों को अवमूल्यन योग्य परिसंपत्तियों के रूप में नहीं माना जाएगा तथा परिसंपत्तियों के अवमूल्यन योग्य मूल्य की गणना करते समय उनकी लागत को पूंजीगत लागत से अपवर्जित

किया जाएगा;

- ii. जहाँ स्वामित्व वाली भूमि का आवंटन सशर्त हो तथा उसे वापस किया जाना आवश्यक हो, वहाँ ऐसी भूमि की लागत को आयोग द्वारा विवेकपूर्ण परीक्षण के अधीन, मूल्यहास के प्रयोजन हेतु मूल्य आधार का भाग माना जाएगा; तथा
- iii. पट्टे की भूमि को पट्टा अवधि अथवा बीईईएसएस के शेष जीवनकाल, जो भी कम हो, के दौरान परिशोधन किया जाएगा।

3) किसी परिसंपत्ति का अवशिष्ट (सल्वेज) मूल्य परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत का 10 प्रतिशत माना जाएगा:

- i. आईटी उपकरण एवं सॉफ्टवेयर के लिए शून्य;
 - ii. भूमि के लिए शून्य अथवा राज्य सरकार के साथ बीईईएसएस विकासकर्ता द्वारा सहमत अनुसार; तथा परंतु यह भी कि बीईईएसएस अथवा संचरण प्रणाली, जैसा भी मामला हो, की कम उपलब्धता के कारण अस्वीकृत किसी भी मूल्यहास की वसूली उपयोगी जीवनकाल या विस्तारित जीवनकाल के दौरान किसी बाद के चरण में अनुमत नहीं की जाएगी।
- 4) बीईईएसएस के संबंध में मूल्यहास का निर्धारण वार्षिक रूप से, परिशिष्ट-I में विनिर्दिष्ट मूल्यहास दरों अथवा अपेक्षित उपयोगी जीवनकाल के आधार पर किया जाएगा।

80. ऋण पर ब्याज

80.1 ऋण पर ब्याज, जिसमें यदि कोई हो तो मानक ऋण भी सम्मिलित है, इन विनियमों के अध्याय 3 के अनुसार वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना की गई भारित औसत ब्याज दर को ध्यान में रखते हुए निर्धारित किया जाएगा।

81. कार्यशील पूंजी पर ब्याज

81.1 बीईईएसएस की कार्यशील पूंजी में निम्नलिखित सम्मिलित होंगे:

- 1) एक माह के लिए संचालन एवं अनुरक्षण व्यय,
- 2) वर्ष के लिए प्रारंभिक सकल स्थिर परिसंपत्तियों का एक प्रतिशत रखरखाव स्पेयर, तथा
- 3) ऊर्जा भंडारण सेवा की उपलब्धता के विरुद्ध देयक, जो स्वीकृत वार्षिक स्थिर प्रभारों (यदि कोई प्रोत्साहन हो तो उसे अपवर्जित करते हुए) के पैंतालीस दिनों के समतुल्य हों;
- 4) कार्यशील पूंजी पर ब्याज की दर एवं भुगतान का निर्धारण इन विनियमों के अध्याय 3 में दिए गए विनियमों के अनुसार किया जाएगा।

82. बीईईएसएस के लिए संचालन एवं अनुरक्षण (ओ एंड एम) व्यय

82.1. बीईईएसएस के संबंध में मानक संचालन एवं अनुरक्षण व्यय को इसकी वाणिज्यिक परिचालन तिथि पर विद्यमान पूंजीगत व्यय के एक प्रतिशत (1%) के रूप में अनुमत किया जाएगा।

परंतु यह कि प्रत्येक आगामी वर्ष के लिए तथा नियंत्रण अवधि के संबंधित वर्षों के टूइंग-अप में, संचालन एवं अनुरक्षण व्यय का निर्धारण विनियम 37 में विनिर्दिष्ट पद्धति के अनुसार किया जाएगा।

परंतु यह भी कि मानक ओ एंड एम व्यय का नियंत्रण अवधि के अंत में टूइंग-अप किया जाएगा तथा मानक एवं वास्तविक ओ एंड एम व्यय में भिन्नता का निपटान विनियम 14 के अनुसार किया जाएगा।

82.2. क्षमता प्रभार की गणना एवं भुगतान

- 1) 1 अप्रैल, 2026 के पश्चात सीओडी प्राप्त करने वाले बीईईएसएस की स्थिर लागत की गणना इन विनियमों के अंतर्गत विनिर्दिष्ट मानकों के आधार पर वार्षिक रूप से की जाएगी तथा इसे क्षमता प्रभार के रूप में मासिक आधार पर वसूल किया जाएगा।
- 2) क्षमता प्रभार का भुगतान लाभार्थियों द्वारा बीईईएसएस की विक्रययोग्य क्षमता में उनके-उनके आवंटन के अनुपात में किया जाएगा।

जहाँ,

i से अभिप्राय माह के उस iवें समय-खंड (15 मिनट) से है, जिसमें मेगावाट-घंटा (i)(बी)) ≠ 0.

मेगावाट-घंटा (i)(ए) = लाइसेंसी अथवा लाभार्थी और बीईईएसएस के मध्य सहमत डिस्पैच शेड्यूल, जिसे iवें समय-खंड में चार्जिंग/डिस्चार्जिंग हेतु अंतिम रूप से एसएलडीसी को प्रेषित किया जाएगा, मेगावाट-घंटा (एमयू) में।

मेगावाट-घंटा (i)(बी) = वितरण लाइसेंसी अथवा लाभार्थी द्वारा बीईईएसएस को iवें समय-खंड में चार्जिंग/डिस्चार्जिंग हेतु प्रदत्त डिस्पैच शेड्यूल, मेगावाट-घंटा (एमयू) में।

बीईईएसएस की वार्षिक उपलब्धता = वर्ष के दौरान उन सभी समय-खंडों में, जिनमें लाभार्थी द्वारा बीईईएसएस के चार्जिंग/डिस्चार्जिंग हेतु विद्युत का शेड्यूल किया गया हो, प्रणाली की उपलब्धताओं का औसत।

बीईईएसएस की मानक वार्षिक उपलब्धता 95 % होगी।

मासिक उपलब्धता गुणांक से संबद्ध बीईईएसएस के लिए मासिक क्षमता प्रभार का भुगतान निम्नलिखित सूत्र के अनुसार देय होगा:

$$\text{सीसी1} = (\text{एएफसी}) \times (1/12) \times (\text{ईएएफएम1/एनएईएएफ})$$

सीसी2 = (एएफसी) × (1/6) × (ईएएफएम2/एनएईएएफ) परंतु यह कि अधिकतम सीमा {(एएफसी) × (1/6)} - {सीसी1} के अधीन होगी।

सीसी3 = (एएफसी) × (1/4) × (ईएएफएम3/एनएईएएफ) परंतु यह कि अधिकतम सीमा {(एएफसी) × (1/4)} - {सीसी1 + सीसी2} के अधीन होगी।

सीसी4 = (एएफसी) × (1/3) × (ईएएफएम4/एनएईएएफ) परंतु यह कि अधिकतम सीमा {(एएफसी) × (1/3)} - {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3} के अधीन होगी।

सीसी5 = (एएफसी) × (5/12) × (ईएएफएम5/एनएईएएफ) परंतु यह कि अधिकतम सीमा {(एएफसी) × (5/12)} - {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4} के अधीन होगी।

सीसी6 = (एएफसी) × (1/2) × (ईएएफएम6/एनएईएएफ) परंतु यह कि अधिकतम सीमा {(एएफसी) × (1/2)} - {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5} के अधीन होगी।

सीसी7 = (एएफसी) × (7/12) × (ईएएफएम7/एनएईएएफ) परंतु यह कि अधिकतम सीमा {(एएफसी) × (7/12)} - {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6} के अधीन होगी।

सीसी8 = (एएफसी) × (2/3) × (ईएएफएम8/एनईईएएफ) परंतु यह कि अधिकतम सीमा {(एएफसी) × (2/3)} - {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6 + सीसी7} के अधीन होगी।

सीसी9 = (एएफसी) × (3/4) × (ईएएफएम9/एनईईएएफ) परंतु यह कि अधिकतम सीमा {(एएफसी) × (3/4)} - {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6 + सीसी7 + सीसी8} के अधीन होगी।

सीसी10 = (एएफसी) × (5/6) × (ईएएफएम10/एनईईएएफ) परंतु यह कि अधिकतम सीमा {(एएफसी) × (5/6)} - {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6 + सीसी7 + सीसी8 + सीसी9} के अधीन होगी।

सीसी11 = (एएफसी) × (11/12) × (ईएएफएम11/एनईईएएफ) परंतु यह कि अधिकतम सीमा {(एएफसी) × (11/12)} - {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6 + सीसी7 + सीसी8 + सीसी9 + सीसी10} के अधीन होगी।

सीसी12 = (एएफसी) × (ईएएफएम11/एनईईएएफ) परंतु यह कि अधिकतम सीमा {(एएफसी) - {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6 + सीसी7 + सीसी8 + सीसी9 + सीसी10 + सीसी11}} के अधीन होगी।

जहाँ,

CCn = nवें माह के लिए क्षमता प्रभार;

AFC = वार्षिक स्थिर लागत;

EAFMn = nवें माह के दौरान प्राप्त बीईईएसएस की मासिक उपलब्धता गुणांक;

NAEAF = बीईईएसएस की मानक वार्षिक उपलब्धता गुणांक।

बशर्ते कि, उपर्युक्त अनुसार क्षमता प्रभार की गणना के लिए बीईईएसएस की उपलब्धता को चार्जिंग एवं डिस्चार्जिंग, दोनों मोड में माना जाएगा। बशर्ते यह भी कि, वर्ष के अंत में बीईईएसएस द्वारा की गई वास्तविक उत्पादन तथा वर्ष के दौरान उपभोगित वास्तविक ऊर्जा के आधार पर समायोजन किया जाएगा।

82.3 मानक चक्र दक्षता से अधिक चक्र दक्षता के लिए प्रोत्साहन

- a) मानक चक्र दक्षता से अधिक चक्र दक्षता के लिए प्रोत्साहन प्रत्येक लाभार्थी द्वारा देय होगा, जो उपभोगित ऊर्जा के 75 प्रतिशत से अधिक, लाभार्थी को आपूर्ति किए जाने हेतु शेड्यूल की गई कुल ऊर्जा पर देय होगा, तथा यह प्रोत्साहन एक्स-बस आधार पर प्रति किलोवाट-घंटा 20 पैसे की समतल दर से देय होगा।

परंतु यह कि, यदि किसी माह में उत्पादित ऊर्जा, उस माह में उपभोगित ऊर्जा के 75 % से कम हो, तो लाभार्थियों द्वारा देय प्रोत्साहन शून्य होगा।

- b) बीईईएसएस के मामले में, बैटरियों के चार्जिंग हेतु आवश्यक विद्युत की व्यवस्था लाभार्थी/लाभार्थियों द्वारा, बीईईएसएस प्रणाली के बस बार तक की संचरण हानियों तथा वितरण हानियों को समुचित रूप से ध्यान में रखते हुए की जाएगी, और इसके

प्रतिफलस्वरूप लाभार्थी/लाभार्थियों को बैटरियों के चार्जिंग में उपयोग की गई ऊर्जा के 75 प्रतिशत के समतुल्य ऊर्जा, पीक घंटों के दौरान प्राप्त करने का अधिकार होगा, तथा बीईईएसपीक घंटों के दौरान उक्त परिमाण की विद्युत आपूर्ति करने के लिए बाध्य होगा।

83. प्रभारों का बिलिंग एवं भुगतान

83.1. ईएसएस के लिए वार्षिक स्थिर प्रभार, क्षमता प्रभार तथा प्रोत्साहनों का बिलिंग एवं भुगतान मासिक आधार पर किया जाएगा।

अध्याय 9: विविध

84. आयोग की अंतर्निहित शक्ति की बचत

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

85. आदेश और अभ्यास 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 अभ्यास निर्देश जारी कर सकता है।

86. संशोधन करने की शक्ति

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

87. कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति

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

88. ढील देने की शक्ति

88.1 आयोग, लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से, अपने स्वयं के प्रस्ताव पर या किसी इच्छुक व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष किए गए आवेदन पर इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में ढील दे सकता है।

89. व्याख्या

89.1 यदि इन विनियमों के किसी प्रावधान की व्याख्या के संबंध में कोई प्रश्न उठता है, तो आयोग का निर्णय अंतिम होगा।

90. रद्द करना

90.1 संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (उत्पादन, संचरण एवं वितरण बहुवर्षीय टैरिफ) विनियम, 2023 इन विनियमों के प्रवर्तन की तिथि से निरस्त माने जाएंगे, तथा संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग के किसी भी विनियम, मानक, संहिता अथवा प्रक्रिया में उक्त विनियमों के प्रति किया गया कोई भी संदर्भ, संयुक्त विद्युत विनियामक आयोग, केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर व केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख (उत्पादन, संचरण एवं वितरण बहुवर्षीय टैरिफ) विनियम, 2025 से प्रतिस्थापित माना जाएगा।

90.2 इस तरह के निरसन के बावजूद, निरस्त विनियमों के तहत किया गया कोई भी काम या कथित तौर पर किया गया कोई भी कार्य, जहां तक वह इन विनियमों के साथ असंगत नहीं है, इन विनियमों के तहत किया गया माना जाएगा या किया जाना माना जाएगा।

90.3 ये विनियम आयोग द्वारा जारी अन्य विनियमों/संहिताओं के अतिरिक्त हैं, न कि उनके निरादर में।

आयोग के आदेश द्वारा।

मोहम्मद अशरफ़, (जेकेएस) सचिव

[विज्ञापन-III/4/असा./210/2026-27]

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

[विनियम 2.1 (54) और विनियम 30.4 देखें]

1) उत्पादन एवं पारेषण परिसंपत्तियाँ

उत्पादन और पारेषण परिसंपत्तियों के लिए उपयोगी जीवन और मूल्यहास दरें प्रचलित सीईआरसी टैरिफ विनियमों में निर्दिष्ट होंगी।

2) वितरण संपत्ति

क्रम सं.	संपत्ति का वर्ग	उपयोगी जीवन (वर्ष)	दर(%)
1	पूर्ण स्वामित्व के अंतर्गत स्वामित्व वाली भूमि	अनंत	0
2	पट्टे के अंतर्गत धारित भूमि		
(क)	जमीन में निवेश के लिए	पट्टे की अवधि या पट्टे के समनुदेशन पर समाप्त न हुई शेष अवधि	0

क्रम सं.	संपत्ति का वर्ग	उपयोगी जीवन (वर्ष)	दर(%)
(ख)	समाशोधन स्थल की लागत के लिए	साइट साफ़ करने की तिथि पर पट्टे की अवधि समाप्त न होना	0
3	नई खरीदी गई संपत्तियां		
(क)	स्थायी चरित्र की इमारतें और सिविल इंजीनियरिंग कार्य, जिनका ऊपर उल्लेख नहीं किया गया है:		
(i)	कार्यालय और शोरूम	50	1.80
(ii)	अस्थायी निर्माण जैसे लकड़ी के ढांचे	5	18.00
(iii)	कच्ची सड़कों के अलावा अन्य सड़कें	50	1.80
(iv)	अन्य	50	1.80
(ख)	ट्रांसफार्मर, ट्रांसफार्मर (कियोस्क) सबस्टेशन उपकरण और अन्य स्थिर उपकरण (संयंत्र नींव सहित)		
(i)	100 किलो वोल्ट एम्पीयर (केवीए) और उससे अधिक रेटिंग वाले पावर ट्रांसफार्मर (नींव सहित)	25	3.60
(ii)	अन्य	25	3.60
(ग)	केबल कनेक्शन सहित स्विचगियर		
(घ)	बिजली निरोधक:		
(i)	स्टेशन का प्रकार	25	3.60
(ii)	ध्रुव प्रकार	15	6.00
(iii)	तुल्यकालिक संघनित्र	35	2.57
(ङ)	बैटरियाँ	5	18.00
(च)	जुड़े हुए बक्से और डिस्कनेक्ट किए गए बक्से सहित भूमिगत केबल	35	2.57
(छ)	केबल डक्ट प्रणाली	50	1.80
(ज)	सपोर्ट सहित ओवरहेड लाइनें:		
(i)	फैब्रिकेटेड स्टील पर 66 केवी से अधिक नाममात्र वोल्टेज पर चल रही लाइनें	35	2.57

क्रम सं.	संपत्ति का वर्ग	उपयोगी जीवन (वर्ष)	दर(%)
(ii)	स्टील सपोर्ट पर लाइनें 11 केवी से अधिक लेकिन 66 केवी से अधिक नाममात्र वोल्टेज पर काम नहीं करती हैं	25	3.60
(iii)	स्टील या प्रबलित कंक्रीट सपोर्ट पर लाइनें	25	3.60
(iv)	उपचारित लकड़ी के सपोर्ट पर लाइनें	25	3.60
(झ)	मीटर		
(i)	इलेक्ट्रो मैकेनिकल	15	6.00
(ii)	इलेक्ट्रॉनिक/स्मार्ट मीटर	10	9.0
(ज)	स्व-चालित वाहन	5	18.00
(ट)	एयर कंडीशनिंग संयंत्र:		
(i)	स्थिर	15	6.00
(ii)	पोर्टेबल	5	18.00
(ठ)	अन्य		
(i)	कार्यालय फर्नीचर उपकरण और फिक्स्चर	15	6.00
(ii)	कार्यालय उपकरण	15	6.00
(iii)	फिटिंग और उपकरण सहित आंतरिक वायरिंग	15	6.00
(iv)	स्ट्रीट लाइट फिटिंग	15	6.00
(ड)	किराये पर दिये जाने वाले उपकरण:		
(i)	मोटर्स के अलावा अन्य	5	18.00
(ii)	मोटर्स	15	6.00
(ढ)	संचार उपकरण		
(i)	रेडियो और उच्च आवृत्ति वाहक प्रणालियाँ	15	6.00
(ii)	टेलीफोन लाइनें और टेलीफोन	15	6.00
(ण)	पुरानी खरीदी गई संपत्ति और अनुसूची में अन्यथा प्रदान नहीं की गई संपत्ति	वर्तमान मालिक द्वारा अधिग्रहण के समय संपत्ति की प्रकृति, उम्र और स्थितियों को ध्यान में रखते हुए आयोग प्रत्येक मामले में ऐसी उचित अवधि निर्धारित करता है	

परिशिष्ट-11: एटी एंड सी नुकसान की गणना के लिए पद्धति

[विनियम 12.2 (सी) देखें]

केंद्र शासित प्रदेश का नाम			
वितरण लाइसेंसधारी का नाम			
क्रम सं.	विवरण	गणना	इकाई
क	इनपुट ऊर्जा (MkWh)	उत्पन्न ऊर्जा - सहायक खपत + खरीदी गई ऊर्जा (सकल)* - व्यापारित ऊर्जा / अंतरराज्यीय बिक्री।	
ख	पारेषण नुकसान (MkWh)		
ग	शुद्ध इनपुट ऊर्जा (MkWh)	क - ख	
घ	बेची गई ऊर्जा (MkWh)	ऊर्जा कारोबार/अंतर-राज्य बिक्री की इकाइयों को छोड़कर सभी श्रेणियों के उपभोक्ताओं को बेची गई ऊर्जा।	
ङ	बेची गई ऊर्जा से आय (रु.करोड़ में)	लेकिन ऊर्जा कारोबार/अंतर-राज्यीय बिक्री से राजस्व को छोड़कर, सभी श्रेणियों के उपभोक्ताओं को बेची गई ऊर्जा से राजस्व (बुक की गई सब्सिडी सहित)।	
च	प्राप्त सब्सिडी के आधार पर ऊर्जा की बिक्री से समायोजित राजस्व (रु.करोड़ में)	ऊर्जा की बिक्री से राजस्व (ऊपर ङ के समान) - बुक की गई सब्सिडी + वर्ष के दौरान बुक की गई सब्सिडी के विरुद्ध प्राप्त सब्सिडी	
छ	ऊर्जा की बिक्री के लिए शुरुआती देनदार राशि (रु.करोड़ में)	ऊर्जा की बिक्री के लिए के लिए शुरुआती देनदार, जैसा कि प्राप्य अनुसूची में दिखाया गया है (संदिग्ध देनदार राशि के लिए प्रावधानों में कटौती किए बिना)। बिना बिल वाले राजस्व को देनदार नहीं माना जाएगा।	
ज	ऊर्जा की बिक्री के लिए अंतिम देनदार राशि (रु.करोड़ में)	i) ऊर्जा की बिक्री के लिए समापन देनदार, जैसा कि प्राप्य अनुसूची में दिखाया गया है (संदिग्ध ऋणों के प्रावधानों में कटौती किए बिना)। बिना बिल किए राजस्व को देनदार नहीं माना जाएगा। ii) वर्ष के दौरान सीधे बट्टे खाते में डाली गई कोई भी राशि (i)	
झ	ऊर्जा की बिक्री के लिए समायोजित समापन देनदार राशि (रु.करोड़ में)	ज (i+ii)	
ञ	संग्रह दक्षता (%)	(च+ छ- झ) / ङ *100	
ट	प्राप्त इकाइयाँ (MkWh) = [बेची गई ऊर्जा* संग्रह क्षमता]	घ * ज /100	
ठ	अप्राप्त इकाइयाँ (MkWh) =	सी - ट	

	[शुद्ध इनपुट ऊर्जा - प्राप्त इकाइयाँ]		
ड	एटी एंड सी नुकसान (%) = $\frac{[(\text{इकाइयाँ अर्जास/शुद्ध इनपुट ऊर्जा}) * 100]}{\text{ग}}$	ठ / ग * 100	

टिप्पणी:

- * डिस्कॉम को खरीदी गई सकल ऊर्जा यानी पारेषण घाटे सहित कुल खरीदी गई बिजली का विवरण देना आवश्यक है।
- बिजली के व्यापार के लिए देनदारों को संग्रह दक्षता की गणना के लिए समायोजित नहीं किया गया है क्योंकि जानकारी आम तौर पर खातों की टिप्पणियों में उपलब्ध नहीं होती है।
- उपरोक्त तालिका के आंकड़े, जहां भी उपलब्ध हों, वार्षिक रिपोर्ट/खातों में निहित जानकारी के अनुरूप होने चाहिए।
- ऊपर दी गई तालिका में दिए गए प्रारूप में एटी एंड सी घाटे की गणना, उपभोक्ताओं को सीधे बेचने वाली सभी उपयोगिताओं के वार्षिक खातों का एक हिस्सा होना चाहिए, जो खातों या अनुलग्नक की टिप्पणियों के रूप में होती है।
- वर्ष के दौरान बुक की गई सब्सिडी का विवरण और चालू वर्ष तथा पिछले वर्षों के विरुद्ध प्राप्त सब्सिडी का विवरण नीचे दी गई तालिका में दिया गया है, जो खातों के टिप्पणियों या अनुलग्नक के रूप में वार्षिक खातों का हिस्सा होना चाहिए।

बुक की गई एवं प्राप्त सब्सिडी का विवरण	राशि (रु. करोड़)
वर्ष के दौरान बुक की गई सब्सिडी (रु. करोड़)	
वर्ष के दौरान प्राप्त सब्सिडी (रु. करोड़)	
i. चालू वर्ष के लिए बुक की गई सब्सिडी के विरुद्ध प्राप्त सब्सिडी (रु. करोड़)	
ii. पूर्व वर्षों के लिए बुक की गई सब्सिडी के विरुद्ध प्राप्त सब्सिडी (रु. करोड़)	

परिशिष्ट - III: विभिन्न जल विद्युत उत्पादन स्टेशनों के मानक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ) के निर्धारण के लिए दिशानिर्देश**[विनियम 44.1 देखें]**

- विभिन्न जल विद्युत उत्पादन स्टेशनों के मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ) का निर्धारण निम्नलिखित मानदंडों/दिशानिर्देशों के आधार पर किया जाएगा:
 - पूर्ण जलाशय स्तर (एफआरएल) और न्यूनतम ड्रा डाउन स्तर (एमडीडीएल) के बीच 8% तक की भिन्नता वाले भंडारण और तालाब प्रकार के संयंत्र और जहां संयंत्र की उपलब्धता गाद से प्रभावित नहीं होती है: 90%
 - पूर्ण जलाशय स्तर और 8% से अधिक के न्यूनतम ड्रा डाउन स्तर के बीच शीर्ष भिन्नता वाले भंडारण और तालाब प्रकार के संयंत्रों के मामले में और जहां संयंत्र की उपलब्धता गाद से प्रभावित नहीं होती है, डीपीआर में परियोजना अधिकारियों द्वारा प्रदान की गई माहवार अधिकतम क्षमता (सीईए या राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित), एनएपीएफ के निर्धारण का आधार बनेगा।
इसे निम्नलिखित उदाहरण से समझाया गया है,
स्थापित क्षमता: 4x250 मेगावाट (मान लीजिए)

माह	दैनिक 3 घंटे की अधिकतम क्षमता का अपेक्षित औसत
अप्रैल	701
मई	448
जून	133
जुलाई	497
अगस्त	544
सितम्बर	990
अक्टूबर	1000
नवंबर	1000
दिसंबर	1000
जनवरी	1000
फरवरी	1000
मार्च	693

अपेक्षित दैनिक शिखर क्षमता का भारित औसत = 790 मेगावाट

अधिकतम क्षमता इस धारणा पर आधारित है कि एक इकाई मई, जुलाई, फरवरी और मार्च के दौरान वार्षिक रखरखाव के अधीन होगी।

2% भत्ते पर विचार के कारण संयंत्र क्षमता पर वर्ष के दौरान जबरन कटौती, अपेक्षित औसत अधिकतम क्षमता = 770 मेगावाट।

इस प्रकार, एनएपीएफ = $770/1000 = 77\%$ ।

- 3) तालाब प्रकार के संयंत्र जहां संयंत्रों की उपलब्धता गाद से काफी प्रभावित होती है, वहां 5% मार्जिन की अनुमति दी गई है और एनएपीएफ 85% होगा।
- 4) विशुद्ध रूप से रन-ऑफ-रिवर प्रकार के संयंत्रों के मामले में, एनएपीएफ को परियोजना के डीपीआर में अनुमोदित इसके 90% भरोसेमंद 10-दैनिक प्रवाह पैटर्न के आधार पर संयंत्रवार निर्धारित किया जाएगा।
- 5) विशेष परिस्थितियों यानी असामान्य गाद समस्या या अन्य परिचालन स्थितियों और ज्ञात संयंत्र सीमाओं के तहत एनएपीएफ का निर्धारण करते समय आयोग द्वारा अतिरिक्त छूट दी जा सकती है।
- 6) जब एफआरएल और एमडीडीएल के बीच हेड वेरिएशन 8% से अधिक हो, तो निम्नलिखित गुणन कारक लागू किए जाएंगे:
शीर्ष भिन्नता के लिए गुणन कारक = $(\text{एमडीडीएल पर हेड/रेटेड हेड}) \times 0.5 + 0.52$

परिशिष्ट-IV: टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली (टीबीसीबी) के माध्यम से विकसित की जाने वाली राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली के लिए सीमा
[विनियम 46.1 का दूसरा प्रावधान देखें]

1. आयोग टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली के विकास के लिए सीमा सीमा का निर्धारण' पर एक अलग अधिसूचना के माध्यम से सभी राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली (नए और संवर्द्धन) परियोजनाओं के विकास के लिए सीमा सीमा निर्धारित करेगा। निर्धारित सीमा से अधिक लागत वाली परियोजनाओं को अधिनियम की धारा 63 के तहत टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के तहत केंद्र सरकार द्वारा समय-समय पर अधिसूचित प्रतिस्पर्धी बोली दिशानिर्देशों के अनुसार निष्पादित किया जाएगा।
2. यह सीमा सभी नए राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली (परियोजनाओं) के लिए लागू होगी, जिसके लिए आयोग द्वारा अनुमोदन दिया जाना बाकी है।
3. टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से परियोजना के विकास के लिए बोलियां आमंत्रित करने के लिए संपूर्ण राज्यान्तरिक स्वतंत्र पारेषण अपस्ट्रीम/डाउनस्ट्रीम परियोजना को एकल परियोजना के रूप में डिजाइन किया जाएगा।
4. यदि केंद्र शासित प्रदेश जम्मू-कश्मीर और केंद्र शासित प्रदेश लद्दाख/एसटीयू का प्रशासन कुछ विशिष्ट कारणों से लागत और दृष्टिकोण के माध्यम से थ्रेशोल्ड सीमा से ऊपर किसी भी राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली को विकसित करने का इरादा रखता है, जैसे कि परियोजना महत्वपूर्ण प्रकृति की है या परियोजना के कारण स्वामित्व या इंटरफ़ेस संबंधी समस्याएं हो सकती हैं, तो प्रशासनिक निकाय/एसटीयू को आयोग की पूर्व मंजूरी प्राप्त करनी होगी।

JOINT ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

(For The UT of J&K and the UT of Ladakh)

NOTIFICATION

Jammu, the 18th June, 2026

No. JERC-JKL/Reg/2026/01.—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 (Act No. 36 of 2003) (hereinafter referred to as ‘the Act’), and all other powers enabling it in this behalf, the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh hereby makes the following Regulations.

Chapter 1: Preliminary

1. Short Title, Commencement and Extent

- 1.1. These Regulations shall be called the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Generation, Transmission and Distribution, Multi Year Tariff), Regulations, 2025.
- 1.2. These Regulations shall come into force from the date of their publication in the Official Gazette and shall remain in force till March 31, 2029, unless otherwise reviewed/extended.
- 1.3. These Regulations extend to the whole of the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh.

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;

2. “**Act**” shall mean the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), as amended from time to time;
3. “**Aggregate Revenue Requirement**” or “**ARR**” shall mean the annual revenue requirement comprising of allowable expenses and return on capital pertaining to the Generating Company, Transmission Licensee, or Distribution Licensee, for recovery through tariff and charges determined by the commission, in accordance with these Regulations;
4. “**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 the Distribution Wires Business and Retail Supply Business of a Distribution Licensee;
5. “**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;
6. “**Auxiliary Energy Consumption**” or “**AUX**” in relation to a period in the case of a Generating Station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the Generating Station, such as the equipment being used for the purpose of operating the 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 the supply of power to the housing colony and other facilities at the Generating Station and the power consumed for construction works at the Generating Station;

7. “**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;
8. “**Area of Supply**” shall mean the area within which a Distribution Licensee is authorised by its license to supply electricity;
9. “**Authority**” shall mean the Central Electricity Authority referred to in Section 70 of the Act;
10. “**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;

11. **“Bank Rate”** shall mean the Bank Rate declared by the Reserve Bank of India from time to time;
12. **“Base Year”** shall mean the Year immediately preceding the first Year of the Control Period and used for the purpose of these regulations;
13. **“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;
14. **“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 implications for the Generating Station or the transmission system regulated under these Regulations;
15. **“Central Commission” or “CERC”** shall mean the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of Section 76 of the Act;
16. **“Commission”** shall mean the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh referred to in Section 83 of the Act;
17. **“Control Period”** shall mean the period of three (3) financial Years from April 1, 2026, to March 31, 2029;
18. **“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;
19. **“Cut-off Date”** shall mean 31st March of the Year closing after two (2) Years from the Year of commercial operation of the project, and in case the project is declared under commercial operation in the last quarter of a year, the Cut-off Date shall be 31st March of the Year closing after three (3) Years from the Year of commercial operation:

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;

20. **“Consumer”** shall be 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 Union Territory;
21. **“Contracted Capacity”** shall mean the capacity in MW contracted by a Transmission System User;
22. **“Day”** shall mean a day starting at 00.00 hours and ending at 24.00 hours;
23. **“Date of Commercial Operation” or “COD”** in case of a transmission system shall mean the date declared by the Transmission Licensee from 00.00 hours, for which an element of the transmission system is in regular service after successful trial operation for transmitting electricity, and communication signal from sending end to receiving end:

Provided that where the transmission line or substation is dedicated for the evacuation of power from a particular Generating Station, the Generating Company and Transmission Licensee shall endeavor to commission the Generating Station and the transmission system simultaneously as far as practicable and shall ensure the same through appropriate Implementation Agreement:

Provided also that in case a transmission system or an element thereof is prevented from regular service for reasons not attributable to the Transmission Licensee or its supplier or its contractors but is on account of the delay in commissioning of the concerned Generating Station or in commissioning of the upstream or downstream transmission system, the Transmission Licensee shall approach the Commission through an appropriate application for approval of the Date of Commercial Operation of such transmission system or an element thereof:

Provided further that the Date of Commercial Operation for a Generating Station shall be as defined in the

- prevalent CERC Tariff Regulations;
24. **“De-capitalisation”** shall mean reduction in Gross Fixed Assets of the project corresponding to the removal/deletion of assets as approved by the Commission;
 25. **“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;
 26. **“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;
 27. **“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;
 28. **“Energy Storage System”** or **“ESS”** in relation to the electricity system, means a facility where electrical energy is converted into any form of energy which can be stored, and subsequently reconverted into electrical energy and injected back into the grid;
 29. **“Energy Storage System Developer”** or **“ESSD”** shall mean the entity owning/operating the ESS facility for storage and supply of power to the beneficiary under these Regulations;
 30. **“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;
 31. **“Electricity Supply Code”** shall mean the Electricity Supply Code specified under Section 50 of the Act;
 32. **“Existing Project”** shall mean a project declared under commercial operation prior to April 1, 2024;
 33. **“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;
 34. **“Generation 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.
Provided that generation of electricity from renewable sources shall be governed by the applicable Renewable Energy Tariff Regulations as may be notified by the Commission from time to time;
 35. **“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;
 36. **“Grid”** shall mean the high voltage backbone system of inter-connected transmission lines, sub-stations, and generating plants;
 37. **“Gross Station Heat Rate”** or **“GHR”** means the heat energy input in kcal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal Generating Station;
 38. **“Integrated Utility”** means the Departments of Power in the Union Territory of Jammu & Kashmir and the Union Territory of Ladakh, in its present form or any successor entities performing more than one of the functions of generation, transmission, and distribution after restructuring thereof;
 39. **“Licensed Business”** means the functions and activities, which the licensee is required to undertake in terms of the license granted by the Commission or being a deemed licensee under the Act;
 40. **“Licensee”** shall mean a person who has been granted a license under Section 14 of the Act and for the purpose of these Regulations shall also include an Integrated Utility;
 41. **“MCLR”** shall mean One Year Marginal Cost of Funds based Lending Rate;
 42. **“Month”** shall mean a calendar month as per the Gregorian calendar;
 43. **“New Project”** shall mean a project declared under commercial operation on or after April 1, 2024;
 44. **“Non-Tariff Income”** shall mean income relating to the Licensed Business other than from tariff, excluding

- any income from Other Business and, in case of the Retail Supply Business of a Distribution Licensee, excluding income from wheeling and receipts on account of Cross-Subsidy Surcharge and Additional Surcharge on charges of wheeling;
45. **“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, spares, consumables, insurance and overheads etc.;
 46. **“Original Project Cost”** means 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;
 47. **“Other Business”** means any other business of the distribution licensee for optimum utilisation of its assets within the meaning of Section 51 of the Act;
 48. **“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;
 49. **“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;
 50. **“Retail Supply Business”** means 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.
 51. **“State”** shall mean the Union Territory of Jammu & Kashmir and the Union Territory of Ladakh;
 52. **“State Grid Code”** shall mean the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (State Grid Code), Regulations 2023 specified by the Commission under Clause (h) of sub-section (1) of Section 86 of the Act;
 53. **“State Load Despatch Centre” or “SLDC”** shall mean the Centre established under sub-section (1) of Section 31 of the Act;
 54. **“Transmission Licensee”** shall mean a Licensee authorized to establish or operate transmission lines;
 55. **“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;
 56. **“Useful life”** in relation to a unit of a Generating Station/Unit, Transmission System, and Distribution System from the Date of Commercial Operation shall be as defined in **Appendix I** to these Regulations;
 57. **“Wheeling”** means the operation whereby the distribution system and associated facilities of a distribution licensee are used by another person for the conveyance of electricity on payment of charges to be determined under section 62, or under section 42(2);
 58. **“Wheeling Business”** means the business of operating and maintaining a distribution system for the conveyance of electricity in the area of supply of the distribution licensee.”
 59. **“Working Day”** shall mean a Day on which banks are open for business;
 60. **“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 JERC for the UT of J&K and the UT of Ladakh (State Grid Code) Regulations 2023 and prevalent CERC Tariff Regulations shall bear the same meanings as respectively assigned to them in the Act or Grid Code or prevalent CERC Tariff Regulations and the words and expressions used herein but not specifically defined herein or in the Act or Grid Code or State Grid Code or prevalent CERC Tariff Regulations 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:
- a) 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;
 - b) 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;
 - c) 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;
 - d) 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;

- e) 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;
- f) 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.
- g) The words "Application" or "Petition" shall be interpreted synonymously.

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 a shortage of supply of electricity exists, it may fix the minimum and maximum ceiling of tariff for the 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:

Provided further that where the Commission has allowed Open Access to certain Consumers under sub-section (2) of Section 42 of the Act, such Consumers, notwithstanding the provisions of clause (d) of sub-section (1) of Section 62 of the Act, may enter into an agreement with any person for supply or purchase of electricity on such terms and conditions (including tariff) as may be agreed between them. Such Open Access shall be regulated by provisions of prevalent Open Access Regulations as amended from time to time.

3.2. These Regulations shall not apply for the determination of tariff in case of the following:

- (a) Generating Stations and Transmission Systems whose tariff has been discovered through a transparent process of competitive bidding in accordance with the competitive bidding guidelines notified by the Central Government and adopted by the Commission under Section 63 of the Act.
- (b) Generating stations of renewable sources of energy, which shall be governed by prevalent Renewable Energy Tariff Regulations as amended from time to time or any subsequent enactment thereof.

3.3. In accordance with the principles laid out in Regulation 55, Regulation 56, and Regulation 64, the Commission shall determine Aggregate Revenue Requirement for:

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

3.4. The Distribution Licensee shall file an application containing separate details for the determination of Aggregate Revenue Requirement for Distribution Wires Business and Retail Supply Business, in accordance with Regulation 55 specified in these Regulations.

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

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

3.7. 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 prevalent Open Access Regulations, as amended from time to time.

3.8. The Commission shall also determine Additional Surcharge under sub-section (4) of Section 42 of the Act, in accordance with prevalent Open Access Regulations as amended from time to time.

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 the 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, 2026 (i.e. tariff applicable for FY 2026-27 onwards).
- 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) Business Plan for the Licensee, for the entire Control Period as submitted to the Commission for approval, prior to the start of the Control Period;
 - b) A detailed Multi-Year tariff application comprising of the year-wise forecast of Aggregate Revenue Requirement for the entire Control Period and determination of Expected Revenue from Tariff and Charges for the first Year of the Control Period submitted by the Applicant, in formats specified by the Commission from time to time:

Provided that the performance parameters, whose trajectories have been specified in these Regulations or the Business Plan or the Multi-Year Tariff Order approved by the Commission, shall form the basis for the projection of these performance parameters in the Aggregate Revenue Requirement for the entire Control Period:

- c) Determination of year-wise Aggregate Revenue Requirement by the Commission for the entire Control Period and the tariff for the first Year of the Control Period for the Generating Company, Transmission Licensee, Distribution Wires Business, and Retail Supply Business;
- d) Annual review of performance which shall be conducted vis-a-vis the approved forecast and categorization of variations in performance into controllable and uncontrollable factors;
- e) Annual determination of tariff for the Generating Company, Transmission Licensee, Distribution Wires Business, and Retail Supply Business, for each Financial Year within the Control Period, based on the approved forecast, the annual performance review, and truing up exercise;
- f) Truing up of previous Year/(s) expenses and revenue by the Commission based on audited accounts vis- a-vis the approved forecast and categorization of variation in performance as 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);
- g) The mechanism for pass-through of approved gains or losses on account of uncontrollable factors as specified by the Commission in these Regulations;
- h) The mechanism for sharing of approved gains or losses on account of controllable factors as specified by the Commission in these Regulations.

6. Values for Base Year

- 6.1 The values for the Base Year of the Control Period shall be determined on the basis of the audited accounts or provisional accounts of last three (3) Years, as the case may be, and other factors considered relevant by the Commission;

Provided that, in absence of the 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 may change the values for Base Year and consequently the trajectory of parameters for Control Period, considering the actual figures from audited accounts.

- 6.2 The Commission may revisit the performance targets for the Control Period during Annual Performance Review, carried out in accordance with the proviso to Regulation 5.2 (d).

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 shall be used to determine wheeling charges. The ARR for Retail Supply Business, which shall include the ARR for Distribution Wires Business, in accordance with Regulation 58, 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 Regulation 53.1 to apportion costs and revenues to respective businesses.

8. Business Plan

8.1 The Generation Company, Transmission Licensee, and Distribution Licensee, under affidavit as per the prevalent Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Conduct of Business) Regulations 2022, as amended from time to time, shall file, for the Commission's approval, a Business Plan for the Control Period, i.e. FY 2026-27 to FY 2028-29, duly approved by the competent authority by 30th November of the year prior to the commencement of the Control Period, with such fee, as specified in the prevalent Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Fees, Fines, and Charges) Regulations, 2022, as amended from time to time:

Provided that in case the Commission issues guidelines and formats from time to time, the same shall be adhered to by the Generation Company, Transmission Licensee, and Distribution Licensee while submitting the Business Plan.

8.2 The **Business Plan filed by the Generation Company** shall inter-alia contain;

- (a) **Capital investment plan**, which shall include details of the investments planned by the Generating Company for existing stations along with its cost-benefit analysis, yearly phasing of capital expenditure along with the source of funding, financing plan, and corresponding capitalisation schedule. This plan shall be commensurate with R&M schemes and proposed efficiency improvements for various plants of the company;
- (b) The **capital investment plan** shall show separately, ongoing projects that will spill over into the years under review, and new projects (along with justification) that will commence in the years under review but may be completed within or beyond the tariff period;
- (c) The Generating Company shall submit plant-wise details of the capital structure and cost of financing (interest on debt and return on equity), after considering the existing market conditions, terms of the existing loan agreements, risks associated with generation business and creditworthiness;
- (d) Details related to major shutdown of machines, if any;
- (e) Trajectory of performance parameters;

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

- a) Projections for the **growth of load** in the transmission network;
- b) **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 8.5;
- 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 the number of employees** during each Year of the Control Period based on proposed recruitments and retirement;
- f) **Proposals in respect of income from Other Businesses** for each Year of the Control Period.

8.4 The **Business Plan filed by the Distribution Licensee** for the Control Period shall comprise of but not be limited to the following:

- a) **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 8.5;
- b) **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.;
- c) **Sales Forecast** for each Consumer category and sub-categories for each Year of the Control Period in accordance with Regulation 8.6;
- d) **Power Procurement Plan** based on the Sales Forecast and distribution loss trajectory for each Year of the Control Period in accordance with Regulation 8.8;
- e) **Targets** for distribution loss for each Year of the Control Period consistent with the Capital Investment Plan proposed by the Licensee;
- f) **Projections for the number of employees** during each Year of the Control Period based on proposed recruitments and retirement;
- g) **Proposals in respect of income from Other Businesses** for each Year of the Control Period.

8.5 **Capital Investment Plan**

- a) The Capital Investment Plan to be submitted as part of the Business Plan shall show separately, ongoing projects that will spill into the financial year under review and new projects (along with justification) that

will commence but may be completed within or beyond the tariff period for the purpose of investment, Capital Structure, implementation schedule, quarter-wise capital expenditure and capitalization schedule, financing plan, cost-benefit analysis, improvement in operational efficiency envisaged in the Control Period owing to proposed investment and such details for ongoing projects that will spill over into the Control Period under review along with justification;

- b) The Capital Investment Plan proposed by the Transmission Licensee shall be in conformity with the plans made by the Authority/Central Transmission Utility and with the Capital Investment Plan of the Distribution Licensee;
- c) During the Annual Performance Review, the Commission shall monitor the progress of the actual capital expenditure incurred by the Licensee vis-a-vis the approved capital expenditure. The Licensees shall submit the actual capital expenditure incurred along with the annual performance review, true-up, and determination of tariff filing;
- d) In case, during the Annual Performance Review, the cumulative (starting from the first Year of the Control Period up to the current Year) actual capital expenditure incurred is less than 50% of the cumulative approved capital expenditure, the Commission shall true-up the ARR elements relevant to actual capital expenditure in the current Year and remaining Years of the Control Period;
- 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 the emergency nature of the proposed work seeking approval of the Commission:

Provided that in case capital expenditure is required for emergency work or unforeseen situations to mitigate the 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 ex post facto approval of the Commission:

Provided further that for the purpose of Regulation 8.5(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;

- f) The Licensee shall submit a report for every quarter detailing the progress of the capital expenditure and capitalization 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.

8.6 Sales Forecast

The sales Forecast in the Business Plan shall be done as per the provisions of the prevalent Power Purchase and Procurement Process Regulations.

8.7 Treatment of Distribution Loss

The power purchase requirement of the Distribution Licensee at the Transmission-Distribution interface point, shall be computed by grossing up the sales with the distribution losses approved by the Commission:

Provided that the Commission may stipulate the target distribution losses in accordance with Regulation 17 as part of the Order on Business Plan:

Provided further that the Distribution Licensee shall submit the details of area-wise distribution losses viz. Circles/Divisions/Distribution Centres for the relevant years, in accordance with the formats prescribed by the Commission:

Provided also that the area-wise distribution losses shall separately indicate the distribution losses in each Distribution Franchisee area within its License area, for the relevant years, if applicable.

8.8 Power Procurement Plan

The Distribution Licensee shall prepare a plan for procurement of power and the same shall be done as per the provisions of the prevalent Power Purchase and Procurement Process Regulations and prevalent Resource Adequacy Regulations.

Provided further that such power procurement plan may include long-term, medium-term and short-term sources of power procurement, in accordance with these Regulations and the relevant Resource Adequacy Plan prepared under the prevalent Resource Adequacy Regulations.

8.9 On receipt of the Business Plan application, the Commission shall either:

- a) Issue an Order approving the Business Plan for the entire Control Period; or b) Reject the Plan 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. Multi-Year Tariff Application

9.1 The applicant shall, based on the Business Plan, submit the forecast of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from the tariff, for the Control Period by way of a Petition in accordance with the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Conduct of Business) Regulations 2022 as amended from time to time, by 30th November of the year prior to the commencement of the Control Period and accompanied by such fee payable, as specified in the prevalent Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Fees, Fines, and Charges) Regulations, 2022, as amended from time to time.

9.2 The application shall also be accompanied by the true-up Petition based on the latest available audited accounts and the annual performance review for the current Year based on the actual performance during the first six Months of the Year and estimates for the subsequent six Months. Applicant shall develop the forecast of Aggregate Revenue Requirement 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 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 ensuing Financial Year within the Control Period;
- b) In the case of a Transmission Licensee, estimates of the transmission capacity allocated to Transmission System Users for ensuing Financial Year within 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 ensuing Financial Year within the Control Period;
- d) Prevailing tariff as on the date of making the application.

9.4 Based on the forecast of Aggregate Revenue Requirement for the first Year of the Control Period and Expected Revenue from Tariff and Charges, the Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee for the Distribution Wires Business and Retail Supply Business, shall propose the tariff for the first Year of Control Period:

Provided that the tariff proposed by Distribution Licensee shall be in accordance with Section 62 of the Act 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 for the entire Control Period and the tariff for the first 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.

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, O&M expenses, distribution losses etc.;

Provided that the utilities shall adhere to the norms as specified in the Order on Business Plan and/ or Multi Year tariff petition;

10.2 The trajectory stipulated by the Commission in the Order approving the Business Plan submitted by the applicant, shall be followed while approving the Aggregate Revenue Requirement and/ or expected revenue from tariff and charges.

10.3 The Commission shall specify the yearly AT&C loss reduction trajectory for the control period with due regard to the AT&C loss approved in the True Up of the previous control period. The yearly AT&C loss trajectory for

the control period shall not be changed/ modified, other than under exceptional conditions approved by the Commission.

11. Annual Performance Review, Truing-up and tariff determination during the Control Period

11.1 The Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee shall file an application for the annual performance review of the current year, truing up of the previous Year or the Year for which the audited accounts are available and determination of tariff for each of the ensuing Years 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;

11.2 The scope of the annual performance review, truing up, and tariff determination for each year 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 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) **Annual Performance Review:** a comparison of the revised performance targets of the Applicant for the current Financial Year with the approved forecast in the Tariff Order corresponding to the Control Period for the current Financial Year subject to prudence check;
- c) **Tariff determination** for the ensuing Year of the Control Period based on the revised forecast of the Aggregate Revenue Requirement for the Year;
- d) Review of compliance with directives issued by the Commission from time to time;
- e) Other relevant details, if any

11.3 Upon completion of the exercise, the Commission shall attribute any variations or expected variations in performance for variables specified under Regulation 12, 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 or expected variations in performance, for variables other than those specified under Regulation 12 below shall be attributed entirely to controllable factors.

11.4 Upon completion of the 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 13 of these Regulations;
- b) Approved aggregate gain or loss on account of controllable factors, and the amount of such gains or such losses that may be shared in accordance with Regulation 14 of these Regulations:

- c) Carrying cost shall be allowed for a Generating Company, Transmission Licensee, or Distribution Licensee on the amount of revenue gap/surplus for the period from the date on which such gap/surplus has become due, i.e., from the end of the Year for which true-up has been done, till the end of the Year in which it is addressed, on the basis of actual rate of loan taken by the Licensee to fund the deficit in revenue:

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 a 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 from the date on which such surplus has become due, i.e., from the end of the Year for which true-up has been done, till the end of 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 may be, applicable as on 1st April of the relevant Year plus 100 basis points.

d) Revision of estimates and tariff for the ensuing Financial Year.

12. Uncontrollable and Controllable factors

12.1 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;
- d) Inter-state and Intra-State Transmission losses;
- 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) Inflation;
- g) Transmission Charges for a Distribution Licensee;
- h) Variation in market interest rates for long-term loans;
- i) Employee expenses limited to one-time payment owing requirements of a pay commission and terminal liability of employees;
- j) Taxes and Statutory levies;
- k) Taxes on income;
- l) Income from the realisation of bad debts written off:

Provided that where the Applicant believes, for any variable not specified above, that there is a material variation or expected variation in performance for any Financial Year on account of uncontrollable factors, such Applicant may apply to the Commission for inclusion of such variable at the Commission's discretion, under this Regulation for such Financial Year:

12.2 For the purpose of these Regulations, the term "controllable factors" shall comprise of the factors which were within the control of the Licensee, shall inter-alia, include:

- a) Variations in capitalisation 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 and Working capital requirements on account of variation in capitalisation, as specified in clause (a) above;
- c) Variations in Aggregate Technical and Commercial (AT&C) losses of Distribution Licensee in accordance with CEA Guidelines for computation of AT&C Loss. The detailed methodology for computation of AT&C loss has been indicated at **Appendix-II** to these regulations;
- d) Distribution Losses which are measured as the difference between total energy input for sale to all its consumers and sum of the total energy billed in its license area in the same year;
- e) Availability of transmission system;
- f) Failure to meet the standards specified in the prevalent Standard of Performance for Distribution Licensees Regulation, as amended from time to time;
- g) Variations in labour productivity;
- h) Variation in O&M Expenses, except to the extent of inflation;
- i) Bad debts written off, in accordance with the provisions of Regulation 65;
- j) Variations in Wires Availability and Supply Availability.

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

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

13.2 The Generating company, 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.

14. Mechanism for sharing of gains or losses on account of controllable factors

14.1 The approved aggregate gain to the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee on account of controllable factors must be shared in following manner: -

- (a) Two-third of the amount of such gain shall be passed on as a rebate in tariff over such period as may be stipulated in the Order of the Commission;
- (b) The balance amount, which will amount to one-third of such gain, may be utilised at the discretion of the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee.

14.2 The approved aggregate loss, if any to the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee on account of controllable factors shall be dealt in the following manner:

- (a) One-third of the amount of such loss shall be passed on as an additional charge in tariff over such period as may be stipulated in the Order of the Commission; and
- (b) The balance amount, which will amount to two-third of such loss, shall be absorbed by the Licensee.

14.3 The gain or loss on account of other controllable factors, unless otherwise specifically provided by the Commission shall be to the account of the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee.

15. Determination of Tariff

15.1 The proceedings to be held by the Commission for the determination of tariff shall be in accordance with the prevalent Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Conduct of Business) Regulations 2022, as amended from time to time.

15.2 Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall at all times have the authority, either on Suo-Motu basis or on a Petition filed by the Generating Company, Transmission Licensee or Distribution Licensee, to determine the tariff, including terms and conditions thereof:

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.

15.3 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.

15.4 Determination of 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 of such power purchase agreement and shall be discontinued forthwith if the Commission rejects, for reasons recorded in writing, such power purchase agreement or arrangement.

15.5 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 the tariff as per the power purchase agreement approved by the Commission.

15.6 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.

16. Filing Procedure

16.1 An application for approval of the Business Plan shall be made by 30th November of the year prior to the commencement of the Control Period, in accordance with the prevalent Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Conduct of Business) Regulations 2022, and accompanied by a such fee payable, as specified in the prevalent Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Fees, Fines, and Charges) Regulations 2022.

16.2 An application for determination of tariff shall be made by 30th November every year, in such form and in such manner as specified in this Regulation and accompanied by such fees as specified in the prevalent Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Fees, Fines, and Charges) Regulations 2022 as amended from time to time.

16.3 The proceedings to be held by the Commission for the determination of tariff shall be in accordance with the prevalent Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Conduct of Business) Regulations 2022, as amended from time to time.

16.4 The Applicant shall provide, as part of its 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 information or particulars or documents as the Commission may reasonably require to assess such calculation:

Provided that the Petition shall be accompanied by, where relevant, tariff and charges revision proposal showing category-wise tariff for recovery of Aggregate Revenue Requirement for the respective 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.

Provided further that the information for the previous year shall be based on audited accounts and the same should be filed along with audited accounts for the previous year:

16.5 The Generating Company or Transmission Licensee or Distribution Licensee shall, along with the aforesaid petition, submit a statement on the status of compliance of directives, if any, issued by the Commission in its previous tariff order.

16.6 The petition for determination of tariff shall include the details of actual subsidy received from the State Government vis-a-vis claimed by the Distribution Licensee and the true-up petition for the previous year:

16.7 The Petition shall be supported by an affidavit of the person acquainted with the facts stated in the application.

16.8 Upon receipt of a complete Petition accompanied by all requisite information, 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.

- 16.9 The Commission may seek clarifications and additional information on inadequacies in the application, if any, within 14 (fourteen) days of filing the application for approval of the Business Plan and application for determination of tariff, as the case may be.
- 16.10 The Generating Company or Transmission Licensee or Distribution Licensee shall respond within the next 10 (ten) days to the Commission with all clarification and information as required.
- 16.11 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 languages daily newspapers having wide circulation in the relevant area:

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 also 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 information mentioned shall be easily accessible, archived for downloading and be prominently displayed on the Applicant's internet website:

Provided further that the Applicant may be exempted by the Commission from providing any such information, particulars, or documents, which are confidential in nature.

- 16.12 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 UT of J&K and the UT of Ladakh, by any person within the timeline specified in the notice so published, with a copy to the Applicant.
- 16.13 The Applicant shall within seven (7) days from the date of publication of the notice as aforesaid, 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.
- 16.14 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.
- 16.15 Notwithstanding anything contained in these Regulations, in case of delay/ non-submission of the application for approval of the Business Plan and application for determination of tariff, as the case may be, the Commission may initiate Suo-Motu proceedings for the determination of Tariff as feel appropriate.

Provided that in the event of the licensee not filing the application despite the aforesaid proceeding, the Commission may on its own, decide the tariff based on the previous year's tariff details and after incorporating suitable adjustments.

Provided further that the Commission may also pass directions under Section 129 and/or Section 142 of the Act if required.

17. Tariff Order

- 17.1 The Commission shall, within one hundred and twenty (120) Days from the date of acceptance of the complete Petition, subject to the petitioner providing information subsequently sought by the Commission in a timely manner and after considering all suggestions and objections received from the various stakeholders:
- a) Issue a Tariff Order, or
 - 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 Regulations made thereunder or the provisions 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.

- 17.2 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.
- 17.3 The Applicant shall publish the tariff approved by the Commission in at least two English and two vernacular languages 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 charges.

18. True-up Order

- 18.1 The Commission shall approve the True-up expenses either as part of the Tariff Order or issue Order for True-up of expenses preceding the Tariff order of the ensuing year.
- 18.2 An Order for True-up of Expenses shall be issued on annual basis.
- 18.3 An Order for True-up of Expenses shall be on the basis of expense estimates made at the beginning of the year under consideration and actual expenses booked in the audited books of account of the Distribution Licensee for the year.

19. Adherence to Tariff Order

- 19.1 No tariff or part of any tariff may ordinarily be amended more frequently than once in a Year, except in respect of any changes expressly permitted under the terms of any fuel surcharge formula as may be specified.
- 19.2 If any Generating Company or Licensee 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 the carrying cost prevailing during the relevant period, without prejudice to any other liability to which such Generating Company or Licensee may be subject:

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.

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 of the Act, 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.

Provided that in case the UT Government decide to extend financial support /subsidy in the form of grant in aid support to the power utilities till it achieves turnaround in T&D sector as envisaged in the 'Financial Feasibility Plan for the distribution utilities of UT of J&K and UT of Ladakh' prepared by the Committee constituted by JKPDD, Government of J&K vide order No 164-PDD of 2019 dated 20th September 2019. The Commission shall factor - in such grant in support in tariff computation and construed it as tariff related revenue subsidy provided under Section 65 of the Electricity Act 2003. It is desirable that the UT Government shall provide the subsidy to the intended class of consumer as envisaged in Section 65 of the Electricity Act.

Chapter 3: Financial Principles**21. Financial Principles for a Generating Company and a Transmission Company**

- 21.1 The Capital Cost for a Generating Company and a Transmission Company shall be determined by the Commission, guided by the relevant provisions of these Regulations, subject to prudence check. The Capital Cost so determined shall form the basis of the determination of tariffs for Existing Projects and New Projects.
- 21.2 The norms for Additional Capitalisation, Renovation, and Modernisation for a Generating Company shall be in accordance with these Regulations.
- 21.3 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 and a Transmission Company shall be as specified in this chapter of these Regulations.

22. Financial Principles for Distribution Business

- 22.1 The financial principles specified in the subsequent sections of this Chapter of these Regulations shall be applicable to the Distribution Licensee.

23. Capital Cost

23.1 Capital cost for an existing capital investment Project shall include:

- a) The Capital Cost admitted by the Commission prior to April 1, 2026 duly tried up on April 1, 2026;
- b) Additional Capitalisation and De-capitalisation for the respective year of tariff as determined in accordance with Regulation 24; and
- c) Expenditure on account of renovation and modernisation as admitted by this Commission in accordance with Regulation 26.

23.2 Capital cost for a new capital investment Project shall include:

- a) The expenditure incurred or projected to be incurred up to date of commercial operation of the project;
- b) Interest During Construction (IDC) and financing charges on the actual loan amount;
- c) Interest During Construction (IDC) and Incidental Expenditure During Construction (IEDC) specified in these Regulations;
- d) Capitalised initial spares subject to the ceiling rates specified in these Regulations;
- e) Expenditure on account of Additional Capitalisation and De-capitalisation for the respective year of the tariff as determined in accordance with Regulation 24; and
- f) Adjustment of any revenue earned by the Generating Company, Transmission Licensee, and Distribution Licensee by using the assets before CoD;
- g) The expenses incurred by the Licensee on obtaining the right of way, as admitted by the Commission after prudence check;
- h) 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.

23.3 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 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.

23.4 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.

Provided also that where power purchase agreement or transmission or wheeling agreement provides for a ceiling of capital cost, the capital cost admitted by the Commission shall take into consideration such ceiling for determination of tariff.

23.5 The actual capital expenditure on Date of Commercial Operation for the original scope of work based on audited accounts of the Transmission Licensee and Distribution Licensee, limited to original cost may be considered subject to prudence check by the Commission.

23.6 The capital cost may include initial spares capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost up to Cut-off Date, subject to the following ceiling norms:

- | | | |
|--|---|------|
| a) Transmission Line & Distribution Line | - | 1% |
| b) Transmission Sub-station & Distribution Sub-station (Green Field) | - | 4% |
| c) Transmission Sub-station (Brown Field) | - | 6% |
| d) Series Compensation devices and HVDC Station | - | 4% |
| e) Gas Insulated Sub-station (GIS) | - | 5% |
| f) Communication System | - | 3.5% |

23.7 Any expenditure on the replacement, renovation and modernization or extension of life of old fixed assets, as applicable to the 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:

Net Value of Replaced Assets = OCFA – AD – 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 Interest During Construction (IDC):

- a) Interest during construction shall be computed corresponding to the loan from the date of infusion of debt fund, and after taking into account the prudent phasing of funds up to Scheduled COD.
- b) In case of additional costs on account of IDC due to delay in achieving the Scheduled COD, the generating company or the transmission licensee, or the distribution licensee as the case may be, shall be required to furnish detailed justifications with supporting documents for such delay including prudent phasing of funds:

Provided that if the delay is not attributable to the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee as the case may be, and is due to uncontrollable factors as specified in Regulation 12 of these Regulations, IDC may be allowed after due prudence check and taking into account prudent phasing of funds.

23.9 Incidental Expenditure During Construction (IEDC):

- a) Incidental expenditure during construction shall be computed from the zero dates and after taking into account pre-operative expenses up to Scheduled COD:

Provided that any revenue earned during the construction period up to Scheduled COD on account of interest on deposits or advances, or any other receipts may be taken into account for the reduction in incidental expenditure during construction.

- b) In case of additional costs on account of IEDC due to delay in achieving the Scheduled COD, the generating company or the transmission licensee, or the distribution licensee as the case may be, shall be required to furnish detailed justification with supporting documents for such delay including the details of incidental expenditure during the period of delay and liquidated damages recovered or recoverable corresponding to the delay:

Provided that if the delay is not attributable to the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee, as the case may be, and is due to uncontrollable factors as specified in Regulation 12, IEDC may be allowed after due prudence check:

Provided further that where the delay is attributable to an agency or contractor or supplier engaged by the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee, the liquidated damages recovered from such agency or contractor or supplier shall be kept in view while computing the capital cost.

- c) In case the time over-run beyond Scheduled COD is not admissible after due prudence, the increase of capital cost on account of cost variation corresponding to the period of time overrun may be excluded from capitalization irrespective of price variation provisions in the contracts with supplier or contractor of the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee.

24. Additional Capitalization and De-capitalisation

24.1 The capital expenditure, actually incurred or projected to be incurred, in respect of a 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:

- a) Undischarged liabilities recognized to be payable at a future date;
- b) Works deferred for execution;
- c) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, in accordance with the provisions of Regulation 23.6;
- d) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance with the order or decree of a court of law; and
- e) Change in law or compliance with any existing law:

Provided that the details of works 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 New Project on the following counts within the original scope of work after the Cut-off Date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- a) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance with the order or decree of a court of law;
- b) Change in law or compliance with any existing law;
- c) Any liability for works executed prior to the Cut-off Date, after prudence check of the details of such undischarged liability, the total estimated cost of the package, reasons for such withholding of payment and release of such payments, etc.

24.3 The capital expenditure, in respect of the Existing Project, incurred or projected to be incurred on the following counts after the Cut-off Date, may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- a) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance with the order or decree of a court of law;
- b) Change in law or compliance of any existing law;
- c) Any expenses to be incurred on account of the 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;
- d) 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.;
- e) Any liability for works admitted by the Commission after the Cut-off Date to the extent of discharge of such liabilities by actual payments;
- f) Any additional capital expenditure, which has become necessary for efficient operation of the transmission 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
- g) 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.

24.4 Impact of additional capitalization on the tariff, as the case may be, shall be considered during truing up of each Financial Year of the Control Period.

24.5 In case of de-capitalisation of assets of a generating company or the distribution licensee or the transmission 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, duly taking into consideration the year in which it was capitalised.

25. Consumer Contribution, Deposit Work, Grant and Capital Subsidy

- 25.1 The works carried out by the Transmission Licensee and Distribution Licensee after obtaining a part or all of the funds from the users shall be classified as Deposit Works;
- 25.2 Capital works undertaken by the Generating Company, Transmission Licensee and Distribution Licensee utilizing grants received from the State and Central Governments, including funds under various schemes shall be classified under the category of Grants;
- 25.3 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.
- 25.4 The expenses on such capital expenditure shall be treated as follows:
- Normative O&M expenses as specified in these Regulations shall be allowed;
 - The debt-to-equity ratio shall be considered in accordance with Regulation 26, after deducting the amount of financial support provided through consumer contribution, deposit work, capital subsidy, or grant;
 - Depreciation to the extent of works performed through consumer contribution, deposit work, capital subsidy, or grant shall not be allowed as specified in Regulation 30;
 - Provisions related to return on equity, as specified in Regulation 27, shall not be applicable to the extent of financial support provided through consumer contribution, deposit work, capital subsidy, or grant;
 - Provisions related to interest on loan capital, 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.

26. Debt to Equity Ratio

- 26.1 In the case of Existing Projects, debt to equity ratio allowed by the Commission for the determination of tariff for the period ending shall be considered:

Provided 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 the outstanding debt component based on documentary evidence, or the normative loan component, as the case may be, of the original cost of such assets.

- 26.2 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 checks for determination of tariff:

Provided that where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost of the capitalized 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 Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company shall submit documentary evidence for the actual deployment of equity and explain the source of funds for the equity:

Provided also that the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment:

Provided further that the premium, if any, raised by the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company 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 utilized 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.

- 26.3 Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after April 1, 2026, 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 this Regulation.

27. Return on Equity (RoE)

- 27.1 Return on Equity shall be computed on the paid-up equity capital determined in accordance with Regulation 26 for the assets put to use.

Provided that Return on Equity shall be allowed in two parts, i.e., Base Return on Equity and Additional Return on Equity for Distribution Licensees of the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh.

Provided also that in case of Generation Company and Transmission Licensee the Return on Equity shall be allowed as Base Return on Equity only.

- 27.2 The Base Return on Equity for the Distribution Wires Business and Retail Supply Business of the Distribution Licensee shall be allowed on the equity capital determined in accordance with Regulation 26 and Regulation 50 for the assets put to use at base rate of fourteen (14%) per cent per annum.
- 27.3 The Base Return on Equity for the Generating Company and Transmission Licensee shall be allowed on the equity capital determined at the rate of fourteen (14%) per cent per annum.
- 27.4 **Additional Return on Equity (RoE) for Distribution Licensees:** The Additional Return on Equity (RoE) of 1.5% shall be allowed at the time of true-up subject to the following: -
- i. If the Meterisation of unmetered domestic consumers is within Timelines specified under Central Government Schemes or through directives issued by this Commission an Additional RoE of 0.50% shall be allowed.
 - ii. If the actual Repairs and Maintenance expenses in a year are more than 95% of the approved Repairs and Maintenance expenses for that year, an Additional Return on Equity of 0.50% shall be allowed.
 - iii. Further, an Additional RoE of 0.5% shall be allowed at the discretion of the Commission on compliance of directives issued by this Commission through Tariff Order or Suo-Moto proceedings.

28. Interest and finance charges on Loan capital and Security Deposit

- 28.1 The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 26 on the assets put to use, shall be considered as gross normative loans for the 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 the outstanding loan component of the original cost of the de-capitalized or retired or replaced assets, based on documentary evidence.

- 28.2 The normative loan outstanding as on April 1, 2026, shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to March 31, 2026, from the approved gross normative loan.
- 28.3 Notwithstanding any moratorium period availed by the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company, as the case may be, the repayment of the 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 30.
- 28.4 The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio of the previous year after providing appropriate accounting adjustment for interest capitalised:
- Provided also that if there is no actual loan for a particular Year but the normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest for the actual loan shall be considered:
- Provided further that if the Transmission Licensee or the Distribution Licensee or Generating Company, as the case may be 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 plus 100 basis points shall be considered as the rate of interest for the purpose of allowing the interest on the normative loan.
- 28.5 The interest on the 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.
- 28.6 The Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company, 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 on interest shall be shared between the beneficiaries and the Distribution Licensee, as the case may be, in the ratio of 1:2.
- Provided that the changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such refinancing.

- 28.7 The above interest computation shall exclude the interest on the loan amount, normative or otherwise, to the extent of the capital cost funded by consumer contribution, deposit work, capital subsidy or grant, carried out by the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company.
- 28.8 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
- 28.9 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 Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company, 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.

- 28.10 Interest shall be allowed on the amount held as security deposit by the Distribution Licensee, held in cash from Retail Consumers at the Rate, as per provisions given in prevailing Supply Code Regulations, as on 1st April of the Financial Year in which the Petition is filed:

Provided 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.

29. Foreign Exchange Rate Variation (FERV)

- 29.1 The Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the transmission system or distribution system, in part or in full at its discretion.
- 29.2 The Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company 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.
- 29.3 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.

30. Depreciation

- 30.1 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.

- 30.2 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.
- 30.3 Land other than the land held under the lease shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing the depreciable value of the assets.
- 30.4 The depreciation for a Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company shall be calculated annually, based on the Straight-Line Method, over the Useful Life of the asset at rates specified in **Appendix-I** of the Regulations for assets declared in commercial operation after 31st March 2026.

Provided that the balance depreciable value as on 31st March 2026 closing after a period of 15 years from the date of commercial operation shall be spread over the balance useful life of the assets.

- 30.5 In the case of existing assets, the balance depreciable value as on April 1, 2026, shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission up to March 31, 2026, from the gross depreciable value of the assets. The rate of depreciation shall be continued to be charged at the rate specified in **Appendix-I** till cumulative depreciation reaches 70%. Thereafter, the remaining depreciable value shall be spread over the remaining life of the asset such that maximum depreciation does not exceed 90%.

- 30.6 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 and reflected in the Audited Account, subject to the prudence check of the Commission.

- 30.7 The Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company shall provide the list of assets added during each Year of Control Period and list of assets completing 90% of depreciation in the Year along with Petition for annual performance review, true-up and tariff determination for ensuing Year.

31. Interest on Working Capital

- 31.1 The norms for working capital for Generating Company shall be as specified in Chapter 4 of these Regulations.
31.2 The norms for working capital for Transmission Licensee shall be as specified in Chapter 5 of these Regulations.
31.3 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.
31.4 The interest on working capital shall be a payable on normative basis notwithstanding that the Licensee has not taken a working capital loan from any outside agency or has exceeded the working capital loan based on the normative figures.
31.5 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 Financial Year in which the Petition has filed plus 200 basis points.

32. Tax on income

- 32.1 The Commission in its MYT Order shall provisionally approve Income Tax payable 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 the latest audited accounts available for the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company, subject to prudence check.
32.2 Variation between Income Tax actually paid, including cess and surcharge on the same, if any, and approved, if any, on the income stream of the business of the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company shall be reimbursed to/recovered from the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company, based on the documentary evidence submitted at the time of truing up of each Year of the Control Period, subject to prudence check.
32.3 Under-recovery or over-recovery of any amount from the Consumers on account of such tax having been passed on to them shall be adjusted every Year on the basis of income-tax assessment under the Income-Tax Act, 1961, as certified by the statutory auditors. The Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company may include this variation in its truing up Petition:

Provided that tax on any income stream other than the core business shall not be a pass-through component in tariff and tax on such other income shall be borne by the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company.

33. Rebate

- 33.1 The rebate for early payment earned by the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company shall be considered under Non-Tariff Income for the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company.
33.2 All rebates/incentives provided by the Generating Company or Transmission Licensee to the beneficiaries shall be allowed as an expense for the Generating Company or Transmission Licensee, as the case may be.
33.3 Penalties paid, if any, by the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company shall not be allowed as an expense for the Generating Company or Licensee.

34. Bad and doubtful debts.

- 34.1 The Commission may allow a provision for bad and doubtful debts up to one percent (1%) of the estimated annual revenue of the distribution licensee, subject to the actual writing of bad debts by it in the previous years.

Provided further that where the total amount of such provisioning allowed in previous years for bad and doubtful debts exceeds five (5) percent of the receivables at the beginning of the year, no such appropriation shall be allowed which would have the effect of increasing the provisioning beyond the said maximum.

35. Late Payment Surcharge

- 35.1 In case the payment of bills of generating company or transmission charges by a beneficiary is delayed beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills, a late payment surcharge shall be levied on the billed amount in accordance with the prevalent CERC Tariff Regulations. The Distribution Licensee shall claim the late payment surcharge from the consumers as per norms specified by the Commission in the tariff order.
- 35.2 The delayed payment charge earned and the interest on delayed payment surcharge earned by the Generating Company, Transmission Licensee or the Distribution Licensee shall not be considered under its Non-Tariff Income.
- 35.3 The delayed payment charge 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.
- 35.4 All payments by a Distribution Licensee to a Generating Company for power procured from it or by a user of a transmission system to a Transmission Licensee shall be first adjusted towards Delayed Payment Charge and thereafter, towards monthly charges, starting from the longest overdue bill.

36. Income from Other Business

- 36.1 The revenue from other business shall be treated as income to the extent authorised by the Commission under Sections 41 and 51 of the Electricity Act, 2003.
- 36.2 Where the Transmission Licensee or Distribution Licensee is engaged in any Other Business, the income from such business shall be calculated by the Commission appropriately:

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 accordingly.

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.

37. Operations & Maintenance Expenses (O&M) expenses

- 37.1 The Operation and Maintenance expenses for the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company shall be computed in accordance with following provisions.
- 37.2 Operation and Maintenance (O&M) expenses shall comprise of the following:
- Employee (EMP) expenses -salaries, wages, pension contribution and other employee costs;
 - Administrative and General (A&G) expenses including insurance charges, if any; and
 - Repairs and Maintenance (R&M) expenses.
- 37.3 O&M expenses for the nth Year of the Control Period shall be approved based on the formula given below:

$$O\&M_n = (R\&M_n + EMP_n + A\&G_n) + Terminal Liabilities;$$

a) Employee Cost

Employee cost shall be computed on average of actual employee expenses of previous years escalated by consumer price index (CPI) and suitable Growth Factor and further adjusted by provisions for expenses beyond the control of the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company such as recovery/adjustment of terminal benefits, implications of Pay Commission, arrears and Interim Relief, governed by the following formula:

$$EMP_n = (EMP_{n-1}) \times (1 + CPI_{inflation}) + Growth Factor(G) + Provisions$$

Where,

EMP_n – Employee expenses for the nth Year;

EMP_{n-1} – Average of the Employee expenses for (n-2)th, (n-3)th, and (n-4)th year, excluding any one-time expenses;

[Illustration: To find out the EMP_n , ($EMP_{for\ FY\ 2026-27}$), the EMP_{n-1} (i.e. $EMP_{for\ FY\ 2025-26}$) will be the average of employee expenses of past three years (i.e. $EMP_{for\ FY\ 2024-25}$, $EMP_{for\ FY\ 2023-24}$, and $EMP_{for\ FY\ 2022-23}$). The determined $EMP_{for\ FY\ 2026-27}$ will be considered during ARR and Tariff for FY 2026-27 as well as during true-up of FY 2026-27, as normative employee expenses for FY 2026-27]

$CPI_{inflation}$ – is the average increase in Consumer Price Index (CPI) for immediately preceding three (3) financial Years before the Year for which the expenses are determined;

Growth Factor(G) – Shall be Year-on-Year/CAGR/any escalation factor considered for projecting the employee expenses considering future recruitment/retirement plans or requirement of additional manpower;

Provision: Provision for expenses beyond control of the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company and expected one-time expenses as specified above for any particular year.

b) Repairs and Maintenance(R&M) Expense

Repairs and Maintenance expense shall be calculated based on average of Actual R&M expenses incurred for previous years escalated by Wholesale Price Index (WPI) as per the following formula:

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

Where,

$R\&M_n$ – Repair and Maintenance expenses for the nth Year;

$R\&M_{n-1}$ – Average of the Repair and Maintenance expenses of Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company for the (n-2)th, (n-3)th, and (n-4)th Year;

[Illustration: For $R\&M_n$ (i.e. $R\&M_{for\ FY\ 2026-27}$), the $R\&M_{n-1}$ (i.e. $R\&M_{for\ FY\ 2025-26}$) will be the average of actual $R\&M_{for\ FY\ 2024-25}$, $R\&M_{for\ FY\ 2023-24}$, and $R\&M_{for\ FY\ 2022-23}$.]

$WPI_{inflation}$ – is the average increase in the Wholesale Price Index (CPI) for immediately preceding three (3) financial Years before the Year for which the expenses are determined;

c) Administrative and General Expense

A&G expense shall be computed on average of actual A&G expenses of previous years escalated by wholesale price index (WPI) and adjusted by provisions for confirmed initiatives (like IT initiatives as proposed by the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company and validated by the Commission) or other expected one-time expenses, and shall be governed by following formula:

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

Where,

$A\&G_n$ – Administrative and General expenses for the nth Year;

$A\&G_{n-1}$ – Average of the Administrative and General expenses for (n-2)th, (n-3)th, and (n-4)th Year, excluding any one-time expenses;

[Illustration: For $A\&G_{for\ FY\ 2026-27}$, the $A\&G_{n-1}$ (i.e. $A\&G_{for\ FY\ 2025-26}$) will be the average of actual $A\&G_{for\ FY\ 2024-25}$, $A\&G_{for\ FY\ 2023-24}$, and $A\&G_{for\ FY\ 2022-23}$.]

$WPI_{inflation}$ – is the average increase in the Wholesale Price Index (CPI) for immediately preceding three (3) Years before the Year for which the expenses are determined;

Provision: Cost for any new initiatives or other one-time expenses as proposed and validated by the Commission

d) Terminal liabilities

Terminal liabilities of employees of the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company including pension expenses etc. shall be approved as per actuals submitted by the Distribution Licensee or Transmission Licensee or Generating Company, 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.

37.4 For the purpose of estimation under Business Plan, the same value of factors – $CPI_{inflation}$ and $WPI_{inflation}$ shall be used for all three Years of the Control Period. However, the Commission shall consider the actual values of the factors – $CPI_{inflation}$ and $WPI_{inflation}$ during the ARR and truing up exercise for the Year for which ARR and true up is being carried out.

38. Regulatory Asset

38.1 In case of abnormal variation in income or expenses resulting in substantial revenue gap, full recovery of which in a single year is not feasible, the Commission may allow creation of Regulatory Asset as per guidelines provided in clause 8.2.2 of the Tariff Policy 2016 and its amendments and suitably provide provision for its recovery through tariff or as a surcharge within a period not exceeding seven years. Further, such Regulatory Asset, if created, shall not be more than three percent of the approved Annual Revenue Requirement, except exceptional cases. Amortisation of the regulatory asset so created shall be dealt in accordance with the Tariff

Policy, provided that the Commission may allow a carrying cost on Regulatory Asset at such rates as the Commission may deem fit.

Chapter 4: Generation

39. Applicability

39.1 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 UT of Jammu & Kashmir & the UT of Ladakh.

39.2 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.

39.3 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.

40. Components of Tariff

40.1 The Aggregate Revenue Requirement (or annual fixed cost (AFC) as mentioned in this chapter) for a Generation Company shall comprise of the following components:

- a. Return on Equity;
- b. Interest and finance charges on Loan;
- c. Depreciation;
- d. Interest on Working Capital;
- 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

40.2 The treatment of each of the above components shall be in accordance with the provisions given in these Regulations, in the Chapter 3.

41. Norms of Working Capital for Generating Company

44.1 The Hydro Generating Company shall be allowed interest on the estimated level of working capital for the Financial Year computed as per the following components: (i) Receivables equivalent to 45 days of annual fixed cost, (ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses including security expenses; and (iii) Operation and maintenance expenses, including security expenses for one month.

42. Non-Tariff Income

42.1. The Generating Company shall submit full details of its forecast of Non-Tariff Income to the Commission in such form as may be stipulated by the Commission.

42.2. The Non-Tariff Income shall include:

- a) Income from rent of land or buildings;
- b) Income from sale of scrap;
- c) Income from investments;
- d) Income from investment of Contingency Reserves
- e) Income from sale of ash/rejected coal;
- f) Interest income on advances to suppliers/contractors;
- g) Net Income from supply of electricity by the Generating Company to the housing colonies of its operating staff and supply of electricity by the Generating Company for construction works at the generating Station, after adjusting the expenses incurred for supply of such electricity;
- h) Income from rental from staff quarters;
- i) Income from rental from contractors;
- j) Income from hire charges from contractors and others;

- k) Income from advertisements;
- l) Income from sale of tender documents;
- m) Any other Non-Tariff Income:

43. Recovery of Aggregate Revenue Requirement for a Generating Company

43.1 The tariff for the supply of electricity from a hydro generating station shall comprise a capacity charge and an energy charge to be derived in the manner as specified in these Regulations, as may be applicable, for recovery of the aggregate revenue requirement or annual fixed cost consisting of the components referred to in Regulation 40 of these regulations.

43.2 The annual fixed cost (or aggregate revenue requirement) of a hydro generating station shall be recovered on a monthly basis under capacity charge and energy charge, which shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station, i.e., in the capacity excluding the free power.

43.3 The capacity charge payable to a hydro generating station for a calendar month shall be:

$$AFC \times 0.5 \times (NDM / NDY) \times (PAFM / NAPAF) \text{ (in Rupees)}$$

Where, AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees

NAPAF = Normative plant availability factor in percentage

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

PAFM = Plant availability factor achieved during the month, in percentage

The PAFM shall be computed in accordance with the following formula:

$$PAFM = 1000 \times \sum_{i=0}^N \frac{DC_i}{\{N \times IC \times (100 - AUX)\}} \%$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage

DC_i = Declared capacity (in ex-bus MW) for the ith day of the month, which the station can deliver for at least three (3) hours, as certified by the nodal load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed capacity (in MW) of the complete generating station

N = Number of days in the month

43.4 The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the beneficiary, excluding free energy, if any, during the calendar month, on the ex-bus basis, at the computed energy charge rate. The total energy charge payable to the generating company for a month shall be:

$$\text{Energy Charges} = (\text{Energy charge rate in Rs. / kWh}) \times \{\text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh}\} \times (100 - \text{FEHS}) / 100$$

43.5 Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis, for a hydro generating station, shall be determined up to three decimal places based on the following formula:

$$ECR = AFC \times 0.5 \times 10 / \{DE \times (100 - AUX) \times (100 - \text{FEHS})\}$$

Where,

DE = Annual design energy specified for the hydro generating station.

FEHS = Free energy for State, in per cent, if any.

Provided that in case actual generation from a hydro generating station is less than the design energy on account of hydrology factor for continuous four years, the generating company may approach the Commission with documentary evidence, during true-up application, for recovery of such shortfall in energy charges, which may be approved by the Commission after prudence check.

Provided that in case the energy charge rate (ECR) for a hydro generating station, computed as per above formula, exceeds one hundred and thirty paise per kWh, and the actual saleable energy in a year exceeds $\{DE \times (100 - AUX) \times (100 - \text{FEHS}) / 10000\}$ MWh, the energy charge for the energy in excess of the above shall be billed at one hundred and thirty paise per kWh only.

43.6 The fixed cost of a pumped storage hydro generating station shall be computed on an annual basis, based on norms specified under these regulations, and recovered on a monthly basis as a capacity charge. The capacity charge shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station;

43.7 The capacity charge payable to a pumped storage hydro generating station for a calendar month shall be:

(AFC x NDM / NDY) (In Rupees), if actual Generation during the month is $\geq 75\%$ of the Pumping Energy consumed by the station during the month and $\{(AFC \times NDM / NDY) \times (\text{Actual Generation during the month during peak hours} / 75\% \text{ of the Pumping Energy consumed by the station during the month})\}$, if actual

Generation during the month is $< 75\%$ of the Pumping Energy consumed by the station during the month.

Where,

AFC = Annual fixed cost specified for the year, in Rupees

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year:

Provided that there would be adjustments at the end of the year based on actual generation and actual pumping energy consumed by the station during the year.

The energy charge shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the beneficiary in excess of the design energy plus 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir, at a flat rate equal to the average energy charge rate of 20 paise per kWh, if any, during the calendar month, on ex power plant basis.

Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

$= 0.20 \times \{(\text{Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh} - \text{Design Energy for the month (DEm)}) + 75\% \text{ of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir of the month}\} / 100.$

Where,

DEm = Design energy for the month specified for the hydro generating station, in MWh:

Provided that in case the Scheduled energy in a month is less than the Design Energy for the month plus 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir of the month, then the energy charges payable by the beneficiaries shall be zero;

Provided that if the energy for the pumping of water from lower reservoir to upper reservoir is arranged by the generating company, the charges for the pumping energy till the ex-Bus of the generating station shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station.

43.8 The payment of Capacity Charge and Energy Charge for Thermal Generating Stations and Supplementary Energy Charge with respect to Thermal Generating Stations shall be as per the prevailing CERC Regulations.

43.9 Variations between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and variations between actual net drawl and scheduled net drawl for the beneficiaries shall be treated as their respective deviations and charges for such deviations shall be governed by the prevailing intra-state (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations published by the Commission.

Provided that the Deviation Charges paid or earned by the Generating Companies in accordance with applicable intra-state (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, shall not be recoverable/adjusted from the Beneficiaries through Tariff:

44. Norms of operation

44.1 The norms of operation for a Generating Station including Normative annual plant availability factor (NAPAF), Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF), Gross Station Heat Rate, Auxiliary Consumption etc. shall be in

accordance with these Regulations, as given below.

44.2 Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF):

(1) The following normative annual plant availability factor (NAPAF) shall apply to hydro generating station:

(a) Storage and Pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level (FRL) and Minimum Draw Down Level (MDDL) of up to 8%, and where plant availability is not affected by silt: 90%;

(b) In the case of storage and pondage type plants with head variation between full reservoir level and minimum draw down level is more than 8% and when plant availability is not affected by silt, the month-wise peaking capability as provided by the project authorities in the DPR (approved by CEA or the State Government) shall form the basis of fixation of NAPAF;

(c) Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt: 85%.

(d) Run-of-river generating stations: NAPAF to be determined plant-wise, based on 10-day design energy data, moderated by past experience where available/relevant.

44.3 In the case of pumped storage hydro generating stations, the quantum of electricity required for pumping water from the down-stream reservoir to the up-stream reservoir shall be arranged by the beneficiaries duly taking into account the transmission and distribution losses up to the bus bar of the generating station. In return, beneficiaries shall be entitled to an equivalent energy of 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir from the generating station during peak hours, and the generating station shall be under obligation to supply such quantum of electricity during peak hours:

Provided that in the event of the beneficiaries failing to supply the desired level of energy during off-peak hours, there will be a pro-rata reduction in their energy entitlement from the station during peak hours:

Provided further that the beneficiaries may assign or surrender their share of capacity in the generating station, in part or in full, or the capacity may be reallocated by the Central Government, and in that event, the owner or assignee of the capacity share shall be responsible for arranging the equivalent energy to the generating station in off-peak hours, and be entitled to corresponding energy during peak hours in the same way as the original beneficiary was entitled.

Provided that the Generation Company viz. Jammu & Kashmir Power Development Corporation Limited (JKPDCL) shall conduct a detailed study to ascertain the plant-wise NAPAF for the twenty-two (22) Hydro Electric Power Stations (HEPs) and submit the same before the Commission under a separate petition. Based on the study report, the Commission shall determine the plant-wise NAPAF for the HEPs of JKPDCL; until then the NAPAF of 85% shall be considered.

Provided that the guidelines for calculation of NAPAF is laid down in **Appendix-III** to these Regulations.

44.4 Auxiliary Energy Consumption (AEC):

Type of Station	AFC	
	Installed Capacity above 200 MW	Installed Capacity up to 200 MW
Surface		
Rotating Excitation	0.7%	0.7%
Static	1.0%	1.2%
Underground		
Surface	0.9%	0.9%
Rotating Excitation	1.2%	1.3%

Chapter 5: Intra-State Transmission

45. Applicability

45.1 The Regulations contained in this Chapter shall apply for the determination of tariff for access and use of the intra- State transmission system in the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh.

46. Components of tariff

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 open access charges as approved by the Commission:

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.

Provided also that all new Intra-State Transmission Project costing above the threshold limit as decided by the Commission and meeting other conditions as laid down in **Appendix-IV** shall be developed through Tariff Based Competitive Bidding (TBCB).

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.

46.3 The Aggregate Revenue Requirement for a Transmission Licensee shall comprise 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) Operation and maintenance expenses;
- f) Income Tax

Less:

- g) Income from Open Access Charges;
- h) Non-Tariff Income;
- i) Income from Other Business, to the extent specified in these Regulations;

46.4 The treatment of each of the above components shall be in accordance with these Regulations as given under the Chapter 3.

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.

47. Norms of Working Capital for Transmission Licensee

47.1 The Transmission Licensee shall be allowed interest on the estimated level of working capital for the Financial Year computed as per the following components:

- (i) Receivables equivalent to 45 days of annual fixed cost,
- (ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses including security expenses; and
- (iii) Operation and maintenance expenses, including security expenses for one month.

48. Non-Tariff Income

48.1. The Non-Tariff Income for a Transmission Licensee shall include:

- a) Income from rent of land or buildings;
- b) Income from sale of scrap;
- c) Income from investments;
- d) Income from investments of Contingency Reserves;
- e) Interest income on advances to suppliers/contractors;
- f) Income from rental from staff quarters;
- g) Income from rental from contractors;
- h) Income from hire charges from contractors and others;
- i) Supervision charges for capital works;
- j) Income from advertisements;
- k) Income from sale of tender documents;
- l) Any other Non-Tariff Income

49. Norms of Operations for Transmission Licensee

49.1 The norms of operations for a Transmission Licensee shall be according to the Normative Annual Transmission System Availability Factor (NATAF).

49.2 (a) For recovery of Annual Fixed Cost, NATAF shall be as under:

- (1) AC system: 98.00%;
- (2) HVDC bi-pole links 95.00% and HVDC back-to-back stations: 95.00%:

Provided that the normative annual transmission availability factor of the HVDC bi-pole links shall be 85% for the first twelve months from the date of commercial operation.

(b) For Incentive, NATAF shall be as under:

- (1) AC system: 98.50%;
- (2) HVDC bi-pole links and HVDC back-to-back Stations: 97.50%:

Provided that no Incentive shall be payable for availability beyond 99.75%:

Provided further that for AC, 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.

49.3 Computation and Payment of Transmission Charge for Intra-State Transmission System:

(1) The fixed cost of the transmission system forming part of the transmission system shall be computed on an annual basis, in accordance with norms contained in these regulations, aggregated as appropriate, and recovered on a monthly basis as transmission charge from the users, who shall share these charges in the manner specified in clause (2) of this Regulation.

(2) The Transmission charge (inclusive of incentive) payable for a calendar month for the transmission system or part shall be computed for each region separately for the AC and DC system as under:

For AC system:

a) For $TAFM_n \leq 98.00\%$

$AFC \times (NDM_n / NDY) \times (TAFM_n / 98.00\%)$

b) For $TAFM_n: 98.00\% < TAFM_n < 98.50\%$

$AFC \times (NDM_n / NDY) \times (1)$

c) For $TAFM_n: 98.50\%$

$AFC \times (NDM_n / NDY) \times (TAFM_n / 98.50\%)$

d) For $TAFM_n > 99.75\%$

$AFC \times (NDM_n / NDY) \times (99.75\% / 98.50\%)$

Where,

AFC = Annual Fixed Cost specified for the year in Rupees

NDMn = Number of days in nth month

NDY = Number of days in the year

TAFMn = Transmission System availability factor for the nth month, in percent computed in accordance with Appendix IV.

For HVDC bi-pole links and HVDC back-to-back Stations:

TC₁ = AFC x (NDM₁ / NDY) x (TAFM₁/NATAF)

ss

TC₂ = AFC x (NDM₂ / NDY) x (TAFM₂/NATAF) – TC₁

TC₃ = AFC x (NDM₃ / NDY) x (TAFM₃/NATAF) - (TC₁+TC₂)

TC₄ = AFC x (NDM₄ / NDY) x (TAFM₄/NATAF) - (TC₁+TC₂+TC₃)

....

TC₁₁ = AFC x (NDM₁₁/NDY) x (TAFM₁₁/NATAF) - (TC₁+TC₂+....+TC₁₀)

TC₁₂= AFC x (TAFY/NATAF) - (TC₁+TC₂+....+TC₁₁);

If,

(i) TAFM: 95.00% < TAFM < 97.50%, then TAFM=NATAF;

(ii) TAFM: 97.50% ≤ TAFM ≤ 99.75%, then NATAF=97.50%; and

(iii) For TAFM ≥ 99.75%, then TAFM=99.75% and NATAF= 97.50%.

Where,

TC_n = Transmission charges inclusive of incentive up to the nth month

AFC = Annual fixed cost specified for the year in rupees

NATAF = Normative Annual Transmission Availability Factor in percentage

NDMn = No of days up to the end of the nth month of the financial year

NDY = No. of days in the year

TAFMn. = Transmission availability factor up to the end of the nth month of the year in percentage computed in accordance with Appendix -IV

TAFY = Transmission availability factor in per cent for the year

50. Transmission Loss

50.1 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.

51. Sharing of charges for Intra-State Transmission Network

51.1 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 nth 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 nth 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)”.

51.2 The short-term Open Access Consumers shall pay transmission charges on Rs/MW/day basis determined in accordance with applicable Open Access Regulations, published by the Commission, as amended from time to time.

51.3 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.

52. Consequential Impact of any Government of India Scheme

52.1 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

53. Separation of Accounts of Distribution Licensee

53.1 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.

54. Applicability

54.1 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.

55. Aggregate Revenue Requirement for Distribution Wires Business

55.1 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.

56. Operation and Maintenance (O&M) expenses for Distribution Wires Business

56.1 The Operation and Maintenance expenses for the Distribution Wires Business shall be computed in accordance with these Regulations in the Chapter 3.

57. Norms of Working Capital for Distribution Wires Business

57.1 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 (R&M) 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.

58. Non-Tariff Income

58.1 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 the 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.

58.2 The Non-Tariff Income shall inter-alia include:

- a) Income from rent of land or buildings;

- b) Income from sale of scrap;
- 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.:

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.

59. Determination of wheeling Charges

59.1 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, as amended from time to time.

60. Wheeling Losses

60.1 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

61. Applicability

61.1 These Regulations shall apply to determination of tariff for retail supply of electricity by a Distribution Licensee to its Consumers.

62. Aggregate Revenue Requirement for Retail Supply Business

62.1 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 various sources including JKPCL;
 - b) Inter-State transmission charges;
 - c) RLDC fees;
 - d) Intra-State transmission charges;
 - e) SLDC fees and charges;
 - f) 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 prevalent Open Access Regulations, as amended from time to time;
 - g) Provision for bad and doubtful debts;
 - h) Return on Equity capital;
 - i) Operation and Maintenance Expenses;
 - j) Depreciation;
 - k) Interest and finance charges on Loan Capital;
 - l) Interest on Working Capital;
 - m) Interest on consumer security deposits;
 - n) Income Tax;
- Less**
- o) Non-Tariff income;
 - p) Income from Other Business, to the extent specified in these Regulations;
 - q) Receipts on account of Cross-Subsidy Surcharge;

r) Receipts on account of Additional Surcharge:

Provided that Depreciation, Interest on Loan Capital, Interest on Working Capital, Interest on consumer security deposits, Contribution to Contingency Reserves, Return on Equity, and Income Tax for Retail Supply 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. or penalty imposed by Commission on Licensee for non-compliance with Renewable Purchase Obligations in accordance, 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.

62.2 The tariff for retail supply by the Distribution Licensee shall be determined by the Commission on the basis of a Petition for determination of tariff filed by the Distribution Licensee in accordance with Chapter 2 of 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 53.1, 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.

63. Power Procurement Planning

63.1 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 in accordance with the prevalent Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Power Purchase and Procurement Process) Regulations 2023 and Joint Electricity Regulatory Commission for UT of J&K and UT of Ladakh (Framework for Resource Adequacy) Regulations, 2024.

64. Power Purchase Quantum and Cost

64.1. The power purchase quantum and cost shall be calculated in accordance with the prevalent Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of Jammu & Kashmir and the UT of Ladakh (Power Purchase and Procurement Process) Regulations 2023.

65. Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge (FPPAS)

65.1. The Fuel and power purchase adjustment surcharge (FPPAS) formula has been specified as provided in Section 62(4) of the Electricity Act 2003, for recovery/adjustment of increase or decrease in power purchase cost on monthly basis.

65.2. Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge shall be computed and charged by JKPCCL/distribution licensee, in $(n)^{th}$ month, on the basis of actual variation, in cost of fuel and power purchase for the power procured during the $(n - 2)^{th}$ 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 the computation for FPPAS shall be done according to the formula specified by the Commission and billed to consumers on a monthly basis automatically and JKPCCL/distribution licensee must submit the detailed calculation before the Commission on a quarterly basis for post-facto approval.

Provided that in case the distribution licensee fails to compute and charge fuel and power purchase adjustment surcharge within this time line, 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 the fuel and power purchase adjustment surcharge determined during true-up shall also be forfeited.

- 65.3. The distribution licensee may decide, fuel and power purchase adjustment surcharge or a part thereof, to be carried forward to the subsequent month in order to avoid any tariff shock to consumers, but the carry forward of fuel and power purchase adjustment surcharge shall not exceed a maximum duration of two months and such carry forward shall only be applicable, if the total fuel and power purchase adjustment surcharge for a Billing Month, including any carry forward of fuel and power purchase adjustment surcharge over the previous month exceeds twenty per cent of variable component (i.e. energy charge) of approved tariff.
- 65.4. The distribution licensee shall submit all necessary details of the variation between expenses incurred and the fuel and power purchase adjustment surcharge recovered, and the detailed computations and supporting documents, as required by the Commission, during true up of the normal tariff.
- 65.5. To ensure smooth implementation of the fuel and power purchase 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.
- 65.6. The licensee shall publish all details including the fuel and power purchase adjustment surcharge formula, calculation of monthly fuel and power purchase adjustment surcharge, and recovery of fuel and power purchase adjustment surcharge (separately for automatic and approved portions) on its website and archive the same through a dedicated web address.

- 65.7. Computation of Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge: The formula for Computation of Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge (FPPAS) for nth month is as follows:

$$\text{Monthly FPPAS for nth Month (\%)} = (A-B) * C \div \{Z * (1 - \text{Distribution losses in \%} \div 100)\} * ABR$$

Where,

“nth” month means 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 mon;

“A” is Total units procured in (n – 2)th Month (in kWh) from all Sources including Long-term, Medium –term and Short-term Power purchases (To be taken from the bills issued to JKPCCL);

“B” is bulk sale of power from all Sources in (n – 2)th Month. (in kWh) = (to be taken from provisional accounts to be issued by State Load Dispatch Centre by the 10th day of each month);

“C” is incremental Average Power Purchase Cost= Actual average Power Purchase Cost (PPC) from all Sources in (n – 2)th month (Rs./kWh) (computed) - Approved average Power Purchase Cost (PPC) from all Sources (Rs./kWh) (to be taken from tariff order);

“Z” = [(Actual Power purchased from all the sources outside the State in (n – 2)th Month. (in kWh) * (1 – Inter-state transmission losses in % /100) + Power purchased from all the sources within the State (in kWh)] * (1 – Intra-state losses in %/100) – B] in kWh

“ABR” = Average Billing Rate for the year (to be taken from the Tariff Order in Rs/kWh)

“Distribution Losses (in %)” = Target Distribution Losses (from Tariff Order)

“Inter-state transmission Losses (in %)” = As per Tariff Order

“Intra-state transmission Losses (in %)” = As per Tariff Order

- 65.8. The Power Purchase Cost shall exclude any charges on account of Deviation Settlement Mechanism.
- 65.9. Other charges which include Ancillary Services and Security Constrained Economic Despatch shall not be included in Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge and adjusted though the true-up approved by the Commission.

66. Transmission Charges

- 66.1 The Distribution Licensee shall be allowed to recover transmission charges payable for access to and use of the intra-State transmission system in accordance with the tariff approved by the Commission under Chapter 5 of these Regulations and the inter-state transmission system as per prevalent CERC Tariff Regulations.

67. Operation and Maintenance (O&M) expenses for Retail Supply Business

- 67.1 The Operation and Maintenance Expenses for the Retail Supply Business shall be computed in accordance with Chapter 3 of these Regulations.

68. SLDC Fees & Charges

- 68.1 The Distribution Licensee shall be allowed to recover SLDC fees and charges payable to SLDC in accordance with the tariff approved by the Commission. Further, the distribution licensee shall be allowed to recover RLDC fees

69. Provision for bad and doubtful debts

69.1. The provision for bad and doubtful debts shall be dealt in accordance with Chapter 3 of these Regulations.

70. Norms of Working Capital for Retail Supply Business

70.1 The Working Capital for Retail Supply Business shall be determined in accordance with Regulation 58 of these Regulations

71. Non-Tariff Income

71.1 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.

71.2 The Non-Tariff Income shall inter-alia include:

- a) Income from rent of land or buildings;
- b) Income from sale of scrap;
- 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.:

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 49 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 UT of J&K and the UT of Ladakh (Power Purchase and Procurement Process of Licensees) Regulations, as applicable.

72. Receipts on account of Cross-Subsidy Surcharge and Additional Surcharge

72.1 The Cross-Subsidy Surcharge received by the Distribution Licensee in accordance with the prevalent Open Access Regulations 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.

72.2 The Additional surcharge received by the Distribution Licensee in accordance with the prevalent Open Access Regulations 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.

73. Distribution Losses

73.1. The Distribution Licensee shall recover the approved level of distribution losses arising from the Retail Supply of electricity.

73.2. The Commission may stipulate a trajectory for distribution losses for the Control Period in accordance with these Regulations, as part of the Multi Year Tariff Order.

73.3. Any variation between the actual level of distribution losses and the approved level shall be dealt with, as part of the Truing up exercise in accordance with Regulation 18.

74. Determination of Tariff

74.1 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.

74.2 The Commission shall endeavor to determine cost of supply for each category/ sub-category of Consumers.

74.3 The Commission shall endeavor to reduce gradually the cross-subsidy between Consumer categories with respect to the cost of supply in accordance with the provisions of the Act.

74.4 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 parts, consisting of fixed and variable charges.
- b) The fixed charges in tariff shall progressively reflect 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: Energy Storage Systems

75. Applicability

75.1 These Regulations shall apply to determination of tariff for Energy Storage Systems.

75.2 The Commission shall be guided by the terms and conditions contained in this chapter in determining the Tariff for ESS, in the following cases:

- a. where the existing Generating company or Transmission Licensee engaged in the business of Energy Storage of Electricity;
- b. where the Energy Storage System Developer (ESSD) engaged in the business of Energy Storage of Electricity and has contractual arrangement with existing Generating Company or Transmission Licensee or Distribution Licensee for providing Energy Storage Services to such Utility;
- c. where the Distribution Licensee is engaged in the business of Energy Storage of electricity, in determining the conversion price at which off-peak electricity is converted into peak electricity by the Energy Storage business of the Distribution Licensee to its Retail Supply business.
- d. where such Tariff is pursuant to a power purchase agreement or arrangement entered into subsequent to the date of coming into effect of these Regulations; or
- e. where such Tariff is pursuant to a power purchase agreement or arrangement entered into prior to the date of coming into effect of these Regulations, and the Commission has approved such agreement or arrangement, and the agreement or arrangement envisages that the Tariff shall be based on the Tariff Regulations prevailing at that time;

76. Petition for determination of Energy Storage Tariff

76.1. An ESSD shall file a Petition for determination of Tariff in accordance with the provisions of Chapter 2 of these Regulations.

76.2. Tariff in respect of ESS, under these Regulations may be determined Stage-wise, Unit-wise or for the whole ESS:

Provided that the terms and conditions for determination of Tariff for ESS specified in this Chapter shall apply in like manner to Stages or Units or the ESS, as the case may be.

76.3. Where the Tariff is being determined for a Stage or Unit of an ESS, the ESSD shall adopt a reasonable basis for allocation of capital cost relating to common facilities and allocation of joint and common costs across all Stages or Units, as the case may be:

Provided that the ESSD shall maintain an Allocation Statement providing the basis for allocation of such costs, which shall be duly audited and certified by the statutory auditors and submit such audited and certified statement to the Commission along with the Petition for determination of Tariff.

76.4. The ESSD shall file the Petition for determination of provisional Tariff for new ESS, at least six months prior to the anticipated date of commercial operation of ESS Unit or Stage or System as a whole, as the case may be.

76.5. The ESSD shall file a Petition for determination of provisional Tariff for new ESS based on capital expenditure incurred and projected to be incurred up to the date of commercial operation and additional capital expenditure incurred, duly certified by the statutory auditors:

- Provided that the Petition shall contain details of underlying assumptions for the projected capital cost and additional capital cost, wherever applicable.
- 76.6. In the case of new projects, the ESSD may be allowed provisional Tariff by the Commission from the anticipated date of commercial operation, based on the projected capital expenditure, subject to prudence check.
- 76.7. If the date of commercial operation is likely to be delayed beyond six months from the date of issue of the order approving the provisional Tariff, the ESSD may submit a Petition for seeking extension of the validity of the applicability of the provisional Tariff, giving details of the present status of completion and justification for the delay in project completion, which may be considered by the Commission after necessary prudence check.
- 76.8. The ESSD shall file the Petition for determination of final Tariff for ESS within six months from the date of commercial operation of Energy Storage Unit or Stage or System as a whole, as the case may be, based on the audited capital expenditure and capitalisation as on the date of commercial operation:
Provided that in case of more than one Unit in the ESS, such Petition shall be filed for each Unit as and when such Unit achieves COD and without waiting for the COD of the entire Station.
- 76.9. The final Tariff determination for the new ESS shall be done by the Commission based on prudence check of the audited capital expenditure and capitalisation as on the date of commercial operation.
- 76.10. Where the actual Capital Cost incurred on year-to-year basis is less than the Capital Cost approved for determination of provisional Tariff by the Commission, by five percent or more, the ESSD shall refund to the Beneficiaries the excess Tariff realised corresponding to excess Capital Cost, along with interest at the Base Rate, as prevalent on the first day of April of the respective Year, plus 150 basis points.
- 76.11. Where the actual Capital Cost incurred on year to year basis is more than the Capital Cost approved for determination of provisional Tariff by the Commission, by five percent or more, the ESSD shall, subject to the approval of the Commission, recover from the Beneficiaries the shortfall in Tariff corresponding to such decrease in Capital Cost, along with interest at the Base Rate, as prevalent on the first day of April of the respective Year, plus 150 basis points.

77. Adoption of Tariff for ESS under Competitive Bidding

- 77.1 Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall adopt the Tariff for ESS if such Tariff has been determined through a transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government under Section 63 of the Act:
Provided that the Petitioner shall provide such information as the Commission may require to satisfy itself that the guidelines issued by the Central Government have been duly followed.

78. Components of Tariff

- 78.1 The Tariff for ESS shall comprise of two parts, namely, Capacity Charge and Incentive for Cycle Efficiency above Design Cycle Efficiency.
- 78.2 The Annual Fixed Charges shall comprise the following components:
- Operation & Maintenance Expenses;
 - Depreciation;
 - Interest and finance charges on Loan Capital;
 - Interest on Working Capital;
 - Return on Equity;
- Less:**
- Non-Tariff Income;
- Provided that Return on Equity for the ESS shall be allowed in accordance with the provisions specified in the Chapter 3 of these Regulations.
- Provided that all penalties and compensation payable by the ESS Developer or Generating Company or Licensee to any party for failure to comply with any directions or for damages, as a consequence of the orders of the Commission, Courts, etc., shall not be allowed to recover through the Aggregate Revenue Requirement:
- Provided also that the ESSD or Generating Company or Licensee shall maintain separate details of such penalties and compensation paid or payable by the ESSD or Generating Company or Licensee, if any, and shall submit them to the Commission along with its Petition

79. Determination of Tariff of Standalone Battery Energy Storage System (BESS)

- 79.1 The Petition for BESS shall include the details like:
- Capital Cost of BESS,

- b) Availability of BESS
- c) Conversion Efficiency or Design Round trip Efficiency of the BESS,
- d) Other technical parameters such as depth of discharge, deration factors etc.
- e) No of Cycles during the useful life,
- f) Useful life of BESS. Useful life of Battery System and Useful life of Balance of system separately,
- g) Operation and Maintenance Expenses,
- h) Design parameters of number of hours of Charging and number of hours of Discharging during 24-hour cycle.
- i) Charging power arrangement for charging of BESS.
- j) Rate of charge per minute (Maximum/Minimum)
- k) Rate of discharge per minute (Maximum/Minimum)

79.2 **Capital Cost:** Capital cost shall be considered in the manner as specified under Chapter 3 of these Regulations.

79.3 **Additional Capital Expenditure:** Additional capital expenditure shall be considered in the manner as specified in Chapter 3 of these Regulations.

79.4 **Capital Structure:**

- a) Debt-equity ratio as on the date of commercial operation shall be considered in the manner as specified in Chapter 3 of these Regulations.
- b) Debt-equity ratio for additional capital expenditure admitted by the Commission under these Regulations shall be considered in the manner as specified Chapter 3 of these Regulations.

79.5 **Operating Parameters for BESS**

- a) Round-trip Efficiency of BESS shall be minimum 75% for each monthly operating period.

$$\text{Monthly round trip efficiency of BESS} = \frac{\text{Monthly energy discharged}}{2 \times \text{Monthly energy consumed for charging}} \times 100$$

- b) The Normative annual availability of the BESS shall be 95%.
Annual Availability of BESS = Mean of the system availabilities of all time blocks during the year in which Beneficiary has scheduled power for charging/discharging the BESS.

$$\text{Availability in a time block} = \frac{\text{Actual injection or drawal MUI(A)}}{\text{Scheduled injection or drawal MUI(B)}} \times 100$$

Where,

i refers to the ith time-block (15 minutes) in the year where MUI (B) ≠ 0,

MUI(A)= Agreed Despatch Schedule between Licensee or Beneficiary and BESSD which shall be finally sent to MSLDC for Charging/Discharging in the ith time block, in MUs,

MUI(B)= Despatch Schedule provided by Distribution Licensee or Beneficiary to BESSD for Charging/Discharging in the ith time block, in MUs.

- c) Normative Depth of Discharge for BESS shall be 90%.
- d) Battery pack performance degradation shall be considered as 1% per year.
- e) Average Ramp Rate for BESS shall be 75% of rated capacity/minute.

79.6 **Depreciation**

- a) Depreciation in respect of BESS shall be computed from the date of commercial operation by applying Straight Line Method.

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 15 years from the effective date of commercial operation of the station shall be spread over the balance useful life of the assets.

Provided that, Useful life of Battery Pack shall be 12 Years whereas balance of system's useful life shall be 25 years.

- b) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission:

Provided that,

- i. freehold land or assets purchased from grant shall not be considered as depreciable assets and their cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the assets;
- ii. where the allotment of freehold land is conditional and is required to be returned, the cost of such land

- shall be part of value base for the purpose of depreciation, subject to prudence check by the Commission; and
- iii. lease hold land shall be amortized over the lease period or remaining life of the BESS, whichever is lower.
- c) The salvage value of an asset shall be considered as 10% of the capital cost of the asset:
- zero for IT equipment and software;
 - zero or as agreed by the BESS Developer with the State Government for land; and
- Provided also that any depreciation disallowed on account of lower availability of the BESS or transmission system, as the case may be, shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life or the extended life.
- d) Depreciation in respect of BESS shall be arrived at annually by applying depreciation rates or on the basis of expected useful life as specified in Annexure I.

80. Interest on Loan

- 80.1 Interest on loan, including normative loan, if any, shall be arrived at by considering the weighted average rate of interest calculated on the basis of actual loan portfolio, in accordance with Chapter 3 of these Regulations.

81. Interest on Working Capital

- 81.1 The working capital of the BESS shall cover:

- Operation and maintenance expenses for one month.
- Maintenance spares at one per cent of the opening Gross Fixed Assets for the Year; and
- Receivables against the availability for Energy Storage Service equivalent to forty-five days of the annual fixed charges approved, and excluding incentive, if any;
- The rate and payment of interest on working capital shall be determined in accordance with the Regulation in the Chapter 3 of these Regulations.

82. O&M Expenses for BESS

- 82.1. The Normative Operation and Maintenance expenses in respect of BESS shall be allowed One Percentage (1%) of the capital expenditure as on its date of commercial operation.

Provided that, the Operation and Maintenance expenses for each subsequent year and in the Truing-up of the respective years of the Control Period shall be determined in the same manner as specified in Regulation 37. Provided also that, the Normative O&M expenses shall be Trued up at the end of the Control Period and Treatment to the variation in the normative and actual O&M expenses shall be as per Regulation 14.

82.2. Computation and Payment of Capacity Charge

- The fixed cost of BESS achieving COD after April 1, 2026 shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and recovered on monthly basis as Capacity Charge.
- The Capacity Charge shall be payable by the Beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the BESS:

$$\text{Monthly BESS Availability} = \frac{\sum \text{Actual injection or drawal MWh}(i)(A)}{\sum \text{Scheduled injection or drawal MWh}(i)(B)} \times 100$$

where,

i refers to the ith time-block (15 minutes) in the month where MWh (i) (B) ≠ 0.

MWh (i)(A) = Agreed Despatch Schedule between Licensee or Beneficiary and BESS which shall be finally sent to SLDC for Charging/Discharging in the ith time block, in MUs.

MWh (i)(B) = Despatch Schedule provided by Distribution Licensee or Beneficiary to BESS for Charging/Discharging in the ith time block, in MUs.

Annual Availability of BESS = Mean of the system availabilities of all time blocks during the year in which Beneficiary has scheduled power for charging/discharging the BESS.

The Normative annual availability of the BESS shall be 95%

Monthly Capacity Charge payment for BESS linked to Monthly Availability Factor shall be payable as per following formula:

$$CC1 = (AFC) \times (1 / 12) \times (EAFM1/NAEAF)$$

$$CC2 = (AFC) \times (1 / 6) \times (EAFM2/NAEAF) \text{ subject to ceiling of ceiling of } \{(AFC) \times (1 / 6)\} - \{CC1\}$$

$$CC3 = (AFC) \times (1 / 4) \times (EAFM3/NAEAF) \text{ subject to ceiling of ceiling of } \{(AFC) \times (1 / 4)\} - \{CC1 + CC2\}$$

$$CC4 = (AFC) \times (1 / 3) \times (EAFM4/NAEAF) \text{ subject to ceiling of ceiling of } \{(AFC) \times (1 / 3)\} - \{CC1 + CC2 + CC3\}$$

$$CC5 = (AFC) \times (5 / 12) \times (EAFM5/NAEAF) \text{ subject to ceiling of ceiling of } \{(AFC) \times (5 / 12)\} - \{CC1 + CC2 + CC3 + CC4\}$$

$$CC6 = (AFC) \times (1 / 2) \times (EAFM6/NAEAF) \text{ subject to ceiling of ceiling of } \{(AFC) \times (1 / 2)\} - \{CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5\}$$

$$CC7 = (AFC) \times (7 / 12) \times (EAFM7/NAEAF) \text{ subject to ceiling of ceiling of } \{(AFC) \times (7 / 12)\} - \{CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6\}$$

$$CC8 = (AFC) \times (2 / 3) \times (EAFM8/NAEAF) \text{ subject to ceiling of ceiling of } \{(AFC) \times (2 / 3)\} - \{CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6 + CC7\}$$

$$CC9 = (AFC) \times (3 / 4) \times (EAFM9/NAEAF) \text{ subject to ceiling of ceiling of } \{(AFC) \times (3 / 4)\} - \{CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8\}$$

$$CC10 = (AFC) \times (5 / 6) \times (EAFM10/NAEAF) \text{ subject to ceiling of ceiling of } \{(AFC) \times (5 / 6)\} - \{CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9\}$$

$$CC11 = (AFC) \times (11 / 12) \times (EAFM11/NAEAF) \text{ subject to ceiling of ceiling of } \{(AFC) \times (11 / 12)\} - \{CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9 + CC10\}$$

$$CC12 = (AFC) \times (EAFM11/NAEAF) \text{ subject to ceiling of ceiling of } \{(AFC) - \{CC1 + CC2 + CC3 + CC4 + CC5 + CC6 + CC7 + CC8 + CC9 + CC10 + CC11\}\}$$

Where,

CCn= Capacity Charge for the Month (n);

AFC = Annual Fixed Cost;

EAFMn = Monthly BESS Availability Factor achieved during nth Month;

NAEAF= Normative Annual BESS Availability Factor.

Provided that, the Availability of BESS shall be considered in both Charging and Discharging mode for the computation of Capacity Charge as specified above. Provided also that there would be adjustment at the end of the year based on actual generation and actual energy consumed by the BESS during the year.

82.3 Incentive for Cycle Efficiency Above Normative Cycle Efficiency

- a) Incentive for Cycle Efficiency above Normative Cycle Efficiency shall be payable by every Beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to the Beneficiary in excess of the 75% of the energy consumed, at a flat rate equal to the 20 paise per kWh on ex bus basis. Provided that in case the energy generated in a

month is less than the 75% of the energy consumed for the month, then the Incentive payable by the Beneficiaries shall be zero.

- b) In case of BESS, the quantum of electricity required for charging the batteries shall be arranged by the Beneficiary/ies duly taking into account the transmission losses and distribution losses up to the bus bar of the BESS system, and in return, Beneficiaries shall be entitled to energy during peak hours equivalent to 75% of the energy utilized in charging the Batteries and the BESS shall be under obligation to supply such quantum of electricity during peak hours.

83. Billing and Payment of Charges

83.1. The Billing and Payment of Annual Fixed Charges, Capacity Charges and Incentives for ESS, shall be done on a monthly basis.

Chapter 9: 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.

90. Repeal

90.1 The Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Generation, Transmission and Distribution Multi Year Tariff) Regulations, 2023 shall stand repealed from the date of coming into force of these Regulations and any reference to these Regulations in any of the Regulations, standards, codes or procedures of the Joint Electricity Regulatory Commission shall be deemed to be replaced by the Joint Electricity Regulatory Commission for the UT of J&K and the UT of Ladakh (Generation, Transmission and Distribution Multi Year Tariff) Regulations, 2025.

90.2 Notwithstanding such repeal, anything done or purported to have been done under the repealed Regulations so far as it is not inconsistent with these Regulations shall be deemed to have been done or purported to have been done under these Regulations.

90.3 These Regulations are in addition to and not in derogation of the other Regulations /Codes issued by the Commission.

By Order of the Commission.

MOHD. ASHRAF, (JKAS) Secy. JERC

[ADVT.-III/4/Ext./210/2026-27]

Appendix -I: Depreciation Schedule and Useful Life for assets
[Refer to Regulation 2.1 (54) and Regulation 30.4]

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

Sr. 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 kutcha roads	50	1.80
(iv)	Others	50	1.80
(B)	Transformers, transformer (kiosk) substation equipment & other fixed apparatus (including plant foundations)		
(i)	Power 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	9.0
(J)	Self-propelled vehicles	5	18.00
(K)	Air conditioning plants:		
(i)	Static	15	6.00
(ii)	Portable	5	18.00
(L)	Others		

Sr. No.	Asset Class	Useful life (Years)	Rate(%)
(i)	Office furniture equipment and fixtures	15	6.00
(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)	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	

Appendix-II: Methodology for Computation of AT&C Loss
[Refer to Regulation 12.2 (c)]

Name of Union Territory			
Name of Distribution Licensee			
Sr. No.	Particulars	Calculation	Unit
A	Input Energy (MkWh)	Energy Generated - Auxiliary Consumption + Energy Purchased(Gross)* - Energy Traded/ Inter State Sales.	
B	Transmission Losses (MkWh)		
C	Net Input Energy (MkWh)	A-B	
D	Energy Sold(MkWh)	Energy Sold to all categories of consumers excluding units of EnergyTraded/Inter-State Sales.	
E	Revenue from Sale of Energy (Rs. Cr.)	Revenue from Sale of Energy to all categories of consumers (including Subsidy Booked) but excluding Revenuefrom Energy Traded /Inter-State Sales.	
F	Adjusted Revenue from Sale of Energy on Subsidy Received basis (Rs. Cr.)	Revenue from Sale of Energy (same as E above) minus Subsidy Booked plus Subsidy Received against subsidy booked during the year	
G	Opening Debtors for Sale of Energy (Rs. Cr.)	Opening debtors for sale of Energy as shown in Receivable Schedule (Without deducting provisions for doubtful debtors). Unbilled Revenue shall not be considered as Debtors.	
H	Closing Debtors for Sale of Energy (Rs. Cr.)	i) Closing debtors for Sale of Energy as shown in Receivable Schedule (Without deducting provisions for doubtful debts). Unbilled Revenue shall not be considered as Debtors. ii) Any amount written off during the year directly from(i)	
I	Adjusted Closing Debtors for sale of Energy (Rs. Cr.)	H(i+ii)	
J	Collection Efficiency (%)	(F+G-I)/E*100	
K	Units Realized (MkWh) = [Energy Sold * Collection Efficiency]	D*J/100	
L	Units Unrealized (MkWh) = [Net Input Energy - Units Realized]	C-K	

M	AT&C Losses (%) = [{Units Unrealized/Net Input Energy}*100]	L/C *100	
---	---	----------	--

Note:

- *DISCOMs are required to give gross energy purchased i.e., Total Power Purchased including transmission losses.
- Debtors for trading of power have not been adjusted for calculation of collection efficiency since information is generally not available in notes to accounts.
- Figures in above table, wherever available, should be consistent with the information contained in Annual Report/Accounts.
- Calculation of AT&C losses in the format given in Table above should form a part of annual accounts of all utilities selling directly to consumers as notes to accounts or annexure.
- Details of subsidy booked during the year and subsidy received against current year and against previous years as given in Table below should form part of annual accounts as notes to accounts or annexure

Details of Subsidy Booked and received	Amount (Rs. Crs)
Subsidy Booked during the year (Rs. Cr.)	
Subsidy received during the year (Rs. Cr.)	
i. Subsidy received against subsidy booked for current year (Rs. Cr.)	
ii. Subsidy received against subsidy booked for previous years (Rs. Cr.)	

Appendix – III: Guidelines for determination of Normative Plant Availability Factor (NAPAF) of various Hydro Generating Stations
[Refer to Regulation 44.1]

- Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) of various Hydro Generating Stations shall be determined based on following criteria /guidelines:
 - Storage and pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level (FRL) and Minimum Draw Down Level (MDDL) of up to 8% and where plant availability is not affected by silt: 90%
 - In case of Storage and pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level and Minimum Draw Down Level of more than 8% and where plant availability is not affected by silt, the month wise peaking capability as provided by the project authorities in the DPR (approved by CEA or the State Govt.), shall form basis of fixation of NAPAF. This has been explained with the following example,
 Installed capacity: 4x250 MW (say)

Month	Expected Avg. of Daily 3-hour Peaking Capacity
April	701
May	448
June	133
July	497
August	544
September	990
October	1000
November	1000
December	1000
January	1000
February	1000
March	693

- Weighted average of expected daily peaking capability = 790 MW
- Peaking capacity is based on the assumption that one unit shall be under annual maintenance during month of May, July, February and March.

- Considering 2% allowance on plant capacity on account of forced outages during the year, expected average peaking capacity= 770 MW.
- Thus, NAPA F = $770/1000 = 77\%$.
- (c) Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt, a margin of 5% has been allowed and NAPA F shall be 85%.
- (d) In case of purely Run-of-river type plants, NAPA F shall be determined plant wise, based on its 90% dependable 10-daily inflows pattern as approved in the DPR of the project.
- (e) A further allowance may be made by the Commission while determining the NAPA F under special circumstances i.e. abnormal silt problem or other operating conditions and known plant limitations.
- (f) When head variation between FRL and MDDL is more than 8%, following multiplying factors shall be applied:
 Multiplying factor for head variation = $(\text{Head at MDDL}/\text{Rated Head}) \times 0.5 + 0.52$

Appendix -IV: Threshold Limit for Intra-State Transmission System to be developed through Tariff Based Competitive Bidding (TBCB)
[Refer to Second Proviso of Regulation 46.1]

1. The Commission through a separate notification on 'Determination of Threshold Limit for development of Intra-State Transmission System through Tariff Based Competitive Bidding' shall determine the threshold limit for development of all Intra-State Transmission System (new and augmentation) projects. The projects costing above threshold limit through would be executed under the Section 63 of the Act under Tariff Based Competitive Bidding in accordance with the competitive bidding guidelines notified by the Central Government from time to time.
2. This threshold limit shall be applicable for all new Intra-State Transmission System (Projects) for which approval is yet to be accorded by the Commission.
3. The entire Intra-State independent transmission upstream/downstream project shall be designed as single project for inviting bids for development of project through Tariff Based Competitive Bidding.
4. In case the Administration of UT of Jammu & Kashmir and UT of Ladakh/STU intends to develop any Intra-State Transmission System above the threshold limit through cost plus approach due to some specific reasons, such as project is of critical nature or the Project may lead to ownership or interface issues, the Administrative Body/STU shall obtain prior approval of the Commission.