"बिजनेस पोस्ट के अन्तर्गत डाक शुल्क के नगद भुगतान (बिना डाक टिकट) के प्रेषण हेतु अनुमत. क्रमांक जी.2-22-छत्तीसगढ़ गजट / 38 सि. से. भिलाई. दिनांक 30-05-2001."

पंजीयन क्रमांक
"छत्तीसगढ़/दुर्ग/09/2013-2015."

छत्तीसगढ़ राजपत्र

(असाधारण)
प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 950] नवा रायपुर, गुरुवार, दिनांक 11 दिसम्बर 2025 — अग्रहायण 20, शक 1947

ऊर्जा विभाग
मंत्रालय, महानदी भवन, नवा रायपुर अटल नगर

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

रायपुर, दिनांक 11 दिसम्बर 2025

अधिसूचना

क्रमांक 115/सीएसईआरसी/2025. – विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 181(2) और धारा 32(3) के सहपठित धारा 61 और 62 के तहत प्रदत्त शक्तियों और इस संबंध में उसे समर्थ बनाने वाली अन्य सभी शक्तियों का प्रयोग करते हुए, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग, एतद्वारा, निम्नलिखित विनियम बनाता है :

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (बहुवर्षीय टैरिफ के निर्धारण हेतु निर्बंधन एवं शर्तें) विनियम, 2025.

अध्याय–1
प्रारंभिक

1. संक्षिप्त शीर्षक और प्रारंभ :

(i) ये विनियम छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (बहुवर्षीय टैरिफ के निर्धारण हेतु निर्बंधन एवं शर्तें) विनियम, 2025 कहलायेंगे।

(ii) ये विनियम अधिनियम की धारा 62 के तहत टैरिफ के निर्धारण और वित्तीय वर्ष 2026–27 से वित्तीय वर्ष 2029–30 के लिए धारा 32 (3) के अनुसार एसएलडीसी की शुल्क और प्रभारों के लिए लागू होंगे, और यह तब तक प्रभावी रहेंगे, जब तक कि इन विनियमों को नवीन विनियमों द्वारा प्रतिस्थापित नहीं किया जाता है।

(iii) इन विनियमों का विस्तार संपूर्ण छत्तीसगढ़ पर होगा।

2. प्रयोज्यता की सीमा और विस्तारः

2.1 ये विनियम टैरिफ और प्रभारों से अपेक्षित राजस्व के निर्धारण के लिए और टैरिफ और प्रभारों से अपेक्षित राजस्व के निर्धारण की कार्यप्रणाली और प्रक्रिया छत्तीसगढ़ राज्य में कार्यरत निम्नलिखित व्यक्तियों पर लागू होंगे :

(क) राज्य ट्रांसमिशन यूटिलिटी (एसटीयू)

(ख) सभी उत्पादन केन्द्र, जो सीधे या राज्य व्यापार लाइसेंसधारियों के माध्यम से राज्य के वितरण लाइसेंसधारियों को दीर्घकालिक समझौते के तहत विद्युत आपूर्ति करते हैं, सिवाय उन उत्पादन केन्द्रों के, जो केन्द्रीय आयोग के क्षेत्राधिकार के अधीन हैं और राज्य में स्थित ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन केन्द्रों को छोड़कर, जिनके टैरिफ का निर्धारण, आयोग द्वारा प्रासंगिक विनियमों और आदेशों के तहत किया जाता है :

परंतु यह कि ये विनियम, उन सभी मामलों में भी लागू होंगे, जहां किसी उत्पादन कंपनी के पास उसे आवंटित एकीकृत खान (खानों) से उसके निर्दिष्ट अंतिम उपयोग वाले एक या अधिक उत्पादन स्टेशनों के लिए कोयले की आपूर्ति की व्यवस्था है, जिसका टैरिफ, अधिनियम की धारा 62 सहपठित धारा 86 के तहत आयोग द्वारा निर्धारित किया जाना अपेक्षित है।

(ग) सभी अंतर–राज्यीय ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी;

(घ) सभी वितरण लाइसेंसधारी; और

(ई) राज्य भार प्रेषण केंद्र (एसएलडीसी):

परंतु यह कि इन विनियमों में किसी प्रावधान के अभाव में, आयोग, आयोग द्वारा निर्धारित अवधि के लिए केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (शुल्क की निर्बंधन एवं शर्तें) विनियम, 2024 के अंतर्गत विनिर्दिष्ट मानदंडों द्वारा निर्देशित होगा।

2.2. ये विनियम निम्नलिखित पर लागू नहीं होंगे :

(i) स्टैंड–अलोन जनरेटर :

परंतु यह कि, धारा 63 के अंतर्गत आने वाले स्टैंड अलोन जनरेटर या कोई भी उत्पादन स्टेशन जो सहायक सेवाओं के रूप में कार्य करते हैं, जो लाइसेंसधारी और/या उपभोक्ताओं को अपनी बिजली की आपूर्ति के प्रयोजन के लिए शेड्यूलिंग, ऊर्जा मीटरिंग या लेखांकन के लिए एसआईडीसी की सेवाएं लेते हैं या नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र या ऐसे अन्य प्रयोजन के लिये, जैसा कि आयोग द्वारा समय–समय पर अधिदेशित किए जा सकते हैं, उन्हें इन विनियमों के तहत निर्दिष्ट शुल्क और प्रभार का भुगतान करना होगा।

(ii) ऐसे उत्पादन स्टेशन और पारेषण प्रणाली, जिनका टैरिफ, केन्द्र सरकार द्वारा अधिसूचित प्रतिस्पर्धी बोली दिशानिर्देशों के अनुसार प्रतिस्पर्धी बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से निर्धारित किया गया है तथा जिसे विवेकपूर्ण

जांच के बाद अधिनियम की धारा 63 के अंतर्गत आयोग द्वारा अपनाया गया है।

2.3. इन विनियमों के अंतर्गत सभी कार्यवाहियां, सीएसईआरसी (कार्य संचालन) विनियम, 2009 और उसके अंतर्गत अधिनियमों के संशोधन द्वारा शासित होंगी।

3. परिभाषाएँ : इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो,–

3.1. **"लेखा विवरण"** से अभिप्रेत है प्रत्येक वर्ष के लिए, निम्नलिखित विवरण, अर्थात–

कंपनी अधिनियम में निहित प्रपत्र या आवश्यकता के अनुसार तैयार किया गया बैलेंस शीट, लाभ और हानि खाता और नकदी प्रवाह विवरण, वैधानिक लेखा परीक्षकों द्वारा विधिवत प्रमाणित हो;

चार्टर्ड अकाउंटेंट द्वारा विधिवत प्रमाणित समाधान विवरण, जो कंपनी के रूप में इकाई के कुल व्यय, राजस्व, परिसंपत्तियों और देनदारियों तथा आयोग द्वारा विनियमित प्रत्येक व्यवसाय और अन्य/अनियमित व्यवसाय संचालनों के लिए अलग–अलग व्यय, राजस्व, परिसंपत्तियों और देनदारियों के बीच समाधान दर्शाता है:

परंतु यह कि, यदि लाइसेंस शर्तों के अनुसार प्रत्येक लाइसेंस प्राप्त व्यवसाय के लिए और वित्तीय वर्ष 2026–27 के बाद प्रत्येक विनियमित व्यवसाय के लिए अलग–अलग लेखा विवरण प्रस्तुत नहीं किए जाते हैं, तो उत्पादक कंपनी या लाइसेंसधारी या एसएल.डीसी द्वारा दायर याचिकाओं को आयोग द्वारा याचिकाकर्ता को सुनवाई का उचित अवसर देने के बाद खारिज किया जा सकता है:

परंतु यह और कि जब तक एसएलडीसी को राज्य एजेंसी के रूप में पृथक रूप से स्थापित नहीं किया जाता है, तब तक छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत पारेषण कंपनी लिमिटेड (सीएसपीआईसीएल) के अंतर्गत पृथक इकाई के रूप में एसएलडीसी के लिए पृथक लेखा पुस्तकें सीएसपीटीसीएल द्वारा संधारित एवं प्रमाणित की जाएंगी;

3.2. **"अधिनियम"** से अभिप्रेत है विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) या उसमें किए गए कोई संशोधन या उसके बाद के कोई अधिनियमिति;

3.3. **"अतिरिक्त पूंजीकरण"** से अभिप्रेत है परियोजना के वाणिज्यिक संचालन की तिथि के बाद किए गए या किए जाने वाले अनुमानित पूंजीगत व्यय, जिसे आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के बाद स्वीकार किया गया है, जो विनियमन 19 के प्रावधानों के अध्यधीन है;

3.4. **"समग्र राजस्व आवश्यकता" या "एआरआर"** से अभिप्रेत है लाइसेंस प्राप्त और/या विनियमित व्यवसाय से संबंधित लागत, जिसे इस विनियमन के अनुसार, आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ और प्रभारों से वसूलने की अनुमति है;

3.5. **"आवंटन मैट्रिक्स"** में इस विनियमन के अध्याय 7 में विनिर्दिष्ट तत्व शामिल होंगे;

3.6. एकीकृत खान(खानों) के संबंध में **''वार्षिक लक्ष्य मात्रा'' या ''एटीक्यू''** से अभिप्रेत है ऐसी एकीकृत खान(खानों) से एक वर्ष के दौरान निकाले जाने वाले कोयले की मात्रा, जो खनन योजना में विनिर्दिष्ट मात्रा के 85 प्रतिशत के अनुरूप है;

परंतु यह कि, यदि कोयले की एकीकृत खदान(खदानें), खनन योजना के अनुसार कोयले की आपूर्ति के लिए तैयार है, किन्तु उत्पादन कंपनी के कारण से नहीं, बल्कि अन्य कारणों से इसमें बाधा उत्पन्न होती है, तो आयोग, वार्षिक लक्ष्य मात्रा में छूट दे सकता है।

3.7. **''आवेदक''** से अभिप्रेत है ऐसे लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी, जिसने इस विनियमन और अधिनियम के अनुसार टैरिफ निर्धारण या ट्रक–अप के लिए याचिका दायर की है;

3.8. **''लेखा परीक्षक''** से अभिप्रेत है कंपनी अधिनियम, 2013 की धारा 139 या धारा 148 या तत्समय प्रवृत्त किसी अन्य कानून के प्रावधानों के अनुसार, किसी उत्पादन कंपनी या ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी द्वारा नियुक्त लेखा परीक्षक;

3.9. किसी उत्पादन केंद्र के मामले में किसी अवधि के संबंध में **''उत्पादन केंद्र में सहायक ऊर्जा खपत'' या ''एयूएक्स''** से अभिप्रेत है उत्पादन केंद्र के सहायक उपकरणों द्वारा खपत की गई ऊर्जा की मात्रा, जैसे कि संयंत्र और मशीनरी के संचालन के लिए उपयोग किए जा रहे उपकरण, जिसमें उत्पादन केंद्र का स्विचयार्ड और उत्पादन केंद्र के भीतर ट्रांसफार्मर की हानियां शामिल हैं, जिसे उत्पादन केंद्र की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित सकल ऊर्जा के योग के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है:

परंतु यह कि, सहायक ऊर्जा खपत में, उत्पादन स्टेशन पर आवासीय कॉलोनी और अन्य सुविधाओं को विद्युत आपूर्ति के लिए उपभोग की गई ऊर्जा और उत्पादन स्टेशन पर निर्माण कार्यों के लिए उपभोग की गई ऊर्जा शामिल नहीं होगी:

परंतु यह और कि, पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन के लिए सहायक ऊर्जा खपत, सीवेज उपचार संयंत्र और बाहरी कोयला हैंडलिंग संयंत्र (जेटी और संबंधित बुनियादी ढांचे) पर अलग से विचार किया जाएगा;

3.10. कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन स्टेशन के मामले में किसी अवधि के संबंध में **''उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए सहायक ऊर्जा खपत'' या ''एयूएक्सई''** से अभिप्रेत है इस विनियमन (एयूएक्सई) के मुख्य खंड के अंतर्गत सहायक ऊर्जा खपत के अतिरिक्त, कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन स्टेशन के उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के सहायक उपकरण द्वारा खपत की गई ऊर्जा की मात्रा है; तथापि, ''एयूएक्सई'', की गणना के प्रयोजन के लिए ईसीआर पर विचार नहीं किया

जाएगा और ऊर्जा प्रभार पर इसके प्रभाव को, ईसीआर के माध्यम से पूरक टैरिफ के द्वारा निपटाया जाएगा;

3.11. उप–स्टेशन के मामले में किसी अवधि के संबंध में **''उप–स्टेशन में सहायक ऊर्जा खपत'' या ''एयूएक्सएस''** से अभिप्रेत है उप–स्टेशन की प्रकाश व्यवस्था, बैटरी चार्जिंग और सहायक उपकरणों के लिए खपत की गई ऊर्जा की मात्रा, जिसमें आवासीय कॉलोनी में खपत की गई ऊर्जा को छोडकर उप–स्टेशन के नियंत्रण कक्ष में खपत शामिल है;

3.12. **''विलंबित भुगतान अधिभार की आधार दर''** से अभिप्रेत है भारतीय स्टेट बैंक की एक वर्ष के लिए उधार दर पर आधारित निधियों की सीमांत लागत, जो वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल माह से लागू होगी, जिसमें अवधि तथा पांच प्रतिशत की दर निहित है, और उधार दर आधारित निधियों की उपलब्धता के अभाव में, कोई अन्य व्यवस्था, जो प्रतिस्थापित किया जाये, जिसे केन्द्र सरकार द्वारा, राजपत्र में, अधिसूचना द्वारा, विनिर्दिष्ट किया जाये, लागू होंगी:

परंतु यह कि, यदि चूक की अवधि, दो या अधिक वित्तीय वर्षों में आती है, तो विलंबित भुगतान अधिभार की दर, अलग–अलग वर्षों में पड़ने वाली अवधि के लिए अलग–अलग गणना की जाएगी।

3.13. **''बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणालियाँ'' या ''बीईएसएस परियोजना''** से अभिप्राय होगा, उपयोगित पद्धति एवं तकनीकी प्रणालियों (प्रणालियों)/परियोजना, जो इलेक्ट्रोकेमिकल बैटरी जैसे कि (एसिड, लिवोन, ठोस अवस्था बैटरी, फ्लो बैटरी आदि) सुविधा उपलब्ध करती है कि विद्युत के रूप में रासायनिक ऊर्जा भंडारण और संग्रहीत ऊर्जा को प्राप्त कर सके, जिसमें सहायक सुविधाएं (उदाहरण के लिए, ग्रिड समर्थन) शामिल हैं, किन्तु इन्हीं तक सीमित नहीं हैं;

3.14. **''हितग्राही (लाभार्थी)'' :**

(क) किसी **उत्पादन केंद्र** के संबंध में अभिप्रेत है ऐसा व्यक्ति, जो स्टेशन द्वारा उत्पादित बिजली, वार्षिक नियत प्रभार और/या ऊर्जा प्रभार का भुगतान करके बिजली क्रय करता है;

(ख) **पारेषण प्रणाली** के संबंध में अभिप्रेत है दीर्घकालिक एवं मध्यमकालिक खुली पहुंच उपभोक्ता, जो कि छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (छत्तीसगढ़ में राज्यान्तरिक खुली पंहुच) विनियम, 2011, समय–समय पर यथा संशोधित, में परिभाषित है, तथा इसमें ऐसे वितरण लाइसेंसधारी शामिल हैं, जिनका एसटीयू/पारेषण लाइसेंसधारी के साथ पारेषण सेवा अनुबंध है;

(ग) **वितरण तार व्यवसाय** के संबंध में, आपूर्ति कंपनी या लाइसेंसधारी या उपभोक्ता, जैसी भी स्थिति हो;

(घ) **खुदरा आपूर्ति व्यवसाय** के संबंध में, उपभोक्ता

(ड.) **एसएलडीसी** के संबंध में, उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या खुले पहुंच उपभोक्ता, जो बिजली के पारेषण के लिए अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली का उपयोग करते हैं और/या बिजली के संचालन के लिए राज्य में लाइसेंस की वितरण प्रणाली का उपयोग करते हैं, जैसी भी स्थिति हो, और/या शेड्यूलिंग और वास्तविक–समय ग्रिड संचालन, राज्य ऊर्जा लेखांकन, पूल खाते के संचालन आदि से संबंधित एसएलडीसी की सेवाओं का लाभ उठाते हैं;

3.15. **"पूंजीगत लागत"** से अभिप्रेत है पूंजीगत लागत, जो कि यथास्थिति, उत्पादन केन्द्र या पारेषण या वितरण प्रणाली के संबंध में विनियम 18 में तथा एकीकृत खानों के संबंध में विनियम 54 में परिभाषित है;

3.16. **"पूंजी निवेश योजना"** में विनियम 7 में यथा विनिर्दिष्ट तत्व शामिल होंगे;

3.17. **"कानून में परिवर्तन"** से अभिप्रेत है निम्नलिखित में से किसी भी घटना का घटित होना है :

(1) भारतीय कानून का अधिनियमन, प्रवृत्त करना, अंगीकृत करना, प्रख्यापित करना, संशोधन, उपांतरण या निरसन; या

(2) किसी विद्यमान भारतीय कानून को अंगीकृत करना, संशोधित करना, उपान्तरण करना, निरसन करना या पुनः अधिनियमित करना;

(3) किसी सक्षम न्यायालय, न्यायाधिकरण या भारतीय सरकारी संस्था द्वारा भारतीय कानून की व्याख्या में परिवर्तन, जो ऐसी व्याख्या के लिए कानून के अंतर्गत अंतिम प्राधिकारी है; या

(4) किसी सक्षम वैधानिक प्राधिकारी द्वारा, परियोजना के लिए उपलब्ध या प्राप्त किसी सहमति या अनुमति या अनुमोदन या लाइसेंस की किसी शर्त या अनुबंध में परिवर्तन;

(5) भारत सरकार और किसी अन्य संप्रभु सरकार के बीच किसी द्विपक्षीय या बहुपक्षीय समझौते या संधि में परिवर्तन या प्रवृत्त करना, जिसका इन विनियमों के तहत विनियमित उत्पादन स्टेशन या लाइसेंसधारियों या एसएलडीसी पर प्रभाव पड़ता हो;

3.18. **"आयोग"** से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 82 की उप–धारा (1) में निर्दिष्ट छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग;

3.19. **"नियंत्रण अवधि"** से अभिप्रेत है आयोग द्वारा निर्धारित बहु–वर्षीय अवधि, जो 1 अप्रैल 2026 से 31 मार्च 2030 तक है ;

3.20. **"कट–ऑफ तिथि"** से अभिप्रेत है एकीकृत खदानों के मामले को छोड़कर परियोजना के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से छत्तीस महीने के बाद समाप्त होने वाले वित्तीय वर्ष का अंतिम दिन ;

3.21 एकीकृत खान(खानों) के संबंध में **''उत्पादन प्रारंभ करने की तिथि''** से अभिप्रेत है उत्पादन कंपनी द्वारा घोषित कोयला उत्खनन की तिथि से है, जैसी भी स्थिति हो;

3.22. **''वाणिज्यिक संचालन की तिथि''** या **''सीओडी''** से अभिप्रेत है :

(i) ताप विद्युत उत्पादन स्टेशन की किसी इकाई या ब्लॉक के संबंध में, लाभार्थियों को विधिवत सूचना देने के बाद सफल परीक्षण के माध्यम से अधिकतम सतत रेटिंग (एमसीआर) या स्थापित क्षमता (आईसी) का प्रदर्शन करने के बाद उत्पादन कंपनी द्वारा घोषित तिथि, जिसमें से 00:00 बजे से भारतीय विद्युत ग्रिड कोड (आईईजीसी)/छ.ग.राज्य ग्रिड कोड के अनुसार समय–समय पर संशोधित अनुसूची प्रक्रिया, पूरी तरह से कार्यान्वित की जाती है, और समग्र रूप से उत्पादन स्टेशन के संबंध में, उत्पादन स्टेशन की अंतिम इकाई या ब्लॉक के वाणिज्यिक संचालन की तिथि;

(ii) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में सीओडी से अभिप्रेत है उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली को उपयोग में लाने की तिथि और पर्यावरण मानक है, जिसमें ''उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली'' का अर्थ उपकरणों या युक्तियों का एक समुच्चय है, जिसे पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई में स्थापित किया जाना आवश्यक है;

(iii) एकीकृत खान(खानों) के मामले में वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से अभिप्राय, निम्नलिखित में से, जो भी पहले हो, से होगा :–

(क) उस वर्ष के बाद वाले वर्ष की पहली तारीख, जिसमें खनन योजना के अनुसार अधिकतम निर्धारित क्षमता का 25 प्रतिशत प्राप्त किया जाता है; या

(ख) उस वर्ष के बाद वाले वर्ष की पहली तारीख, जिसमें इन विनियमों के अनुसार अनुमानित उत्पादन का मूल्य, उस वर्ष तक के कुल व्यय से अधिक हो; या

(ग) उत्पादन प्रारंभ होने की तिथि से दो वर्ष की तिथि :

परंतु यह कि, उपर्युक्त उप–खण्ड (क) से (ग) के अंतर्गत किसी भी घटना के शीघ्र घटित होने पर, उत्पादन कंपनी, अंतिम उपयोगकर्ता या संबद्ध उत्पादन स्टेशन (स्टेशनों) के लाभार्थियों को एक सप्ताह पूर्व सूचना देते हुए, संबंधित उप–खण्ड के अंतर्गत एकीकृत खान (खानों) के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि घोषित करेगी;

परंतु यह और कि, यदि एकीकृत खान, वाणिज्यिक प्रचालन के लिए तैयार है, किन्तु उत्पादन कंपनी या उसके आपूर्तिकर्ताओं या ठेकेदारों या खान

डेवलपर और ऑपरेटर के कारण वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख की घोषणा करने से रोका जाता है, तो आयोग, उत्पादन कंपनी द्वारा किए गए आवेदन पर, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के रूप में ऐसी अन्य तारीख को मंजूरी दे सकता है, जिसे इस विनियमन के खंड (v) के किसी भी उप–खंड के तहत वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख की घोषणा को रोकने वाले प्रासंगिक कारणों पर विचार करने के बाद उचित माना जा सकता है;

परंतु यह भी कि, ऐसे मामलों में जहां प्रस्तावित सीओडी, 01.04.2026 को या उसके बाद है, पूर्ववर्ती प्रावधान के तहत वाणिज्यिक संचालन की तारीख का अनुमोदन चाहने वाली उत्पादन कंपनी, एकीकृत खान(नों) के अंतिम उपयोगकर्ता या संबद्ध उत्पादन स्टेशन(नों) के लाभार्थियों को वाणिज्यिक संचालन की तारीख के बारे में एक महीने का पूर्व नोटिस देगी;

(iv) हाइड्रो जनरेटिंग स्टेशन की एक इकाई के संबंध में, जनरेटिंग कंपनी द्वारा 00:00 बजे से घोषित तिथि, जिसके लाभार्थियों को विधिवत नोटिस देने के बाद, भारतीय विद्युत ग्रिड कोड (आईईजीसी)/छत्तीसगढ़ राज्य ग्रिड कोड के अनुसार शेड्यूलिंग प्रक्रिया पूरी तरह से कार्यान्वित की जाती है, और समग्र रूप से उत्पादन स्टेशन के संबंध में, उत्पादन कंपनी द्वारा लाभार्थियों को विधिवत नोटिस देने के बाद, सफल परीक्षण के माध्यम से उत्पादन स्टेशन की स्थापित क्षमता के अनुरूप पीकिंग क्षमता का प्रदर्शन करने के बाद घोषित तिथि;

टिप्पणी :

1. यदि तालाब या भंडारण के साथ हाइड्रो जनरेटिंग स्टेशन, अपर्याप्त जलाशय या तालाब स्तर के कारण स्थापित क्षमता के अनुरूप पीकिंग क्षमता प्रदर्शित करने में सक्षम नहीं है, तो उत्पादन स्टेशन की अंतिम इकाई के वाणिज्यिक संचालन की तारीख को पूरे उत्पादन स्टेशन के वाणिज्यिक संचालन की तारीख के रूप में माना जाएगा, बशर्ते कि ऐसे हाइड्रो जनरेटिंग स्टेशन के लिए यह अनिवार्य होगा कि वे जनरेटिंग यूनिट या जनरेटिंग स्टेशन की स्थापित क्षमता के बराबर पीकिंग क्षमता प्रदर्शित करें, जब भी पूर्ण जलाशय/तालाब स्तर प्राप्त हो;

2. विशुद्ध रूप से नदी–प्रवाह जल विद्युत उत्पादन स्टेशन के मामले में, यदि इकाई या उत्पादन स्टेशन को कम प्रवाह अवधि के दौरान वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित किया जाता है, जब जल ऐसे प्रदर्शन के लिए पर्याप्त नहीं होता है, तो ऐसे जल विद्युत उत्पादन स्टेशन या इकाई के लिए यह अनिवार्य होगा कि जब भी पर्याप्त प्रवाह उपलब्ध हो, तो वे स्थापित क्षमता के समतुल्य पिकिंग क्षमता का प्रदर्शन करें;

(v) पारेषण प्रणाली के संबंध में, एसटीयू/पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा घोषित तिथि, जिसमें से 00:00 बजे पारेषण प्रणाली का एक तत्व, प्रेषक छोर से प्राप्तकर्ता छोर तक विद्युत और संचार सिग्नल पारेषित करने के लिए सफल चार्जिंग और परीक्षण संचालन के बाद नियमित सेवा में है;

परंतु यह कि, जहां पारेषण लाइन या उपस्टेशन, किसी विशिष्ट उत्पादन स्टेशन से विद्युत 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;

परंतु यह और कि यह तारीख, कैलेंडर माह का पहला दिन होगा और इसकी उपलब्धता का हिसाब उसी तारीख से लगाया जाएगा;

परंतु यह भी कि यदि पारेषण प्रणाली का कोई अवयव, नियमित सेवा के लिए तैयार है, किन्तु उसे ऐसी सेवा प्रदान करने से ऐसे कारणों से रोका जाता है, जो पारेषण लाइसेंसधारी, उसके आपूर्तिकर्ताओं या ठेकेदारों के कारण नहीं हैं, तो आयोग, अवयव के नियमित सेवा में आने से पहले वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को अनुमोदित कर सकता है;

(vi) संचार प्रणाली या उसके घटक के संबंध में वाणिज्यिक परिचालन की तिथि का तात्पर्य ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी द्वारा घोषित तिथि से होगा, जो 00:00 बजे से होगी, जिस दिन संबंधित राज्य लोड डिस्पैच सेंटर द्वारा प्रमाणित संबंधित नियंत्रण केंद्र को वाईस और डेटा के हस्तांतरण सहित साइट स्वीकृति परीक्षण पूरा होने के बाद संचार प्रणाली या घटक को सेवा में रखा जाता है;

(vii) वितरण प्रणाली के संबंध में, अभिप्रेत है उपस्टेशनों की विद्युत लाइनों को उसके घोषित वोल्टेज स्तर तक चार्ज करने की तिथि :

परंतु यह कि, ऐसे मामलों में जहां लाइन/सबस्टेशन को चार्जिंग के लिए तैयार घोषित किया गया है, किन्तु लाइसेंसधारी, उन कारणों से चार्ज करने में सक्षम नहीं है, जिसके लिये लाइसेंसधारी के लिए जिम्मेदार नहीं हैं, ऐसी लाइन (लाइनों)/सबस्टेशनों के संबंध में ''प्रचालन की तारीख'' को लाइन (लाइनों)/सबस्टेशनों को चार्जिंग के लिए तैयार घोषित किए जाने के सात दिन बाद माना जाएगा।

3.23 **''दिन''** से अभिप्रेत है 00:00 बजे से शुरू होने वाली 24 घंटे की अवधि;

3.24. इन विनियमों के अंतर्गत टैरिफ के प्रयोजन के लिए **''डी–कैपिटलाइजेशन''** से अभिप्रेत है, आयोग द्वारा स्वीकार की गई परिसंपत्तियों के निष्कासन या विलोपन के अनुरूप परियोजना की सकल स्थिर परिसंपत्तियों में कमी;

3.25. किसी उत्पादन स्टेशन के संबंध में **"घोषित क्षमता"** या **"डीसी"** से अभिप्रेत है ऐसे उत्पादन स्टेशन द्वारा दिन के किसी भी समय–खंड या पूरे दिन के संबंध में मेगावाट में एक्स–बस बिजली देने की घोषित क्षमता, जिसमें ईंधन या जल की उपलब्धता को ध्यान में रखा जाता है, तथा जो संबंधित विनियम में अग्रतर योग्यता के अध्यधीन है;

3.26. **"डी–कमीशनिंग"** से अभिप्रेत है किसी उत्पादन केंद्र या उसकी इकाई या संचार प्रणाली या उसके अवयव सहित पारेषण प्रणाली या संचार प्रणाली या उसके अवयव सहित भार प्रेषण केंद्र उपकरण या वितरण प्रणाली या उसके अवयव सहित उपकरण को सेवा से हटाना, जब केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण या किसी अन्य प्राधिकृत एजेंसी द्वारा, या तो स्वयं या परियोजना डेवलपर या लाभार्थियों या दोनों द्वारा किए गए आवेदन पर, यह प्रमाणित कर दिया जाए कि तकनीकी अप्रचलन या अलाभकारी संचालन या इन कारकों के संयोजन के कारण परिसंपत्तियों के गैर–निष्पादन के कारण, परियोजना का संचालन नहीं किया जा सकता है;

3.27. हाइड्रों जनरेटिंग स्टेशन के मामले में **"डिजाईन ऊर्जा"** से अभिप्रेत है ऊर्जा की वह मात्रा, जो जल विद्युत उत्पादन केन्द्र की 95 प्रतिशत स्थापित क्षमता के साथ 90 प्रतिशत विश्वसनीय वर्ष में उत्पन्न की जा सकती है ;

3.28. **"वितरण तार व्यवसाय"** से अभिप्रेत है वितरण लाइसेंसधारियों के आपूर्ति क्षेत्र में विद्युत के संवहन के लिए वितरण प्रणाली के संचालन और अनुरक्षण का व्यवसाय;

3.29. **"ईआरसी"** से अभिप्रेत है टैरिफ और शुल्कों से अपेक्षित राजस्व, जिसे लाइसेंसधारी को वसूलने की अनुमति है ;

3.30. एकीकृत खदान के संदर्भ में **"एस्क्रो खाता"** से अभिप्रेत है एकीकृत खदानों के खदान बंद करने के व्यय (माइन क्लोजर एक्सपेन्सेस) हेतु जमा और निकासी के लिए खाते, जो कोयला नियंत्रक, कोयला मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा जारी दिशा–निर्देशों के अनुसार संधारित किया जाता है;

3.31. **"विद्यमान जनरेटिंग स्टेशन (उत्पादन केन्द्र)"** से अभिप्रेत है दिनांक 01.04.2026 से पूर्व की तिथि पर वाणिज्यिक संचालन के तहत घोषित उत्पादन केन्द्र ;

3.32. **"विद्यमान परियोजना"** से अभिप्रेत है दिनांक 01.04.2026 से पूर्व की तिथि पर वाणिज्यिक संचालन के अंतर्गत घोषित परियोजना ;

3.33. **"उपगत व्यय"** से अभिप्रेत है वह निधि, चाहे वह इक्विटी हो या ऋण या अनुदान या उपभोक्ता अंशदान या इनका संयोजन, जिसे वास्तव में किसी उपयोगी परिसंपत्ति के सृजन या अधिग्रहण के लिए नियोजित किया गया हो ;

3.34. **"विस्तारित जीवन"** से अभिप्रेत है किसी उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई या पारेषण प्रणाली या उसके घटक के उपयोगी या परिचालन जीवन अवधि से परे जीवन, जैसा कि आयोग द्वारा मामला–दर–मामला आधार पर निर्धारित किया जाये;

3.35. **"शुल्क"** से अभिप्रेत है एसएलडीसी द्वारा अपनी ओर से या आयोग द्वारा समय–समय पर विनिर्दिष्ट किसी अन्य खाते से एकत्रित एकमुश्त या वार्षिक निश्चित भुगतान;

3.36. **"अप्रत्याशित घटना"** से अभिप्रेत है ऐसी घटनाओं या परिस्थितियों या घटनाओं या परिस्थितियों का संयोजन, जो संबंधित अंतर–राज्यीय उपयोगकर्ता के नियंत्रण से परे हैं, जिनका वे पूर्वानुमान नहीं लगा सकते थे या जिन्हें उचित परिश्रम के साथ भी पूर्वानुमान नहीं लगाया जा सकता था या जिन्हें रोका नहीं जा सकता था, और जो पक्षों के प्रदर्शन को काफी हद तक प्रभावित करते हैं, किन्तु इन्हीं तक सीमित नहीं है, जैसे कि :

(i) दैवीय कृत्य, जिनमें बिजली, आग और विस्फोट, बाढ़, ज्वालामुखी विस्फोट, भूस्खलन, चक्रवात, भूवैज्ञानिक आश्चर्य, सूखा, भूकंप, महामारी, लॉकडाउन शामिल हैं; या

(ii) युद्ध, आक्रमण, सशस्त्र संघर्ष या किसी विदेशी शत्रु का कृत्य, नाकाबंदी, प्रतिबंध, क्रांति, दंगा, विद्रोह, आतंकवादी या सैन्य कार्रवाई; या

(iii) हड़तालें और औद्योगिक उपद्रव, जिनका लाइसेंसधारी के आपूर्ति क्षेत्र में राज्यव्यापी या व्यापक प्रभाव हो, किन्तु लाइसेंसधारी के अपने संगठन में हड़तालें और औद्योगिक उपद्रव इसमें शामिल नहीं हैं;

(iv) ग्रिड विफलता, जो संबंधित एजेंसियों के कारण न हो;

3.37. तापीय उत्पादन केन्द्र (थर्मल जनरेटिंग स्टेशन) के संबंध में **"सकल कैलोरी मान" या "जीसीवी"** से अभिप्रेत है, यथास्थिति, एक किलोग्राम ठोस ईंधन या एक लीटर तरल ईंधन या एक मानक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन से किलो केल (kCal) में उत्पन्न ऊष्मा;

3.38. **"सकल स्टेशन ताप दर" या "एसएचआर"** से अभिप्रेत है किसी तापीय उत्पादन स्टेशन के जनरेटर टर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने हेतु अपेक्षित किलो केल (kCal) में ताप ऊर्जा इनपुट;

3.39. **"भारतीय सरकारी संस्था"** से अभिप्रेत है भारत सरकार, राज्य सरकार (जहां परियोजना स्थित है) और भारत सरकार या राज्य सरकार द्वारा नियंत्रित कोई मंत्रालय या विभाग, बोर्ड या एजेंसी, अथवा स्थानीय सरकार, जहां परियोजना स्थित है, या भारत में प्रासंगिक कानूनों के तहत गठित अर्ध–न्यायिक प्राधिकरण;

3.40. **"अशक्त विद्युत"** से अभिप्रेत है विद्युत उत्पादन केंद्र की इकाई(यों) के वाणिज्यिक संचालन से पूर्व ग्रिड में संक्रमित विद्युत;

3.41. **"इनपुट मूल्य"** से अभिप्रेत है एकीकृत खदानों से प्राप्त कोयले का मूल्य, जिस पर कोयला, उत्पादन स्टेशन को हस्तांतरित किया जाता है, ताकि लाभार्थियों को बिजली के उत्पादन और आपूर्ति के लिए ऊर्जा शुल्क की गणना की जा सके और इन विनियमों के अनुसार निर्धारित किया जा सके।

3.42. **"संस्थापित क्षमता" या "आईसी"** से अभिप्रेत है, जनरेटर टर्मिनलों पर गणना की गई उत्पादन क्षमता, जैसा कि समय–समय पर आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाये, जो उत्पादन स्टेशन की सभी इकाइयों की नामांकित क्षमता के योग की अधिकतम सीमा के अध्यधीन है;

3.43. **"एकीकृत खान"** से अभिप्रेत है कैप्टिव खान (एक या अधिक निर्दिष्ट उत्पादन केन्द्रों में उपयोग के लिए आबंटित) या बास्केट खान (किसी उत्पादन कम्पनी को उसके किसी उत्पादन केन्द्र में उपयोग के लिए आबंटित) या दोनों, जिसका विकास, लाभार्थियों को बिजली के उत्पादन और बिक्री के लिए एक या अधिक निर्दिष्ट अंतिम उपयोग उत्पादन केन्द्रों को कोयला आपूर्ति करने हेतु, उत्पादन कंपनी द्वारा किया जा रहा है ;

3.44. **"अंतर–राज्यीय क्रेता"** से अभिप्रेत है वितरण लाइसेंसधारी या विद्युत व्यापारी या थोक उपभोक्ता या कैप्टिव उपयोगकर्ता, जो अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली और/या वितरण प्रणाली का उपयोग करके खुली पहुंच के माध्यम से विद्युत प्राप्त करता है, जिसमें ऐसी प्रणाली भी शामिल है जब इसका उपयोग अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली के साथ संयोजन में किया जाता है और जिसका शेड्यूलिंग, मीटरिंग और ऊर्जा लेखांकन का समन्वयन एसएलडीसी द्वारा किया जाता है ;

3.45. **"अंतर–राज्यीय इकाई"** से अभिप्रेत है ऐसा व्यक्ति, जिनकी शेड्यूलिंग, मोटरिंग और ऊर्जा लेखांकन का समन्वय एसएलडीसी द्वारा किया जाता है;

3.46, **"अंतर–राज्यीय बाजार परिचालन कार्य"** में शेड्यूलिंग, डिस्पैच, मीटरिंग, डेटा संग्रहण, ऊर्जा लेखांकन और सेटलमेंट (निपटान), ट्रांसमिशन हानि गणना और आबंटन, पूल खाते और कॉन्जेषन चार्ज खाते का संचालन, सहायक सेवाओं का प्रशासन, सूचना प्रसार और अधिनियम द्वारा एसएलडीसी को या आयोग के विनियमों और विनियमों द्वारा सौंपे गए अन्य कार्य शामिल हैं;

3.47. **"अंतर–राज्यीय विक्रेता"** से अभिप्रेत है ऐसा उत्पादन केंद्र, जिसमें कैप्टिव उत्पादन संयंत्र या वितरण लाइसेंसधारी या बिजली व्यापारी षामिल है, जो अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली और/या वितरण प्रणाली द्वारा खुली पहुंच के माध्यम से बिजली की आपूर्ति करता है, जिसमें ऐसी प्रणाली शामिल है, जब अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली के साथ संयोजन में उपयोग किया जाता है और जिसका शेड्यूलिंग, मीटरिंग और ऊर्जा लेखांकन का समन्वयन एसएलडीसी द्वारा किया जाता है;

3.48. **''अंतर–राज्यीय उपयोगकर्ता''** से अभिप्रेत है ऐसा व्यक्ति, जिसका विद्युत संयंत्र, 33 केवी और उससे अधिक वोल्टेज स्तर पर राज्य ग्रिड से जुड़ा है, जैसे कि कैप्टिव जनरेटिंग प्लांट या ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी (सीटीयू और एसटीयू के अलावा) सहित उत्पादन कंपनी या कैप्टिव उपयोगकर्ता सहित कोई गैर–राज्यीय लाइसेंसधारी या थोक उपभोक्ता;

3.49, **''भूमिगत ईंधन लागत''** से अभिप्रेत है कोयला (सह–फायरिंग के मामले में बायोमास सहित), लिग्नाइट या उत्पादन संयंत्र के उतराई बिंदु पर वितरित गैस की कुल लागत, और इसमें आधार मूल्य या इनपुट मूल्य, वाशरी प्रभार, जहां भी लागू हो, परिवहन लागत (विदेशी या अंतर्देशीय या दोनों) और हैंडलिंग लागत, चेसेज, थर्ड पार्टी सैंपलिंग प्रभार, और लागू वैधानिक शुल्क, और आयातित कोयले पर उपगत विलंब प्रभार, यदि कोई हो, को छोड़कर, शामिल होंगे ;

3.50. एकीकृत खान(खानों) के संबंध में **''लोडिंग प्वाइंट''** से अभिप्रेत है यथास्थिति, रेलवे साइडिंग या साइलो या कोयला हैंडलिंग प्लांट या कन्वेयर बेल्ट जैसी अन्य व्यवस्था, जो भी खदान के सबसे निकटस्थ हो, कोयले के प्रेषण का स्थान ;

3.51. **''दीर्घकालिक''** से अभिप्रेत है 7 वर्ष से अधिक की अवधि;

3.52. थर्मल जनरेटिंग स्टेशन की किसी इकाई के संबंध में **''अधिकतम सतत रेटिंग'' या ''एमसीआर''** से अभिप्रेत है जनरेटर टर्मिनलों पर अधिकतम निरंतर आउटपुट, जो निर्माता द्वारा रेटेड मापदंडों पर गारंटीकृत है, जो जल या भाप इंजेक्शन (यदि लागू हो) के साथ हो और 50 हर्ट्ज ग्रिड आवृत्ति और निर्दिष्ट साईट स्थिति के लिए सही है ;

3.53. **''मध्यमकालिक''** से अभिप्रेत है 1 वर्ष से अधिक और 7 वर्ष तक की कोई भी अवधि;

3.54. **''खान अवसंरचना''** में, एकीकृत खदानों की परिसंपत्तियां शामिल होंगी, जैसे कि खनन कार्यों के लिए प्रयुक्त कोण परिसंपत्तियां, सिविल कार्य, कार्यशालाएं, अचल निर्माण उपकरण, नींव, तटबंध, फुटपाथ, विद्युत प्रणालियां, संचार प्रणालियां, राहत केंद्र, साईट प्रशासनिक कार्यालय, स्थायी भवन, खनन व्यवस्था, क्रशिंग और संवहन प्रणालियां, रेलवे साइडिंग, पीट्स, शैल्ट, ढलान, भूमिगत परिवहन प्रणालियां, ढुलाई प्रणालियां (चल उपकरण को छोड़कर, जब तक कि वह स्थायी लाभकारी उपभोग के लिए भूमि में अंतर्निहित न हो, वनरोपण के लिए सीमांकित भूमि और प्रासंगिक कानून के तहत खनन कार्यों से प्रभावित व्यक्तियों के पुनर्वास और पुनर्व्यस्थापन (आर एंड आर) के लिए भूमि पुनर्व्यस्थापन ;

3.55 एकीकृत खान(खानों) के संबंध में **''खनन योजना'' या ''खान योजना''** से अभिप्रेत है केन्द्रीय सरकार या राज्य सरकार द्वारा, जैसा भी स्थिति हो, खनिज रियायत नियम, 1980, समय–समय पर यथा संशोधित, के प्रावधानों के अनुसार तैयार की

गई और खान एवं खनिज (विकास एवं पुनर्वास) अधिनियम, 1957 धारा 12 की उप–धारा (2) के खंड (ख) के अंतर्गत अनुमोदित योजना ;

3.56. **"नवीन उत्पादन स्टेशन"** से अभिप्रेत है वह स्टेशन, जो 1.4.2026 को सीओडी प्राप्त कर रहा है या 1.4.2026 को या उसके बाद सीओडी प्राप्त करने का अनुमान है;

3.57. किसी उत्पादन केंद्र के संबंध में **"मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक" या "एनएपीएएफ"** से अभिप्रेत है तापीय उत्पादन केंद्र के लिए विनियम 42 में और जल विद्युत उत्पादन केंद्र के लिए विनियम 43 में विनिर्दिष्ट उपलब्धता कारक;

3.58. **"प्रचालन एवं रखरखाव व्यय" या "ओ एंड एम व्यय"** से अभिप्रेत है परियोजना या उसके किसी भाग के संचालन एवं रखरखाव पर होने वाले व्यय, तथा इसमें जनशक्ति व्यय, मरम्मत एवं रखरखाव पुर्जे, उपभोग्य वस्तुएं, बीमा और सामान्य उपरिव्यय शामिल हैं:

इस विनियमन के प्रयोजन के लिए, ओ एंड एम व्यय, मानव संसाधन और एम एंड जी व्यय का कुल योग है, जिनका निपटारा प्रासंगिक विनियमों द्वारा किया गया है:

परंतु यह कि, एकीकृत खदानों के लिए, प्रचालन एवं रखरखाव व्यय (ओ एंड एम व्यय) में उत्पादन कंपनी द्वारा नियोजित खदान डेवलपर और ऑपरेटर को भुगतान किया गया खनन प्रभार, यदि कोई हो, और खदान बंद करने का व्यय शामिल नहीं होगा;

3.59, **"मूल परियोजना लागत"** से अभिप्रेत है उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी / एसटीयू या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा, जैसी भी स्थिति हो, आयोग द्वारा स्वीकृत कट–ऑफ तिथि तक परियोजना के मूल दायरे में किया गया पूंजीगत व्यय;

3.60. एकीकृत खान(खानों) के संबंध में **"पीक रेटेड क्षमता"** से अभिप्रेत है खनन योजना में विनिर्दिष्ट खान की पीक रेटेड क्षमता ;

3.61. **"पिट हेड जनरेटिंग स्टेशन"** से अभिप्रेत है किसी सार्वजनिक परिवहन प्रणाली को शामिल किए बिना खदानों से जनरेटिंग स्टेशन तक कोयले के परिवहन के लिए समर्पित परिवहन प्रणाली वाली जनरेटिंग स्टेशन ;

3.62. किसी भी अवधि के लिए उत्पादन स्टेशन के संबंध में **"प्लांट उपलब्धता कारक (पीएएफ)"** से अभिप्रेत है उस अवधि के दौरान सभी दिनों के लिए दैनिक घोषित क्षमताओं (डीसी) का औसत, जिसे मानक सहायक ऊर्जा खपत से घटाकर मेगावाट में संस्थापित क्षमता के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है;

3.63. किसी निश्चित अवधि के लिए ताप विद्युत उत्पादन स्टेशन या इकाई के संबंध में **"प्लांट लोड फैक्टर (पीएलएफ)"** से अभिप्रेत है उस अवधि के दौरान शेड्यूल्ड

उत्पादन के अनुरूप भेजी गई कुल ऊर्जा, जिसे उस अवधि में संस्थापित क्षमता के अनुरूप भेजी गई ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त किया जाता है और इसकी गणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी :

$$PLF = \frac{10000 \times \sum_{i=1}^{N} SGi}{N \times IC \times (100 - AUXn)}\%$$

जहां,

आईसी = उत्पादन स्टेशन या इकाई की स्थापित क्षमता, मेगावाट में,

एसजीआई = अवधि के i^{th} समय ब्लॉक के लिए मेगावाट में शेड्यूल्ड उत्पादन,

एन = अवधि के दौरान समय ब्लॉकों की संख्या, और

एयूएक्स**एन** = सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में मानक सहायक ऊर्जा खपत,

परंतु यह कि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणालियों या उसके घटक के चालू होने पर, पीएलएफ की गणना निम्नानुसार की जाएगी :

$$PLF = \frac{10000 \times \sum_{i=1}^{N} SGi}{N \times IC \times (100 - AUXn - AUXen)}\%$$

जहां,

एयूएक्स**इएन** = उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली या उसके किसी घटक के लिए मानक सहायक ऊर्जा खपत, जिसका उपयोग सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में किया गया है;

3.64. **''परियोजना''** से अभिप्रेत है कोई उत्पादन केंद्र, जिसमें एकीकृत कोयला खदानें या पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली, जैसी भी स्थिति हो, सम्मिलित है, तथा जल विद्युत उत्पादन केंद्र के मामले में, इसमें उत्पादन सुविधा के सभी घटक, जैसे बांध, अंतर्ग्रहण जल चालक प्रणाली, विद्युत उत्पादन केंद्र और योजना की उत्पादन इकाईयां, विद्युत उत्पादन में आबंटित, सम्मिलित हैं ;

3.65. **''पंप स्टोरेज हाइड्रो जनरेटिंग स्टेशन''** से अभिप्रेत है ऐसा हाइड्रो स्टेशन, जो जल ऊर्जा के रूप में संग्रहीत ऊर्जा के माध्यम से बिजली उत्पन्न करता है, जिसे निचले स्तर के जलाशय से उच्च स्तर के जलाशय में पंप किया जाता है ;

3.66. **''रेटेड वोल्टेज''** से अभिप्रेत है निर्माता द्वारा डिजाईन किया गया वोल्टेज, जिस पर ट्रांसमिशन सिस्टम को संचालित करने के लिए डिजाईन किया गया है और इसमें ऐसा निम्न वोल्टेज शामिल है, जिस पर किसी ट्रांसमिशन लाइन को चार्ज

किया जाता है या लाभार्थी के परामर्श से, कुछ समय के लिए चार्ज किया जाता है;

3.67. **"विनियमित व्यवसाय"** से अभिप्रेत है वे कार्य और गतिविधियॉ, जिन्हें लाइसेंसधारी को आयोग द्वारा प्रदत्त लाइसेंस के अनुसार या अधिनियम के अंतर्गत मान्य लाइसेंसधारी के रूप में करना आवश्यक है, और उत्पादन कंपनी को अधिनियम के प्रावधानों और आयोग द्वारा अधिसूचित विनियमों के अनुसार करना आवष्यक है ;

3.68. **"खुदरा आपूर्ति व्यवसाय"** से अभिप्रेत है वितरण लाइसेंसधारी द्वारा लाइसेंस की शर्तों के अनुसार अपने उपभोक्ताओं को बिजली की बिक्री का व्यवसाय ;

3.69. **"खुदरा आपूर्ति टैरिफ"** वह दर है, जो वितरण लाइसेंस द्वारा उपभोक्ता को आपूर्ति के लिए प्रभारित की जाती है और इसमें व्हीलिंग और खुदरा आपूर्ति सेवाओं के लिए प्रभार शामिल हैं,

3.70. **"रन–ऑफ–रिवर जनरेटिंग स्टेशन"** से अभिप्रेत है ऐसा जल विद्युत उत्पादन स्टेशन, जिसमें उपर की ओर तालाब या जलमग्नता न हो;

3.71. "**रन–ऑफ–रिवर जनरेटिंग स्टेशन विद् पोन्डेज"** से अभिप्रेत है विद्युत मांग में दैनिक परिवर्तन को पूरा करने के लिए पर्याप्त तालाब युक्त जल विद्युत उत्पादन केंद्र,

3.72. **"षेड्यूल्ड वाणिज्यिक परिचालन तिथि" या "एससीओडी"** से अभिप्रेत होगा, किसी उत्पादन केंद्र या उत्पादन इकाई या उसके ब्लॉक, पारेषण प्रणाली या उसके घटक के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि (तिथियां), जैसा कि सीआईपी में दर्शाया गया हो या जैसा कि यथास्थिति, विद्युत क्रय अनुबंध या पारेषण सेवा अनुबंध में सहमति हो, जो भी पूर्वतर हो;

3.73. **"षेड्यूल्ड ऊर्जा"** से अभिप्रेत है संबंधित भार प्रेषण केंद्र द्वारा निर्धारित ऊर्जा की मात्रा, जिसे किसी निश्चित समयावधि के लिए उत्पादन स्टेशन द्वारा ग्रिड में अंतःक्षेपित किया जाना है ;

3.74. किसी भी समय या किसी भी अवधि या समय–ब्लॉक के लिए **"षेड्यूल्ड उत्पादन"** या **"एसजी"** से अभिप्रेत है राज्य भार प्रेषण केंद्र द्वारा मेगावाट या मेगावाट घंटा एक्स–बस में दी गई उत्पादन का षेड्यूल्ड ;

3.75. **"योजना"** से अभिप्रेत है उत्पादन स्टेशन/ट्रांसमिशन प्रणाली/वितरण प्रणाली/एसएलडीसी से संबद्ध और संस्थापित सुविधाएं और उपकरण, और इसमें निम्नलिखित भी शामिल हैं, किंतु इन्हीं तक सीमित नहीं हैं, अर्थात :–

क. कंप्यूटर सिस्टम, हार्डवेयर और सॉफ्टवेयर,

ख. सहायक विद्युत आपूर्ति प्रणाली, जिसमें निर्बाध विद्युत आपूर्ति, डीजल जनरेटिंग सेट और डीसी विद्युत प्रणाली शामिल है,

ग. सामान्य टेलीफोन, फैक्स और अन्य ऑफलाइन संचार प्रणाली,

घ. अन्य अवसंरचनात्मक सुविधाएं, जैसे एयर कंडीशनिंग, अग्निशमन और भवनों का निर्माण और नवीनीकरण,

ङ. बेहतर प्रणाली संचालन के लिए कोई भी नवीन योजनाएँ, अनुसंधान एवं विकास (आर एंड डी) परियोजनाएँ और पायलट परियोजनाएँ, जैसे सिंक्रोफेसर, सिस्टम सुरक्षा योजना,

च. एसएलडीसी के लिए बैक–अप नियंत्रण केंद्र,

छ. निगरानी कैमरा प्रणाली, और

ज. साइबर सुरक्षा प्रणाली;

3.76. **"अल्पकालिक"** से अभिप्रेत है 15 मिनट समय ब्लॉक से लेकर 1 वर्ष तक की कोई भी अवधि;

3.77. **"एसएलडीसी प्रभार"** से अभिप्रेत है एसएलडीसी द्वारा वसूले जाने वाले आवर्ती और मासिक भुगतान;

3.78. **"प्रारंभ तिथि या शून्य तिथि"** से अभिप्रेत है परियोजना के कार्यान्वयन के प्रारंभ के लिए निवेश अनुमोदन में दर्शाई गई तिथि, और जहां कोई तिथि नहीं दर्शाई गई है, वहां निवेश अनुमोदन की तिथि को प्रारंभ तिथि या शून्य तिथि माना जाएगा;

3.79. **"स्टेट लोड डिस्पैच सेंटर (राज्य भार प्रेषण केन्द्र)" या "एसएलडीसी"** से अभिप्रेत है अधिनियम की धारा 31 की उप–धारा (1) के अंतर्गत स्थापित केन्द्र ;

3.80. **"राज्य पूल खाता"** से अभिप्रेत है विचलन प्रभार या रिएक्टिव एनर्जी एक्सचेंज (रिएक्टिव ऊर्जा खाता) या किसी अन्य ऐसे खाते से संबंधित भुगतानों के लिए राज्य खाते, जिसे आयोग के विनियमों या निर्देशों के अनुसार समय–समय पर एसएलडीसी द्वारा संचालित किया जा सकता है;

3.81. **"राज्य प्रणाली संचालन कार्य"** में, ग्रिड संचालन की निगरानी, अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली पर पर्यवेक्षण और नियंत्रण, ग्रिड नियंत्रण और प्रेषण के लिए वास्तविक समय संचालन, ग्रिड गड़बड़ी के बाद प्रणाली बहाली, प्रणाली संचालन से संबंधित डेटा संकलित करना और प्रस्तुत करना, कॉन्जेषन प्रबंधन, ब्लैक स्टार्ट समन्वय और अधिनियम और/या आयोग के नियमों और/या आदेशों द्वारा एसएलडीसी को सौंपे गए कोई अन्य कार्य शामिल हैं;

3.82. **"भंडारण अनुरूप उत्पादन स्टेशन"** से अभिप्रेत है ऐसा जल विद्युत उत्पादन स्टेशन, जो मांग के अनुसार विद्युत उत्पादन में परिवर्तन लाने के लिए बड़ी भंडारण क्षमता से संबद्ध है;

3.83. **"ट्रांसमिशन सेवा अनुबंध (टीएसए)"** से अभिप्रेत है ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी/एसटीयू और लाभार्थी के बीच ट्रांसमिशन प्रणाली के परिचालन चरण के लिए किया गया समझौता, अनुबंध, समझौता ज्ञापन या ऐसा कोई अन्य अनुबंध;

3.84. **"ट्रांसमिशन सिस्टम (पारेषण प्रणाली)"** से अभिप्रेत है संबद्ध उप–स्टेशन सहित या रहित लाइन या लाइनों के समूह, और इसमें पारेषण लाइनों और उप–स्टेशनों से संबद्ध उपकरण शामिल हैं;

3.85. किसी उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली या उसके किसी घटक के संबंध में **"ट्रायल रन" या "परीक्षण संचालन"**, सीईआरसी (टैरिफ के निर्बंधन एवं शर्तें) विनियम, 2024 और उसके संशोधनों/अधिनियमितयों में विनिर्दिष्ट अनुसार होगा;

3.86. तापीय उत्पादन स्टेशन के संबंध में **"इकाई"** से अभिप्रेत है भाप जनरेटर, टरबाइन जनरेटर और सहायक उपकरण; और जल विद्युत उत्पादन स्टेशन के संबंध में **"इकाई"** से अभिप्रेत है टरबाइन जनरेटर और उसके सहायक उपकरण;

3.87. सीओडी से उत्पादन केंद्र, पारेषण और वितरण की किसी इकाई के संबंध में **"उपयोगी जीवन"** से निम्नलिखित अभिप्रेत होगा, अर्थात :–

(क) कोयला/लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन	25	वर्ष
(ख) गैस/तरल ईंधन आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन	25	वर्ष
(ग) एसी और डीसी सब–स्टेशन	25	वर्ष
(घ) गैस इंसुलेटेड सब–स्टेशन	25	वर्ष
(ड.) पंप स्टोरेज हाइड्रो जनरेटिंग स्टेशनों सहित हाइड्रो जनरेटिंग स्टेशन	40	वर्ष
(च) ट्रांसमिशन लाइन या वितरण लाइन	35	वर्ष
(छ) ऑप्टिकल ग्राउंड वायर (ओपीजीडब्ल्यू)	15	वर्ष
(ज) आईटी प्रणाली, स्काडा (SCADA) और संचार प्रणाली, ओपीजीडब्ल्यू को छोड़कर,	07	वर्ष
(झ) एकीकृत खदान खनन योजना के अनुसार;		

परंतु यह कि कोयला/लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन स्टेशनों और जल विद्युत उत्पादन स्टेशनों के मामले में परिचालन जीवन, क्रमशः 35 वर्ष और 50 वर्ष हो सकेगा;

3.88. **"व्हीलिंग"** से अभिप्रेत है वह परिचालन, जिसके तहत किसी ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी की ट्रांसमिशन प्रणाली या वितरण प्रणाली और संबद्ध सुविधाओं का उपयोग, जैसी भी स्थिति हो, अधिनियम की धारा 62 के

तहत निर्धारित प्रभार के भुगतान पर बिजली के संवहन के लिए किसी अन्य व्यक्ति द्वारा किया जाता है;

3.89. **"वर्ष"** से अभिप्रेत है 31 मार्च को समाप्त होने वाले वित्तीय वर्ष :

(क) **"चालू वर्ष"** से अभिप्रेत है वह वर्ष, जिसमें वार्षिक लेखा विवरण या टैरिफ निर्धारण हेतु आवेदन दाखिल किया जाता है;

(ख) **"आगामी वर्ष"** से अभिप्रेत है चालू वर्ष के बाद आने वाले वर्ष; और

(ग) **"पूर्व वर्ष"** से अभिप्रेत है चालू वर्ष से ठीक पहले वाले वर्ष।

3.90. शब्द और अभिव्यक्तियाँ, जो विनियमन में प्रयुक्त है और जो इसमें परिभाषित नहीं हैं, किन्तु अधिनियम में अथवा अधिनियम की धारा 176/181 के अंतर्गत केन्द्रीय/राज्य सरकार द्वारा अधिसूचित नियमों में अथवा आयोग द्वारा अधिसूचित अन्य विनियमों में परिभाषित हैं, उनके वही अर्थ होंगे, जैसा कि अधिनियम, नियमों और आयोग द्वारा अधिसूचित अन्य विनियमों में उनके लिये समनुदेषित है, परंतु यह कि जब कोई शब्द या वाक्यांश, आयोग द्वारा किसी विशिष्ट संदर्भ में प्रयोग किया जाता है, तो उस विशिष्ट संदर्भ में लागू अर्थ ही मान्य होगा और ऊपर दी गई सामान्य परिभाषा लागू नहीं हो सकेगी।

अध्याय–2
सामान्य सिद्धांत

4. एमवाईटी ढाँचा

4.1. इस विनियम को निर्दिष्ट करते समय आयोग, अधिनियम की धारा 61 और 62, राष्ट्रीय विद्युत नीति और राज्य में उत्पादन केंद्रों, पारेषण लाइसेंसधारी/एसटीयू, वितरण लाइसेंसधारी के लिए टैरिफ निर्धारण हेतु केंद्र सरकार द्वारा अधिसूचित टैरिफ नीति, राज्य भार प्रेषण केंद्र (एसएलडीसी) हेतु शुल्क और प्रभारों के निर्धारण हेतु अधिनियम की धारा 32 (3), और सीईआरसी (टैरिफ के निर्बंधन एवं शर्तें) विनियम, 2024 में निहित सिद्धांतों द्वारा दिषा–निर्देशित है।

परतु यह कि आयोग, स्वप्रेरणा से या किसी उत्पादन कंपनी या एसटीयू/पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी द्वारा उसे दिए गए आवेदन पर, लिखित रूप में कारणों को दर्ज करते हुए, बहु–वर्षीय टैरिफ ढाँचे के अंतर्गत टैरिफ निर्धारण से ऐसी छूट प्रदान करने वाले आदेश में निहित अवधि के लिए छूट दे सकेगा, और ऐसा टैरिफ, आयोग के निर्देशानुसार निर्धारित किया जाएगा।

4.2. बहु–वर्षीय टैरिफ ढांचा, उत्पादन कंपनी, एसयूटी/पारेषण लाइसेंसधारी, एसएलडीसी, वितरण व्हीलिंग व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए कुल राजस्व आवश्यकता और टैरिफ एवं प्रभारों से अपेक्षित राजस्व के निर्धारण हेतु निम्नलिखित तत्वों पर आधारित होगा :

(क) नियंत्रण अवधि प्रारंभ होने से पूर्व नियंत्रण अवधि से कम अवधि के लिए पूंजी निवेश योजना का अनुमोदन;

(ख) ट्रूइंग–अप तंत्र;

(ग) अनियंत्रित मदों के हस्तांतरण तंत्र;

(घ) नियंत्रणीय मदों के कारण लाभ या हानि के बंटवारे का तंत्र;

(ङ) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए अलग–अलग एआरआर और टैरिफ एवं प्रभारों का निर्धारण;

(च) एकीकृत कोयला खदान से कोयले के इनपुट मूल्य का निर्धारण।

5. याचिका दायर करने की प्रक्रिया :

5.1. बहु–वर्षीय टैरिफ याचिका, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट समय–सीमा के अनुसार और इन विनियमों में विनिर्दिष्ट एआरआर के निर्धारण के सिद्धांतों के अनुपालन में, समय–समय पर आयोग द्वारा निर्धारित प्रारूप में, उत्पादन कंपनी, एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, एसएलडीसी और वितरण लाइसेंसधारी द्वारा दायर की जाएगी।

5.2. उत्पादन कंपनी, एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी और एसएलडीसी, विनियम 5.7(क)(i) के अनुसार 30 नवंबर 2025 तक एमवाईटी आवेदन दायर करेंगे, जबकि वार्षिक ट्रू–अप याचिका, विनियमन 5.7(ख)(i) के अनुसार चालू वर्ष के 30 नवंबर तक दायर की जाएगी।

5.3. वितरण लाइसेंसधारी, विनियमन 5.7(क)(ii) के अनुसार 30 नवंबर 2025 तक एमवाईटी याचिका दायर करेंगे, जबकि वार्षिक ट्रू–अप याचिका, विनियमन 5.7(ख)(ii) के अनुसार चालू वर्ष के 30 नवंबर तक दायर की जाएगी।

5.4. याचिकाकर्ता को आयोग द्वारा अपने पिछले आदेशों में जारी निर्देशों के अनुपालन की स्थिति दर्शाने वाला एक विवरण, अपनी एमवाईटी याचिका और/या वार्षिक ट्रू–अप याचिका, जैसा भी लागू हो, के साथ प्रस्तुत करना होगा।

5.5. किसी भी लाइसेंसधारी द्वारा की जाने वाली सभी फाइलिंग, सीएसईआरसी (लाइसेंस) विनियम, 2004, उसके संशोधनों और लाइसेंस की शर्तों के प्रावधानों के अनुरूप होनी चाहिए। एमवाईटी फाइलिंग, ऐसे प्रारूप और ऐसी रीति से की जाएगी, जैसा कि आयोग द्वारा समय–समय पर निर्धारित किया जाये।

5.6. प्रत्येक वर्ष के लिए टैरिफ के निर्धारण या प्रत्येक वर्ष के लिए पहले से निर्धारित टैरिफ को जारी रखने के लिए प्रत्येक आवेदन के साथ, समय–समय पर यथा संशोधित सीएसईआरसी (शुल्क और प्रभार) विनियम, 2009 में विनिर्दिष्ट शुल्क संलग्न होगा। आयोग, आवेदन पर स्पष्टीकरण और अतिरिक्त जानकारी मांग सकता है और आवेदक को आयोग द्वारा निर्धारित तिथि तक या उससे पहले स्पष्टीकरण और अतिरिक्त जानकारी प्रदान करनी होगी।

5.7. इस विनियम के अंतर्गत नियंत्रण अवधि के लिए दाखिल की जाने वाली प्रक्रिया निम्नानुसार होगी :

(क) एमवाईटी याचिका में निम्नलिखित शामिल होंगे :

i. उत्पादन, पारेषण और एसएलडीसी व्यवसाय के लिए –

1. पिछले वर्ष के लिए ट्रू–अप करना ;
2. संपूर्ण नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए बहु–वर्षीय समग्र राजस्व आवश्यकता;
3. संपूर्ण नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए टैरिफ और शुल्क एवं प्रभारों के निर्धारण हेतु आवेदन;

ii. वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए –

1. पिछले वर्ष के लिए ट्रू–अप करना;

2. संपूर्ण नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए बहु–वर्षीय समग्र राजस्व आवश्यकता;

3. विद्यमान टैरिफ और प्रभारों पर बिजली की खुदरा बिक्री से राजस्व और नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए अनुमानित राजस्व अंतराल/अधिशेष;

4. नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए प्रस्तावित श्रेणीवार टैरिफ या शुल्क एवं प्रभारों के साथ खुदरा टैरिफ प्रस्ताव के लिए आवेदन।

यदि वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय की लेखा पुस्तकें अलग–अलग नहीं हैं, तो इसकी कुल राजस्व आवश्यकता को विनियम 79 में विनिर्दिष्ट आवंटन मैट्रिक्स के अनुसार वितरण तार व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के बीच विभाजित किया जाएगा।

(ख) नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के बाद और उसके बाद, वार्षिक ट्रू–अप याचिका में निम्नलिखित शामिल होंगेः

i उत्पादन, पारेषण और एसएलडीसी व्यवसाय के लिए – पिछले वर्ष (वर्षों) के लिए ट्रू–अप।

परंतु यह कि, एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, ट्रू–अप याचिका के साथ अल्पकालिक ओपन एक्सेस ग्राहकों के लिए आगामी वर्ष के लिए ट्रांसमिशन प्रभार के निर्धारण हेतु प्रस्ताव भी दाखिल करेगा;

परंतु यह और कि एसएलडीसी, ट्रू–अप याचिका के साथ आगामी वर्ष के लिए सिस्टम ऑपरेशन प्रभार (एसओसी) और मार्केट ऑपरेशन प्रभार (एमओसी) के निर्धारण हेतु प्रस्ताव भी दाखिल करेगा।

ii. वितरण तार एवं खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिये–

1. पिछले वर्ष (वर्षों) के लिए ट्रूइंग–अप याचिका;

2. आगामी वर्ष के लिए संशोधित श्रेणीवार बिक्री अनुमान;

3. आगामी वर्ष के लिए संशोधित विद्युत क्रय मात्रा/लागत (यदि कोई हो), उसके विवरण सहित;

4. विद्युत क्रय लागत में संशोधन के कारण आगामी वर्ष के लिए संशोधित समग्र राजस्व आवश्यकता;

5. आगामी वर्ष के लिए विद्यमान टैरिफ और प्रभारों से अनुमानित राजस्व;

6. आगामी वर्ष के लिए अनुमानित संचयी राजस्व अंतराल/अधिशेष;

7. आगामी वर्ष के लिए संशोधित समग्र राजस्व आवश्यकता को पूरा करने हेतु खुदरा टैरिफ प्रस्ताव के साथ–साथ आगामी वर्ष के लिए

एआरआर के पुनर्निर्धारण हेतु आवेदन, साथ ही पिछले वर्ष के ट्रू–अप के बाद संचयी राजस्व अंतराल/अधिशेष।

(ग) उत्पादन कंपनी, ट्रू–अप याचिका के साथ उत्पादन केंद्र–वार निष्पादन डेटा प्रस्तुत करेगी।

(घ) किसी भी अवधि के लिए ट्रू–अप, उन विनियमों के प्रावधानों द्वारा शासित होगा, जिनके अंतर्गत उस वर्ष के लिए टैरिफ निर्धारित किया गया था;

परंतु यह कि, यदि याचिका, विनिर्दिष्ट समय–सीमा के भीतर दायर नहीं की जाती है और/या याचिका पर कार्रवाई के लिए आयोग द्वारा मांगा गया डेटा निर्धारित समय के भीतर प्रस्तुत नहीं किया जाता है, तो परिणामी देरी के कारण वहन लागत, यदि कोई हो, उत्पादन कंपनी या ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी, जैसी भी स्थिति हो, को नहीं दी जाएगी।

परंतु यह और है कि नियंत्रण अवधि (कंट्रोल पीरियड) के दौरान किसी भी समय पिटीशन फाइल की जा सकती है, यदि ऐसे अनियंत्रणीय कारकों (अनकंट्रोल फैक्टर्स) में बदलाव होता है, जिसके परिणामस्वरूप टैरिफ में अचानक, तीव्र और निरंतर वृद्धि हो सकती है।

(ङ) आयोग, उन पिछले वर्षों के लिए भी ट्रू–अप याचिका पर विचार करेगा, जहाँ ट्रू–अप, अनंतिम खातों के आधार पर किया गया है।

5.8. कोई उत्पादन कंपनी, इकाई या प्रक्रम या समग्र रूप से उत्पादन स्टेशन के वाणिज्यिक संचालन की अनुमानित तिथि से 120 दिवस पहले या उत्सर्जन नियंत्रण प्रणालियों के लिए, जैसी भी स्थिति हो, अनंतिम टैरिफ के निर्धारण के लिए याचिका दायर कर सकेगी, जो याचिका दायर करने की तिथि तक या याचिका दायर करने से पहले की तिथि तक वास्तव में किए गए पूंजीगत व्यय पर आधारित होगी, जिसे वैधानिक लेखा परीक्षकों/चार्टर्ड अकाउंटेंट/लागत लेखाकार द्वारा विधिवत लेखापरीक्षित और/या प्रमाणित किया गया हो और यथास्थिति अनंतिम टैरिफ, ऐसी इकाई या प्रक्रम या उत्पादन स्टेशन के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से लागू होगा।

5.9. उत्पादन कंपनी, उत्सर्जन नियंत्रण प्रणालियों हेतु अनुपूरक टैरिफ के लिए अलग–अलग उत्पादन स्टेशन–वार याचिका दायर करेगी।

5.10. एकीकृत खदान के संबंध में, उत्पादन कंपनी, ऐसी खदान से कोयले के इनपुट मूल्य के निर्धारण के लिए अलग–अलग खदान–वार याचिका दायर करेगी।

5.11. इन विनियमों के अनुसार, कोई उत्पादन कंपनी, उत्पादन स्टेशन के वाणिज्यिक संचालन की तिथि तक किए गए वास्तविक पूंजीगत व्यय के आधार पर अंतिम टैरिफ/अनुपूरक टैरिफ के निर्धारण के लिए, या उत्सर्जन नियंत्रण प्रणालियों के लिए, जैसी भी स्थिति हो, एक नई याचिका दायर करेगी, जिसके लिए अनंतिम टैरिफ

अनुमोदित है, जो वैधानिक लेखा परीक्षकों द्वारा विधिवत प्रमाणित वार्षिक लेखापरीक्षित लेखों पर आधारित हो।

5.12. आयोग द्वारा निर्धारित अनंतिम टैरिफ और अंतिम टैरिफ (अभिव्यक्ति टैरिफ में अनुपूरक टैरिफ शामिल है) में कोई भी अंतर, जो उत्पादन कंपनी के लिए जिम्मेदार नहीं है, अगले वर्ष के लिए अंतिम टैरिफ के निर्धारण के समय या आयोग के निर्देशानुसार समायोजित किया जा सकता है।

6. याचिका का निपटान :

6.1. आयोग, समय–समय पर यथा संशोधित सीएसईआरसी (व्यवसाय का संचालन) विनियम, 2009 सहपठित इन विनियमों के अनुसार आवेदकों की बहु–वर्षीय टैरिफ याचिका पर कार्रवाई करेगा।

6.2. उत्पादन कंपनी, एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, वितरण लाइसेंसधारी और एसएलडीसी द्वारा दायर टैरिफ याचिका की प्रतियां, आयोग के कार्यालय में और आयोग द्वारा निर्देशित आवेदक के ऐसे कार्यालयों में प्रभार के भुगतान पर बिक्री के लिए उपलब्ध कराई जाएंगी।

6.3. टैरिफ याचिका को, सभी हितधारकों की आसान पहुंच के लिए याचिकाकर्ता की वेबसाइट और आयोग की वेबसाइट पर डाउनलोड करने योग्य प्रारूप में भी अपलोड किया जाएगा।

6.4. आयोग, आवेदक द्वारा प्रस्तावित एआरआर और अपेक्षित ईआरसी पर प्रचलित और प्रस्तावित टैरिफ के आधार पर कार्यवाही करेगा और ऐसे प्रस्तावों पर निर्णय लेने से पहले, आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले व्यक्तियों की सुनवाई करेगा।

6.5. उत्पादन कंपनी, एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, वितरण लाइसेंसधारी और एसएलडीसी, आयोग द्वारा प्रकाशन के लिए अनुमोदित प्रस्तावों का सारांश प्रकाशित करेंगे, जिसमें याचिका की उन मुख्य विशेषताओं पर प्रकाश डाला जाएगा जो विभिन्न हितधारकों के लिए रुचिकर हों, कम से कम तीन समाचार पत्रों में, जिनमें से दो हिंदी में और एक अंग्रेजी में हो, जिनका राज्य या याचिकाकर्ता के क्षेत्र में व्यापक प्रसार होः

परंतु यह कि हितधारकों द्वारा सुझाव/आपत्ति दर्ज करने के लिए न्यूनतम 21 दिन का समय दिया जाएगा।

6.6. याचिकाकर्ता को, अनुमोदित टैरिफ सहित आदेश का सारांश, कम से कम तीन दैनिक समाचार पत्रों में, जिनमें से दो हिंदी में और एक अंग्रेजी में हों, अपने आपूर्ति क्षेत्र में व्यापक प्रसार संख्या वाले में, प्रकाशित कराना होगाः

परंतु यह कि ऐसा टैरिफ, उस तिथि से प्रभावी होगा, जो आयोग द्वारा संबंधित टैरिफ आदेश में निर्धारित की जाए।

6.7. आयोग, आदेश जारी करने के सात दिनों के भीतर, आदेश की एक प्रति राज्य सरकार, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण और संबंधित उत्पादन कंपनी/लाइसेंसधारी/एसएलडीसी को भेजेगा।

7. पूंजी निवेश योजना :

7.1. उत्पादन कंपनी, एसटीयू/पारेषण लाइसेंसधारी, एसएलडीसी और वितरण लाइसेंसधारी, 30 अक्टूबर, 2025 तक आयोग के अनुमोदन के लिए पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत करेंगे।

7.2. पूंजी निवेश योजना, संपूर्ण नियंत्रण अवधि को कवर करेगी, जिसमें नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए अलग–अलग विवरण होंगे।

7.3. पूंजी निवेश योजना, नई उत्पादन परियोजनाओं या पारेषण/वितरण योजनाओं (लाइनों, सब–स्टेशनों, बेयस आदि के लिए) या क्षमता वृद्धि/संवर्द्धन हेतु प्रणाली संचालन या उपयोगी जीवन पूरा होने पर विद्यमान क्षमताओं का नवीनीकरण या कानून के अनुपालन हेतु आवश्यक कार्य या संशोधित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन हेतु किए गए व्यय या मूल कार्यक्षेत्र में शामिल कार्यों के आस्थगित निष्पादन या दक्षता सुधार या ऐसे कार्यों के संबंध में हो सकती है, जो प्रणाली के संचालन के लिए समीचीन हो सकते हैं :

(क) पूंजी निवेश योजना में, उन चालू परियोजनाओं को अलग से दर्शाया जाएगा, जो नियंत्रण अवधि में विस्तारित होंगी, और ऐसी नई परियोजनाओं को (औचित्य सहित), जो नियंत्रण अवधि में शुरू होंगी, किंतु नियंत्रण अवधि के भीतर या उसके बाद पूरी हो सकती हैं।

(ख) पूंजी निवेश योजना में, योजना का विवरण, पूंजीगत लागत का मदवार विवरण, कार्य का औचित्य, पूंजीकरण अनुसूची, पूंजी संरचना, लागत–लाभ विश्लेषण और योजनाओं के लिए सक्षम प्राधिकारी का अनुमोदन, जैसा भी लागू हो, शामिल होगा।

(ग) उपरोक्त के अतिरिक्तः

i. उत्पादन कंपनी, नई परियोजनाओं के संबंध में विद्युत बिक्री व्यवस्था प्रस्तुत करेगी।

ii. विद्युत संयंत्रों के नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण योजनाएं, जो उपयोगी जीवन पूरा कर चुके हो, उत्पादन कंपनी, आरएलए अध्ययन रिपोर्ट एवं लागत–लाभ विश्लेषण अंतर्विष्ट करते हुए एक याचिका प्रस्तुत करेगी तथा विद्युत संयंत्रों की दक्षता वृद्धि हेतु बनाई गई सभी योजनाओं के लिए, उत्पादन कंपनी, लागत–लाभ विश्लेषण सहित अपेक्षित प्रदर्शन लक्ष्यों वाली एक याचिका प्रस्तुत करेगी;

iii. पारेषण लाइसेंसधारी, वितरण लाइसेंसधारी द्वारा भविष्य के भार पूर्वानुमान के संबंध में विद्युत निकासी योजना और प्रणाली सुदृढीकरण योजना प्रस्तुत करेगा;

iv. वितरण लाइसेंसधारी, बिक्री पूर्वानुमान, भार पूर्वानुमान, विद्युत क्रय योजना और 24 X 7 गुणवत्तापूर्ण आपूर्ति सुनिश्चित करने के लिए प्रस्तावित उपाय प्रस्तुत करेगा;

v. वितरण लाइसेंसधारी, बिलिंग में पारदर्शिता लाने, वितरण हानि को कम करने और उपभोक्ता सेवाओं में सुधार लाने के लिए सभी कनेक्शनों पर मीटर लगाने की योजना प्रस्तुत करेगा।

परंतु यह कि वितरण लाइसेंसी, टीओटीईएक्स (TOTEX) मॉडल के तहत स्मार्ट मीटर लगाने का प्रस्ताव दे सकता है, और टेंडरिंग प्रोसेस का विवरण, लागत–लाभ विष्लेषण, वार्षिक व्यय का अनुमान, और उस पर विनिष्चय करने के लिए कोई भी अन्य सुसंगत जानकारी प्रस्तुत कर सकता है।

7.4. आयोग, लागत–लाभ विश्लेषण सहित विवेकपूर्ण जाँच के बाद और सभी हितधारकों को विचार/सुझाव/आपत्तियाँ प्रस्तुत करने का उचित अवसर देने और प्रस्तावित योजना पर सुनवाई करने तथा इस प्रकार प्राप्त आपत्तियों/सुझावों और आवेदक द्वारा प्रदान की गई किसी भी अतिरिक्त जानकारी पर विचार करने के बाद, पूंजी निवेश योजना को अनुमोदित करेगा।

7.5. आयोग, इन विनियमों के अनुसार टैरिफ आदेश जारी करने से पहले पूंजी निवेश योजना को अनुमोदित करेगा और टैरिफ आदेश में अनुमोदित पूंजी निवेश योजना के प्रभाव पर विचार करेगा।

7.6. किसी भी तत्काल आवश्यकताओं को पूरा करने के लिए, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी, एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, वितरण लाइसेंसधारी और एसएलडीसी, अनुमोदित पूंजी निवेश योजना में संशोधन के लिए आयोग से अनुरोध कर सकते हैं या अतिरिक्त सीआईपी दाखिल कर सकते हैं।

7.7. लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी, जैसी भी स्थिति हो, जीवन और संपत्ति के लिए खतरे को कम करने के लिए तत्काल कार्रवाई की आवश्यकता होने पर, तत्काल कार्य शुरू कर सकती है, तात्कालिकता की प्रकृति की पूर्व सूचना के अध्यधीन, प्रस्तावित कार्य और लागत अनुमान के बारे में संक्षिप्त जानकारी दे सकती है। ऐसे मामलों में, आयोग की पूर्वव्यापी अनुमोदन प्राप्त किया जा सकता है।

8. कतिपय चरों (variables) के लिए विशिष्ट प्रक्षेप पथ :

8.1. आयोग, टैरिफ आदेश में ''नियंत्रणीय'' चरों के लिए प्रक्षेप पथ निर्धारित कर सकता है।

9. टैरिफ का निर्धारण :

9.1. इस विनियमन में अंतर्विष्ट किसी भी बात के होते हुए भी, आयोग को, किसी भी उत्पादन कंपनी या एसटीयू/पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी के टैरिफ, उसके निर्बंधनों और शर्तों सहित, का निर्धारण करने का प्राधिकार, हमेशा स्वप्रेरणा से या आवेदक द्वारा दायर याचिका पर होगा।

9.2. किसी उत्पादन केंद्र के संबंध में टैरिफ, पूरे उत्पादन केंद्र या उत्पादन केंद्र के किसी चरण, इकाई या ब्लॉक के लिए निर्धारित किया जा सकता है, और पारेषण प्रणाली के लिए टैरिफ पूरे पारेषण प्रणाली या पारेषण प्रणाली के किसी भी भाग के लिए निर्धारित किया जा सकता है।

9.3. वितरण लाइसेंसधारी के लिए खुदरा आपूर्ति टैरिफ, व्हीलिंग प्रभार और विविध प्रभार पूरे वितरण प्रणाली के लिए आयोग द्वारा निर्धारित किए जाएँगे।

9.4. आयोग, निम्नलिखित के लिए टैरिफ और इनपुट मूल्य तथा शुल्क एवं प्रभार निर्धारित करेगा :

(क) इन विनियमों के अध्याय–4 के अनुसार विद्युत उत्पादन;

(ख) इन विनियमों के अध्याय–5 के अनुसार एकीकृत खदान से कोयला और लिग्नाइट;

(ग) इन विनियमों के अध्याय–6 के अनुसार विद्युत पारेषण;

(घ) इन विनियमों के अध्याय–7 के अनुसार वितरण व्हीलिंग व्यवसाय;

(ङ) इन विनियमों के अध्याय–8 के अनुसार खुदरा आपूर्ति व्यवसाय; और

(च) इन विनियमों के अध्याय–9 के अनुसार एसएलडीसी;

(छ) इन विनियमों के अध्याय–10 के अनुसार बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणालियाँ।

10. ट्रूइंग–अप :

10.1. उत्पादन कंपनी या एसटीयू/पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी, जैसी भी स्थिति हो, इन विनियमों के अनुसार नियंत्रण अवधि के दौरान विनियम 11 के अनुसार परिभाषित नियंत्रणीय और अनियंत्रणीय वस्तुओं के ट्रूइंग–अप के अध्यधीन होगा।

10.2. उत्पादन कंपनी, एसटीयू/पारेषण लाइसेंसधारी, वितरण लाइसेंसधारी और एसएलडीसी, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट समय–सीमा के भीतर नियंत्रण अवधि के दौरान प्रत्येक वर्ष ट्रू–अप के लिए आवेदन प्रस्तुत करेंगे :

परंतु यह कि, उत्पादन कंपनी या एसटीयू/पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी, जैसी भी स्थिति हो, आयोग द्वारा यथा विहित प्रारूप में डेटा और जानकारी, लेखा परीक्षक द्वारा विधिवत प्रमाणित लेखापरीक्षित खातों, लेखा–पुस्तकों के उद्धरण और ऐसे अन्य विवरण, जिनकी आयोग को अनुमोदित पूर्वानुमान से वित्तीय प्रदर्शन में किसी भी भिन्नता के कारणों और सीमा का आकलन करना अपेक्षित हो, प्रस्तुत करेगा।

10.3. यदि लेखापरीक्षित खाते उपलब्ध नहीं हैं, तो अनंतिम ट्रू–अप अ–लेखापरीक्षित/अनंतिम खाते के आधार पर की जाएगी और ऐसी ट्रू–अप, अगली ट्रू–अप फाइलिंग के साथ लेखापरीक्षित किए गए खाते के आधार पर आगे अंतिम ट्रूइंग–अप के अध्यधीन होगा।

10.4. ट्रूइंग–अप के दायरे में, उत्पादन कंपनी या एसयूटी/पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी के कार्य–निष्पादन की अनुमोदित पूर्वानुमान के साथ तुलना शामिल होगी और इसमें निम्नलिखित शामिल होंगे :

(क) आवेदक के पिछले वित्तीय वर्ष(वर्षों) के लेखापरीक्षित कार्य–निष्पादन की तुलना ऐसे पिछले वित्तीय वर्ष(वर्षों) के अनुमोदित पूर्वानुमान के साथ, विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन, जिसमें नियंत्रणीय कारकों के कारण लाभ/हानि का बंटवारा और सभी अनियंत्रणीय कारकों के प्रभाव का हस्तांतरण शामिल है;

(ख) आयोग द्वारा समय–समय पर जारी निर्देशों के अनुपालन की समीक्षा;

(ग) कोई अन्य प्रासंगिक विवरण।

10.5. उत्पादन कंपनी या एसयूटी/पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के मामले में ट्रू–अप के शुद्ध वित्तीय प्रभाव का लेखा–जोखा, आयोग द्वारा मुद्रास्फीति, प्राकृतिक आपदा आदि जैसे कारकों को ध्यान में रखते हुए विनियम 12 और विनियम 13 के प्रावधानों के अनुसार किया जाएगा और इसे वार्षिक आधार पर पारित किया जाएगा।

10.6. एसएलडीसी के मामले में, जहां ट्रूइंग–अप के बाद, वसूल की गई शुल्क और प्रभार, इन विनियमों के अंतर्गत आयोग द्वारा अनुमोदित राशि से अधिक/कम हो जाती है, वहां इस प्रकार वसूल की गई अतिरिक्त राशि या वसूल की जाने वाली कमी, जैसी भी स्थिति हो, अगले वर्ष के लिए शुल्क और प्रभार निर्धारित करते समय या आयोग द्वारा विनिष्चित किए गए अनुसार समायोजित की जाएगी।

10.7. इस नियंत्रण अवधि के प्रारंभ होने से पहले, पिछले वर्ष(वर्षों) की ट्रूइंग–अप, ऐसे लागू विनियमों/आदेशों के अनुसार शासित होगी, जिनके अंतर्गत टैरिफ आदेश पारित किया गया है।

11. नियंत्रणीय और अनियंत्रणीय कारक :

11.1. इन विनियमों के प्रयोजन के लिए, शब्द ''अनियंत्रणीय कारक'' में निम्नलिखित कारक शामिल होंगे, किंतु इन्हीं तक सीमित नहीं होंगे, जो आवेदक के नियंत्रण से बाहर थे और आवेदक द्वारा कम नहीं किए जा सके :

(क) अप्रत्याशित घटनाएँ;

(ख) कानून में परिवर्तन;

(ग) न्यायिक निर्णय;

(घ) ईंधन की कीमतें;

(ङ) बिक्री मिश्रण;

(च) बिक्री की मात्रा;

(छ) बिजली खरीद दर;

(ज) मुद्रास्फीति के कारण लागत;

(झ) मानव संसाधन (एचआर) व्यय;

(ञ) आयकर, उपकर और वैधानिक शुल्क (लेवी) सहित सभी कर; और

(ट) आयोग द्वारा स्वीकार किए गए अन्य व्यय।

11.2. इन विनियमों के प्रयोजन के लिए, शब्द ''नियंत्रणीय कारक'' में निम्नलिखित शामिल होंगे :

(क) किसी परियोजना के कार्यान्वयन में लागत वृद्धि के कारण पूंजीकरण, जो ऐसी परियोजना के दायरे में अनुमोदित परिवर्तन, वैधानिक शुल्कों (लेवी) में परिवर्तन, या उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी, जैसी भी स्थिति हो, के नियंत्रण से परे परिस्थितियों के कारण न हो;

(ख) उत्पादन निष्पादन मानदंड जैसे संयंत्र उपलब्धता कारक, स्टेशन ताप दर, सहायक उपभोग, आदि;

(ग) विनियम 98 के अनुसार गणना की गई ऊर्जा हानियाँ;

(घ) रखरखाव एवं सामान्य (एम एंड जी) व्यय;

(ङ) निष्पादन विनियमों के मानकों में विनिर्दिष्ट मानकों को पूरा करने में विफलता, सिवाय जहाँ छूट दी गई हो;

(च) तारों की उपलब्धता और आपूर्ति उपलब्धता में परिवर्तन।

12. अनियंत्रणीय कारकों के कारण लाभ या हानि के हस्तांतरण के लिये तंत्र :

उत्पादक कंपनी या एसयूटी/पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी को अनियंत्रणीय मदों के कारण होने वाले सकल शुद्ध लाभ/हानि को आगामी वर्ष के लिए समग्र राजस्व आवश्यकता के माध्यम से या इन विनियमों के तहत पारित आयोग के आदेश में विहित अनुसार लाभार्थियों/उपभोक्ताओं को हस्तांतरित किया जाएगा।

13. नियंत्रणीय कारकों के कारण लाभ या हानि को साझा करने के लिये तंत्र :

13.1. इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदंडों से जुड़ी नियंत्रणीय मदों के लिए टैरिफ आदेश में निर्धारित लक्ष्यों और विनियम 97 के अनुसार गणना की गई ऊर्जा हानियों के संदर्भ में अति–उपलब्धि के कारण सकल शुद्ध लाभ को साझा करने की व्यवस्था, लाभार्थी/उपभोक्ता(ओं) को हस्तांतरित की जाएगी और उत्पादन कंपनी, लाइसेंसधारी या एसएलडीसी द्वारा, जैसी भी स्थिति हो, 2:1 के अनुपात में रखी जाएगी :

परंतु यह कि, राज्य के वितरण लाइसेंसधारियों को अपना संपूर्ण उत्पादन आपूर्ति करने वाले उत्पादन केंद्रों के मामले में, लाभ को उत्पादन केंद्रों और वितरण लाइसेंसधारियों के बीच 1:1 के अनुपात में साझा किया जाएगा।

13.2. इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदंडों से जुड़ी नियंत्रणीय मदों के लिए टैरिफ आदेश में निर्धारित लक्ष्यों के संदर्भ में कम उपलब्धि के कारण सकल शुद्ध हानि को साझा करने की व्यवस्था और विनियम 98 के अनुसार गणना की गई ऊर्जा हानि लाभार्थी/उपभोक्ता(ओं) को दी जाएगी और उत्पादन कंपनी, लाइसेंसधारी या एसएलडीसी द्वारा, जैसी भी स्थिति हो, 1:2 के अनुपात में रखी जाएगीः

परंतु यह कि, राज्य के वितरण लाइसेंसधारियों को अपना संपूर्ण उत्पादन आपूर्ति करने वाले उत्पादन केंद्रों के मामले में, हानि को उत्पादन केंद्रों और वितरण लाइसेंसधारियों के बीच 1:1 के अनुपात में साझा किया जाएगा।

14. टैरिफ आदेश :

याचिकाकर्ता द्वारा प्रस्तुत आवेदनों के आधार पर, आयोग, याचिका को ऐसे संशोधनों और/या शर्तों के साथ स्वीकार कर सकता है, जिन्हें न्यायसंगत और समुचित समझा जाए और अधिनियम के अनुसार आदेश पारित कर सकता है।

15. टैरिफ आदेश का पालन :

15.1. इन विनियमों के अंतर्गत पारित सभी टैरिफ आदेश, अगले टैरिफ आदेश जारी होने तक लागू रहेंगे।

15.2. आयोग द्वारा अनुमोदित ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार (एफपीपीएएस) फॉर्मूले के आधार पर ईंधन लागत और बिजली खरीद के कारण समायोजन को

छोड़कर, किसी भी टैरिफ या उसके किसी भाग में सामान्यतः किसी भी वित्तीय वर्ष में एक बार से अधिक बार संशोधन नहीं किया जा सकेगा।

16. सब्सिडी तंत्र :

16.1. आयोग, राज्य सरकार द्वारा दी जाने वाली किसी भी सब्सिडी पर विचार किए बिना, प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी के लिए लागू पूर्ण–लागत टैरिफ निर्धारित करेगा।

16.2. यदि राज्य सरकार, किसी उपभोक्ता या उपभोक्ता वर्ग को सब्सिडी देने का निर्णय लेती है, तो वह लाइसेंसधारी को क्षतिपूर्ति देने के लिए अधिनियम की धारा 65 के प्रावधानों के अनुसार अग्रिम रूप से सब्सिडी जारी करेगी।

16.3. अधिनियम की धारा 65 के अंतर्गत देय सब्सिडी का लेखा–जोखा, वितरण लाइसेंसधारी द्वारा, इस संबंध में केंद्र सरकार द्वारा जारी मानक संचालन प्रक्रियाओं के अनुसार किया जाएगा।

16.4. आयोग द्वारा अपने अधिकार क्षेत्र में प्रत्येक वितरण लाइसेंसधारी के लिए एक त्रैमासिक रिपोर्ट जारी की जाएगी, जिसमें यह निष्कर्ष दिया जाएगा कि क्या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा संबंधित तिमाही में सब्सिडी की मांग उठाई गई थी, जो सब्सिडी प्राप्त श्रेणी द्वारा खपत की गई ऊर्जा और राज्य सरकार द्वारा घोषित उपभोक्ता श्रेणी–वार प्रति यूनिट सब्सिडी, अधिनियम की धारा 65 के अनुसार सब्सिडी का वास्तविक भुगतान और देय और भुगतान की गई सब्सिडी में अंतर के साथ–साथ अन्य प्रासंगिक विवरणों पर आधारित होगी।

16.5. वितरण लाइसेंसधारी को तिमाही रिपोर्ट संबंधित तिमाही की समाप्ति तिथि से तीस दिनों के भीतर प्रस्तुत करनी होगी और आयोग, रिपोर्ट की जांच करेगा और विनियमन 16.4 के अनुसार, यदि कोई सुधार हो तो, उसे प्रस्तुति के तीस दिनों के भीतर, जारी करेगा।

16.6. यदि सब्सिडी का अग्रिम भुगतान नहीं किया गया है, तो आयोग, अधिनियम की धारा 65 के प्रावधानों के अनुसार, सब्सिडी रहित टैरिफ के कार्यान्वयन के लिए आदेश जारी करेगा।

16.7. यदि सब्सिडी का लेखा–जोखा और सब्सिडी के लिए बिल तैयार करना, अधिनियम या उसके तहत जारी नियमों या विनियमों के अनुसार नहीं पाया जाता है, तो आयोग, अधिनियम के प्रावधानों के अनुसार गैर–अनुपालन के लिए वितरण लाइसेंसधारी के संबंधित अधिकारियों के विरूद्ध समुचित कार्रवाई करेगा।

अध्याय–3
वित्तीय सिद्धांत

17. ऋण–इक्विटी अनुपात

17.1. नई परियोजनाओं के लिए, वाणिज्यिक संचालन की तिथि पर 70:30 का ऋण–इक्विटी अनुपात माना जाएगाः

परंतु यह कि, यदि वास्तव में नियोजित इक्विटी, पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से अधिक है, तो 30 प्रतिशत से अधिक इक्विटी को मानक ऋण माना जाएगा :

परंतु यह और कि, जहाँ वास्तव में नियोजित इक्विटी, पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से कम है, वहाँ टैरिफ निर्धारण के लिए वास्तविक इक्विटी पर माना जाएगा।

स्पष्टीकरण – परियोजना के वित्तपोषण के लिए, शेयर पूंजी जारी करते समय और अपनी मुक्त आरक्षित निधि से सृजित आंतरिक संसाधनों का निवेश करते समय, उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा, जैसी भी स्थिति हो, जुटाया गया प्रीमियम, यदि कोई हो, इक्विटी पर प्रतिफल की गणना के प्रयोजनार्थ चुकता पूंजी के रूप में गिना जाएगा, बषर्ते कि ऐसी प्रीमियम राशि और आंतरिक संसाधनों का वास्तव में उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिए उपयोग किया जाए।

17.2. विदेशी मुद्रा में निवेश की गई इक्विटी, प्रत्येक निवेश की तिथि पर भारतीय रुपये में अभिहित की जाएगी।

17.3. परियोजना के निष्पादन के लिए प्राप्त किसी भी उपभोक्ता अंशदान/जमा कार्य/अनुदान को मानक ऋण–इक्विटी अनुपात की गणना के प्रयोजनार्थ पूंजी संरचना के भाग के रूप में नहीं माना जाएगा।

17.4. दिनांक 01.04.2026 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित उत्पादन केंद्र और लाइसेंसधारी के मामले में, दिनांक 31.3.2026 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए टैरिफ निर्धारण हेतु आयोग द्वारा अनुमत ऋण–इक्विटी अनुपात माना जाएगा।

17.5. दिनांक 01.04.2026 को या उसके बाद किए गए या किए जाने वाले अनुमानित किसी भी व्यय को, जिसे आयोग द्वारा टैरिफ निर्धारण हेतु अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के रूप में स्वीकार किया जा सकता है, जिसमें जीवन विस्तार के लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण व्यय, उत्सर्जन नियंत्रण प्रणालियों की स्थापना, एकीकृत खदानों के विकास और कमीशनिंग के लिए व्यय शामिल हैं, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट तरीके से चुकाया जाएगा।

17.6. पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी के मामले में, परियोजना की लागत और तदनुसार ऋण–इक्विटी अनुपात की गणना, व्यक्तिगत या परियोजना के स्थान पर, लाइसेंसधारी के पारेषण या वितरण प्रणाली के संपूर्ण नेटवर्क को ध्यान में रखते हुए की जा सकती है।

17.7. एसएलडीसी व्यवसाय के लिए, हस्तांतरण की तिथि को लेखा पुस्तकों में प्रदर्शित वास्तविक ऋण–इक्विटी अनुपात को एसएलडीसी की आरंभिक पूंजी लागत के लिए माना जाएगाः

परंतु यह कि जब तक एसएलडीसी, किसी सरकारी कंपनी या किसी राज्य अधिनियम द्वारा या उसके तहत स्थापित या गठित किसी प्राधिकरण या निगम द्वारा संचालित न हो, तब तक एसटीयू की लेखा पुस्तकों में ऋण–इक्विटी अनुपात पर विचार किया जाएगा।

18. पूंजीगत लागत और पूंजी संरचना :

18.1. किसी परियोजना की पूंजीगत लागत में निम्नलिखित शामिल होंगे :

(क) किया गया या किया जाने वाला अनुमानित व्यय, जिसमें निर्माण के दौरान ब्याज, निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय और वित्तपोषण प्रभार, ऋण पर निर्माण के दौरान विदेशी मुद्रा जोखिम में परिवर्तन के कारण कोई लाभ या हानि शामिल है, परियोजना के वाणिज्यिक संचालन की तिथि तक, जैसा कि आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के बाद स्वीकार किया गया हो;

(ख) निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)

i. निर्माण के दौरान ब्याज की गणना, ऋण निधि के निवेश की तिथि से ऋण के अनुरूप, और एससीओडी तक निधियों के विवेकपूर्ण चरणबद्ध वितरण को ध्यान में रखते हुए की जाएगी।

ii. एससीओडी प्राप्त करने में विलंब का कारण आईडीसी के कारण अतिरिक्त लागत के मामले में, उत्पादन कंपनी या एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी, जैसी भी स्थिति हो, को निधियों के विवेकपूर्ण चरणबद्ध उपयोग सहित ऐसे विलंब के लिए सहायक दस्तावेजों के साथ विस्तृत औचित्य प्रस्तुत करना आवष्यक होगाः

परंतु यह कि, यदि विलंब, पूरी तरह से उत्पादन कंपनी या एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी, जैसी भी स्थिति हो, के कारण हो, तो उचित विवेकपूर्ण जांच के बाद आईडीसी को पूरी तरह से अस्वीकृत किया जा सकता है :

परंतु यह और कि, यदि विलंब उत्पादन कंपनी या एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी, जैसी भी स्थिति हो, के कारण नहीं है, और विनियमन 11 में निर्दिष्ट अनियंत्रणीय कारकों के कारण है, तो उचित विवेकपूर्ण जांच के बाद आईईडीसी की अनुमति दी जा सकती हैः

परंतु यह भी कि उचित विवेक के बाद और निधियों के विवेकपूर्ण चरणबद्धकरण को ध्यान में रखते हुए, वास्तविक ऋण पर केवल आईडीसी को सीओडी से परे अनुमति दी जा सकती है, जहां तक कि विलंब को, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी के नियंत्रण से परे पाया जाता है, ।

(ग) निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय (आईईडीसी) :

i. निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय की गणना, शून्य तिथि से और एससीओडी तक के पूर्व–संचालन व्ययों को ध्यान में रखते हुए की जाएगीः

परंतु यह कि, निर्माण अवधि के दौरान एससीओडी 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 सकेगा।

ii. एससीओडी प्राप्त करने में विलंब के कारण आईईडीसी के खाते में अतिरिक्त लागतों के मामले में, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी को ऐसे विलंब के लिए सहायक दस्तावेजों के साथ विस्तृत औचित्य प्रस्तुत करना आवष्यक होगा, जिसमें विलंब की अवधि के दौरान आकस्मिक व्यय का विवरण और विलंब के अनुरूप वसूल की गई या वसूली योग्य निश्चित क्षति शामिल होगीः

परंतु यह कि, यदि विलंब पूरी तरह से, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी के कारण हो, तो उचित विवेकपूर्ण जांच के बाद आईईडीसी को पूरी तरह से अस्वीकृत किया जा सकता हैः

परंतु यह और कि, यदि विलंब, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी के कारण नहीं है, और विनियमन 11 में निर्दिष्ट अनियंत्रणीय कारकों के कारण है, तो उचित विवेकपूर्ण जांच के बाद आईईडीसी की अनुमति दी जा सकती हैः

परंतु यह भी कि, जहां विलंब, उत्पादन कंपनी या एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी द्वारा नियोजित किसी एजेंसी या ठेकेदार या आपूर्तिकर्ता के कारण हो, तो ऐसी एजेंसी या ठेकेदार या आपूर्तिकर्ता से वसूल की गई निष्चित क्षतिपूर्ति को पूंजीगत लागत की गणना के लिए ध्यान में रखा जाएगा।

परंतु यह भी कि यदि बाद में लिक्विडेटेड डैमेज को वापस कर दिया जाता है, तो उससे जुड़ी रकम को पूंजीगत लागत में शामिल करने पर विचार किया जाएगा।

(घ) एसएलडीसी व्यवसाय के मामले में, नियंत्रण अवधि के लिए अनुमोदित पूंजीगत व्यय योजना के साथ हस्तांतरण की तिथि को एसएलडीसी/एसटीयू की लेखा पुस्तकों में दिखाई देने वाली पूंजीगत लागत, प्रभारों के निर्धारण का आधार होगी।

(ङ) विनियम 18.6 में विनिर्दिष्ट अधिकतम दरों के अधीन पूंजीकृत प्रारंभिक पुर्जे; और

(च) विनियम 19 के तहत निर्धारित अतिरिक्त पूंजीगत व्ययः

परंतु यह कि, परियोजना का हिस्सा बनने वाली संपत्तियां, किन्तु उपयोग में नहीं लाई गई हैं या उपयोग में नहीं हैं, पूंजीगत लागत से बाहर रखी जाएंगी।

परंतु यह और कि यदि कोई परिसंपत्ति, कानूनी चुनौतियों से ग्रस्त है या उसे किसी वैधानिक निकाय या सरकारी एजेंसियों से मंजूरी नहीं मिली है या वह अपरिहार्य परिस्थिति के अंतर्गत आती है, तो आयोग, प्रकरण–दर–प्रकरण आधार पर यह निर्णय ले सकता है कि ऐसी परिसंपत्ति को ''उपयोग में नहीं लाई गई है या उपयोग में नहीं है'' की स्थिति में वर्गीकृत किया जाए या नहीं।

18.2. यदि उचित विवेकपूर्णता के बाद भी एससीओडी से परे समय वृद्धि स्वीकार्य नहीं हो, तो उत्पादन कंपनी या एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी के आपूर्तिकर्ता या ठेकेदार के साथ अनुबंधों में मूल्य परिवर्तन प्रावधानों पर ध्यान दिए बिना, समय वृद्धि की अवधि के अनुरूप लागत परिवर्तन के कारण पूंजीगत लागत में वृद्धि को, पूंजीकरण से बाहर रखा जा सकता है।

18.3. निम्नलिखित मामलों में टैरिफ निर्धारण के प्रयोजनार्थ, संबंधित परिसंपत्ति/परिसंपत्तियों की पूंजीगत लागत पर, परिसंपत्ति के अप्रयुक्त रहने की अवधि के लिए गणना की गई संचित मूल्यह्रास राशि घटाने के बाद विचार किया जाएगा :

(क) परिसंपत्ति/परिसंपत्तियां, परिसंपत्ति के सीओडी के संबंध में समय बीत जाने के बाद विनियमित व्यवसाय के परिसंपत्ति आधार का हिस्सा बन गई हैं ;

(ख) यदि परिसंपत्ति को सीओडी के बाद विनियमित व्यवसाय के लिए उपयोग में नहीं लाया गया है।

18.4. उत्सर्जन नियंत्रण प्रणालियों के साथ–साथ एकीकृत खानों के लिए पूंजीगत लागत, इन विनियमों में विशेष रूप से प्रदान किए गए विचलनों को छोड़कर, सामान्यतः उन्हीं सिद्धांतों का पालन करेगी, जो विनियमन 18.1 में निर्धारित किए गए हैं।

18.5. विवेकपूर्ण जाँच के बाद आयोग द्वारा स्वीकृत पूँजीगत लागत, टैरिफ निर्धारण का आधार बनेगी :

परंतु यह कि विवेकपूर्ण जाँच में परियोजना की पूँजीगत लागत, वित्तपोषण योजना, आईडीसी और आईईडीसी, कुशल प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत वृद्धि और समय वृद्धि, और ऐसे अन्य मामलों की जाँच शामिल हो सकती है, जिन्हें आयोग टैरिफ निर्धारण के लिए उपयुक्त समझे:

परंतु यह और कि, जहाँ वास्तविक पूँजीगत लागत, स्वीकृत पूँजीगत लागत से कम है, वहाँ टैरिफ निर्धारण के लिए वास्तविक पूँजीगत लागत पर विचार किया जाएगा:

परंतु यह भी कि, स्वीकृत पूँजीगत लागत से अधिक पूँजीगत लागत में किसी भी वृद्धि पर, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच या आयोग द्वारा स्वतंत्र रूप से जाँच के अधीन विचार कर सकता है:

परंतु यह भी कि, यदि किसी जल विद्युत उत्पादन केंद्र का स्थल किसी राज्य सरकार द्वारा बोली की पारदर्शी प्रक्रिया का पालन करके किसी विकासकर्ता को प्रदान किया जाता है, तो परियोजना स्थल आवंटित कराने के लिए परियोजना विकासकर्ता द्वारा किया गया या किए जाने के लिए प्रतिबद्ध कोई भी व्यय, पूँजीगत लागत में शामिल नहीं किया जाएगा:

परंतु यह भी कि, ऐसी जल विद्युत उत्पादन परियोजना के मामले में पूँजीगत लागत में निम्नलिखित शामिल होंगे :

(क) अनुमोदित पुनर्वास और पुनर्व्यवस्थापन (आर एंड आर) पैकेज के अनुरूप परियोजना की अनुमोदित पुनर्वास और पुनर्व्यवस्थापन (आर एंड आर) योजना की लागत ; और

(ख) प्रभावित क्षेत्र में राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित किसी भी योजना के लिए डेवलपर के योगदान की लागत;

परंतु यह भी कि, जहाँ उत्पादन कंपनी और लाभार्थियों के बीच किया गया दीर्घकालिक विद्युत क्रय समझौता या पारेषण लाइसेंसधारी और लाभार्थी के बीच किया गया पारेषण सेवा समझौता, जैसी भी स्थिति हो, वास्तविक व्यय की अधिकतम सीमा का प्रावधान करता है, ऐसी अधिकतम सीमा और आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजीगत व्यय में से, जो भी कम हो, उसे टैरिफ निर्धारण के लिए ध्यान में रखा जाएगा।

18.6. पूंजीगत लागत में संयंत्र और मशीनरी लागत के प्रतिशत के रूप में पूंजीकृत प्रारंभिक पुर्जे भी शामिल हो सकते हैं, जो निम्नलिखित अधिकतम मानदंडों के अध्यधीन हैं :

i. जनरेटिंग स्टेशन (उत्पादन केंद्र)

i. कोयला–आधारित/लिग्नाइट–आधारित तापीय उत्पादन केंद्र – 4.00 प्रतिशत

परंतु यह कि, जब भी उत्सर्जन नियंत्रण प्रणालियाँ स्थापित की जाती हैं, या कोई एकीकृत खान चालू की जाती है, तो ऊपर दी गई समान दर पर अतिरिक्त प्रारंभिक पुर्जे अलग से स्वीकार्य होंगे।

ii. जल विद्युत उत्पादन केंद्र – 4.00 प्रतिशत

ii. पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली

i. पारेषण या वितरण लाइन – 1.00 प्रतिशत

ii. पारेषण या वितरण सब–स्टेशन

ग्रीनफिल्ड – 4.00 प्रतिशत

ब्राउनफिल्ड – 6.00 प्रतिशत

iii. श्रृंखला/समानांतर क्षतिपूर्ति उपकरण और एचवीडीसी स्टेशन –4.00 प्रतिशत

iv. गैस इंसुलेटेड सब–स्टेशन

ग्रीनफिल्ड – 5.00 प्रतिशत

ब्राउनफिल्ड – 7.00 प्रतिशत

v. संचार प्रणाली – 3.50 प्रतिशत

iv. स्टेटिक सिंक्रोनस कम्पनसेटर – 6.00 प्रतिशत।

18.7. पुरानी स्थिर संपत्तियों के प्रतिस्थापन, नवीनीकरण और आधुनिकीकरण या जीवन विस्तार पर कोई भी व्यय, जैसा कि उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी और वितरण लाइसेंसधारी पर लागू होता है, ऐसी प्रतिस्थापित संपत्तियों के जीएफए को मूल पूंजीगत लागत से और संपत्ति पर संचित मूल्यह्रास को कुल संचित मूल्यह्रास से घटाने के बाद विचार किया जाएगाः

परंतु यह कि, प्रतिस्थापन की आवश्यकता वाली किसी भी संपत्ति को हुए नुकसान के लिए प्राप्त बीमा राशि, यदि कोई हो, को पहले बकाया वास्तविक या मानक ऋण में समायोजित किया जाएगा; और शेष राशि, यदि कोई हो, का उपयोग ऐसी प्रतिस्थापित संपत्ति की पूंजीगत लागत को कम करने के लिए किया जाएगा, और किसी भी अतिरिक्त शेष राशि को गैर–टैरिफ आय माना जाएगा।

18.8. किसी उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी की परिसंपत्तियों के डी–पूंजीकरण के मामले में, जैसी भी स्थिति हो, डी–पूंजीकरण की तिथि पर ऐसी परिसंपत्ति की मूल लागत

सकल स्थिर परिसंपत्ति के मूल्य से घटा दी जाएगी और संबंधित ऋण और इक्विटी को उस वर्ष के बकाया ऋण और इक्विटी से क्रमशः घटा दिया जाएगा, जिसमें ऐसा डी–पूंजीकरण होता है, जिसमें उस वर्ष को ध्यान में रखा जाएगा, जिसमें इसे पूंजीकृत किया गया थाः

परंतु यह कि, ऐसे मामलों में जहां किसी योजना का हिस्सा बनने वाली परिसंपत्ति का डी–पूंजीकरण किया जाता है और जहां ऐसी परिसंपत्ति का ऐतिहासिक मूल्य उपलब्ध नहीं है, डी–पूंजीकरण के मूल्य की गणना, नई परिसंपत्ति के मूल्य में प्रति वर्ष 5 प्रतिशत की दर से पुरानी परिसंपत्ति के पूंजीकरण के वर्ष तक की जाएगी, जो परिसंपत्ति की प्रतिस्थापन लागत के न्यूनतम 10 प्रतिशत के अध्यधीन होगी।

18.9. वर्ष के दौरान औसत पूंजीगत लागत की गणना, उस वर्ष के लिए आरंभिक और समापन सकल स्थिर परिसंपत्तियों के औसत के रूप में की जाएगीः

परंतु यह कि, नए उत्पादन स्टेशन या इकाई के लिए, वाणिज्यिक संचालन के तहत घोषित परिसंपत्ति के लिए वर्ष के दौरान पूंजीगत लागत आनुपातिक आधार पर प्रभारित जाएगी और बाद के वर्षों के लिए, पूंजीगत लागत की गणना, औसत परिसंपत्ति आधार पर की जाएगी।

18.10. परिसंपत्तियों के पुनर्मूल्यांकन के प्रभाव की अनुमति दी जाएगी, बशर्ते कि इससे उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी के टैरिफ में वृद्धि न हो :

पंरतु यह कि, ऐसे पुनर्मूल्यांकन से प्राप्त कोई भी लाभ, टैरिफ निर्धारण या ट्रू–अप के समय, जैसी भी स्थिति हो, उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी के लाभार्थियों को दिया जाएगा।

परंतु यह और कि, यदि कोई संपत्ति, दिवाला और दिवालियापन संहिता (आईबीसी) के तहत अधिग्रहित की जाती है, तो टैरिफ के निर्धारण के लिए ऐसी संपत्ति की पूंजी लागत वह लागत होगी, जिस पर संपत्ति आईबीसी मार्ग के तहत अधिग्रहित की गई है।

19. अतिरिक्त पूंजीकरण

19.1. वाणिज्यिक संचालन की तिथि के बाद और कट–ऑफ तिथि तक, मूल कार्य क्षेत्र के भीतर निम्नलिखित मदों पर किए गए या किए जाने का अनुमान लगाया गया पूंजीगत व्यय, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन स्वीकार किया जा सकता हैः

i. वास्तविक भुगतानों द्वारा ऐसे दायित्वों के निर्वहन की सीमा तक अप्राप्त दायित्व;

ii. निष्पादन के लिए स्थगित कार्य;

iii. विनियमन 18.6 के प्रावधानों के अधीन, मूल कार्य क्षेत्र के भीतर प्रारंभिक पूंजीगत पुर्जों की खरीद;

iv. मध्यस्थता के निर्णय को पूरा करने या किसी न्यायालय या किसी वैधानिक प्राधिकरण के आदेश या डिक्री के अनुपालन हेतु देयताएँ;

v. कानून में परिवर्तन या किसी कानून का अनुपालन; और

vi. अप्रत्याशित घटना।

19.2. कट–ऑफ तिथि के बाद निम्नलिखित मदों पर किए गए पूंजीगत व्यय को आयोग, विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन, अपने विवेकानुसार, स्वीकार कर सकता है :

i. मध्यस्थता के निर्णय को पूरा करने या किसी न्यायालय या किसी वैधानिक प्राधिकरण के आदेश या डिक्री के अनुपालन हेतु देयताएँ;

ii. आयोग द्वारा स्वीकार किए गए कार्यों के लिए देयताएँ, वास्तविक भुगतानों द्वारा ऐसी देयताओं के निर्वहन की सीमा तक; और

iii. कानून में परिवर्तन या किसी कानून का अनुपालन;

iv. अप्रत्याशित घटना;

v. राख तालाब या राख प्रबंधन प्रणाली या राख बांध को ऊपर उठाने से संबंधित आस्थगित कार्य;

vi. जल संरक्षण कार्यों के लिए पूंजी निवेश, जिसमें ताप विद्युत उत्पादन केंद्र में सीवेज उपचार संयंत्र से पानी का उपयोग शामिल है;

vii. केंद्रीय आयोग द्वारा दी गई मंजूरी के अनुरूप संयंत्र की उच्च सुरक्षा और संरक्षा की आवश्यकता;

viii. जल विद्युत उत्पादन स्टेशनों के मामले में, प्राकृतिक आपदाओं (किन्तु उत्पादन कंपनी की लापरवाही के कारण बिजली घर में बाढ़ आने के कारण नहीं) से हुई क्षति के कारण अपेक्षित कोई भी निवेश, जिसमें किसी बीमा योजना से प्राप्त आय को समायोजित करने के बाद भूवैज्ञानिक कारण भी शामिल हैं, और 1 करोड़ रुपये से अधिक का निवेश, जिसे आयोग द्वारा उत्पादन स्टेशन संचालित करने के लिए अपरिहार्य माना जाता है; और

ix. पारेषण/वितरण प्रणाली के मामले में रिले, नियंत्रण और उपकरण, कंप्यूटर प्रणाली, पावर लाइन कैरियर संचार, डीसी बैटरी, दोष स्तर में वृद्धि के कारण स्विचयार्ड उपकरणों का प्रतिस्थापन, आपातकालीन बहाली प्रणाली, इंसुलेटर सफाई अवसंरचना, बीमा द्वारा कवर न किए गए क्षतिग्रस्त उपकरणों का

प्रतिस्थापन जैसी मदों पर कोई अतिरिक्त निवेश और 1 करोड़ रुपये से अधिक का कोई अन्य निवेश, जो पारेषण/वितरण प्रणाली के सफल और कुशल संचालन के लिए आवश्यक हो गया है;

x. 30 लाख रुपये से अधिक की पूंजीगत प्रकृति की वस्तुएं या पुर्जे का कोई निवेष, जिन्हें आयोग द्वारा *विद्युत उत्पादन* केंद्र संचालित करने के लिए अपरिहार्य माना जाता है :

परंतु यह कि, शुल्क निर्धारण के समय, एक (1) लाख रुपये प्रति मेगावाट प्रति वर्ष की दर से पूंजीकरण का अनंतिम विचार किया जाएगा तथा उत्पादन कंपनी, ट्र–अप के समय ऐसे पूंजीकरण का विवरण प्रस्तुत करेगा और आयोग, विवेकपूर्ण जाँच के बाद इसकी अनुमति दे सकता है :

परंतु यह और भी कि, कट–ऑफ तिथि के बाद लाई गई छोटी वस्तुओं या परिसंपत्तियों जैसे औजार और उपकरण, फर्नीचर, एयर कंडीशनर, वोल्टेज स्टेबलाइजर, रेफ्रिजरेटर, कूलर, पंखे, हीट कन्वेक्टर, कंप्यूटर, गद्दे, कालीन आदि को प्राप्त करने पर किए गए किसी भी व्यय को टैरिफ और/या शुल्क और प्रभारों के निर्धारण हेतु अतिरिक्त पूंजीकरण नहीं माना जाएगा।

xi. कोयले की उपलब्धता सुनिष्चित करने के लिए कोयला ट्रांसपोर्ट सिस्टम पर आवष्यक निवेष;

xii. कोई भी पूजीगत निवेष, जिससे जेनरेशन की लागत में पूरी तरह कमी आ सकती है।

19.3. कट–ऑफ तिथि के बाद मौजूदा परियोजना के मूल दायरे में नियोजित परिसंपत्तियों के प्रतिस्थापन के मामले में, सकल स्थिर परिसंपत्तियों, इक्विटी, ऋण और संचयी मूल्यह्रास में आवश्यक समायोजन करने के बाद, आयोग द्वारा अतिरिक्त पूंजीकरण को स्वीकार किया जा सकता है, जो निम्नलिखित आधारों पर विवेकपूर्ण जांच के अध्यधीन है :

क. परिसंपत्तियों का उपयोगी जीवन, परियोजना के उपयोगी जीवन के अनुरूप नहीं है और ऐसी परिसंपत्तियों का इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार पूर्ण रूप से मूल्यह्रास किया गया है;

ख. परिसंपत्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन कानून में परिवर्तन या कानून के अनुपालन या अप्रत्याशित घटना की स्थिति के कारण आवश्यक है;

ग. ऐसी परिसंपत्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन प्रौद्योगिकी के अप्रचलित होने के कारण आवश्यक है; और

घ. ऐसी परिसंपत्ति या उपकरण के प्रतिस्थापन को आयोग द्वारा अन्यथा अनुमति दी गई है:

परंतु यह कि मूल दायरे में आने वाली परिसंपत्तियों के प्रतिस्थापन और प्रौद्योगिकी के अप्रचलित होने के कारण ₹20 लाख से कम के अतिरिक्त पूंजीकरण का कोई भी दावे को पूंजीगत लागत का हिस्सा नहीं माना जाएगा और इसे मानक संचालन एवं रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय के माध्यम से पूरा किया जाएगा।

19.4. उत्पादन कंपनी, लाइसेंसधारी या एसएलडीसी द्वारा निर्मित परिसंपत्तियों से जुड़ी लागतों का हस्तांतरण निम्नलिखित शर्तों के अध्यधीन होगाः

क. परिसंपत्ति का निर्माण आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजी निवेश योजना के अनुसार किया गया हो, सिवाय विनियम के अनुसार स्वीकृत अपवाद के;

ख. परिसंपत्ति का अधिग्रहण प्रतिस्पर्धी और पारदर्शी तरीके से किया गया हो, सिवाय उन मामलों के, जहाँ मूल उपकरण विनिर्माता (ओरिजिनल इक्विपमेंट मैन्युफैक्चरर) से स्वामित्व खरीद (प्रोप्राइटरी प्रोक्योरमेंट) अपरिहार्य है;

ग. परिसंपत्ति को जियो–टैग किया गया हो और उसे स्थायी परिसंपत्ति रजिस्टर में उचित रूप से दर्ज किया गया हो।

20. विशिष्ट परिस्थितियों में सैद्धांतिक अनुमोदनः उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी, किसी अतिरिक्त पूंजीकरण की योजना बना रही है, जो अन्यथा इन विनियमों के तहत अतिरिक्त पूंजीकरण के रूप में विचार के लिए योग्यता मानदंडों को पूरा करता है, तथापि, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी के नियंत्रण से परे अनियंत्रणीय कारणों से लागत और समय का अनुमान पहले से संभव नहीं हो सकता है, अंतर्निहित मान्यताओं और ऐसे व्यय के औचित्य के साथ, यथास्थिति, लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों को पूर्व सूचना के बाद इस तरह के व्यय के लिए सैद्धांतिक अनुमोदन के लिए याचिका दायर कर सकते हैं।

21. नवीकरण और आधुनिकीकरण

21.1. उत्पादन कंपनी, जो उत्पादन स्टेशन या उसकी किसी इकाई के उपयोगी जीवन से आगे जीवन विस्तार के उद्देश्य से उत्पादन स्टेशन या इकाई का नवीकरण और आधुनिकीकरण करने का आषय रखती है, उसे प्रस्ताव के अनुमोदन के लिए आयोग के समक्ष एक विस्तृत परियोजना रिपोर्ट के साथ आवेदन करना होगा, जिसमें संपूर्ण दायरा, औचित्य, लागत–लाभ विश्लेषण, संदर्भ तिथि से अनुमानित जीवन विस्तार, वित्तीय पैकेज, व्यय का चरणबद्ध होना, पूर्णता की सूची, संदर्भ मूल्य स्तर, विदेशी मुद्रा घटक सहित अनुमानित समापन लागत, यदि कोई हो, विशिष्ट बोर्ड अनुमोदन, और उत्पादन कंपनी या ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्रासंगिक समझी जाने वाली कोई अन्य जानकारी शामिल होगीः

परंतु यह कि नवीकरण और आधुनिकीकरण के लिए आवेदन करने वाली उत्पादन कंपनी, उस विशेष उत्पादन स्टेशन या इकाई के लिए विनियम 22 के अंतर्गत विशेष भत्ते के लिए पात्र नहीं होगीः

परंतु यह और कि, नवीकरण और आधुनिकीकरण करने का आषय रखने वाली उत्पादन कंपनी, ऐसे नवीकरण और आधुनिकीकरण के लिए लाभार्थीयों की सहमति लेगी और याचिका के साथ लाभार्थीयों का जवाब प्रस्तुत करेगी।

21.2. जहाँ उत्पादन कंपनी, नवीकरण और आधुनिकीकरण के अपने प्रस्ताव के अनुमोदन के लिए आवेदन करती है, वहाँ लागत अनुमानों की युक्तियुक्तता, वित्तपोषण योजना, पूर्णता की सूची, निर्माण के दौरान ब्याज, कुशल प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत–लाभ विश्लेषण, जीवन विस्तार की अपेक्षित अवधि, लाभार्थियों की प्रतिक्रिया और ऐसे अन्य कारकों पर, जिन्हें आयोग द्वारा प्रासंगिक माना जाए, उचित विचार के बाद अनुमोदित किया जाएगा।

21.3. नवीकरण और आधुनिकीकरण पर किए गए या किए जाने वाले किसी भी व्यय को विनियम 18.7 के प्रावधानों के अनुरूप माना जाएगा।

22. कोयला–आधारित ताप विद्युत उत्पादन केंद्रों के लिए विशेष भत्ता

यदि उत्पादन केंद्र, अपनी किसी कोयला–आधारित ताप विद्युत उत्पादन इकाई (इकाईयों) को संचालित करने का निर्णय लेता है, जिसने नवीकरण और आधुनिकीकरण में निवेश किए बिना उपयोगी जीवन पूरा कर लिया है, और इन विनियमों में निर्दिष्ट मानदंडों के अनुसार परिचालन प्रदर्शन मानक को पूरा करता है, तो ऐसा उत्पादन केंद्र, कानून में परिवर्तन, मध्यस्थता के निर्णय या किसी वैधानिक प्राधिकरण के निर्देशों या आदेश, या किसी न्यायालय के आदेश या डिक्री, और अप्रत्याशित घटना के अनुपालन से उत्पन्न पूंजीगत व्यय को छोड़कर, विनियम 20 और 22 में शामिल किसी भी अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के लिए व्यय की आवश्यकता को पूरा करने हेतु मुआवजे के रूप में रू.10.75 लाख/मेगावाट/वर्ष, की दर से वार्षिक विशेष भत्ते के लिए पात्र होगा, जो कि उत्पादन केंद्र या उसकी किसी इकाई के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से 25 वर्ष पूरे होने के बाद होगा।

परंतु यह कि, पूंजीगत लागत में कोई ऊपरी संशोधन की अनुमति नहीं दी जाएगी और लागू परिचालन मानदंडों को षिथिल नहीं की जाएगी, किन्तु विशेष भत्ता वार्षिक स्थिर लागत में शामिल किया जाएगा;

परंतु यह भी कि, पूंजीगत कार्यों की स्थिति के आधार पर, विशेष भत्ते को एक वर्ष से दूसरे वर्ष तक आगे बढ़ाया जा सकता हैः

परंतु यह भी कि ऐसे उत्पादन केंद्र या उसकी इकाई के लिए विशेष भत्ता उपलब्ध नहीं होगा, जिसका नवीकरण और आधुनिकीकरण किया जा चुका है और आयोग द्वारा इन विनियमों के लागू होने से पहले व्यय स्वीकार कर लिया गया है, या ऐसे उत्पादन केंद्र या इकाई के लिए जो जीर्ण–शीर्ण अवस्था में है या शिथिल परिचालन और निष्पादन मानदंडों के अंतर्गत प्रचालन कर रहा है।

23. उपभोक्ता अंशदान, जमा कार्य और अनुदान

23.1. उत्पादन कंपनी, एसयूटी/पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किए जाने वाले निम्नलिखित प्रकार के कार्य इस श्रेणी में वर्गीकृत किए जाएँगे :

(क) उपभोक्ताओं द्वारा पूर्णतः या आंशिक रूप से वित्तपोषित सभी प्रकार के कार्य;

(ख) राज्य और/या केंद्र सरकारों आदि से प्राप्त अनुदानों का उपयोग करके कार्यान्वित सभी पूंजीगत कार्य, आदि ;

(ग) समान प्रकृति के किसी अन्य अनुदान द्वारा वित्तपोषित कार्य और ऐसी राशि, जिसे वापस करने की कोई बाध्यता नहीं है और ऐसी अनुदान राशि पर कोई ब्याज लागत नहीं जुड़ी हैः

परंतु यह कि, आंशिक वित्त पोषण के मामले में, उपचार, उपभोक्ता (उपभोक्ताओं) द्वारा जमा की गई धनराशि तक सीमित होगा।

23.2. ऐसे पूंजीगत व्यय पर व्यय के उपचार के सिद्धांत निम्नानुसार होंगेः

(क) इन विनियमों में विनिर्दिष्ट संचालन एवं रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय की अनुमति होगी;

(ख) मूल्यह्रास, इक्विटी पर प्रतिफल और मानक ऋण पर ब्याज की अनुमति नहीं होगी।

24. इक्विटी पर प्रतिफल (रिटर्न ऑन इक्विटी)

24.1. इक्विटी पर प्रतिफल की गणना उत्पादक कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी, वितरण तार व्यवसाय और एसएलडीसी के लिए *विनियम 17* के अनुसार 15.5 प्रतिशत की दर से निर्धारित इक्विटी आधार पर रुपये में की जाएगी।

24.2. इक्विटी पर प्रतिफल की गणना खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए *विनियम 17* के अनुसार 16.0 प्रतिशत की दर से निर्धारित इक्विटी आधार पर रुपये में की जाएगी।

24.3. उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली, कानून में परिवर्तन और अप्रत्याशित घटना के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण सहित मूल दायरे से परे अतिरिक्त पूंजीकरण के संबंध में इक्विटी पर प्रतिफल की गणना, भारतीय स्टेट बैंक की एक वर्षीय सीमांत उधार लागत दर (एमसीएलआर) की आधार दऱ के साथ वर्ष की 1 अप्रैल को 350 आधार अंकों के योग पर की जाएगी, जिसकी अधिकतम सीमा 14 प्रतिशत होगी।

24.4. यदि उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या एसएलडीसी, किसी विशेष वर्ष के लिए ऊपर निर्दिष्ट मानक दर से कम दर पर इक्विटी पर प्रतिफल का दावा करती है, तो इक्विटी पर कम प्रतिफल का ऐसा दावा बिना शर्त होगाः

परंतु यह कि, इक्विटी पर कम प्रतिफल का ऐसा दावा, इस शर्त के अधीन स्वीकार किया जाएगा कि इक्विटी पर प्रतिफल में कमी उस वर्ष के लिए स्थायी रूप से छोड़ दी जाएगी और ट्रू–अप के समय इसकी प्रतिपूर्ति की अनुमति नहीं दी जाएगी।

25. ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्त प्रभार

25.1. विनियम 17 में दर्शाए गए तरीके से प्राप्त ऋण को ऋण पर ब्याज की गणना के लिए सकल मानक ऋण माना जाएगा।

25.2. दिनांक 01.04.2026 को बकाया मानक ऋण की गणना, आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2026 तक स्वीकृत संचयी पुनर्भुगतान को सकल मानक ऋण से घटाकर की जाएगी।

25.3. टैरिफ अवधि के वर्ष के लिए ऋण के पुनर्भुगतान उस वर्ष के लिए अनुमत मूल्यह्रास के बराबर मानी जाएगी।

25.4. यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी द्वारा ली गई किसी भी अधिस्थगन अवधि के बावजूद, ऋण का पुनर्भुगतान, परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष से मानी जाएगी और अनुमत वार्षिक मूल्यह्रास के बराबर होगी।

25.5. ब्याज दर, परियोजना पर लागू प्रत्येक वर्ष की शुरुआत में वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना की गई भारित औसत ब्याज दर होगी:

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

परंतु यह और कि, यदि उत्पादन केंद्र या लाइसेंसधारी, जैसी भी स्थिति हो, के पास वास्तविक ऋण नहीं है, तो समग्र रूप से उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी की भारित औसत ब्याज दर पर विचार किया जाएगा:

परंतु यह भी कि, यदि उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी के पास समग्र रूप से वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो नहीं है, तो ब्याज दर मानक आधार पर मानी जाएगी और यह संबंधित वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को लागू भारतीय स्टेट बैंक की सीमांत निधि लागत आधारित उधार दर (एमसीएलआर – एक वर्ष की अवधि) के बराबर होगी:

परंतु यह भी कि, यदि कोई नया उत्पादन केंद्र या लाइसेंसधारी, इस विनियम के प्रभावी होने की तिथि के बाद अपना संचालन शुरू करता है, और जिसके पास वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो नहीं है, तो ब्याज दर, मानक आधार पर विचार किया जाएगा और यह संबंधित वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को लागू भारतीय स्टेट बैंक की सीमांत निधि लागत आधारित उधार दर (एमसीएलआर – एक वर्ष की अवधि) के बराबर होगी

परंतु यह भी कि, ट्रू–अप के समय, ब्याज दर विचाराधीन वर्ष के लिए ब्याज की भारित औसत दर होगी।

25.6. ऋण पर ब्याज की गणना, वर्ष के आरंभिक और अंतिम मानक ऋण के औसत के आधार पर की जाएगी।

25.7. विनियम 26.6 के अनुसार ब्याज राशि में उपभोक्ता अंशदान, अनुदान अथवा उत्पादन कंपनी, पारेषण लाइसेंसधारी, एसएलडीसी या वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किए गए जमा कार्यों द्वारा वित्तपोषित पूंजीगत लागत की सीमा तक, मानक या अन्यथा, ऋण राशि पर ब्याज शामिल नहीं होगा।

25.8. उत्पादन कंपनी या एसएलडीसी या लाइसेंसधारी, जैसी भी स्थिति हो, ऋण को पुनर्वित्त करने का हर संभव प्रयास करेगा, जब तक कि इससे ब्याज पर शुद्ध बचत हो और उस स्थिति में, ऐसे पुनर्वित्त से जुड़ी लागत, लाभार्थियों द्वारा वहन की जाएगी और शुद्ध बचत लाभार्थियों और उत्पादन कंपनी या एसटीयू या ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसी भी स्थिति हो, के बीच 2:1 के अनुपात में साझा की जाएगी:

परंतु यह कि, एसएलडीसी के मामले में, यह प्रावधान केवल उन अंतर–राज्यीय संस्थाओं पर लागू होगा, जो दीर्घकालिक आधार पर एसएलडीसी की सेवाएं ले रहे हैं:

परंतु यह और कि, पुनर्वित्त नहीं किया जाएगा यदि इसके परिणामस्वरूप ब्याज लागत में शुद्ध वृद्धि होती है या अतिरिक्त लागत की ओर ले जाने वाली किसी भी प्रतिकूल निर्बंधन और शर्तों के अधीन है:

परंतु यह भी कि, ब्याज में शुद्ध बचत की गणना सभी निर्बंधनों और शर्तों को ध्यान में रखते हुए, और ऋणों के पुनर्वित्तपोषण के पहले या बाद में, भारतीय रिजर्व बैंक द्वारा मान्यता प्राप्त बैंकों और वित्तीय संस्थानों से लिए गए ऋणों के वास्तविक पोर्टफोलियो की भारित औसत ब्याज दर के आधार पर की जाएगी।

25.9. ऋणों के निर्बंधनों और शर्तों में परिवर्तन, ऐसे पुनर्वित्तपोषण की तिथि से परिलक्षित होंगे।

25.10. लाइसेंसधारी के मामले में, उपभोक्ताओं को सुरक्षा जमा पर दिया गया ब्याज समग्र राजस्व आवश्यकता के भाग के रूप में अनुमत नहीं होगा, और लाइसेंसधारी उपभोक्ता सुरक्षा जमा पर ब्याज देयता वहन करेगा।

26. मूल्यह्रास

26.1. मूल्यह्रास के प्रयोजन के लिए मूल्य आधार, आयोग द्वारा स्वीकृत परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत होगी:

परंतु यह कि, पूंजीगत लागत में विनियम 23 में विनिर्दिष्ट स्थिर परिसंपत्ति के वित्तपोषण के लिए अनुदान या उपभोक्ता अंशदान से प्राप्त धनराशि शामिल नहीं होगा।

26.2. आईटी उपकरण और सॉफ्टवेयर को छोड़कर परिसंपत्ति का निस्तारण मूल्य 10 प्रतिशत माना जाएगा और परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक मूल्यह्रास की अनुमति होगीः

परंतु यह कि, आईटी उपकरण और सॉफ्टवेयर का निस्तारण मूल्य, शून्य माना जाएगा और परिसंपत्तियों का 100 प्रतिशत मूल्य ह्रास योग्य माना जाएगा।

26.3. पट्टे पर दी गई भूमि और जल विद्युत उत्पादन केंद्र के मामले में जलाशय के लिए भूमि और ताप विद्युत संयंत्रों के लिए राख–बंध के लिए भूमि के अलावा अन्य भूमि, मूल्यह्रास योग्य परिसंपत्ति नहीं होगी और परिसंपत्ति के मूल्यह्रास योग्य मूल्य की गणना करते समय, इसकी लागत को पूंजीगत लागत से बाहर रखा जाएगाः

परंतु यह कि, विशिष्ट प्रावधानों के अध्यधीन, एकीकृत खदान के लिए भूमि पर भी मूल्यह्रास के लिए विचार किया जाएगा।

26.4. दिनांक 31.03.2026 से पहले चालू की गई मौजूदा परिसंपत्तियों के लिए मूल्यह्रास की गणना, सीधी रेखा पद्धति के आधार पर और इन विनियमों के परिशिष्ट–I में निर्दिष्ट दरों पर वार्षिक रूप से की जाएगी।

26.5. मौजूदा परियोजनाओं के मामले में, दिनांक 01.04.2026 को शेष मूल्यह्रास योग्य मूल्य, परिसंपत्तियों के सकल मूल्यह्रास योग्य मूल्य से दिनांक 31.03.2026 तक आयोग द्वारा स्वीकार किए गए संचयी मूल्यह्रास को घटाकर निकाला जाएगा।

26.6. दिनांक 01.04.2026 को या उसके बाद चालू की गई नई परिसंपत्तियों के लिए मूल्यह्रास की गणना, सीधी रेखा पद्धति के आधार पर और इन विनियमों के परिशिष्ट–II में निर्दिष्ट दरों पर वार्षिक रूप *से की जाएगी।*

26.7. उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या एसएलडीसी, 31 मार्च, 2026 तक जोड़ी गई परिसंपत्तियों और 1 अप्रैल, 2026 को या उसके बाद जोड़ी गई परिसंपत्तियों के लिए मूल्यह्रास गणना, अलग–अलग प्रस्तुत करेगा।

26.8. यथास्थिति, उत्पादन स्टेशन या इकाई या पारेषण प्रणाली की कम उपलब्धता के कारण अस्वीकृत किसी भी मूल्यह्रास को, उपयोगी जीवन या विस्तारित जीवन के दौरान बाद के चरण में वसूलने की अनुमति नहीं दी जाएगी।

26.9. ऐसे मामलों में जहां आयोग द्वारा किसी संयंत्र के लिए उसके उपयोगी जीवन के अंत में या उसके उपयोगी जीवन के पहले ही समाप्त हो जाने के बाद अतिरिक्त पूंजी निवेश को मंजूरी दी जाती है, तो अतिरिक्त पूंजी निवेश के संबंध में वसूली योग्य मूल्यह्रास, उत्पादन कंपनी के मामले में शेष अनुमानित परिचालन जीवन या पंद्रह वर्ष, जो भी कम हो, पर परिव्याप्त किया जाएगा, और लाइसेंसधारी के मामले में,

आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के बाद, शेष अनुमानित परिचालन जीवन या दस वर्ष, जो भी कम हो, पर परिव्याप्त किया जाएगा।

26.10. जब तक किसी सरकारी कंपनी या किसी प्राधिकरण या निगम को एसएलडीसी के संचालन के लिए अधिसूचित नहीं किया जाता, तब तक मूल्यह्रास की गणना इन विनियमों के अंतर्गत एसटीयू के लिए लागू अनुसार की जाएगीः

परंतु यह कि, एसएलडीसी के लिए स्थानांतरण की तिथि पर शेष मूल्यह्रास योग्य मूल्य, स्थानांतरण की तिथि पर एसएलडीसी की लेखा पुस्तकों में प्रदर्शित परिसंपत्तियों के सकल मूल्यह्रास योग्य मूल्य से संचयी मूल्यह्रास घटाकर निकाला जाएगा।

26.11. मूल्यह्रास वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष से प्रभार्य होगा और वर्ष के दौरान औसत परिसंपत्ति आधार पर गणना की जाएगीः

परंतु यह कि, नए उत्पादन केंद्र या इकाई, पारेषण लाइसेंसधारी की परिसंपत्तियों या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी की परिसंपत्तियों के लिए, जैसी भी स्थिति हो, ऐसी नई परिसंपत्तियों पर मूल्यह्रास, परिसंपत्ति को वाणिज्यिक संचालन के तहत घोषित किए जाने के पहले वर्ष के दौरान दिन–वार आनुपातिक आधार पर प्रभारित किया जाएगाः

परंतु यह कि, बाद के वर्षों के लिए, मूल्यह्रास की गणना, वर्ष के दौरान औसत परिसंपत्ति आधार पर की जाएगी।

26.12. किसी मौजूदा उत्पादन केंद्र, जिसने अभी अपना उपयोगी जीवन पूरा नहीं किया है, या किसी नए उत्पादन केंद्र या उसकी इकाई, जहाँ उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन की तिथि, उत्पादन केंद्र या उसकी इकाई के वाणिज्यिक संचालन की तिथि के बाद की है, के उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के मूल्यह्रास की गणना, सीधी रेखा पद्धति के आधार पर ऐसी उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन की तिथि से इन विनियमों के परिशिष्ट–I में निर्दिष्ट दरों पर वार्षिक रूप से की जाएगीः

परंतु यह कि, उस वर्ष के 31 मार्च को शेष मूल्यह्रास योग्य मूल्य, जिसमें उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली का सत्तर प्रतिशत तक मूल्यह्रास किया गया है, उत्पादन केंद्र के शेष परिचालन जीवन पर परिव्याप्त किया जाएगाः

परंतु यह और कि, यदि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन की तिथि, उत्पादन केंद्र या उसकी इकाई के वाणिज्यिक संचालन के 20वें वर्ष के बाद, किन्तु उत्पादन केंद्र के उपयोगी जीवन के पूरा होने से पहले है, तो उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली पर मूल्यह्रास की गणना, सीधी रेखा पद्धति के आधार पर ऐसी उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन की तिथि से, 10 प्रतिशत का बचाव मूल्य के साथ, वार्षिक रूप से की जाएगी, और मूल्यह्रास योग्य मूल्य, उत्पादन केंद्र के परिचालन जीवन तक वसूल किया जाएगा।

परंतु यह भी कि, यदि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन की तिथि, उत्पादन केंद्र के उपयोगी जीवन की समाप्ति की तिथि के बाद की है, तो उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली का मूल्यह्रास, सीधी रेखा पद्धति के आधार पर, ऐसे उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन की तिथि से प्रतिवर्ष 10 प्रतिशत के बचाव मूल्य के साथ, गणना किया जाएगा और दस वर्षों या उत्पादन कंपनी और लाभार्थी/लाभार्थियों द्वारा परस्पर सहमत अवधि, जो भी अधिक हो, में वसूल किया जाएगा।

27. कार्यशील पूंजी पर ब्याज

27.1. मानक कार्यशील पूंजी में निम्नलिखित शामिल होंगे:

(क) कोयला–आधारित ताप विद्युत उत्पादन केंद्रों के लिए :

i. कोयले की लागत, यदि लागू हो, तो पिट–हेड उत्पादन केंद्रों के लिए 10 दिनों के लिए और गैर–पिट–हेड उत्पादन केंद्रों के लिए 20 दिनों के लिए, मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक या अधिकतम कोयला स्टॉक भंडारण क्षमता, जो भी कम हो, के अनुरूप उत्पादन के लिए; साथ ही;

ii. मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के अनुरूप उत्पादन हेतु कोयले की लागत के लिए 30 दिनों का अग्रिम भुगतान; साथ ही

iii. मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के अनुरूप उत्पादन हेतु एक माह के लिए द्वितीयक ईंधन तेल की लागत, और एक से अधिक द्वितीयक ईंधन तेल के उपयोग की स्थिति में, मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल के लिए ईंधन तेल स्टॉक की लागत; साथ ही

iv. 15 दिनों के लिए मानक संचालन एवं रखरखाव व्यय; साथ ही

v. विनियमन 40.5.ii.1 में निर्दिष्ट रखरखाव एवं रखरखाव व्यय के 20 प्रतिशत की दर से अनुरक्षण; साथ ही

vi. मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक पर गणना की गई बिजली की बिक्री के लिए 45 दिनों के क्षमता शुल्क और ऊर्जा प्रभार के बराबर प्राप्य:

परंतु यह और कि, उत्सर्जन नियंत्रण प्रणालियों के सीओडी पर निम्नलिखित घटक पर अतिरिक्त रूप से विचार किया जाएगा:

क. मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के अनुरूप 20 दिनों के स्टॉक के लिए चूना पत्थर या अभिकर्मक की लागत; साथ ही

ख. मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के अनुरूप उत्पादन के लिए अभिकर्मक की लागत के लिए 30 दिनों के लिए अग्रिम भुगतान; साथ ही

ग. मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक पर गणना की गई बिजली की बिक्री के लिए पूरक क्षमता शुल्क और पूरक ऊर्जा शुल्क के 45 दिनों के बराबर प्राप्य; साथ ही

घ. उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में 7 दिनों के लिए मानक संचालन एवं रखरखाव व्यय; साथ ही

ङ. उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में संचालन एवं रखरखाव व्यय के 20 प्रतिशत की दर से रखरखाव पुर्जे।

(ख) जल विद्युत उत्पादन केंद्र के लिए :

i. 15 दिनों के लिए मानक संचालन एवं रखरखाव व्यय; साथ ही

ii. यथास्थिति, विनियमन 40.5.ii.2 या 40.5.iv में विनिर्दिष्ट रखरखाव और सामान्य व्यय के 20 प्रतिशत की दर से रखरखाव पुर्जे; साथ ही

iii. वार्षिक स्थिर लागत के 45 दिनों के बराबर प्राप्य।

(ग) पारेषण व्यवसाय के लिए :

i. 15 दिनों के लिए मानक संचालन एवं रखरखाव व्यय; साथ ही

ii. विनियमन 72.5.i में विनिर्दिष्ट रखरखाव और सामान्य व्यय के 20 प्रतिशत की दर से रखरखाव पुर्जे; साथ ही

iii. 45 दिनों के ट्रांसमिशन शुल्क के बराबर प्राप्य।

(घ) वितरण व्हीलिंग व्यवसाय के लिए :

i. 15 दिनों के लिए मानक संचालन एवं रखरखाव व्यय ; साथ ही

ii. विनियम 82.2.i में विनिर्दिष्ट रखरखाव और सामान्य व्यय के 20 प्रतिशत की दर से रखरखाव पुर्जे ; साथ ही

iii. प्रचलित टैरिफ पर वितरण तारों के उपयोग के लिए शुल्क से प्राप्त वास्तवित राजस्व के एक (1) महीने के बराबर ।

(ङ) बिजली की खुदरा आपूर्ति के लिए :

i. 15 दिनों के लिए मानक संचालन एवं रखरखाव व्यय; साथ ही

ii. विनियम 91.6.ii में विनिर्दिष्ट रखरखाव और सामान्य व्यय के 20 प्रतिशत की दर से रखरखाव पुर्जे; साथ ही

iii. राज्य के भीतर प्रचलित टैरिफ पर बिजली की बिक्री से प्राप्त वास्तविक राजस्व के 15 दिनों के बराबर प्राप्य।

(च) एसएलडीसी व्यवसाय के लिए:

i. 15 दिनों के लिए मानक संचालन एवं रखरखाव व्यय; साथ ही

ii. विनियम 101.5.ii में विनिर्दिष्ट रखरखाव और सामान्य व्यय के 20 प्रतिशत की दर से रखरखाव पुर्जे; साथ ही

iii. आयोग द्वारा अनुमोदित प्रणाली संचालन शुल्क और बाजार संचालन शुल्क के 45 दिनों के बराबर प्राप्य।

27.2. ट्रू–अप के समय, उत्पादन कंपनी, लाइसेंसधारी और एसएलडीसी के लिए कार्यशील पूंजी की आवश्यकता की गणना, ट्रू–अप के बाद अनुमोदित कार्यशील पूंजी के विभिन्न घटकों के संशोधित मानक मूल्यों के आधार पर की जाएगी:

परंतु यह कि, ट्रू–अप के समय, उत्पादन कंपनी, एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी, वितरण व्हीलिंग व्यवसाय और एसएलडीसी की कार्यशील पूंजी आवश्यकता की गणना के लिए प्राप्य राशि, बिल किए गए वास्तविक राजस्व के 45 दिनों के बराबर निर्धारित की जाएगी और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय की कार्यशील पूंजी आवश्यकता की गणना के लिए प्राप्य राशि, बिल किए गए वास्तविक राजस्व के 15 दिनों के बराबर निर्धारित की जाएगी।

27.3. विनियम 27.1 के उप–खंड (क) के अंतर्गत आने वाले मामलों में ईंधन की लागत, उत्पादन कंपनी द्वारा मानक ट्रांजिट और हैंडलिंग घाटे और तीन महीनों के लिए नवीनतम उपलब्ध वास्तविक आंकड़ों के अनुसार ईंधन के सकल कैलोरी मान को ध्यान में रखते हुए, वहन की गई भूमि लागत पर आधारित होगी और टैरिफ अवधि के दौरान ईंधन मूल्य वृद्धि के किसी अनुमान पर विचार नहीं किया जाएगा।

27.4. कार्यशील पूंजी पर ब्याज का अनुमान भारतीय स्टेट बैंक की सीमांत निधि आधारित उधार दर (एमसीएलआर–एक वर्ष की अवधि) के बराबर दर पर लगाया जाएगा, साथ ही चालू वित्त वर्ष के 30 सितंबर को प्रचलित 200 आधार अंक भी जोड़े जाएंगे:

परंतु यह कि, ट्रूइंग–अप के दौरान, कार्यशील पूंजी पर ब्याज की गणना वर्ष के दौरान ब्याज की औसत वास्तविक स्वीकृत दर पर की जाएगी।

27.5. इन विनियमों के प्रावधानों के बावजूद, उत्पादन कंपनी, एसयूटी/पारेषण लाइसेंसधारी और एसएलडीसी के लिए कार्यशील पूंजी की गणना हेतु विचार किए जाने वाले प्राप्य, नियमों में निर्धारित दिनों की संख्या के लिए विचार किए जाएँगे, जो अधिनियम के अनुसार धारा 176 या धारा 180 के अंतर्गत केंद्र या राज्य सरकार द्वारा अधिसूचित अधिभार के भुगतान से संबंधित हैं।

28. आय पर कर

28.1. ऊर्जा की बिक्री से या अन्य स्रोतों से प्राप्त आय/सेवाओं या गैर–टैरिफ आय, जिसे एआरआर में शामिल किया गया है, पर भुगतान किया गया कोई भी कर, विवेकपूर्ण जाँच के अधीन, वास्तविक रूप से टैरिफ के माध्यम से पारित किया जाएगा।

28.2. मुख्य व्यवसाय के अलावा किसी अन्य आय स्रोत पर कर, टैरिफ में एक पास–थ्रू (पार–प्रेषणीय) घटक नहीं होगा और ऐसी अन्य आय पर कर, यथास्थिति उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या राज्य विद्युत वितरण कंपनी (एसएलडीसी) द्वारा वहन किया जाएगा।

28.3. उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या एसएलडीसी द्वारा अर्जित विलम्बित भुगतान अधिभार पर आयकर को टैरिफ में पास–थ्रू के रूप में अनुमति नहीं दी जाएगी।

28.4. उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या एसएलडीसी द्वारा प्राप्त आयकर की कोई भी वापसी विचाराधीन वर्ष के लिए ट्रू–अप के समय पास–थ्रू की जाएगीः

परंतु यह कि भुगतान किए गए आयकर को पहले टैरिफ में वसूलने या वास्तविक आयकर भुगतान के वर्ष के लिए ट्रू–अप करने की अनुमति दी गई थी।

29. छूट (रिबेट)

उत्पादन कंपनी, एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी और एसएलडीसी के बिलों के भुगतान के लिए, साख पत्र या अन्यथा, वर्तमान बिल के अनुरूप भुगतान की गई राशि के 1 प्रतिशत की छूट दी जाएगी, यदि भुगतान, उत्पादन कंपनी या एसटीयू/ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी या एसएलडीसी द्वारा, जैसी भी स्थिति हो, बिल प्रस्तुत करने के 7 दिनों के भीतर किया जाता है।

30. विलम्बित भुगतान अधिभार

30.1. यदि इन विनियमों के अंतर्गत देय शुल्कों के किसी भी बिल का भुगतान लाभार्थी/अंतर–राज्यीय इकाई द्वारा बिलिंग की तिथि से 45 दिनों की अवधि से अधिक विलंबित किया जाता है, तो बकाया राशि पर चूक के पहले महीने की अवधि के लिए आधार दर पर विलंब भुगतान अधिभार, उत्पादन कंपनी या एसयूटी/पारेषण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी/सिस्टम ऑपरेटर द्वारा अधिरोपित किया जाएगाः

परंतु यह कि, ट्रू–अप के समय, लाभार्थी/लाइसेंसधारी द्वारा प्राप्त विलंब भुगतान अधिभार को, जैसी भी स्थिति हो, व्यय/राजस्व नहीं माना जाएगा।

30.2. खुदरा उपभोक्ताओं से विलंब भुगतान अधिभार, लागू टैरिफ आदेश के प्रासंगिक प्रावधानों के अनुसार वसूल किया जाएगा।

30.3. चूक के क्रमिक महीनों के लिए विलंब भुगतान अधिभार की दर में प्रत्येक विलंबित माह के लिए 0.5 प्रतिशत की वृद्धि होगी, परंतु यह कि विलंब भुगतान अधिभार किसी भी समय आधार दर से तीन प्रतिशत से अधिक न हो:

परंतु यह कि, विलंब भुगतान अधिभार की देय दर, अनुबंध में निर्दिष्ट विलंब भुगतान अधिभार की दर, यदि कोई हो, से अधिक न हो:

परंतु यह और कि, जब तक कि राज्य के स्वामित्व वाले उत्पादन केंद्रों के लिए अधिनियम द्वारा प्रदत्त नियम बनाने की शक्तियों के अंतर्गत सक्षम सरकार द्वारा अन्यथा अधिसूचित न किया जाए, भुगतान सुरक्षा तंत्र राज्य सरकार द्वारा निर्धारित किया जाएगा और जब तक राज्य सरकार द्वारा ऐसा तंत्र निर्धारित नहीं किया जाता है, जब तक कि अन्यथा निर्देश न दिया जाए, राज्य के स्वामित्व वाले उत्पादन केंद्र राज्य वितरण कंपनी को विद्युत आपूर्ति का विनियमन नहीं करेंगे।

30.4. किसी वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किसी उत्पादन कंपनी को उससे प्राप्त विद्युत के लिए या किसी पारेषण प्रणाली के उपयोगकर्ता द्वारा किसी पारेषण लाइसेंसधारी को किए गए सभी भुगतानों को पहले विलंब भुगतान अधिभार में और उसके बाद, सबसे लंबे समय से बकाया बिल से शुरू करते हुए मासिक पभार में समायोजित किया जाएगा।

30.5. यदि वितरण लाइसेंसधारी ने, विलंबित भुगतान अधिभार नियम, 2022 की अधिसूचना के तीस दिनों के भीतर, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी को लिखित रूप में बकाया राशि और बकाया राशि के भुगतान की जाने वाली किश्तों की संख्या, जिसमें बकाया राषि का भुगतान किया जायेगा, सूचित कर दिया है, तो निम्नलिखित शर्तें लागू होंगी :

(क) वितरण लाइसेंसधारी उस माह के लिए निर्धारित मासिक किश्त से अधिक राशि का भुगतान कर सकता है;

(ख) किश्त का भुगतान, यथास्थिति, सभी संबंधित उत्पादन कंपनियों और पारेषण लाइसेंसधारियों को, उनके व्यक्तिगत बकाया राशि के अनुपात के आधार पर, समानुपातिक आधार पर किया जाएगा।

30.6. विनियम 30.1 में निहित किसी बात के होते हुए भी, यदि वितरण लाइसेंसधारी, विलंब भुगतान अधिभार नियम, 2022 के अंतर्गत निर्धारित किस्त के अनुसार देय बकाया राशि के भुगतान के लिए सहमत होता है और इन किस्तों का समय पर भुगतान करता है, तो बकाया राशि पर विलंब भुगतान अधिभार देय नहीं होगा।

30.7. विनियम 30.1 के अंतर्गत किसी किस्त के भुगतान में विलंब होने की स्थिति में, विलंब भुगतान अधिभार नियम, 2022 की अधिसूचना की तिथि तक संपूर्ण बकाया राशि पर विलंब भुगतान अधिभार देय होगा।

30.8. वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किसी उत्पादक कंपनी या पारेषण कंपनी को देय सभी बिलों को, बिल प्रस्तुत करने की तिथि और समय के अनुसार समय–चिह्नित किया जाएगा और वितरण लाइसेंसधारी द्वारा किया गया भुगतान, पहले सबसे पुराने बिल में और फिर दूसरे सबसे पुराने बिल में समायोजित किया जाएगा, ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि किसी बिल के विरुद्ध भुगतान तब तक समायोजित न किया जाए जब तक कि उससे पुराने सभी बिलों का भुगतान न कर दिया जाए।

परंतु यह कि, विलंबित भुगतान अधिभार के लिए कोई भी समायोजन, विनियम 30.4 में विनिर्दिष्ट तरीके से किया जाएगा।

30.9. इन विनियमों में विनिर्दिष्ट न किए गए प्रावधान और कार्यप्रणाली, विलंबित भुगतान अधिभार नियम, 2022 के अनुसार होंगे।

30.10. यदि केंद्र सरकार या राज्य सरकार, विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 176 या धारा 180 के अंतर्गत विलंबित भुगतान अधिभार से संबंधित प्रचलित नियम में संशोधन करती है या कोई नया नियम बनाती है, तो ऐसे नियमों के अंतर्गत निर्धारित सीमा, दायरे और प्रयोज्यता तक, ऐसे नियम के प्रावधान, इन विनियमों के प्रावधानों के होते हुए भी, लागू होंगे।

31. विदेशी मुद्रा दर में परिवर्तन

31.1. उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एसएलडीसी, जैसी भी स्थिति हो, उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या एसएलडीसी के विवेक पर, आंशिक या पूर्ण रूप से, उत्पादन स्टेशन या पारेषण या वितरण प्रणाली के लिए प्राप्त विदेशी मुद्रा ऋण पर ब्याज और विदेशी ऋण के पुनर्भुगतान के संबंध में, विदेशी मुद्रा जोखिम को हेज कर सकते हैं।

31.2. उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या एसएलडीसी, जैसी भी स्थिति हो, मानक विदेशी ऋण के अनुरूप विदेशी मुद्रा दर में परिवर्तन की हेजिंग की लागत को, संबंधित वर्ष में लाभार्थीयों से उस अवधि के व्यय के रूप में वर्ष–दर–वर्ष आधार पर वसूल करेगी, और ऐसे विदेशी मुद्रा दर परिवर्तन के अनुरूप अतिरिक्त रुपया देयता को हेज किए गए विदेशी ऋण के विरुद्ध अनुमति नहीं दी जाएगी।

31.3. जहां तक उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या एसएलडीसी, विदेशी मुद्रा जोखिम को हेज करने में सक्षम नहीं है, संबंधित वर्ष में मानक विदेशी मुद्रा ऋण के अनुरूप ब्याज भुगतान और ऋण पुनर्भुगतान के लिए अतिरिक्त रुपया देयता स्वीकार्य होगी, बशर्ते कि यह उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या एसएलडीसी या उसके आपूर्तिकर्ताओं या ठेकेदारों के कारण न हो।

32. वहन लागत या धारण लागत

आयोग, किसी विशेष वर्ष के लिए, यथास्थिति, वहन लागत/धारण लागत की गणना, उक्त वर्ष के लिए ट्रू–अप के समय कार्यशील पूंजी पर ब्याज की गणना के लिए अनुमत वास्तविक ब्याज दर के बराबर दर पर करेगा:

परंतु यह कि आगामी वर्ष में वसूल की जाने वाली वहन/धारण लागत की गणना करते समय, चालू वर्ष और आगामी वर्ष के लिए समान ब्याज दर पर विचार किया जाएगा।

33. बिलिंग और प्रभारों का भुगतान

33.1. उत्पादन कंपनी और पारेषण लाइसेंसधारी/एसटीयू और एसएलडीसी द्वारा इन विनियमों के अनुसार मासिक आधार पर क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार के लिए बिल जारी किए जाएँगे और लाभार्थियों द्वारा भुगतान सीधे, उत्पादन कंपनी/पारेषण लाइसेंसधारी/एसटीयू/ एसएलडीसी, जैसी भी स्थिति हो, को किया जाएगा, ।

33.2. किसी भी संयंत्र क्षमता के अनुरूप पारेषण प्रभार, जिसके लिए लाभार्थी की पहचान और अनुबंध नहीं किया गया है, संबंधित उत्पादन कंपनी द्वारा भुगतान किया जाएगा।

33.3. एसएलडीसी व्यवसाय की फीस और प्रभारों की बिलिंग और वसूली, इन विनियमों के अध्याय 9 में परिभाषित अनुसार होगी।

33.4. खुदरा उपभोक्ताओं को बिलिंग, प्रचलित छत्तीसगढ़ आपूर्ति संहिता विनियमों और उनमें किये गये संशोधनों में विनिर्दिष्ट प्रावधानों के अनुसार की जाएगी।

34. पेंशन निधि

34.1. पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड में अंशदान की अनुमति आयोग द्वारा बीमांकिक विश्लेषण, राज्य विद्युत कंपनियों के लिए अपेक्षित पेंशन बहिर्वाह और नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए एमवाईटी/एआरआर के निर्धारण के समय पेंशन ट्रस्ट के पास निधियों की उपलब्धता के आधार पर दी जाएगी।

34.2. पेंशन बहिर्वाह की पूर्ति, पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड से की जाएगी।

34.3. आयोग द्वारा अनुमोदित पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड में अंशदान, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट अनुसार वसूल किया जा सकेगा।

34.4. जब तक एसएलडीसी का प्रशासन, एसटीयू द्वारा किया जाता है, तब तक पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड में एसएलडीसी के शेयर की पूर्ति एसटीयू द्वारा आनुपातिक आधार पर की जाएगी:

परंतु यह कि, अनुपात निर्धारण के प्रयोजन के लिए, पिछले वर्ष की 1 अप्रैल को एसएलडीसी और एसटीयू की कर्मचारी संख्या पर विचार किया जाएगा।

अध्याय–4
उत्पादन

35. उत्पादन टैरिफ के निर्धारण के लिये याचिका

35.1. किसी उत्पादन कंपनी को इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार, दीर्घकालिक समझौते के अंतर्गत राज्य के वितरण लाइसेंसधारियों को सीधे या राज्य व्यापार लाइसेंसधारियों के माध्यम से विद्युत आपूर्ति हेतु टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका दायर करनी होगी।

35.2. किसी उत्पादन कंपनी को नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत बंडल करने की अनुमति होगी।

36. टैरिफ के घटक

36.1. ताप विद्युत उत्पादन केंद्र से विद्युत आपूर्ति हेतु टैरिफ में दो भाग शामिल होंगे, अर्थात् विनियम 37 में विनिर्दिष्ट घटकों से युक्त वार्षिक नियत लागत की वसूली हेतु क्षमता प्रभार, और ईंधन लागत की वसूली हेतु ऊर्जा प्रभार।

36.2. जल विद्युत उत्पादन केंद्र से विद्युत आपूर्ति के लिए टैरिफ में विनियम 45 में विनिर्दिष्ट तरीके से प्राप्त संयुक्त क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार शामिल होंगे, और इसमें विनियम 37 में विनिर्दिष्ट घटक भी शामिल होंगे।

37. वार्षिक स्थिर लागत

37.1. किसी उत्पादन केंद्र की वार्षिक स्थिर लागत (एएफसी) में निम्नलिखित घटक शामिल होंगेः

(1) इक्विटी पर प्रतिफल;

(2) ब्याज और वित्त प्रभार;

(3) मूल्यह्रास;

(4) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

(5) संचालन एवं रखरखाव (ओ एंड एम) व्ययः

क. एच आर व्यय;

(i) कर्मचारी व्यय;

(ii) वेतन संशोधन का प्रभाव;

(iii) आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमला

ख. एम एंड जी व्यय;

(6) पेंशन एवं ग्रेच्युटी निधि अंशदान;

घटाएँ :

(7) गैर–टैरिफ आय ;

(8) अन्य व्यवसाय से आय, विनियम 41 में विनिर्दिष्ट सीमा तक।

नोट :

1. एसएलडीसी प्रभार, इन विनियमों के अध्याय 9 के प्रावधानों के अनुसार निर्धारित शुल्कों और प्रभारों के अनुसार वसूल किए जाएँगे;
2. पेंशन और ग्रेच्युटी निधि अंशदान, समान मासिक किश्तों में वसूल किया जा सकेगा, जैसा कि आयोग द्वारा टैरिफ आदेश में निर्धारित किया जाये;
3. वास्तव में भुगतान किए गए जल प्रभार, वैधानिक कर, ड्यूटी और उपकर, पास–थ्रू होंगे;
4. केंद्र सरकार द्वारा अधिसूचित, विद्युत (कानून में परिवर्तन के कारण लागतों की समय पर वसूली) नियम, 2021, समय–समय पर यथा संशोधित, उत्पादन कंपनी पर लागू होंगेः

परंतु यह कि, अधिनियम की धारा 62 या 63 के तहत टैरिफ के निर्धारण के बाद बनाए गए किसी भी कानून में संशोधन या निरसन से उत्पन्न कानून में परिवर्तन की किसी भी घटना के मामले में, प्रभावित पक्ष होने के नाते, उत्पादन कंपनी, विद्युत (कानून में परिवर्तन के कारण लागतों की समय पर वसूली) नियम, 2021, समय–समय पर यथा संशोधित, के तहत प्रभावित राशि (स्थिर/आवर्ती राशि) की वसूली के लिए प्रारूपों और प्रक्रियाओं के एकमुश्त अनुमोदन के लिए आयोग से संपर्क करने के लिए स्वतंत्र होगीः

परंतु यह और कि, बाद की वसूली, नियमों के अनुसार होगीः

परंतु यह भी कि, ऋण पूंजी पर मूल्यह्रास, ब्याज और वित्त प्रभार, कार्यशील पूंजी पर ब्याज, और थर्मल और हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के लिए इक्विटी पर रिटर्न, इन विनियमों के अध्याय–3 में विनिर्दिष्ट प्रावधानों के अनुसार अनुमत होंगे।

38. पूंजीगत लागत

पूंजीगत लागत, इन विनियमों के विनियम 18, 19 और 20 में दिए गए प्रावधान के अनुसार अनुमत होगी।

39. अस्थाई बिजली का विक्रय

अस्थाई बिजली की बिक्री के लिए टैरिफ, आयोग द्वारा समय–समय पर निर्धारित अनुसार होगाः

परंतु यह कि, उत्पादन कंपनी द्वारा अस्थाई बिजली की आपूर्ति से अर्जित कोई भी राजस्व, जो मानक ईंधन व्यय से अधिक हो, पूंजीगत लागत में समायोजित किया जाएगा।

40. वार्षिक नियत प्रभारों की गणना

40.1. इक्विटी पर प्रतिफल

उत्पादन कंपनी को इन विनियमों के विनियम 24 में विनिर्दिष्ट अनुसार आरओई की अनुमति होगी।

40.2. ऋण पूंजी पर ब्याज

उत्पादन कंपनी को इन विनियमों के विनियम 25 में विनिर्दिष्ट अनुसार ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्त प्रभार की अनुमति होगी।

40.3. मूल्यह्रास

उत्पादन कंपनी को इस विनियम के विनियम 26 में विनिर्दिष्ट अनुसार स्थिर संपत्तियों के मूल्य पर मूल्यह्रास वसूलने की अनुमति होगी।

40.4. कार्यशील पूँजी पर ब्याज

उत्पादक कंपनी को इन विनियमों के विनियम 27 में विनिर्दिष्ट कार्यशील पूँजी आवश्यकता के अनुमानित स्तर पर ब्याज की अनुमति होगी।

40.5. संचालन एवं रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय

i. मानव संसाधन (एचआर) व्यय

क) उत्पादन कंपनी के एचआर व्यय में निम्नलिखित शामिल होंगेः

(i) कर्मचारी लागत;

(ii) वेतन संशोधन का प्रभाव;

(iii) आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमला।

ख) आयोग, सभी मौजूदा उत्पादन केंद्रों के लिए नियंत्रण अवधि हेतु मानव संसाधन व्यय के प्रत्येक घटक के लिए एक अलग प्रक्षेप पथ निर्धारित करेगा।

ग) मानव संसाधन व्यय में कर्मचारी लागत, वेतन संशोधन बकाया का प्रभाव, आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमले से संबंधित सभी व्यय, पेंशन निधि अंशदान, और मानव संसाधन से संबंधित गैर–आवर्ती प्रकृति के अन्य व्यय शामिल हैं।

घ) आधार वर्ष, अर्थात् वित्त वर्ष 2025–26 के लिए मानव संसाधन व्यय, पेंशन और ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान, वेतन संशोधन बकाया के प्रभाव और गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी भी अन्य व्यय को छोड़कर वास्तविक मानव संसाधन व्यय के सामान्यीकृत औसत के आधार पर प्राप्त किया जाएगा, जो आधार वर्ष, अर्थात् वित्त वर्ष 2025–26 से ठीक पहले के पिछले पाँच (5) वर्षों के खातों में उपलब्ध है, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन है।

ड.) मानव संसाधन व्यय का सामान्यीकरण, उपभोक्ता मूल्य सूचकांक औद्योगिक श्रमिक (सीपीआई(आई डब्ल्यू)) में पिछले पाँच वर्षों की औसत वृद्धि को वर्ष–दर–वर्ष आधार पर लागू करके किया जाएगा।

च) वित्त वर्ष 2020–21 से वित्त वर्ष 2024–25 के लिए सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य का औसत, फिर वित्त वर्ष 2025–26 के लिए आधार वर्ष मूल्य को परियोजित करने के लिए उपयोग किया जाएगा।

छ) अनुमानित आधार वर्ष मूल्य को नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए मानव संसाधन व्यय (पेंशन और ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान और वेतन संशोधन के प्रभाव और गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी भी अन्य व्यय, यदि कोई हो, को छोड़कर) का अनुमान लगाने के लिए उपरोक्त मुद्रास्फीति दर से बढ़ाया जाएगा।

ज) ट्रू–अप के समय, मानव संसाधन व्यय को वास्तविक माना जाएगा और लाभ/हानि तंत्र के अध्यधीन नहीं होगाः

परंतु यह कि ट्रू–अप के दौरान, वेतन संशोधन (बकाया सहित) और पेंशन और ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान के प्रभाव पर वास्तविक नकदी बहिर्वाह को खातों के अनुसार अनुमति दी जाएगी, जो विवेकपूर्ण जाँच और आयोग द्वारा उपयुक्त समझे जाने वाले किसी अन्य कारक के अध्यधीन होगा।

झ) सीपीआई (आईडब्ल्यू) (अखिल भारतीय) श्रम ब्यूरो, भारत सरकार {आधार वर्ष : 2016=100} के अनुसार होगा।

ii. रखरखाव एवं सामान्य (एम एंड जी) व्यय

40.5.ii.1. ताप विद्युत उत्पादन केंद्रः

क) उत्पादन कंपनी के रखरखाव एवं सामान्य (एम एंड जी) व्यय में निम्नलिखित शामिल होंगेः

i) प्रशासनिक एवं सामान्य (ए एंड जी) व्यय;

ii) मरम्मत एवं रखरखाव (आर एंड एम) व्यय।

ख) नियंत्रण अवधि के लिए वर्ष–वार मानक एम एंड जी व्यय, 5.25 प्रतिशत की वार्षिक वृद्धि के साथ, निम्नानुसार हैं:

(रु.लाख / मेगावाट)

वर्ष	200 / 210 / 250 मेगावाट श्रृंखला	300 / 330 / 350 मेगावाट श्रृंखला	500 मेगावाट श्रृंखला	600 मेगावाट श्रृंखला	800 मेगावाट और उससे अधिक
वित वर्ष 2026–27	23.13	19.24	15.36	14.57	13.11
वित वर्ष 2027–28	24.35	20.25	16.17	15.34	13.80
वित वर्ष 2028–29	25.62	21.32	17.02	16.15	14.53
वित वर्ष 2029–30	26.97	22.44	17.91	16.99	15.29

ग) ट्रू–अप के समय, वार्षिक आधार पर डब्ल्यूपीआई के लिए 40 प्रतिशत भार और सीपीआई के लिए 60 प्रतिशत भार के आधार पर वास्तविक मुद्रास्फीति को ध्यान में रखते हुए ए एंड जी व्यय तथा आर एंड एम व्यय पर विचार किया जाएगा।

घ) कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन संयंत्रों में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण संचालन एवं रखरखाव व्यय, वाणिज्यिक संचालन की तिथि पर स्वीकृत पूंजीगत व्यय (आईडीसी और आईईडीसी को छोड़कर) का 2 प्रतिशत होगा, जिसे नियंत्रण अवधि के दौरान 5.25 प्रतिशत की वार्षिक दर से बढ़ाया जाएगा, बशर्ते कि ऊपर बताए अनुसार ट्रू–अप किया जाए।

ङ) कानून में किसी परिवर्तन / अनुपालन या सांविधिक प्राधिकरण के किसी निर्देश के कारण होने वाले अतिरिक्त एम एंड जी व्यय, जिसमें राख उपयोग पर व्यय (अतिरिक्त पूंजीकरण में शामिल नहीं) शामिल है, किंतु उस तक सीमित नहीं है, टैरिफ आदेश में अनुमत एम एंड जी व्यय के अतिरिक्त होंगे।

च) सभी वस्तुओं के थोक मूल्य सूचकांक, आर्थिक सलाहकार कार्यालय, वाणिज्य एवं उद्योग मंत्रालय, भारत सरकार {आधार वर्ष : 2011–12 श्रृंखला} के अनुसार होंगे।

छ) औद्योगिक श्रमिकों के लिए उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (अखिल भारतीय) श्रम ब्यूरो, भारत सरकार {आधार वर्ष : 2016=100} के अनुसार होगा।

ज) जल प्रभार, वास्तविक प्रतिपूर्ति के आधार पर टैरिफ में शामिल किए जाएँगे।

40.5,ii,2. विद्यमान जल विद्युत उत्पादन स्टेशनों के लिए :

क) उत्पादन कंपनी के रखरखाव एवं सामान्य (एम एंड जी) व्यय में निम्नलिखित शामिल होंगे:

(i) प्रशासनिक एवं सामान्य (ए एंड जी) व्यय;

(ii) मरम्मत एवं रखरखाव (आर एंड एम) व्यय।

ख) आयोग, नियंत्रण अवधि के लिए, एम एंड जी व्यय के प्रत्येक घटक, अर्थात् आर एंड एम व्यय और ए एंड जी व्यय, के लिए एक अलग प्रक्षेप पथ निर्धारित करेगा।

ग) आधार वर्ष, अर्थात् वित्त वर्ष 2025–26 के लिए ए एंड जी व्यय और आर एंड एम व्यय, आधार वर्ष, अर्थात् वित्त वर्ष 2025–26 से ठीक पहले के पिछले पाँच (5) वर्षों के लेखों में उपलब्ध क्रमशः वास्तविक ए एंड जी व्यय (जल शुल्क को छोड़कर) और आर एंड एम व्यय के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाले जाएँगे, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन होंगे:

परंतु यह कि, जिन संयंत्रों ने आधार वर्ष से पहले 5 वर्ष पूरे नहीं किए हैं, उनके लिए परिचालन एवं रखरखाव व्यय उसी प्रकार अनुमत होंगे जैसे नए जल विद्युत संयंत्रों के लिए लागू होते हैं:

परंतु यह और कि, पिछले पाँच (5) वर्षों के लिए सामान्यीकृत औसत का निर्धारण करते समय गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी भी अन्य व्यय को शामिल नहीं किया जाएगा।

घ) ए एंड एम व्यय और आर एंड एम व्यय के सामान्यीकरण का अनुमान थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) में पिछले पाँच वर्षों की औसत वृद्धि को वर्ष–दर–वर्ष आधार पर लागू करके लगाया जाएगा।

ड.) वित्त वर्ष 2020–21 से वित्त वर्ष 2024–25 के लिए सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य के औसत का उपयोग वित्त वर्ष 2025–26 के लिए आधार वर्ष मूल्य का अनुमान लगाने के लिए किया जाएगा।

च) इस प्रकार प्राप्त आधार वर्ष मूल्य को नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए ए एंड जी व्यय और आर एंड एम व्यय का अनुमान लगाने के लिए उपरोक्त मुद्रास्फीति दर से बढ़ाया जाएगा।

छ) ट्रू–अप के समय, ए एंड जी व्यय और आर एंड एम व्यय पर उस अवधि के लिए अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय वास्तविक मुद्रास्फीति को ध्यान में रखते हुए विचार किया जाएगाः

परंतु यह कि, जल प्रभार, प्रतिपूर्ति के आधार पर टैरिफ में शामिल (पास–थ्रू) होगा।

ज) कानून में किसी भी बदलाव या किसी वैधानिक प्राधिकरण के निर्देश के कारण होने वाले अतिरिक्त एम एंड जी व्यय को टैरिफ आदेश में अनुमत एम एंड जी व्यय के अतिरिक्त शामिल (पास–थ्रू) किया जाएगा।

iii. नए ताप विद्युत उत्पादन स्टेशनों के लिएः

एचआर व्यय और एम एंड जी व्यय सहित स्वीकार्य ओ एंड एम व्यय, सीईआरसी (टैरिफ की निर्बंधन एवं शर्तें) विनियम, 2024 में विनिर्दिष्ट मानक ओ एंड एम व्यय के 90 प्रतिशत के बराबर होंगेः

परंतु यह कि, कार्यशील पूंजी गणना या किसी अन्य विचार के प्रयोजन के लिए, जैसा भी मामला हो, एचआर व्यय और एम एंड जी व्यय का अनुपात 40:60 माना जाएगाः

परंतु यह और कि, वित्त वर्ष 2029–30 के लिए मानदंड, जो सीईआरसी (टैरिफ की निर्बंधन एवं शर्तें) विनियम, 2024 में विनिर्दिष्ट नहीं है, उक्त विनियमों के वित्त वर्ष 2028–29 के लिए विनिर्दिष्ट मानदंड पर 5.25 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से वृद्धि कारक द्वारा प्राप्त किया जाएगा।

iv. नए जल विद्युत उत्पादन स्टेशनों के लिए :

क) संचालन के पहले वर्ष के लिए ओ एंड एम व्यय, आर एंड आर कार्यों की लागत को छोड़कर, मूल परियोजना लागत का 1.25 प्रतिशत होगा।

ख) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए ओ एंड एम व्यय, संचालन के पहले वर्ष के लिए ऊपर निर्धारित आधार वर्ष व्यय को विनियम 40.5.ii.2 में दिए गए वृद्धि कारक पर बढ़ाकर निर्धारित किया जाएगा।

v. 15 लाख रुपये तक के मूल्य के रखरखाव पुर्जों को मानक एम एंड जी व्यय के अंतर्गत माना जाएगा।

vi. 15 लाख रुपये से अधिक के रखरखाव पुर्जों की प्रतिपूर्ति केवल तभी की जाएगी जब उन्हें ट्रूइंग–अप करने के लिए उचित औचित्य हो और यह

प्रमाणित किया गया हो कि उनका दावा अतिरिक्त पूंजीकरण या भंडार और पुर्जों की खपत और नवीनीकरण और आधुनिकीकरण के हिस्से के रूप में नहीं किया गया है:

परंतु यह कि, रखरखाव पुर्जों की प्रतिपूर्ति केवल मानक एम एंड जी समाप्त होने के बाद ही दी जाएगी:

परंतु यह और कि, प्रतिपूर्ति, विशेष भत्ता प्राप्त करने वाले संयंत्रों या सीओडी से न्यूनतम दस वर्ष पूरे नहीं करने वाले संयंत्रों के मामले में लागू नहीं होगी।

40.6. कानून में परिवर्तन के कारण आंशिक रूप से किए गए पूंजीगत व्यय की वसूली:

यदि उत्पादन कंपनी द्वारा आयोग से सम्यक अनुमोदन प्राप्त करने के बाद वैधानिक दायित्वों को पूरा करने के लिए पूंजीगत व्यय किया जाता है, और यदि कानून में परिवर्तन के कारण पूरा होने से पहले पूंजीगत व्यय को छोड़ दिए जाने के कारण ऐसी पूंजीगत परिसंपत्ति चालू नहीं की गई है, तो उत्पादन कंपनी को इस तरह के पूंजीगत व्यय को अपने कुल राजस्व आवश्यकता के हिस्से के रूप में इस तरह से और ऐसी अवधि में वसूल करने की अनुमति दी जाएगी, जैसा कि आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाये।

41. गैर–टैरिफ आय

41.1. उत्पादन कंपनी के व्यवसाय से संबंधित स्रोतों से प्राप्त कोई भी आय, जिसमें परिसंपत्तियों का निपटान, निवेश से आय, किराया, स्क्रैप/परिसंपत्तियों का निपटान मूल्य, उनके मूल्यह्रास मूल्य और बिक्री/डीकमीशनिंग/डिसमेंटलिंग आदि की लागत को समायोजित करने के बाद, परिसंपत्तियों के उपयोग से प्राप्त किराये की आय, जिसमें विज्ञापनों के विरुद्ध प्राप्तियां, आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों को दिए गए अग्रिम पर ब्याज, राख/अस्वीकृत कोयले की बिक्री से आय, जिप्सम या अन्य उप–उत्पादों की बिक्री से उत्पन्न आय और कोई अन्य विविध प्राप्तियां शामिल हैं, किन्तु ऊर्जा की बिक्री से आय के अलावा, उत्पादन कंपनी की गैर–टैरिफ आय का संस्थापित करेगी।

41.2. आयोग द्वारा अनुमोदित उत्पादन व्यवसाय से संबंधित गैर–टैरिफ आय की राशि को उत्पादन केंद्र की वार्षिक स्थिर लागत निर्धारित करने के लिए घटाया जाएगा:

परंतु यह कि, उत्पादन कंपनी, गैर–टैरिफ आय के अपने पूर्वानुमान का पूरा विवरण आयोग को ऐसे प्रारूप में प्रस्तुत करेगी, जैसा कि आयोग द्वारा समय–समय पर निर्धारित किया जाये:

परंतु यह और कि, उत्पादन कंपनी, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान वास्तविक घटक–वार गैर–टैरिफ आय का पूरा विवरण अपनी ट्रू–अप याचिका के साथ आयोग को प्रस्तुत करेगी:

परंतु यह भी कि, एकीकृत खदान के लिए गैर–टैरिफ आय पर इन विनियमों के अध्याय–5 के प्रावधानों के अनुसार विचार किया जाएगा।

42. तापीय उत्पादन केंद्र के संचालन के मानदंड

42.1. नियत प्रभारों की वसूली के लिए मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ):–

क) एचटीपीएस को छोडकर सभी ताप विद्युत उत्पादन केंद्र – 85 प्रतिशत

ख) हसदेव ताप विद्युत केंद्र कोरबा (एचटीपीएस) के लिए, एनएपीएएफ निम्नानुसार होगाः

वित्त वर्ष	2026–27	2027–28	2028–29	2029–30
एचटीपीएस	76.5 प्रतिशत	76.5 प्रतिशत	76.5 प्रतिशत	76.5 प्रतिशत

परंतु यह कि लाभों के बँटवारे के उद्देश्य से, सीएसपीजीसीएल द्वारा एचटीपीएस के लिए 80 प्रतिशत से कम एनएपीएएफ के लिए कोई भी लाभ रोके रखने की अनुमति नहीं दी जाएगी।

42.2. प्रोत्साहन के लिए मानक वार्षिक प्लांट लोड फैक्टर (एनएपीएलएफ):–

क) एचटीपीएस को छोड़कर सभी ताप विद्युत उत्पादन केंद्र – 85 प्रतिशत

ख) हसदेव ताप विद्युत केंद्र कोरबा (एचटीपीएस) के लिए – 80 प्रतिशत

42.3. सकल स्टेशन ताप दर :

क. विद्यमान ताप विद्युत उत्पादन केंद्र

(क) मौजूदा कोयला–आधारित ताप विद्युत उत्पादन केंद्र, एचटीपीसी के अलावाः

200/210/250 मेगावाट सेट	300 मेगावाट/500 मेगावाट सेट (सब–क्रिटिकल)
2415 किलो कैलोरी/किलोवाट घंटा	2375 किलो कैलोरी/किलोवाट घंटा

(ख) हसदेव ताप विद्युत केंद्र (4 X 210 मेगावाट) के लिए, सकल स्टेशन ताप दर 2650 किलो कैलोरी/किलोवाट घंटा होगी।

नोट 1 :

300 मेगावाट और उससे अधिक क्षमता वाली इकाइयों के संबंध में, जहाँ बॉयलर फीड पंप विद्युत चालित हैं, सकल स्टेशन ताप दर ऊपर विनिर्दिष्ट सकल स्टेशन ताप दर से 40 किलो कैलोरी/किलोवाट घंटा कम होगी।

नोट 2:

200/210/250/300 मेगावाट सेट और 500 मेगावाट और उससे अधिक सेट के संयोजन वाले उत्पादन स्टेशनों के लिए, मानक सकल स्टेशन ताप दर संयोजनों की भारित औसत सकल स्टेशन ताप दर होगी।

ख. दिनांक 01.04.2026 को या उसके बाद सीओडी प्राप्त करने वाले नए कोयला–आधारित ताप विद्युत उत्पादन केंद्र और कोई भी मौजूदा उत्पादन केंद्र, जिसके संचालन के मानदंडों को टैरिफ निर्धारण हेतु आयोग द्वारा अंतिम रूप नहीं दिया गया है।

200–300 मेगावाट सेट के लिए: 1.05 X डिजाइन ताप दर (किलो कैलोरी/किलोवाट घंटा)

500 मेगावाट और उससे अधिक सेट के लिए: 1.045 X डिजाइन ताप दर (किलो कैलोरी/किलोवाट घंटा)

जहाँ किसी इकाई की डिजाइन ताप दर से अभिप्रेत है आपूर्तिकर्ता द्वारा 100 प्रतिशत एमसीआर, शून्य प्रतिशत मेक–अप, डिजाइन कोयला और डिजाइन शीतलन जल तापमान/बैक प्रेशर की शर्तों पर गारंटीकृत इकाई ताप दर:

परंतु यह कि, डिजाइन ताप दर, इकाइयों के दबाव और तापमान रेटिंग के आधार पर निम्नलिखित अधिकतम डिजाइन इकाई ताप दरों से अधिक नहीं होगी:

दबाव रेटिंग (कि.ग्रा/वर्ग से.मी.)	150	170	170	247	247	260	270	270
एसएचटी/आरएचटी (ओसी)	535/535	537/537	537/565	537/565	565/593	593/593	593/593	600/600
बीएफपी का प्रकार	विद्युत चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित	टरबाइन चालित
अधिकतम टरबाइन चक्र ताप दर (किलो कैलोरी/किलोवाट घंटा)	1955	1950	1935	1900	1850	1814	1810	1800
न्यूनतम बॉयलर दक्षता								
सब–बिटुमिनस भारतीय कोयला	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.865	0.865
बिटुमिनस आयातित कोयला	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.895	0.895	0.895
अधिकतम डिजाइन इकाई ताप दर (किलो कैलोरी/किलोवाट घंटा)								
सब–बिटुमिनस भारतीय कोयला	2273	2267	2250	2209	2151	2109	2092	2081
बिटुमिनस आयातित कोयला	2197	2191	2174	2135	2079	2027	2022	2011

परंतु यह और कि, यदि डिजाइन टर्बाइन चक्र ताप दर और बॉयलर दक्षता, इन मानों से बेहतर हैं, तो डिजाइन इकाई ताप दर की गणना के लिए भी इसे ही ध्यान में रखा जाएगाः

परंतु यह भी कि, यदि किसी इकाई के दबाव और तापमान पैरामीटर उपरोक्त रेटिंग से भिन्न हों, तो निकटतम वर्ग की अधिकतम डिजाइन इकाई ताप दर ली जाएगीः

परंतु यह भी कि, जहाँ इकाई ताप दर की गारंटी नहीं दी गई है, किन्तु टरबाइन चक्र ताप दर और बॉयलर दक्षता की गारंटी एक ही आपूर्तिकर्ता या विभिन्न आपूर्तिकर्ताओं द्वारा अलग–अलग दी गई है, वहाँ इकाई डिजाइन ताप दर की गणना, गारंटीकृत टरबाइन चक्र ताप दर और बॉयलर दक्षता का उपयोग करके की जाएगीः

परंतु यह भी कि, जहाँ बॉयलर दक्षता, उप–बिटुमिनस भारतीय कोयले के लिए 0. 86 और बिटुमिनस आयातित कोयले के लिए 0.89 से कम है, वहाँ स्टेशन ताप दर की गणना के लिए इसे उप–बिटुमिनस भारतीय कोयले और बिटुमिनस आयातित कोयले के लिए क्रमशः 0.86 और 0.89 माना जाएगा।

नोटः उन इकाइयों के संबंध में, जहाँ बॉयलर फीड पंप विद्युत चालित हैं, अधिकतम डिजाइन इकाई ताप दर टरबाइन चालित बॉयलर फीड पंप के साथ ऊपर विनिर्दिष्ट अधिकतम डिजाइन इकाई ताप दर से 40 किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा कम होगी।

42.4. द्वितीयक ईंधन तेल खपत :

कोयला आधारित उत्पादन केंद्र, एचटीपीएस को छोड़कर : 0.50 मिली/किलोवाट घंटा

एचटीपीएस के लिएः 0.80 मिली/किलोवाट घंटा

दीवार (सामने/पीछे/किनारे) से चलने वाले बॉयलर वाले कोयला आधारित उत्पादन केंद्रों के लिएः 1.00 मिली/किलोवाट घंटा

42.5. सहायक ऊर्जा खपतः

(क) कोयला आधारित उत्पादन केंद्र, एचटीपीएस को छोड़कर :

स.क्र.	उत्पादन स्टेषन	प्राकृतिक ड्राफ्ट कूलिंग टावर सहित या कूलिंग टावर रहित
(i)	200/250 मेगावाट श्रृंखला	8.50 प्रतिशत
(ii)	300/500 मेगावाट और उससे अधिक	
	भाप चालित बॉयलर फीड पंप	5.25 प्रतिशत
	विद्युत चालित बॉयलर फीड पंप	8.00 प्रतिशत

परंतु यह कि, प्रेरित ड्राफ्ट कूलिंग टावर वाले तापीय उत्पादन केंद्रों और जहाँ बॉल और ट्यूब प्रकार की कोयला मिल का उपयोग किया जाता है, के लिए मानदंडों में क्रमशः 0.5 प्रतिशत और 0.8 प्रतिशत की वृद्धि की जाएगीः

परंतु यह और कि, शुष्क शीतलन प्रणाली वाले संयंत्रों के लिए निम्नलिखित अतिरिक्त सहायक ऊर्जा खपत की अनुमति होगी :

शुष्क शीतलन प्रणाली का प्रकार	(सकल उत्पादन का प्रतिशत)
यांत्रिक ड्राफ्ट पंखों वाले प्रत्यक्ष शीतलन वायु–शीतित संघनित्र	1.0 प्रतिशत
दबाव पुनर्प्राप्ति टरबाइन और प्राकृतिक ड्राफ्ट टावर वाले जेट संघनित्रों का उपयोग करने वाली अप्रत्यक्ष शीतलन प्रणाली	0.5 प्रतिशत

(ख) एचटीपीएस के लिएः 9.70 प्रतिशत ।

(ग) ताप विद्युत उत्पादन केंद्रों की उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली (एयूएक्स$_{ईएन}$) के लिए सहायक ऊर्जा खपत के मानदंडः

प्रौद्योगिकी का नाम	एयूएक्स$_{ईएन}$ (सकल उत्पादन के प्रतिशत के रूप में)
(1) सल्फर डाइऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिएः	
क) आर्द्र चूना पत्थर आधारित एफजीडी प्रणाली (गैस से गैस हीटर के बिना)	1.0 प्रतिशत
ख) लाइम स्प्रे ड्रायर या अर्ध–शुष्क एफजीडी प्रणाली	1.0 प्रतिशत
ग) शुष्क सॉर्बेंट इंजेक्शन प्रणाली (सोडियम बाइकार्बोनेट का उपयोग करके)	शून्य
घ) सीएफबीसी विद्युत संयंत्र के लिए (भट्ठी इंजेक्शन)	शून्य
ङ) समुद्री जल आधारित एफजीडी प्रणाली (गैस से गैस हीटर के बिना)	1.0 प्रतिशत
(2) नाइट्रोजन ऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिएः	

क) चयनात्मक गैर–उत्प्रेरक न्यूनीकरण प्रणाली	शून्य
ख) चयनात्मक उत्प्रेरक न्यूनीकरण प्रणाली	0.2 प्रतिशत

परंतु यह कि, जहाँ प्रौद्योगिकी, ''गैस से गैस'' हीटर के साथ स्थापित की गई हो, ऊपर विनिर्दिष्ट एयूएक्स$_{ईएन}$ में सकल उत्पादन का 0.2 प्रतिशत वृद्धि की जाएगी ।

42.6. ट्रांजिट एवं हैंडलिंग हानियाँ :

क) नियंत्रण अवधि के लिए डीएसपीएम को छोडकर कोयला आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिए ट्रांजिट एवं हैंडलिंग हानियाँ, माह के दौरान कोयला आपूर्ति कंपनी द्वारा प्रेषित स्वदेशी कोयले की मात्रा के प्रतिशत के रूप में नीचे दी गई अनुसार होंगी :

(i) पिट हेड उत्पादन स्टेशनः 0.20 प्रतिशत;

(ii) गैर–पिट हेड उत्पादन स्टेषनः 0.80 प्रतिशत :

परंतु यह कि डीएसपीएम के लिए ट्रांजिट और हैंडलिंग हानियाँ 0.20 प्रतिशत तक सीमित होंः

परंतु यह और कि, उपरोक्त मानदंड, घरेलू कोयले और/या धुले हुए कोयले पर लागू होंगे, और आयातित कोयले के मामले में, मानक ट्रांजिट और हैंडलिंग हानियाँ 0.20 प्रतिशत होंगीः

परंतु यह भी कि, पिट–हेड स्टेशनों के मामले में, यदि कोयला पिट–हेड खदानों के अलावा अन्य स्रोतों से प्राप्त किया जाता है, जिसे रेल के माध्यम से उत्पादन केंद्र तक पहुँचाया जाता है, तो गैर–पिट हेड स्टेशनों पर लागू ट्रांजिट और हैंडलिंग हानियाँ लागू होंगीः

परंतु यह भी कि, उत्पादन केंद्र तक कोयले के गैर–पिट हेड बहु–मॉडल परिवहन (एकाधिक ट्रांस–शिपमेंट वाले परिवहन के दो या अधिक साधनों का उपयोग करके) के लिए मानक ट्रांजिट और हैंडलिंग हानियाँ 1.00 प्रतिशत होंगीः

परंतु यह भी कि, डिलीवरी के आधार पर कोयले की खरीद के लिए, कोई ट्रांजिट और हैंडलिंग हानि की अनुमति नहीं दी जाएगी।

ख) एकीकृत खानों के मामले में, ट्रांजिट और हैंडलिंग हानि का निर्णय मामला–दर–मामला आधार पर, विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन किया जाएगा।

42.7. राज्य के डिस्कॉम को कुल शुद्ध बिजली की आपूर्ति करने वाले, और जिनका टैरिफ अधिनियम की धारा 62 के तहत आयोग द्वारा निर्धारित किया जाता है, ऐसे उत्पादकों को एसएलडीसी द्वारा निर्देश देने से पीछे हटने की स्थिति में, स्टेशन ताप दर और

सहायक ऊर्जा खपत, इन विनियमों के तहत निर्दिष्ट मानक संयंत्र उपलब्धता कारक के निम्न लोडिंग के कारण अतिरिक्त माध्यमिक ईंधन तेल की खपत की समीक्षा, विनियम 42.8 में विनिर्दिष्ट अनुसार की जाएगी।

42.8. स्टेशन ताप दर और सहायक ऊर्जा खपत के लिए मुआवजे की गणना, कोयला या लिग्नाइट आधारित उत्पादन स्टेशनों की ऊर्जा प्रभार दर के संदर्भ में की जाएगी।

(1) इन विनियमों के तहत निर्दिष्ट मानदंडों से उपर सकल स्टेशन ताप दर (एसएचआर) में गिरावट को निम्नानुसार माना जाएगा :–

स.क्र.	यूनिट की स्थापित क्षमता का % के रूप में यूनिट लोडिंग	एसएचआर में वृद्धि (उप– क्रिटिकल इकाइयों के लिए) %	एसएचआर में वृद्धि (सुपर क्रिटिकल इकाइयों के लिए) %
1.	85 –100	शून्य	शून्य
2.	80 – <85	2.1	1.8
3.	75 – <80	3.0	2.5
4.	70 – <75	4.0	3.3
5.	65 – <70	5.1	4.1
6.	60 – <65	6.1	4.9
7.	55 – <60	7.6	6.0
8.	50 – <55	9.2	7.1
9.	45 – <50	11.3	8.3
10.	40 – <45	13.8	9.9

(2) इन विनियमों के तहत निर्दिष्ट मानदंडों से उपर सहायक ऊर्जा खपत (एईसी) में गिरावट को निम्नानुसार माना जाएगा:–

स.क्र.	स्थापित क्षमता का % के रूप में यूनिट लोडिंग	स्वीकार्य एईसी में गिरावट %
1.	85 –100	शून्य
2.	80 – <85	0.5
3.	70 – <80	1.1
4.	60 – <70	1.8
5.	50 – <60	2.5
6.	40 – <50	3.2

(3) यूनिट शटडाउन के तहत उत्पादन स्टेशन के लिए एक वर्ष में सात (7) स्टार्ट/स्टॉप से अधिक माध्यमिक ईंधन तेल की खपत के लिए अतिरिक्त मुआवजा अनुज्ञेय होगा। मुआवजे के प्रयोजन के लिए, प्रति स्टार्टअप द्वितीयक ईंधन तेल की खपत को निम्नलिखित मानदंडों या वास्तविक, जो भी कम हो, के आधार पर माना जाएगाः–

इकाई आकार (मेगावाट)	प्रति स्टार्टअप माध्यमिक ईंधन तेल की खपत (केएल)		
	हॉट	वार्म	कूल
200/210/250 मेगावाट	20	40	60
500 मेगावाट	30	60	100
660 मेगावाट	45	75	130
800 मेगावाट	60	80	150

(4) 55 प्रतिशत यूनिट लोडिंग से नीचे चलने वाली इकाइयों के लिए 0.2 मिली/किलोवाट की अतिरिक्त विशिष्ट माध्यमिक ईंधन तेल खपत प्रदान की जाएगी और सुपरक्रिटिकल या अल्ट्रा–सुपरक्रिटिकल इकाइयों के लिए, शुरुआती या स्थिरीकरण मुद्दों के कारण, वाणिज्यिक संचालन की तारीख (सीओडी) से 3 वर्ष की अवधि के लिए स्टार्ट–अप तेल की 10 प्रतिशत अतिरिक्त मात्रा प्रदान की जाएगी।

(5) पार्ट लोड ऑपरेशन और जनरेटिंग स्टेशन की इकाइयों के मल्टीपल स्टार्ट और स्टॉप के कारण ताप दर, सहायक खपत और माध्यमिक ईंधन तेल की खपत में गिरावट के लिए मुआवजे की गणना करने के लिए तंत्र को निर्धारित करने की प्रक्रिया, आयोग के अनुमोदन से पृथक से जारी की जाएगी।

42.9. अभिकर्मक की खपत के मानदंडः

(1) सल्फर डाइऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी हेतु विभिन्न प्रौद्योगिकियों हेतु विशिष्ट अभिकर्मक की मानक खपत निम्नानुसार होगीः

(क) गीले चूना पत्थर आधारित फ्लू गैस डी–सल्फराइजेशन (एफजीडी) प्रणाली के लिएः विशिष्ट चूना पत्थर की खपत (ग्राम/किलोवाट घंटा) निम्नलिखित सूत्र द्वारा निकाली जाएगीः

(के x एसएचआर x एस/सीव्हीपीएफ) x (85/एलपी)

जहाँ,

एस = प्रतिशत में सल्फर की मात्रा,

एलपी = प्रतिशत में चूना पत्थर की शुद्धता,

एसएचआर = मानक सकल स्टेशन ताप दर, किलो कैलोरी प्रति किलोवाट घंटा में;

सीव्हीपीएफ = कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन केंद्रों के लिए विनियम 44.6 के अनुसार, प्राप्त कोयले का भारित औसत सकल ताप मान,

परंतु यह कि, के (k) का मान, 100/200 mg/Nm^3 के उत्सर्जन मानक के एसओ2 के साथ अनुपालन करने वाली इकाइयों के लिए (35.2 x डिजाइन एसओ2 निष्कासन दक्षता/96 प्रतिशत) के बराबर होगा या 600 mg/Nm^3 के उत्सर्जन मानक का अनुपालन करने वाली इकाइयों के लिए (26.8 x डिजाइन एसओ2 निष्कासन दक्षता/73 प्रतिशत) के बराबर होगाः

परंतु यह और कि, चूना पत्थर की शुद्धता 85 प्रतिशत से कम नहीं होगी;

(ख) लाइम स्प्रे ड्रायर या सेमी–ड्राई फ्लू गैस डिसल्फराइजेशन (एफजीडी) प्रणाली के लिए : विशिष्ट चूने की खपत, चूने (एलपी) की न्यूनतम शुद्धता के आधार पर 90 प्रतिशत या उससे अधिक पर सूत्र (6 x 90 एलपी) ग्राम/किलोवाट घंटा लागू करके निकाली जाएगी;

(ग) शुष्क सोरबेंट इंजेक्शन प्रणाली (सोडियम बाइकार्बोनेट का उपयोग करके) के लिएः सोडियम बाइकार्बोनेट की विशिष्ट खपत 100 प्रतिशत शुद्धता पर 12 ग्राम/किलोवाट घंटा होगी;

(घ) सीएफबीसी प्रौद्योगिकी (भट्ठी इंजेक्शन) आधारित उत्पादन केंद्र के लिएः सीएफबीसी आधारित उत्पादन केंद्र (भट्ठी इंजेक्शन) के लिए विशिष्ट चूना पत्थर की खपत की गणना निम्नलिखित सूत्र से की जाएगीः

(62.9 x एस x एसएचआर/सीव्हीपीएफ) x (85/एलपी),

जहाँ

एस = प्रतिशत में सल्फर की मात्रा,

एलपी = प्रतिशत में चूना पत्थर की शुद्धता,

एसएचआर = मानक सकल स्टेशन ताप दर, किलो कैलोरी प्रति किलोवाट घंटा में,

सीव्हीपीएफ = विनियमन 45.6 के अनुसार कोयला आधारित तापीय उत्पादन केंद्रों के लिए प्राप्त कोयले का भारित औसत सकल कैलोरी मान, किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम में;

(ड.) समुद्री जल आधारित फ्लू गैस डिसल्फराइजेशन (एफजीडी) प्रणाली के लिएः समुद्री जल आधारित फ्लू गैस डिसल्फराइजेशन (एफजीडी) प्रणाली में प्रयुक्त अभिकर्मक शून्य होगा।

(2) नाइट्रोजन ऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी लाने हेतु विभिन्न प्रौद्योगिकियों हेतु विशिष्ट अभिकर्मक की मानक खपत निम्नानुसार होगीः

(क) चयनात्मक गैर–उत्प्रेरक न्यूनीकरण (एसएनसीआर) प्रणाली के लिएः एसएनसीआर प्रणाली की विशिष्ट यूरिया खपत 100 प्रतिशत शुद्धता वाले यूरिया पर 1.2 ग्राम/किलोवाट घंटा होगी;

(ख) चयनात्मक उत्प्रेरक न्यूनीकरण (एससीआर) प्रणाली के लिएः एससीआर प्रणाली की विशिष्ट अमोनिया खपत 100 प्रतिशत शुद्धता वाले अमोनिया पर 0.6 ग्राम/किलोवाट घंटा होगी।

43. जल विद्युत उत्पादन स्टेशन के संचालन के मानदंड

43.1. टैरिफ निर्धारण के प्रयोजन हेतु, सकल उत्पादन को संयंत्र के लिए अनुमोदित डिजाइन ऊर्जा के बराबर माना जाएगा।

43.2. टैरिफ निर्धारण के प्रयोजनार्थ, आयोग द्वारा विशेष परिस्थितियों, जैसे असामान्य गाद समस्या या अन्य परिचालन स्थितियों, और ज्ञात संयंत्र सीमाओं के अंतर्गत डिजाइन ऊर्जा की तुलना में सकल उत्पादन के संबंध में अतिरिक्त छूट दी जा सकती है।

43.3. किसी नई जल विद्युत परियोजना के मामले में, डेवलपर के पास सीईआरसी (टैरिफ के निर्बंधन एवं शर्तें) विनियम, 2024 में विनिर्दिष्ट सिद्धांतों के आधार पर एनएपीएएफ के निर्धारण के लिए आयोग से पहले ही संपर्क करने का विकल्प होगा।

43.4. सहायक ऊर्जा खपत (एयूएक्स)

स्टेशन का प्रकार	स्थापित क्षमता 200 मेगावाट से अधिक	स्थापित क्षमता 200 मेगावाट तक
सतही		
घूर्णन ऊर्जन	0.7 प्रतिशत	0.7 प्रतिशत
स्थैतिक	1.0 प्रतिशत	1.2 प्रतिशत
भूमिगत		
घूर्णन ऊर्जन	0.9 प्रतिशत	0.9 प्रतिशत
स्थैतिक	1.2 प्रतिशत	1.3 प्रतिशत

44. ताप विद्युत उत्पादन केंद्रों के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार की गणना और भुगतान

44.1. ताप विद्युत उत्पादन केंद्र की स्थिर लागत की गणना, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर वार्षिक आधार पर की जाएगी और क्षमता प्रभार के अंतर्गत मासिक आधार पर वसूली जाएगी। किसी उत्पादन केंद्र के लिए देय कुल क्षमता प्रभार,

उसके लाभार्थियों द्वारा उत्पादन केंद्र की क्षमता में उनके संबंधित प्रतिशत शेयर/आबंटन के अनुसार साझा किया जाएगा।

44.2. एक कैलेंडर माह के लिए ताप विद्युत उत्पादन केंद्र को देय क्षमता प्रभार की गणना निम्नलिखित सूत्रों के अनुसार की जाएगी :

सीसी1 = (एएफसी/12) x (पीएएफ1/एनएपीएएफ); (एएफसी/12) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन

सीसी2 = { (एएफसी/6) x (पीएएफ2/एनएपीएएफ); (एएफसी/6) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन } –सीसी1

सीसी3 = { (एएफसी/4) x (पीएएफ3/एनएपीएएफ); (एएफसी/6) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन } –(सीसी1 + सीसी2)

सीसी4 = { (एएफसी/3) x (पीएएफ4/एनएपीएएफ); (एएफसी/3) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन } –(सीसी1 + सीसी2 + सीसी3)

सीसी5 = { (एएफसी x 5/12) x (पीएएफ5/एनएपीएएफ); (एएफसी x 5/12) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन } –(सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4)

सीसी6 = { (एएफसी/2) x (पीएएफ6/एनएपीएएफ); (एएफसी/2) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन } –(सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5)

सीसी7 = { (एएफसी x 7/12) x (पीएएफ7/एनएपीएएफ); (एएफसी x 7/12) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन } –(सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6)

सीसी8 = { (एएफसी x 2/3) x (पीएएफ8/एनएपीएएफ); (एएफसी x 2/3) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन } –(सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6 + सीसी7)

सीसी9 = { (एएफसी x 3/4) x (पीएएफ9/एनएपीएएफ); (एएफसी x 3/4) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन } –(सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6 + सीसी7 + सीसी8)

सीसी10 = { (एएफसी x 5/6) x (पीएएफ10/एनएपीएएफ); (एएफसी x 5/6) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन } –(सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6 + सीसी7 + सीसी8 + सीसी9)

सीसी11 = { (एएफसी x 11 / 12) x (पीएएफ11 / एनएपीएएफ); (एएफसी x 11 / 12) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन } –(सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6 + सीसी7 + सीसी8 + सीसी9+ सीसी10)

सीसी12 = { (एएफसी) x (पीएएफवाय / एनएपीएएफ); (एएफसी) की अधिकतम सीमा के अध्यधीन }–(सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 + सीसी6 + सीसी7 + सीसी8 + सीसी9+ सीसी10 + सीसी11) :

परंतु यह कि, नवीकरण और आधुनिकीकरण के कारण बंद पड़े उत्पादन केंद्र या उसकी इकाई के मामले में, उत्पादन कंपनी को एएफसी का एक हिस्सा वसूलने की अनुमति होगी, जिसमें केवल संचालन एवं रखरखाव व्यय और ऋण पर ब्याज शामिल होगा।

जहाँ,

एएफसी = वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक स्थिर लागत, रुपये में,

एनएपीएएफ = मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में,

$पीएएफ_{एम}$ = माह के अंत तक प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में,

पीएएफवाई = वर्ष के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता कारक, प्रतिशत में,

सीसी1, सीसी2, सीसी3, सीसी4, सीसी5, सीसी6, सीसी7, सीसी8, सीसी9, सीसी10, सीसी11 और सीसी12 क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पाँचवें, छठे, सातवें, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारहवें और बारहवें महीने के क्षमता प्रभार हैं।

44.3. पीएएफएम और पीएएफवाई की गणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगीः

$$\text{पीएएफएम या पीएएफवाई} = 10000 \times \sum_{\text{आई}=1}^{\text{एन}} \text{डीसी}_{\text{आई}} \{ \text{एन} \times \text{आईसी} \times (100 - \text{एयूएक्सएए}_{\text{न}} - \text{एयूएक्स}_{\text{ईएन}}) \} \%$$

जहाँ,

$एयूएक्सएए_{न}$ ।= सकल उत्पादन के प्रतिशत के रूप में मानक सहायक ऊर्जा खपत,

$एयूएक्स_{ईएन}$ = सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए मानक सहायक ऊर्जा खपत, जहाँ भी लागू हो,

डीसी = अवधि के iवें दिन, अर्थात् माह या वर्ष, जैसा भी मामला हो, के लिए नीचे दिए गए खंड के अध्यधीन, औसत घोषित क्षमता (एक्स–बस मेगावाट में), जैसा कि दिन समाप्त होने के बाद एसएलडीसी द्वारा प्रमाणित किया जाता है,

आईसी = उत्पादन केंद्र की स्थापित क्षमता (मेगावाट में),

एन = अवधि के दौरान दिनों की संख्या, अर्थात् माह या वर्ष, जैसा भी मामला हो।

नोटः

डीसीआई एवं आईसी में वाणिज्यिक संचालन के अंतर्गत घोषित नहीं की गई उत्पादन इकाइयों की क्षमता शामिल नहीं होगी। संबंधित अवधि के दौरान आईसी में परिवर्तन होने की स्थिति में, इसका औसत मान लिया जाएगा।

44.4. किसी ताप विद्युत उत्पादन केंद्र में ईंधन की कमी होने की स्थिति में, राज्य के वितरण लाइसेंसधारी को कुल विद्युत आपूर्ति करने वाली उत्पादन कंपनी, ऑफ–पीक घंटों के दौरान ईंधन की बचत करके पीक–लोड घंटों के दौरान अधिक मेगावाट आपूर्ति का प्रस्ताव कर सकती हैः

पंरतु यह कि एसएलडीसी, लाभार्थियों के परामर्श से, उत्पादन केंद्र के लिए अपने मेगावाट और ऊर्जा क्षमता का इष्टतम उपयोग करने हेतु एक व्यावहारिक डे–अहेड कार्यक्रम निर्धारित कर सकता हैः

परंतु यह और कि, ऐसी स्थिति में डीसीआई को उस दिन के लिए एसएलडीसी द्वारा विनिर्दिष्ट अधिकतम पीक–ऑवर एक्स–पावर प्लांट मेगावाट कार्यक्रम के बराबर माना जाएगा।

44.5. उत्पादन केंद्र या उसकी इकाई को विनियम 42.2 में विनिर्दिष्ट मानक वार्षिक प्लांट लोड फैक्टर (एनएपीएलएफ) के अनुरूप एक्स–बस ऊर्जा से अधिक अनुसूचित उत्पादन के अनुरूप एक्स–बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए 75 पैसे/किलोवाट घंटा की एक समान दर पर अतिरिक्त प्रभार का भुगतान किया जाएगा।

44.6. ऊर्जा प्रभार में ईंधन लागत (प्राथमिक ईंधन के साथ–साथ द्वितीयक ईंधन) शामिल होगी, और प्रत्येक लाभार्थी द्वारा कैलेंडर माह के दौरान ऐसे लाभार्थी को आपूर्ति की जाने वाली कुल ऊर्जा के लिए, उस माह की ऊर्जा शुल्क दर पर, एक्स–पावर प्लांट के आधार पर देय होगी। एक माह के लिए उत्पादन कंपनी को देय कुल ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होगाः

(ऊर्जा शुल्क दर रु./कि.वा.घ. में) **x** {माह के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स–बस) कि.वा.घ. में}

एक्स–पावर प्लांट के आधार पर प्रति कि.वा.घ. रुपये में ऊर्जा शुल्क दर (ईसीआर) कोयला–आधारित स्टेशनों के लिए निम्नलिखित सूत्रों के अनुसार तीन दशमलव स्थानों तक निर्धारित की जाएगीः

ईसीआर = [{(जीएचआर–एसएफसी x सीव्हीएसएफ) x एलपीपीफ/सीव्हीएसएफ}+ एसएफसी x एलपीएसएफआई] x 100/ (100–एयूएक्स)

जहाँ,

एयूएक्स = मानक सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में।

सीवीपीएफ

(क) उत्पादन केंद्र पर प्राप्त प्राथमिक ईंधन का सकल कैलोरी मान, किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम, प्रति लीटर या प्रति मानक घन मीटर में, जैसा भी विवेकपूर्ण जाँच के बाद लागू हो :

परतु यह कि जहाँ 'प्राप्त' के आधार पर नमूने लेने की व्यवस्था न हो, वहाँ प्राप्त कोयले के जीसीवी की गणना 'बिल के अनुसार' कोयले के जीसीवी से की जा सकती है।

कुल नमी के समायोजन की गणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगीः

$$\frac{\text{जीसीवी } \mathbf{x} \ (1-\text{टीएम})}{(1-\text{आईएम})}$$

जहाँ, जीसीवी = कोयले का सकल कैलोरी मान,

टीएम = कुल नमी,

आईएम = अंतर्निहित नमी;

(ख) कोयला आधारित स्टेशनों के लिए प्राप्त कोयले का भारित औसत सकल कैलोरी मान, प्रति किलोग्राम किलो कैलोरी में, उत्पादन स्टेशन पर भंडारण के दौरान होने वाले परिवर्तन के कारण 85 किलो कैलोरी/किग्रा कम;

(ग) विभिन्न स्रोतों से प्राप्त ईंधन के सम्मिश्रण के मामले में, प्राथमिक ईंधन का भारित औसत सकल कैलोरी मान, सम्मिश्रण अनुपात के अनुपात में निकाला जाएगाः

सीव्हीएसएफ = द्वितीयक ईंधन का ऊष्मीय मान, किलो कैलोरी प्रति मिलीलीटर में,

ईसीआर = ऊर्जा प्रभार दर, रुपये प्रति किलोवाट घंटा में,

जीएचआर = मानक सकल स्टेशन ताप दर, किलो कैलोरी प्रति किलोवाट घंटा में,

एलपीपीएफ = प्राथमिक ईंधन का भारित औसत लैण्डेड मूल्य, माह के दौरान, रुपये प्रति किलोग्राम, प्रति लीटर या प्रति मानक घन मीटर में, जैसा भी लागू होः

परंतु यह कि, विभिन्न स्रोतों से ईंधन के सम्मिश्रण के मामले में, प्राथमिक ईंधन की भारित औसत लैण्डेड लागत, सम्मिश्रण अनुपात को ध्यान में रखकर निकाली जाएगी।

एसएफसी = मानक विशिष्ट ईंधन तेल खपत, मिलीलीटर प्रति किलोवाट घंटा में,

एलपीएसएफ = द्वितीयक ईंधन का भारित औसत लैण्डेड मूल्य, रुपये/मिली में, जिसे प्रारंभ में ध्यान में रखा गया है।

44.7. द्वितीयक ईंधन लागत, परिवर्तनीय लागत का हिस्सा होने के बावजूद, परिवर्तनीय लागत समायोजन (व्हीसीए) सूत्र का हिस्सा नहीं होगी :

परंतु यह कि द्वितीयक ईंधन तेल लागत के कारण होने वाले प्रभाव का ट्रू–अप के समय समाधान किया जाएगा।

44.8. द्वितीयक ईंधन तेल पर उत्पादन कंपनी द्वारा वहन की गई लैण्डेड लागत, पिछले तीन महीनों के वास्तविक भारित औसत मूल्य के आधार पर ली जाएगी और पिछले तीन महीनों के लिए लैण्डेड लागत के अभाव में, वर्ष के प्रारंभ से पहले उत्पादन स्टेशन के लिए नवीनतम खरीद मूल्य के आधार पर ली जाएगी।

44.9. उत्पादन कंपनी को, आयोग के पूर्व अनुमोदन से, घरेलू कोयले के कुशल उपयोग के लिए हस्तांतरित कोयले के उपयोग हेतु भारत सरकार के विद्युत मंत्रालय द्वारा निर्धारित पद्धति के अनुसार, विद्युत उत्पादन की लागत को कम करने के लिए घरेलू कोयले और अन्य संसाधनों के उपयोग में लचीलापन रखने की अनुमति होगी।

44.10. महीने के लिए ईंधन की लैण्डेड लागत में ईंधन की कीमत या इनपुट मूल्य, जहाँ भी लागू हो, ईंधन के ग्रेड और गुणवत्ता के अनुरूप वाशरी शुल्क, रॉयल्टी, कर और ड्यूटी, कन्वेयर/रेल/सड़क या किसी अन्य माध्यम से परिवहन लागत शामिल होगी, और कोयले के मामले में, विनियम 42.6 में विनिर्दिष्ट मानक ट्रांजिट और हैंडलिंग घाटे पर विचार करने के बाद इसका आकलन किया जाएगाः

परंतु यह कि, पारदर्शी प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से प्राप्त प्राथमिक ईंधन के मामले में, ऐसी बोली के माध्यम से प्राप्त न्यूनतम दर को मात्रा और गुणवत्ता के आधार पर समायोजन के बाद ईंधन की लैण्डेड लागत माना जाएगाः

परंतु यह और कि, कोयला–आधारित तापीय उत्पादन स्टेशन के मामले में, प्राथमिक ईंधन का सकल कैलोरी मान, विवेकपूर्ण जाँच के बाद प्रतिष्ठित तृतीय–पक्ष एजेंसी द्वारा जारी प्रमाण पत्र/परीक्षण रिपोर्ट के आधार पर विचार किया जाएगा :

परंतु यह भी कि, तृतीय–पक्ष परीक्षण के लिए किए गए व्यय की प्रतिपूर्ति, लाभार्थियों द्वारा की जाएगी।

44.11. ईंधन और अन्य व्ययों में मासिक परिवर्तन, इन विनियमों के विनियम 92 में वर्णित प्रणाली के अनुसार वसूलनीय होगा।

44.12. उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण अनुपूरक ऊर्जा प्रभार, सहायक ऊर्जा खपत और अभिकर्मक खपत की लागत के कारण अंतर ऊर्जा प्रभारों को, कवर करेगा, और प्रत्येक लाभार्थी द्वारा कैलेंडर माह के दौरान ऐसे लाभार्थी को आपूर्ति की जाने वाली अनुसूचित कुल ऊर्जा के लिए, एक्स–विद्युत संयंत्र आधार पर, उस माह की अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर पर देय होगा।

परंतु यह कि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण ऐसा पूरक ऊर्जा प्रभार लाभार्थियों को दिया जाएगा, जो छत्तीसगढ़ पर्यावरण संरक्षण बोर्ड के साथ पत्राचार से यथा प्रमाणित अनुसार, उत्पादन कंपनी द्वारा उत्सर्जन मानदंडों के अनुपालन के अधीन होगा।

44.13. उत्पादन कंपनी को देय कुल अनुपूरक ऊर्जा प्रभार इस प्रकार होगा :

अनुपूरक ऊर्जा शुल्क = (रुपये/किलोवाट घंटा में अनुपूरक ऊर्जा शुल्क दर) x {किलोवाट घंटा में मासिक अनुसूचित ऊर्जा (एक्स–बस)}

कोयला और लिग्नाइट आधारित ताप विद्युत उत्पादन स्टेशनों के लिए अनुपूरक ईसीआरः

अनुपूरक ईसीआर = (ईसीआर) + [(एसआरसी x एलपीआर/10) / (100–(एयूएक्स$_{एन}$ + एयूएक्स$_{ईएन}$)), जहाँ,

(ईसीआर) = (एयूएक्सएन + एयूएक्सएन) के समतुल्य उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के साथ संशोधित सहायक ऊर्जा खपत वाले ईसीआर और इन विनियमों में निर्दिष्ट मानक सहायक ऊर्जा खपत वाले ईसीआर के बीच का अंतर,

एसआरसी =संशोधित उत्सर्जन मानकों के कारण विशिष्ट अभिकर्मक खपत (ग्राम/किलोवाट घंटा में),

एलपीआर = उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए अभिकर्मक का भारित औसत लैण्डेड मूल्य (रुपये/किलोग्राम में)।

45. जल विद्युत उत्पादन केंद्रों के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार की गणना और भुगतान

जल विद्युत उत्पादन केंद्र से बिजली की आपूर्ति के लिए टैरिफ में, संयुक्त क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार शामिल होंगे, जो सीईआरसी (टैरिफ के निर्बंधन एवं शर्तें) विनियम, 2024 में विनिर्दिष्ट तरीके से प्राप्त किए जाएँगेः

परंतु यह कि राज्य के स्वामित्व वाले जल विद्युत संयंत्र के लिए टैरिफ, एकल–भाग टैरिफ होगाः

परंतु यह भी कि, जल विद्युत उत्पादन केंद्रों को 'अनिवार्य रूप से चलने वाले' बिजली केंद्र के रूप में माना जाएगा।

46. सीडीएम लाभों का बँटवारा

स्वच्छ विकास तंत्र (सीडीएम) के अंतर्गत अनुमोदित उत्सर्जन न्यूनीकरण परियोजनाओं से कार्बन क्रेडिट की आय, निम्नलिखित तरीके से साझा की जाएगी, अर्थात :–

(क) सीडीएम के कारण सकल आय का 100 प्रतिशत, उत्पादन केंद्र या पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक संचालन की तिथि के बाद पहले वर्ष में परियोजना डेवलपर द्वारा रखा जाएगा;

(ख) दूसरे वर्ष के लिए, लाभार्थियों का हिस्सा 10 प्रतिशत होगा, जिसे प्रत्येक वर्ष 10 प्रतिशत की दर से उत्तरोत्तर बढ़ाया जाएगा, जब तक कि यह 50 प्रतिशत तक न पहुंच जाए, तत्पश्चात प्राप्त राशि को उत्पादन कंपनी या पारेषण प्रणाली, जैसा भी मामला हो, और लाभार्थियों द्वारा समान अनुपात में साझा किया जाएगा।

47. विचलन प्रभार

उत्पादक केंद्रों के लिए वास्तविक शुद्ध अंतःक्षेपण और अनुसूचित शुद्ध अंतःक्षेपण के बीच अंतर, और लाभार्थियों के लिए वास्तविक शुद्ध निकासी और अनुसूचित शुद्ध निकासी के बीच अंतर को, उनके संबंधित विचलन के रूप में माना जाएगा और ऐसे विचलनों के लिए प्रभार सीएसईआरसी (अंतर–राज्यीय उपलब्धता आधारित टैरिफ और विचलन निपटान तंत्र) विनियम, 2016 के अनुसार तय किए जाएँगे:

परंतु यह कि, इन विनियमों में किसी प्रावधान के अभाव में, आयोग, समय–समय पर यथा संशोधित सीईआरसी (विचलन निपटान तंत्र और संबंधित मामले) विनियम, 2014 के तहत अधिसूचित मानदंडों को ऐसी अवधि के लिए अपनाएगा, जैसा कि आयोग द्वारा विनिष्चित किया जाये।

परंतु यह और कि, राज्य के स्वामित्व वाले वितरण लाइसेंसधारी को बिजली की आपूर्ति करने वाली उत्पादन कंपनी पर लागू विचलन प्रभार के कारण लाभ और हानि के बंटवारे की अनुमति, इन विनियमों के विनियम 13 के अनुसार ट्रू–अप के समय दी जाएगी:

परंतु यह भी कि, प्रत्येक उत्पादन केंद्र और लाभार्थी के वास्तविक शुद्ध विचलन को उसकी परिधि पर ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी /एसटीयू /वितरण लाइसेंसधारी द्वारा संस्थापित किए गये विशेष ऊर्जा मीटरों (एसईएम) के माध्यम से मापा जाएगा और एसएलडीसी द्वारा प्रत्येक 15 मिनट के समय–ब्लॉक के लिए मेगावाट घंटे में गणना की जायेगी।

अध्याय 5
एकीकृत खदान (खान) से कोयला और लिग्नाइट के इनपुट मूल्य का निर्धारण

48. ऊर्जा प्रभार हेतु कोयला और लिग्नाइट का इनपुट मूल्य

48.1. जहाँ उत्पादन कंपनी के पास उसे आवंटित एकीकृत खदान(खानों) से कोयला या लिग्नाइट की आपूर्ति की व्यवस्था है, जिसका उपयोग उसके एक या एक से अधिक उत्पादन केंद्रों में अंतिम उपयोग के रूप में, आंशिक या पूर्ण रूप से किया जाएगा, वहाँ उत्पादन केंद्र के टैरिफ का ऊर्जा प्रभार घटक, इन विनियमों के अनुसार निर्धारित ऐसी एकीकृत खदानों से कोयला या लिग्नाइट के इनपुट मूल्य के आधार पर, जैसा भी मामला हो, निर्धारित किया जाएगा।

48.2. एकीकृत खदान(खानों) के वाणिज्यिक संचालन की तिथि के पश्चात, जब तक आयोग द्वारा इन विनियमों के अंतर्गत कोयले का इनपुट मूल्य निर्धारित नहीं कर लिया जाता, तब तक उत्पादन कंपनी एकीकृत खदान(खानों) से प्राप्त कोयले के ग्रेड के अनुरूप कोल इंडिया लिमिटेड के अधिसूचित मूल्य या निवेश अनुमोदन में उपलब्ध अनुमानित मूल्य, जो भी कम हो, को उत्पादन केंद्र के लिए कोयले के इनपुट मूल्य के रूप में अपनाएगीः

परंतु यह कि, इन विनियमों के अंतर्गत निर्धारित कोयले के इनपुट मूल्य और ऐसे निर्धारण से पूर्व अपनाए गए कोयले के इनपुट मूल्य के बीच के अंतर को, बिल की गई कोयले की मात्रा के लिए, विनियम 48.4 के अनुसार समायोजित किया जाएगा।

48.3. एकीकृत खदानों के वाणिज्यिक संचालन की तिथि के पश्चात, जब तक आयोग द्वारा इन विनियमों के अंतर्गत लिग्नाइट का इनपुट मूल्य निर्धारित नहीं कर लिया जाता, तब तक उत्पादन केंद्र के लिए लिग्नाइट का इनपुट मूल्य, आयोग द्वारा लिग्नाइट के हस्तांतरण मूल्य के लिए निर्धारित अंतिम उपलब्ध एकत्रित लिग्नाइट मूल्य या निवेश अनुमोदन में उपलब्ध अनुमानित मूल्य, जो भी कम हो, पर निर्धारित करेगाः

परंतु यह कि, इन विनियमों के अंतर्गत निर्धारित लिग्नाइट के इनपुट मूल्य और ऐसे निर्धारण से पूर्व निर्धारित लिग्नाइट के इनपुट मूल्य के बीच के अंतर को, बिल की गई लिग्नाइट की मात्रा के लिए, विनियम 48.4 के अनुसार समायोजित किया जाएगा।

48.4. इस विनियमन के विनियम 48.2 के अंतर्गत इनपुट मूल्य की अधिक या कम वसूली के मामले में, उत्पादन कंपनी, यथास्थिति, अतिरिक्त राशि वापस करेगी या कमी वाली राशि की वसूली, उक्त वर्ष के लिए कार्यशील पूंजी ऋण पर ब्याज की गणना हेतु अनुमत दर के बराबर साधारण ब्याज सहित, आयोग द्वारा निर्धारित किश्तों में करेगीः

परंतु यह कि ऐसा ब्याज आदेश जारी होने की तिथि तक देय होगा और किश्तों की अवधि के दौरान कोई ब्याज नहीं दिया जाएगा या अधिरोपित नहीं जाएगाः

परंतु यह और कि, यदि इन विनियमों के विनियम 5.10 के अंतर्गत निर्दिष्ट समय–सीमा के अनुसार इनपुट मूल्य के निर्धारण हेतु याचिका दायर करने में विलंब होती है, तो विलंब की अवधि के अनुरूप वहन लागत की अनुमति नहीं दी जा सकेगी।

49. एकीकृत खदान के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से पूर्व कोयला या लिग्नाइट की आपूर्ति

वाणिज्यिक संचालन की तिथि से पूर्व एकीकृत खदान(खानों) से कोयला या लिग्नाइट की आपूर्ति हेतु इनपुट मूल्य, निवेश अनुमोदन में उपलब्ध अनुमानित मूल्य या विद्युत क्षेत्र को आपूर्ति किए गए कोयले के संगत ग्रेड के लिए कोल इंडिया लिमिटेड द्वारा अधिसूचित मूल्य, जो भी कम हो, होगा।

परंतु यह कि, एकीकृत खदान(खानों) के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से पूर्व कोयला या लिग्नाइट की आपूर्ति से अर्जित कोई भी राजस्व, उक्त एकीकृत खदान(खानों) की पूंजीगत लागत को समायोजित करने में लागू किया जाएगा।

50. वित्त वर्ष 2026–27 से वित्त वर्ष 2029–30 तक की नियंत्रण अवधि के लिए उत्पादन केंद्र(केन्द्रों) की एकीकृत खदान(खानों) से कोयले का इनपुट मूल्य निम्नलिखित के लिए वार्षिक रूप से ट्रू–अप किया जाएगाः

क) आयोग द्वारा अनुमत अतिरिक्त पूंजीगत व्यय सहित पूंजीगत व्यय;

ख) अप्रत्याशित घटना और कानून में परिवर्तन के कारण किए गए अतिरिक्त पूंजीगत व्यय सहित पूंजीगत व्यय;

ग) जीवन और संपत्ति के लिए खतरे को कम करने के लिए किए गए अतिरिक्त पूंजीगत व्यय सहित पूंजीगत व्यय;

घ) इन विनियमों के लागू प्रावधानों के अनुसार संचालन एवं रखरखाव व्यय :

परंतु यह कि ट्रूइंग–अप करने के बाद, यदि पहले से वसूल की गई इनपुट मूल्य, इन विनियमों के तहत आयोग द्वारा अनुमोदित इनपुट मूल्य से अधिक या कम हो जाती है, तो अतिरिक्त या कमी की राशि, जैसा भी मामला हो, उत्पादन कंपनी द्वारा उक्त वर्ष के लिए कार्यशील पूंजी पर ब्याज की गणना के लिए अनुमत दर के बराबर साधारण ब्याज के साथ, आयोग द्वारा तय की जा सकने वाली किश्तों में वापस की जाएगी या वसूल की जाएगीः

परंतु यह और कि, उत्पादन कंपनी, अनुसूचित ऊर्जा के आधार पर लाभार्थियों से ऐसी अतिरिक्त राशि वापस करेगी या कमी की राशि वसूल करेगी।

51. कोयला या लिग्नाइट का इनपुट मूल्य

51.1. एकीकृत खदान(खानों) से कोयला या लिग्नाइट का इनपुट मूल्य, निम्नलिखित घटकों के आधार पर निर्धारित किया जाएगाः

I) रन ऑफ माइन (आर ओ एम) लागत; और

II) अतिरिक्त प्रभारः

क. क्रशिंग शुल्क;

ख. खदान के भीतर एकीकृत खदान से संबद्ध वाशरी छोर या कोयला हैंडलिंग प्लांट तक परिवहन शुल्क, जैसा भी मामला हो;

ग. खदान छोर पर हैंडलिंग शुल्क;

घ. धुलाई शुल्क; और

ड.. वाशरी छोर या कोयला हैंडलिंग प्लांट से आगे, जैसा भी मामला हो, और लोडिंग पॉइंट तक परिवहन शुल्कः

परंतु यह कि, ऐसे मामलों में जहाँ परिवहन दो चरणों में होता है, अर्थात खदान से भंडारण यार्ड तक और भंडारण यार्ड से प्लांट तक, परिवहन शुल्क दोनों चरणों के लिए संचयी होगाः

पंरतु यह और कि, एकीकृत खदान(खदानों) के मामले में, खनन गतिविधियों के दायरे और प्रकृति के आधार पर अतिरिक्त शुल्कों के एक या अधिक घटक लागू हो सकते हैंः

परंतु यह भी कि, लिग्नाइट की इनपुट कीमत की गणना, प्रौद्योगिकी जैसे बकेट एक्सकेवेटर–कन्वेयर या बेल्ट–स्प्रेडर या इसके संयोजन और हैंडलिंग शुल्क, यदि कोई हो, के आधार पर रन ऑफ माइन (आरओएम) लागत के आधार पर की जाएगी।

51.2. वैधानिक प्रभार, जैसा भी लागू हो, विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन, वास्तविक रूप में अनुमत होंगे।

52. रन ऑफ माइन (आरओएम) लागत

52.1. कोयला खान (विशेष प्रावधान) अधिनियम, 2015 के अंतर्गत नीलामी के माध्यम से आवंटित एकीकृत खदानों के मामले में कोयले की रन–ऑफ–माइन लागत निम्नानुसार निर्धारित की जाएगीः

आरओएम लागत = (कोयले का उद्धृत मूल्य) + (निश्चित आरक्षित मूल्य)

जहाँ,

(i) कोयले का उद्धृत मूल्य संबंधित कोयला ब्लॉक या खदान के संबंध में कोयले का अंतिम मूल्य प्रस्ताव है, साथ ही कोयला खान विकास एवं उत्पादन समझौते में प्रावधान के अनुसार, यदि कोई बाद में वृद्धि हो, भी शामिल हैः

परंतु यह कि, नीलामी के दौरान उत्पादन कंपनी द्वारा उद्धृत अतिरिक्त प्रीमियम, यदि कोई हो, को रन–ऑफ–माइन लागत में शामिल नहीं किया जाएगा;

(ii) निश्चित आरक्षित मूल्य, प्रति टन निर्धारित आरक्षित मूल्य है, साथ ही कोयला खान विकास एवं उत्पादन समझौते में प्रावधान के अनुसार, यदि कोई बाद में वृद्धि हो, भी शामिल है ; और

(iii) विनियम 54 के अंतर्गत पूंजीगत लागत और विनियम 55 के अंतर्गत अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, नीलामी के माध्यम से आवंटित एकीकृत खदानों के संबंध में आरओएम लागत के प्रयोजन के लिए स्वीकार्य नहीं होंगे।

52.2. कोयला खान (विशेष प्रावधान) अधिनियम, 2015 के अंतर्गत आवंटन मार्ग से आवंटित एकीकृत खदान के मामले में कोयले की रन–ऑफ–माइन लागत निम्नानुसार निर्धारित की जाएगीः

आरओएम लागत = [(वार्षिक निष्कर्षण लागत/एटीक्यू या वास्तविक उत्पादन, जो भी अधिक हो) + खनन प्रभार] + (निर्धारित आरक्षित मूल्य);

जहाँ,

(i) वार्षिक निष्कर्षण लागत, इन विनियमों के विनियम 56 के अनुसार गणना की गई कोयले के निष्कर्षण की लागत है;

(ii) खनन शुल्क, उत्पादन कंपनी द्वारा खनन के लिए नियोजित खदान विकासकर्ता और संचालक को प्रति टन कोयले के लिए भुगतान किया जाने वाला शुल्क है, जहाँ भी लागू हो; और

(iii) निर्धारित आरक्षित मूल्य, कोयला खान विकास और उत्पादन समझौते में प्रावधान के अनुसार प्रति टन निर्धारित आरक्षित मूल्य है, साथ ही बाद में होने वाली वृद्धि, यदि कोई हो, भी शामिल है।

52.3. लिग्नाइट के लिए एकीकृत खदान के मामले में लिग्नाइट की रन–ऑफ–माइन लागत निम्नानुसार निर्धारित की जाएगीः

आरओएम लागत = [(वार्षिक निष्कर्षण लागत/एटीक्यू या वास्तविक उत्पादन, जो भी अधिक हो) + खनन प्रभार];

जहाँ,

(i) वार्षिक निष्कर्षण लागत, इन विनियमों के विनियम 56 के अनुसार गणना की गई लिग्नाइट के निष्कर्षण की लागत है;

(ii) खनन शुल्क, उत्पादन कंपनी द्वारा खनन के लिए नियोजित खदान विकासकर्ता और संचालक को प्रति टन लिग्नाइट का भुगतान किया जाने वाला शुल्क है, जहाँ भी लागू हो।

52.4. उत्पादन कंपनी, वार्षिक आधार पर कोयले या लिग्नाइट के निष्कर्षण के लिए खनन योजना का पालन करेगी और कोयला नियंत्रक या सक्षम प्राधिकारी से इस आशय का प्रमाण पत्र प्रस्तुत करेगीः

परंतु यह कि, खनन योजना से विचलन पर केवल तभी विचार किया जाएगा, जब ऐसे विचलन को कोयला नियंत्रक द्वारा अनुमोदित किया गया हो या संशोधित खनन योजना को सक्षम प्राधिकारी द्वारा अनुमोदित किया गया हो।

52.5. कोयला और लिग्नाइट की रन–ऑफ–माइन लागत रुपये प्रति टन के हिसाब से निकाली जाएगी।

53. अतिरिक्त शुल्क

53.1. जहाँ क्रशिंग या परिवहन या हैंडलिंग या धुलाई का कार्य, उत्पादन कंपनी द्वारा माइन डेवलपर और ऑपरेटर या माइन डेवलपर और ऑपरेटर के अलावा किसी अन्य एजेंसी को नियुक्त किए बिना किया जाता है, वहाँ अतिरिक्त प्रभार निम्नानुसार निकाले जाएँगेः

(i) क्रशिंग प्रभार = वार्षिक क्रशिंग लागत/मात्रा;

(ii) परिवहन प्रभार = वार्षिक परिवहन लागत/मात्राः

परंतु यह कि, खदान से एकीकृत खदान(खानों) से संबद्ध वाशरी छोर या कोयला हैंडलिंग संयंत्र तक और एकीकृत खदान(खानों) से संबद्ध वाशरी छोर या कोयला हैंडलिंग संयंत्र से आगे और लोडिंग बिंदु तक, जैसा भी मामला हो, अलग–अलग परिवहन शुल्क, जैसा भी लागू हो, विचार किया जाएगाः

परंतु यह और कि, उन मामलों में जहाँ परिवहन दो चरणों में होता है, अर्थात खदान से भंडारण यार्ड तक और भंडारण यार्ड से संयंत्र तक, परिवहन शुल्क दोनों चरणों के लिए संचयी होगाः

परंतु यह भी कि, ऐसे मामलों में, प्रति टन परिवहन लागत की गणना, दोनों चरणों के लिए अलग–अलग की जाएगी और फिर संचयी प्रभाव पर विचार किया जाएगा।

(iii) हैंडलिंग शुल्क = वार्षिक हैंडलिंग लागत/मात्रा; और

(iv) धुलाई शुल्क = वार्षिक धुलाई लागत/मात्राः

परंतु यह कि उत्पादन कंपनी, लागत–लाभ विश्लेषण, वास्तव में प्राप्त कैलोरी मान में सुधार के संदर्भ में कोयले की धुलाई में हुई लागत का औचित्य प्रस्तुत करेगी।

जहाँ,

(क) वार्षिक क्रशिंग लागत, वार्षिक परिवहन लागत, वार्षिक हैंडलिंग लागत और वार्षिक धुलाई लागत निम्नलिखित घटकों के आधार पर निकाली जाएगी, जिसके लिए उत्पादन कंपनी पूंजीगत लागत अलग से प्रस्तुत करेगीः

i) मूल्यह्रास;

ii) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

iii) ऋण पर ब्याज;

iv) इक्विटी पर प्रतिफल;

v) संचालन एवं रखरखाव व्यय, खनन शुल्क को छोड़कर;

क. मानव संसाधन व्यय

ख. एम एवं जी व्यय;

vi) वैधानिक शुल्क, यदि लागू हो।

(ख) मात्रा, वर्ष के दौरान लेखा परीक्षक/चार्टर्ड एकाउंटेंट/लागत लेखाकार द्वारा विधिवत प्रमाणित, क्रषिंग या परिवहन किए गए या हैंडल किए गए या वाषिंग किये गए कोयले या लिग्नाइट की टन मात्रा होगी।

53.2. जहाँ क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग या वाषिंग, उत्पादन कंपनी द्वारा नियोजित खान विकासकर्ता और संचालक के कार्यक्षेत्र में आती है, वहाँ कोई अतिरिक्त शुल्क स्वीकार नहीं किया जाएगा, क्योंकि उसकी वसूली खान विकासकर्ता और संचालक के खनन प्रभार के माध्यम से की जाएगी।

53.3. जहाँ क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग या वाषिंग, उत्पादन कंपनी द्वारा खान विकासकर्ता और संचालक के अलावा किसी अन्य एजेंसी को नियुक्त करके की जाती है, ऐसी एजेंसियों के वार्षिक शुल्क को संचालन एवं रखरखाव व्यय का हिस्सा माना जाएगा, बशर्ते कि ये शुल्क पारदर्शी प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से निर्धारित किए गए हों।

53.4. जहाँ क्रशिंग शुल्क, परिवहन शुल्क, हैंडलिंग शुल्क और वाषिंग शुल्क पर प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया का सहारा लिए बिना पारस्परिक रूप से सहमति हो गई हो, वहाँ आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के बाद, कोल इंडिया लिमिटेड या समान कोयला खदानों के शुल्कों या किसी अन्य संदर्भ शुल्कों को ध्यान में रखते हुए, इन्हें स्वीकार किया जाएगा।

53.5. क्रशिंग शुल्क, परिवहन शुल्क, हैंडलिंग शुल्क और वाषिंग शुल्क, रुपये प्रति टन के हिसाब से निकाले जाएँगे।

54. पूंजीगत लागत

54.1. वाणिज्यिक संचालन की तिथि तक एकीकृत खदानों के विकास के लिए चार्टर्ड एकाउंटेंट द्वारा विधिवत प्रमाणित आईडीसी और आईईडीसी सहित किए गए पूंजीगत व्यय को, पूंजीगत लागत निकालने के लिए विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा स्वीकार किया जाएगा।

54.2. खनन कार्यों के लिए आवश्यक क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग, वाषिंग और अन्य खनन गतिविधियों के लिए बुनियादी ढांचे पर किए गए पूंजीगत व्यय की गणना, इन विनियमों के अनुसार अलग से की जाएगीः

परंतु यह कि, जहां क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग या वाषिंग का कार्य, उत्पादन कंपनी द्वारा किया जाता है, इन घटकों के बुनियादी ढांचे पर किए गए व्यय को पूंजीकृत किया जाएगाः

परंतु यह और कि, जहां क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग या वाषिंग के किसी भी घटक के साथ या उसके बिना खदान विकास और संचालन, उत्पादन कंपनी द्वारा खान विकासकर्ता और संचालक या खान विकासकर्ता और संचालक के अलावा किसी अन्य एजेंसी को नियुक्त करके किया जाता है, खान विकासकर्ता और संचालक या ऐसी एजेंसी द्वारा किए गए पूंजीगत व्यय को उत्पादन कंपनी द्वारा पूंजीकृत नहीं किया जाएगा और इनपुट मूल्य के निर्धारण के लिए उस पर विचार नहीं किया जाएगा।

54.3. पूंजीगत व्यय का निर्धारण खनन योजना, विस्तृत परियोजना रिपोर्ट, खदान बंद करने की योजना, लागत लेखा परीक्षा रिपोर्ट और आयोग द्वारा उचित समझे जाने वाले अन्य विवरणों पर विचार करके किया जाएगा, परंतु यह इन्हीं तक सीमित नहीं होगा।

54.4. एकीकृत खदानों के मामले में, जिन्होंने 1.4.2026 से पहले वाणिज्यिक संचालन की तिथि घोषित की है, सीएसईआरसी एमवाईटी विनियम, 2021 के प्रावधानों के अनुसार 31.3.2026 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए आयोग द्वारा अनुमत पूंजीगत व्यय, इनपुट मूल्य की गणना का आधार होगा।

55. अतिरिक्त पूंजीगत व्यय

55.1. एकीकृत खदानों के संबंध में, वाणिज्यिक संचालन की तिथि के बाद और अधिकतम निर्धारित क्षमता प्राप्त करने की तिथि तक किए गए या किए जाने वाले अनुमानित पूंजीगत व्यय को आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन स्वीकार किया जा सकता है और नियंत्रण अवधि के संबंधित वर्ष में खनन योजना में निर्दिष्ट वर्ष की वार्षिक लक्ष्य मात्रा या उस वर्ष में वास्तविक निष्कर्षण, जो भी अधिक हो, के अनुरूप अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के रूप में निम्नलिखित आधारों पर पूंजीकृत किया जाएगाः

(क) खनन योजना के अनुसार गतिविधियों पर किया गया व्यय;

(ख) निष्पादन के लिए स्थगित कार्यों पर व्यय और वाणिज्यिक संचालन की तिथि से पहले निष्पादित कार्यों के लिए मान्यता प्राप्त अप्राप्त देनदारियाँ;

(ग) किसी भी वैधानिक प्राधिकरण के निर्देशों या आदेशों का पालन करने के लिए किए जाने वाले आवश्यक कार्यों पर व्यय;

(घ) किसी न्यायालय के आदेश या डिक्री या मध्यस्थता के निर्णय के अनुपालन से उत्पन्न देनदारियाँ;

(ङ) खनन योजना के अनुसार भूमि की खरीद और विकास पर व्यय;

(च) अतिरिक्त भारी अर्थ मूविंग मशीनरी की खरीद पर व्यय, उनके उपयोगी जीवन के पूरा होने पर प्रतिस्थापन हेतु; और

(छ) कानून में परिवर्तन या अप्रत्याशित घटनाओं के कारण देयताएँ;

परंतु यह कि, किसी भी परिसंपत्ति के प्रतिस्थापन के मामले में, अतिरिक्त पूंजीकरण की गणना, सकल स्थिर परिसंपत्तियों और डी–पूंजीकरण के कारण प्रतिस्थापित परिसंपत्तियों के संचयी मूल्यह्रास को समायोजित करने के बाद की जाएगीः

परंतु यह और कि, उत्पादन कंपनी, भारी खनन उपकरण जैसे कि भारी अर्थ मूविंग मशीनरी की खरीद और प्रतिस्थापन के लिए दिशानिर्देश तैयार करेगी और उसे लाभार्थी/लाभार्थियों के साथ साझा करेगी और उसे अपनी याचिका के साथ आयोग को प्रस्तुत करेगी।

55.2. एकीकृत खदानों के संबंध में, पीक रेटेड क्षमता प्राप्त करने की तिथि के बाद किए गए या किए जाने उपगत व्यय, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन स्वीकार किया जा सकता है, और खनन योजना में निर्दिष्ट संबंधित वर्षों की वार्षिक लक्ष्य मात्रा के अनुरूप, निम्नलिखित आधारों पर अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के रूप में पूंजीकृत किया जाएगाः

(क) खनन योजना के अनुसार गतिविधियों पर किया गया व्यय, यदि कोई हो;

(ख) किसी वैधानिक प्राधिकरण के निर्देशों या आदेश का पालन करने के लिए किए जाने वाले आवश्यक कार्यों के लिए व्यय;

(ग) किसी न्यायालय के आदेश या डिक्री या मध्यस्थता के निर्णय के अनुपालन से उत्पन्न देयताएँ;

(घ) खनन योजना के अनुसार भूमि की खरीद और विकास के लिए व्यय; और

(ड.) कानून में परिवर्तन या अप्रत्याशित घटनाओं के कारण देयताएँः

परंतु यह कि किसी भी परिसंपत्ति के प्रतिस्थापन के मामले में, अतिरिक्त पूंजीकरण की गणना, सकल स्थिर परिसंपत्तियों, संचयी मूल्यह्रास और डी–पूंजीकरण के कारण प्रतिस्थापित परिसंपत्तियों के ऋण की संचयी पुनर्भगतान को समायोजित करने के बाद की जाएगी।

55.3. इन विनियमों के प्रयोजनार्थ निम्नलिखित मदों पर व्यय को, अतिरिक्त पूंजीगत व्यय नहीं माना जाएगाः

क) व्यय, जो किया गया है, लेकिन पूंजीकृत नहीं किया गया है, क्योंकि परिसंपत्तियों को सेवा (प्रगतिशील पूंजीगत कार्य) में नहीं लगाया गया है ;

ख) खदान बंद करने का व्यय;

ग) खनन योजना के अंतर्गत शामिल नहीं किए गए कार्यों पर व्यय, जब तक कि इन विनियमों के विनियम 55.1 के उप–खंड (छ) या विनियम 55.2 के उप–खंड (ड.) के अंतर्गत शामिल न हों;

घ) उपयोगी जीवन पूरा हो जाने पर या प्रौद्योगिकी के अप्रचलित हो जाने के कारण परिसंपत्तियों के अप्रचलित हो जाने के कारण प्रतिस्थापन पर व्यय, यदि ऐसी परिसंपत्तियों की मूल लागत को सकल स्थिर परिसंपत्तियों से डी–पूंजीकृत नहीं किया गया हो।

55.4. उपरोक्त गणनाओं के कारण एकीकृत खदानों में कोई अतिरिक्त पूंजीकरण करने वाली उत्पादन कंपनी, लाभार्थीयों को सूचित करने के बाद, ऐसे व्यय के लिए अंतर्निहित मान्यताओं, अनुमानों और औचित्य के साथ, ऐसे व्यय के लिए सैद्धांतिक अनुमोदन हेतु याचिका दायर कर सकती है।

56. वार्षिक निष्कर्षण लागत

56.1. एकीकृत खदानों की वार्षिक निष्कर्षण लागत में निम्नलिखित घटक शामिल होंगेः

(1) मूल्यह्रास;

(2) ऋण पर ब्याज;

(3) इक्विटी पर प्रतिफल;

(4) संचालन एवं रखरखाव व्यय, खनन शुल्क को छोड़करः

क. मानव संसाधन व्यय;

ख. प्रबंधन एवं सामान्य व्यय;

(5) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

(6) खदान बंद करने का व्यय, यदि खनन शुल्क में शामिल नहीं है ; और

(7) वैधानिक शुल्क, यदि लागू हो।

57. पूंजी संरचना, इक्विटी पर प्रतिफल और ऋण पर ब्याज

57.1. एकीकृत खदान(नों) के लिए, वाणिज्यिक संचालन की तिथि और अधिकतम निर्धारित क्षमता प्राप्त करने की तिथि को ऋण–इक्विटी अनुपात पर इन विनियमों के विनियम 17 में निर्दिष्ट तरीके से विचार किया जाएगा।

57.2. एकीकृत खदान(नों) के लिए, इन विनियमों के अंतर्गत आयोग द्वारा स्वीकृत अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के लिए ऋण–इक्विटी अनुपात पर इन विनियमों के विनियम 57.1 में निर्दिष्ट तरीके से विचार किया जाएगा।

57.3. इक्विटी पर प्रतिफल की गणना इन विनियमों के विनियम 24 में निर्दिष्ट तरीके से 14 प्रतिशत की आधार दर पर की जाएगी।

57.4. ऋण पर ब्याज, जिसमें मानक ऋण भी शामिल है, यदि कोई हो, इन विनियमों के विनियम 25 के अनुसार वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना की गई भारित औसत ब्याज दर पर विचार करके निकाला जाएगा।

58. मूल्यह्रास

58.1. एकीकृत खदान(नों) के संबंध में मूल्यह्रास की गणना वाणिज्यिक संचालन की तिथि से सीधी रेखा पद्धति लागू करके की जाएगी।

58.2. मूल्यह्रास के प्रयोजन के लिए मूल्य आधार, आयोग द्वारा स्वीकृत परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत होगीः

परंतु यह कि,

i) अनुदान से खरीदी गई फ्रीहोल्ड भूमि या परिसंपत्तियों को मूल्यह्रास योग्य परिसंपत्तियाँ नहीं माना जाएगा और परिसंपत्तियों के मूल्यह्रास योग्य मूल्य की गणना करते समय उनकी लागत को पूंजीगत लागत से बाहर रखा जाएगा;

ii) जहाँ फ्रीहोल्ड भूमि का आवंटन सशर्त है और उसे वापस करना आवश्यक है, ऐसी भूमि की लागत मूल्यह्रास के प्रयोजन के लिए मूल्य आधार का हिस्सा होगी, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अधीन होगी; और

iii) लीजहोल्ड भूमि का परिशोधन लीज अवधि या एकीकृत खदान(खदानों) के शेष जीवनकाल, जो भी कम हो, पर किया जाएगा।

58.3. किसी परिसंपत्ति का निस्तारण मूल्य, परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत का 5 प्रतिशत माना जाएगा :

परंतु यह कि निस्तारण मूल्य निम्न होगाः

i) आईटी उपकरण और सॉफ्टवेयर के लिए शून्य;

ii) खनन/सतही अधिकारों, संबद्ध वैधानिक भुगतानों और पुनर्वास एवं पुनर्व्यवस्थापन कार्यों से संबंधित अमूर्त परिसंपत्तियों के लिए शून्य;

iii) भूमि के लिए शून्य या उत्पादन कंपनी द्वारा राज्य सरकार के साथ सहमति के अनुसार; और

iv) विशिष्ट खनन उपकरणों के लिए कंपनी अधिनियम, 2013 के अंतर्गत कॉर्पोरेट मामलों के मंत्रालय द्वारा अधिसूचित अनुसार।

58.4. एकीकृत खदानों के संबंध में मूल्यह्रास की गणना वार्षिक रूप से मूल्यह्रास दरों को लागू करके या इन विनियमों के परिशिष्ट–III में विनिर्दिष्ट अपेक्षित उपयोगी जीवन के आधार पर की जाएगीः

परंतु यह कि, विशिष्ट खनन उपकरणों का मूल्यह्रास कंपनी अधिनियम, 2013 के अंतर्गत कॉर्पोरेट कार्य मंत्रालय द्वारा अधिसूचित उपयोगी जीवन और मूल्यह्रास दर के अनुसार किया जाएगा।

59. संचालन एवं रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय

59.1. कोयला या लिग्नाइट की एकीकृत खदानों के संबंध में मानक ओ एंड एम व्यय, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए अनुमानित ओ एंड एम व्यय के आधार पर अनुमत होंगे, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन होंगेः

पंरतु यह कि, इस खंड के अंतर्गत अनुमत ओ एंड एम व्यय वास्तविक व्यय के आधार पर वार्षिक रूप से ट्रू–अप किए जाएँगे।

59.2. 31 मार्च 2026 को या उससे पहले चालू की गई कोयला या लिग्नाइट की एकीकृत खदानों के संबंध में 31 मार्च 2026 को समाप्त होने वाली नियंत्रण अवधि के लिए मानक प्रचालन एवं रख–रखाव व्यय, वित्त वर्ष 2025–26 के लिए आयोग द्वारा अनुमत प्रचालन एवं रख–रखाव व्यय के आधार पर अनुमत किए जाएँगे और प्रति वर्ष 5.25 प्रतिशत की दर से बढ़ाए जाएँगे।

59.3. जहाँ एकीकृत खदानों का विकास और संचालन उत्पादन कंपनी द्वारा खदान विकासकर्ता और संचालक को नियुक्त करके किया जाता है, ऐसे खदान विकासकर्ता और संचालक का खनन प्रभार विनियम 60.1 के अंतर्गत प्रचालन एवं रख–रखाव व्यय में शामिल नहीं किया जाएगाः

परंतु यह कि, यदि कानून में किसी परिवर्तन के कारण उत्पादन कंपनी पर कोई अतिरिक्त देयता उत्पन्न होती है, जो खदान विकासकर्ता के लिए पास–थ्रू नहीं है, तो उसे उत्पादन कंपनी को अतिरिक्त प्रचालन एवं रख–रखाव प्रभार के रूप में पास–थ्रू किया जाएगा।

59.4. जहाँ उत्पादन कंपनी द्वारा पारदर्शी प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के माध्यम से, क्रशिंग या परिवहन या हैंडलिंग या वाषिंग या इनके किसी संयोजन के लिए खदान डेवलपर और ऑपरेटर के अलावा किसी अन्य एजेंसी को नियुक्त किया जाता है, वहाँ ऐसी एजेंसी के वार्षिक शुल्क को विनियम 60.1 के अंतर्गत संचालन एवं रखरखाव व्यय के भाग के रूप में माना जाएगा, बशर्ते कि आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच की जाए।

60. कार्यशील पूंजी पर ब्याज

60.1. कोयले की एकीकृत खदान(खानों) की कार्यशील पूंजी में निम्नलिखित शामिल होंगेः

(i) संबंधित वर्ष के लिए वार्षिक लक्ष्य मात्रा के अनुरूप उत्पादन के 7 दिनों के लिए कोयला स्टॉक की इनपुट लागत; साथ ही

(ii) विस्फोटक, स्नेहक और ईंधन सहित भंडार और पुर्जों की खपत संचालन एवं रखरखाव व्यय के 15 प्रतिशत की दर से, जिसमें खदान डेवलपर और ऑपरेटर का खनन शुल्क और उत्पादन कंपनी द्वारा नियोजित खदान डेवलपर और ऑपरेटर के अलावा अन्य एजेंसी का वार्षिक शुल्क शामिल नहीं है; साथ ही

(iii) 15 दिनों के लिए संचालन एवं रखरखाव व्यय, जिसमें खदान डेवलपर और ऑपरेटर का खनन शुल्क और उत्पादन कंपनी द्वारा नियोजित खदान डेवलपर और ऑपरेटर के अलावा अन्य एजेंसी का वार्षिक शुल्क शामिल नहीं है।

60.2. लिग्नाइट की एकीकृत खदानों की कार्यशील पूंजी में निम्नलिखित शामिल होंगेः

(i) संबंधित वर्ष के वार्षिक लक्ष्य मात्रा के अनुरूप उत्पादन के 7 दिनों के लिए लिग्नाइट स्टॉक की इनपुट लागत; साथ ही

(ii) विस्फोटक, स्नेहक और ईंधन सहित भंडार और पुर्जों की खपत, संचालन एवं रखरखाव व्यय के 20 प्रतिशत की दर से, जिसमें खदान डेवलपर और ऑपरेटर का खनन शुल्क और उत्पादन कंपनी द्वारा नियोजित खदान डेवलपर और ऑपरेटर के अलावा अन्य एजेंसी के वार्षिक शुल्क शामिल नहीं हैं; साथ ही

(iii) 15 दिनों के लिए संचालन एवं रखरखाव व्यय, जिसमें खदान डेवलपर और ऑपरेटर का खनन शुल्क और उत्पादन कंपनी द्वारा नियोजित खदान डेवलपर और ऑपरेटर के अलावा अन्य एजेंसी के वार्षिक शुल्क शामिल नहीं हैं।

60.3. कार्यशील पूंजी के लिए ब्याज दर इन विनियमों के विनियम 27.4 के अनुसार निर्धारित की जाएगीः

परंतु यह कि, इन विनियमों के विनियम 27.4 के अनुसार ट्रू–अप किया जाएगा।

61. खदान बंद करने का व्यय

61.1. जहाँ खदान बंद करने का कार्य उत्पादन कंपनी द्वारा किया जाता है, वहाँ खनन योजना के अनुसार एस्क्रो खाते में जमा राशि, उक्त जमा राशि पर अर्जित ब्याज, यदि कोई हो, को समायोजित करने के बाद, खदान बंद करने के व्यय के रूप में स्वीकार की जाएगीः

परंतु यह कि,

क) एकीकृत खदान(खदानों) के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से पहले खनन योजना के अनुसार एस्क्रो खाते में जमा राशि को अलग से दर्शाया जाएगा और एकीकृत खदान(खदानों) के उपयोगी जीवनकाल में उधार दर से जुड़ी वार्षिकी के रूप में वसूल किया जाएगा;

ख) खनन योजना के अनुसार एस्क्रो खाते में जमा राशि या खदान बंद करने पर किए गए किसी भी व्यय को इनपुट मूल्य की गणना के लिए पूंजीगत लागत से बाहर रखा जाएगा;

ग) जहां खदान बंद करने पर किया गया व्यय वित्तीय वर्ष 2026–27 से वित्तीय वर्ष 2029–30 तक की नियंत्रण अवधि के दौरान एस्क्रो खाते से प्राप्त प्रतिपूर्ति से कम या अधिक हो, तो इस कमी या अधिकता को समायोजन के लिए आगामी वर्षों में आगे ले जाया जाएगा।

61.2. खदान बंद करने की राशि खनन योजना के अनुसार एस्क्रो खाते में जमा की जाएगी और नियंत्रण अवधि के किसी भी वर्ष के दौरान खदान बंद करने पर किए गए व्यय पर ध्यान दिए बिना इनपुट मूल्य के भाग के रूप में वसूल की जाएगी।

61.3. जहाँ खदान बंद करना उत्पादन कंपनी द्वारा नियोजित खदान डेवलपर और ऑपरेटर के दायरे में आता है और खदान बंद करने का खर्च खदान डेवलपर और ऑपरेटर के खनन प्रभार का हिस्सा है, वहाँ खदान बंद करने का खर्च खनन प्रभार से वहन किया जाएगा और उत्पादन कंपनी को अलग से कोई खदान बंद करने का खर्च देय नहीं होगाः

बशर्ते कि,

क) खदान डेवलपर और ऑपरेटर या उत्पादन कंपनी द्वारा एस्क्रो खाते में जमा की गई राशि और खदान बंद करने पर किए गए व्यय के विरुद्ध एस्क्रो खाते से प्राप्त किसी भी राशि को इनपुट मूल्य की गणना के लिए नहीं माना जाएगा; और

ख) इन विनियमों के विनियम 23 में निर्दिष्ट पद्धति के अनुसार वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर गणना की गई भारित औसत ब्याज दर और एस्क्रो खाते में जमा की गई राशि और एक वर्ष में एस्क्रो खाते से प्राप्त ब्याज के बीच के अंतर को, संबंधित वर्ष के कोयले या लिग्नाइट के इनपुट मूल्य में, खदान बंद करने के खर्च के हिस्से के रूप में, मामला–दर–मामला आधार पर समायोजित किया जाएगा।

62.4. जहाँ खदान बंद करना, एकीकृत खदान(खानों) के उपयोगी जीवन के केवल एक भाग के लिए, उत्पादन कंपनी द्वारा नियोजित खदान विकासकर्ता और संचालक के अधिकार क्षेत्र में आता है, और उत्पादन कंपनी शेष उपयोगी जीवन के लिए खदान बंद करने का कार्य करती है, वहाँ उत्पादन कंपनी द्वारा की गई अवधि के दौरान खदान बंद करने की प्रक्रिया विनियम 61.1 के अनुसार होगी और खदान विकासकर्ता और संचालक द्वारा की गई अवधि के दौरान खदान बंद करने की प्रक्रिया विनियम 61.3 के अनुसार होगीः

परंतु यह कि, एकीकृत खदान(खानों) के उपयोगी जीवन के अंत में खदान बंद करने की प्रक्रिया का निर्णय आयोग द्वारा मामला–दर–मामला आधार पर किया जाएगा।

61.5. कोयला खदान (विशेष प्रावधान) अधिनियम, 2015 के अंतर्गत नीलामी के माध्यम से आवंटित एकीकृत खदान(खानों) के मामले में, इस विनियम के अनुसार निर्धारित खदान बंद करने का व्यय लागू नहीं होगा।

62. इनपुट मूल्य का निर्धारण

62.1. कोयले या लिग्नाइट का इनपुट मूल्य निम्नानुसार निर्धारित किया जाएगाः

इनपुट मूल्य = [आरओएम लागत + अतिरिक्त शुल्क]

62.2. अति–भार हटाने (ओवरबर्डन रिमूवल) में कमी, जीसीवी समायोजन और गैर–टैरिफ आय, यदि कोई हो, के कारण समायोजन से उत्पन्न क्रेडिट को इन विनियमों में निर्दिष्ट तरीके से अलग से निपटाया जाएगा।

62.3. विवेकपूर्ण जाँच के अधीन, लागू होने वाले वैधानिक शुल्क की अनुमति दी जाएगी।

63. इनपुट शुल्क की वसूली

63.1. कोयले या लिग्नाइट के इनपुट शुल्क निम्नानुसार वसूल किए जाएँगेः

इनपुट शुल्क = [इनपुट मूल्य x आपूर्ति किए गए कोयले या लिग्नाइट की मात्रा] + लागू होने वाले वैधानिक शुल्क ।

63.2. कोयला खान (विशेष प्रावधान) अधिनियम, 2015 के अंतर्गत नीलामी के माध्यम से आवंटित एकीकृत खदानों के मामले में, उत्पादन कंपनी, एकीकृत खदानों के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से प्रत्येक माह के लिए कोयले के इनपुट मूल्य और कोल इंडिया

लिमिटेड के अनुरूप ग्रेड के कोयले के लिए अधिसूचित मूल्य के आधार पर तुलनात्मक ऊर्जा प्रभार दर की गणना करेगी और उसे लाभार्थी(यों) के साथ साझा करेगी।

परंतु यह कि,

क) यदि कोयले या लिग्नाइट के इनपुट मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर, किसी माह में कोयले के अनुरूप ग्रेड के लिए कोल इंडिया लिमिटेड के अधिसूचित मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर के 20 प्रतिशत से अधिक हो, तो उत्पादन कंपनी को लाभार्थी(यों) की पूर्व सहमति प्राप्त करनी होगी;

ख) जहाँ लाभार्थियों की ऐसी सहमति उपलब्ध नहीं है, वहाँ ऐसी एकीकृत खदानों से कोयले का इनपुट मूल्य इस प्रकार निर्धारित किया जाएगा कि एकीकृत खदानों से कोयले के इनपुट मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर, किसी माह में कोयले के अनुरूप ग्रेड के लिए कोल इंडिया लिमिटेड के अधिसूचित मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर के 20 प्रतिशत से अधिक न हो;

ग) कोयले के इनपुट मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर, विद्युत क्रय अनुबंध की संपूर्ण अवधि के दौरान, विद्यमान विद्युत क्रय अनुबंध की शर्तों के अनुसार प्राप्त की गई ऊर्जा प्रभार दर से अधिक न हो।

64. अति–भार हटाने (ओवरबर्डन रिमूवल) में कमी के कारण समायोजन (ओबी समायोजन)

64.1. उत्पादन कंपनी खनन योजना में निर्दिष्ट अनुसार ओवरबर्डन हटाएगी।

64.2. किसी वर्ष के दौरान ओवरबर्डन हटाने में कमी होने की स्थिति में, उत्पादन कंपनी को अगले तीन वर्षों के दौरान ओवरबर्डन हटाने की अधिकता, यदि कोई हो, के विरुद्ध ऐसी कमी को समायोजित करने की अनुमति होगी।

64.3. किसी वर्ष के दौरान ओवरबर्डन हटाने की अधिकता के मामले में, उत्पादन कंपनी को अगले तीन वर्षों के दौरान कमी, यदि कोई हो, के विरुद्ध समायोजन के लिए ऐसी अधिकता को आगे ले जाने की अनुमति होगी।

64.4. जहाँ किसी वर्ष ओवरबर्डन हटाने में हुई कमी की पूर्ति उत्पादन कंपनी द्वारा विनियम 64.2 के अनुसार नहीं की जाती है, वहाँ उस वर्ष के लिए ओवरबर्डन हटाने में हुई कमी के कारण समायोजन (ओबी समायोजन) निम्नानुसार किया जाएगाः

ओबी समायोजन = [वर्ष के दौरान ओवरबर्डन हटाने में हुई कमी के लिए समायोजन कारक] x [वर्ष के दौरान खनन शुल्क + वर्ष के दौरान संचालन एवं रखरखाव व्यय]

जहाँ,

i) वर्ष के दौरान ओवरबर्डन हटाने में हुई कमी के लिए समायोजन कारक की गणना निम्नानुसार की जाएगीः

(वर्ष के दौरान निकाले गए कोयले या लिग्नाइट की वास्तविक मात्रा x खनन योजना के अनुसार वार्षिक स्ट्रिपिंग अनुपात) – (वर्ष के दौरान हटाए गए ओवरबर्डन की वास्तविक मात्रा/खनन योजना के अनुसार वार्षिक स्ट्रिपिंग अनुपात)/(वार्षिक लक्ष्य मात्रा);

ii) वार्षिक स्ट्रिपिंग अनुपात, खनन योजना में निर्दिष्ट कोयले या लिग्नाइट की एक इकाई के लिए हटाए जाने वाले ओवरबर्डन की मात्रा का अनुपात है;

iii) खनन शुल्क, कोयला या लिग्नाइट के प्रति टन के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा खनन के लिए नियुक्त खान विकासकर्ता और संचालक को भुगतान किया जाने वाला शुल्क है, जहाँ भी लागू हो;

iv) खनन शुल्क और संचालन एवं रखरखाव व्यय वार्षिक लक्ष्य मात्रा के अनुरूप प्रति टन रुपए के हिसाब से होंगे।

64.5. कोयला खान (विशेष प्रावधान) अधिनियम, 2015 के अंतर्गत नीलामी मार्ग से आवंटित एकीकृत खदान(खानों) के मामले में ओवरबर्डन निष्कासन में कमी के कारण समायोजन के संबंध में इस विनियमन के प्रावधान लागू नहीं होंगे।

65. *कोयला खदान (विषेष उपबंध) अधिनियम, 2015 के अंतर्गत निलामी के माध्यम से आबंटित खदानों के लिये* जीसीवी में कमी के कारण समायोजन (जीसीवी समायोजन) :

65.1. यदि किसी वर्ष में एकीकृत खदान(खानों) से निकाले गए कोयले का भारित औसत जीसीवी ऐसी खदान(खानों) के लिए कोयले के घोषित जीसीवी से अधिक है, तो किसी भी जीसीवी समायोजन की अनुमति नहीं दी जाएगी।

65.2. यदि किसी वर्ष में एकीकृत खदान(खानों) से निकाले गए कोयले का भारित औसत जीसीवी ऐसी खदान(खानों) के कोयले के घोषित जीसीवी से कम है, तो उस वर्ष में जीसीवी समायोजन निम्नानुसार किया जाएगाः

जीसीवी समायोजन = (कोयले का उद्धृत मूल्य + निश्चित आरक्षित मूल्य) X [(कोयले का घोषित जीसीवी – वर्ष में निकाले गए कोयले का भारित औसत जीसीवी)/(कोयले का घोषित जीसीवी)]

जहाँ,

i) वार्षिक निष्कर्षण लागत, इन विनियमों के विनियम 56 के अनुसार गणना की गई कोयले के निष्कर्षण की लागत है;

ii) खनन शुल्क, जहाँ भी लागू हो, उत्पादन कंपनी द्वारा खनन के लिए नियुक्त खदान विकासकर्ता और संचालक को प्रति टन कोयले के लिए भुगतान किया जाने वाला शुल्क है; और

iii) कोयले का घोषित जीसीवी, खनन योजना के अनुसार या कोयला नियंत्रक या सरकार द्वारा नामित प्राधिकारी द्वारा अनुमोदित औसत जीसीवी होगा।

66. गैर–टैरिफ आय के कारण समायोजन (एनटीआई समायोजन)

66.1. किसी भी वर्ष के लिए गैर–टैरिफ आय (एनटीआई समायोजन) के कारण समायोजन, जैसे कि कोयले की एकीकृत खदान के मामले में वाशरी के अपशिष्टों की बिक्री से आय और कोल इंडिया लिमिटेड को कोयले की आपूर्ति या कोयला खान (विशेष प्रावधान) अधिनियम, 2015 के तहत अनुमत कोयले की व्यापारिक बिक्री से लाभ, यदि कोई हो, निम्नानुसार गणना की जाएगीः

एनटीआई समायोजन = (वर्ष के दौरान अर्जित सभी गैर–टैरिफ आय) / (वर्ष के दौरान निकाले गए कोयले या लिग्नाइट की वास्तविक मात्रा)

66.2. इस विनियमन के अनुसार गणना की गई गैर–टैरिफ आय के कारण समायोजन, कोयला खान (विशेष प्रावधान) अधिनियम, 2015 के अंतर्गत नीलामी मार्ग के माध्यम से आवंटित एकीकृत खदानों के मामले में लागू नहीं होगा।

67. क्रेडिट समायोजन नोट (टीप)

(1) ओबी समायोजन, जीसीवी समायोजन और एनटीआई समायोजन के कारण उत्पन्न क्रेडिट का निपटान किसी भी वर्ष के लिए क्रेडिट समायोजन नोट के माध्यम से किया जाएगा।

(2) क्रेडिट समायोजन नोट निर्दिष्ट अंतिम उपयोगकर्ता उत्पादन स्टेशनों के पक्ष में ओबी समायोजन, जीसीवी समायोजन या एनटीआई समायोजन, जैसा भी मामला हो, के आधार पर उस वर्ष के लिए निम्नानुसार जारी किया जाएगा'

(i) वर्ष के लिए ओबी समायोजन x उस वर्ष आपूर्ति किए गए कोयले या लिग्नाइट की मात्रा;

(ii) वर्ष के लिए जीसीवी समायोजन x उस वर्ष आपूर्ति किए गए कोयले या लिग्नाइट की मात्रा; और

(iii) वर्ष में एनटीआई समायोजन x उस वर्ष आपूर्ति किए गए कोयले या लिग्नाइट की मात्रा।

(3) क्रेडिट समायोजन नोट में राशि क्रेडिट समायोजन नोट जारी होने की तारीख के बाद आपूर्ति किए गए कोयले या लिग्नाइट के प्रभारों के विरुद्ध समायोजित की जाएगी।

(4) एकीकृत खान (खानें) ऐसे समायोजन का वार्षिक समाधान विवरण तैयार करेंगी और उसे सभी अंतिम उपयोगकर्ता संयंत्रों को प्रस्तुत करेंगी तथा उसे अपनी वेबसाइट पर भी प्रकाशित करेंगी

68. गुणवत्ता मापन

एकीकृत खदान(खानों) से आपूर्ति किए गए कोयले या लिग्नाइ की गुणवत्ता, यदि उत्पादन कंपनी और खदान विकासकर्ता एवं संचालक द्वारा सहमति दी जाए, तो लोडिंग पॉइंट या प्राप्ति संयंत्र स्थल पर, भारत सरकार के कोयला मंत्रालय द्वारा निर्दिष्ट दिशानिर्देशों और प्रक्रिया के अनुसार तृतीय पक्ष द्वारा नमूनाकरण के माध्यम से मापी जाएगी और कोयले की गुणवत्ता के ऐसे मापन के अभिलेख लाभार्थियों को माँगने पर उपलब्ध कराए जाएँगे।

69. विशेष प्रावधान

इन विनियमों के अध्याय 3 और 4 के प्रावधान एकीकृत खदान(खानों) के मामले में लागू नहीं होंगे, सिवाय इसके कि इस अध्याय 5 में विशेष रूप से प्रावधानित या संदर्भित सीमा तक हो:

परंतु यह कि, एकीकृत खदान(खानों) से कोयले या लिग्नाइट के इनपुट मूल्य के निर्धारण के लिए आवश्यक वित्तीय मानदंड, यदि इस अध्याय में विशेष रूप से प्रावधानित या संदर्भित नहीं हैं, तो इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार कोयला या लिग्नाइट आधारित उत्पादन स्टेशनों पर लागू माने जाएँगे।

अध्याय–6
पारेषण

70. टैरिफ के घटक

70.1. नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार, आयोग द्वारा अनुमोदित गैर–टैरिफ आय और अन्य व्यवसाय से आय की राशि को घटाकर, नियंत्रण अवधि के संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए पारेषण लाइसेंसधारी/एसटीयू की कुल राजस्व आवश्यकता की वसूली के लिए प्रावधान करेगा।

70.2. पारेषण लाइसेंसधारी के वार्षिक पारेषण प्रभार का निर्धारण, आयोग द्वारा इन विनियमों के अध्याय 2 के अनुसार पारेषण लाइसेंसधारी द्वारा कुल राजस्व आवश्यकता के निर्धारण के लिए किए गए आवेदन के आधार पर किया जाएगा।

71. पूंजी निवेश योजना

71.1. पारेषण लाइसेंसधारी इन विनियमों के अध्याय 2 में निर्दिष्ट तरीके से पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत करेगा।

71.2. 500 करोड़ रुपये की सीमा से अधिक लागत वाली और नीचे दी गई अन्य शर्तों को पूरा करने वाली सभी नई अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली को टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली (टीबीसीबी) के माध्यम से विकसित किया जाएगा और पारेषण टैरिफ को भारत सरकार के विद्युत मंत्रालय द्वारा जारी प्रासंगिक दिशानिर्देशों (और इसके संशोधनों) के अनुसार, विवेकपूर्ण जांच के बाद विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 63 के तहत आयोग द्वारा अपनाया जाएगाः

परंतु यह कि किसी भी अपस्ट्रीम/डाउनस्ट्रीम परियोजना सहित संपूर्ण अंतर–राज्यीय स्वतंत्र पारेषण प्रणाली को टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली के माध्यम से परियोजना के विकास हेतु बोलियां आमंत्रित करने के लिये एकल परियोजना के रूप में डिजाइन किया जाएगा।

71.3. यदि एसटीयू, किसी विशिष्ट कारणों जैसे कि परियोजना का रणनीतिक महत्व या महत्वपूर्ण प्रकृति का होना या परियोजना के कारण स्वामित्व या इंटरफेस संबंधी मुद्दे उत्पन्न होने के कारण 'लागत प्लस' दृष्टिकोण के माध्यम से सीमा से ऊपर किसी अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली को विकसित करने का आषय रखता है, तो एसटीयू को इसके लिए आयोग का पूर्व अनुमोदन प्राप्त करना होगा।

72. अंतर–राज्यीय पारेषण नेटवर्क के लिए वार्षिक प्रभारों की गणना

72.1. पारेषण लाइसेंसधारी की कुल राजस्व आवश्यकता में निम्नलिखित घटक शामिल होंगे, अर्थातः

(1) इक्विटी पर प्रतिफल (आरओई);

(2) ब्याज और वित्त शुल्क;

(3) मूल्यह्रास;

(4) संचालन और रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय;

क. मानव संसाधन व्यय

(i) कर्मचारी व्यय;

(ii) वेतन संशोधन का प्रभाव;

(iii) आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमला;

ख. रखरखाव और सामान्य व्यय;

(5) पेंशन और ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान;

(6) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

घटाएँ :

(1) गैर–टैरिफ आय;

(2) अन्य व्यवसाय से आय, इन विनियमों के विनियम 73 में निर्दिष्ट सीमा तक।

नोटः

1. वैधानिक कर, उपकर और ड्यूटी, वास्तविक अनुसार प्रतिपूर्ति के आधार पर वसूल किए जाएँगे।

2. सब–स्टेशन में सहायक ऊर्जा खपत के लिए शुल्क ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी/एसटीयू द्वारा वहन किया जाएगा और वास्तविक अनुसार प्रतिपूर्ति के आधार पर वसूल किया जाएगा।

3. पेंशन और ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान समान मासिक किश्तों में वसूल किया जाएगा, जैसा कि आयोग द्वारा टैरिफ आदेश में निर्धारित किया जा सकता है।

4. केंद्र सरकार द्वारा अधिसूचित विद्युत (कानून में परिवर्तन के कारण लागतों की समय पर वसूली) नियम, 2021, समय–समय पर यथा संशोधित, पारेषण लाइसेंसधारी पर लागू होंगेः

परंतु यह कि, अधिनियम की धारा 62 या 63 के अंतर्गत टैरिफ निर्धारण के बाद बनाए गए किसी कानून में संशोधन या निरसन से उत्पन्न कानून में किसी भी परिवर्तन की स्थिति में, पारेषण लाइसेंसधारी, प्रभावित पक्ष होने के नाते, विद्युत (कानून में परिवर्तन के कारण लागतों की समय पर वसूली) नियम, 2021, समय–समय पर यथा संशोधित, के अंतर्गत प्रभावित राशि (स्थिर/आवर्ती राशि) की वसूली हेतु

प्रारूपों और प्रक्रियाओं के एकमुश्त अनुमोदन के लिए आयोग से संपर्क करने के लिए स्वतंत्र होगाः

परंतु यह और कि बाद की वसूली नियमों के अनुसार होगी।

72.2. इक्विटी पर प्रतिफल

पारेषण लाइसेंसधारी को इन विनियमों के विनियम 24 में निर्दिष्ट अनुसार प्रतिफल की अनुमति दी जाएगी।

72.3. ऋण पूंजी पर ब्याज

इन विनियमों के विनियम 25 में निर्दिष्ट अनुसार, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी को ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्त शुल्क की अनुमति होगी।

72.4. मूल्यह्रास

इन विनियमों के विनियम 26 में निर्दिष्ट अनुसार, ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी को अचल संपत्तियों के मूल्य पर मूल्यह्रास वसूलने की अनुमति होगी।

72.5. संचालन एवं रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय

i. मानव संसाधन (एचआर) व्यय :

(क) मानव संसाधन व्यय में निम्नलिखित शामिल होंगेः

(i) कर्मचारी लागत;

(ii) वेतन संशोधन का प्रभाव;

(iii) आउटसोर्सिंग के आधार पर तैनात मानव संसाधन;

(ख) आयोग, नियंत्रण अवधि के लिए मानव संसाधन व्यय के प्रत्येक घटक के लिए एक अलग प्रक्षेप पथ निर्धारित करेगा।

(ग) मानव संसाधन व्यय में कर्मचारी लागत, वेतन संशोधन बकाया का प्रभाव, आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमले से संबंधित सभी व्यय, पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान, और मानव संसाधन से संबंधित गैर–आवर्ती प्रकृति का कोई अन्य व्यय शामिल है।

(घ) आधार वर्ष, अर्थात् वित्त वर्ष 2025–26 के लिए मानव संसाधन व्यय, पेंशन और ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान, वेतन संशोधन बकाया के प्रभाव और गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी भी अन्य व्यय को छोड़कर वास्तविक मानव संसाधन व्यय के सामान्यीकृत औसत के आधार पर प्राप्त किया जाएगा, जो आधार वर्ष वित्त वर्ष 2025–26 से ठीक पहले के पिछले पांच (5) वर्षों के खातों में उपलब्ध है, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जांच के अधीन है।

(ङ) मानव संसाधन व्यय का सामान्यीकरण उपभोक्ता मूल्य सूचकांक औद्योगिक श्रमिक (सीपीआई (आईडब्ल्यू)) में पिछले पांच वर्षों की औसत वृद्धि को वर्ष–दर–वर्ष आधार पर लागू करके किया जाएगा।

(च) वित्त वर्ष 2020–21 से वित्त वर्ष 2024–25 के लिए सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य का औसत, फिर वित्त वर्ष 2025–26 के लिए आधार वर्ष मूल्य को प्रोजेक्ट करने के लिए उपयोग किया जाएगा। नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए मानव संसाधन व्यय (पेंशन निधि अंशदान और वेतन संशोधन के प्रभाव और गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी अन्य व्यय, यदि कोई हो, को छोड़कर) का अनुमान लगाने के लिए अनुमानित आधार वर्ष मूल्य को उपरोक्त मुद्रास्फीति दर से बढ़ाया जाएगा।

(छ) ट्रू–अप के समय, मानव संसाधन व्यय को वास्तविक माना जाएगा और उसे लाभ/हानि तंत्र के अध्यधीन नहीं रखा जाएगा।

(ज) ट्रू–अप के दौरान, वेतन संशोधन (बकाया सहित) और पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान के प्रभाव पर वास्तविक नकदी बहिर्वाह को लेखाओं के अनुसार अनुमति दी जाएगी, जो विवेकपूर्ण जाँच और आयोग द्वारा उपयुक्त समझे जाने वाले किसी अन्य कारक के अधीन होगा।

(झ) सीपीआई (आईडब्ल्यू) (अखिल भारतीय) श्रम ब्यूरो, भारत सरकार {आधार वर्ष : 2016=100} के अनुसार होगा।

ii. रखरखाव एवं सामान्य (एम एंड जी) व्यय :

(क) रखरखाव एवं सामान्य (एम एंड जी) व्यय में शामिल होंगे:

(i) प्रशासनिक और सामान्य (ए एंड जी) व्यय;

(ii) मरम्मत एवं रखरखाव (आर एंड एम) व्यय;

(ख) आयोग, नियंत्रण अवधि के लिए एम एंड जी व्ययों, अर्थात् ए एंड जी व्यय और आर एंड एम व्ययों के लिए एक अलग प्रक्षेप पथ निर्धारित करेगा।

(ग) आधार वर्ष, अर्थात् वित्त वर्ष 2025–26 के लिए ए एंड जी व्यय (आउटसोर्सिंग जनशक्ति पर व्यय, यदि कोई हो, को छोड़कर), आधार वर्ष वित्त वर्ष 2025–26 से ठीक पहले के पिछले पाँच (5) वर्षों के लेखों में उपलब्ध वास्तविक ए एंड जी व्ययों (आउटसोर्सिंग जनशक्ति पर व्यय, यदि कोई हो, को छोड़कर) के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाले जाएँगे, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अधीन होगा:

परंतु यह कि, पिछले पाँच (5) वर्षों के सामान्यीकृत औसत का निर्धारण करते समय गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी भी अन्य व्यय को शामिल नहीं किया जाएगा।

(घ) ए एंड जी व्ययों का सामान्यीकरण, मुद्रास्फीति में पिछले पाँच वर्षों की औसत वृद्धि/कमी को लागू करके किया जाएगा, जिसे वर्ष–दर–वर्ष आधार पर डब्ल्यूपीआई के 40 प्रतिशत भार और सीपीआई के 60 प्रतिशत भार के आधार पर माना जाएगा।

(ङ) वित्त वर्ष 2020–21 से वित्त वर्ष 2024–25 के लिए सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य के औसत का उपयोग, वित्त वर्ष 2025–26 के लिए आधार वर्ष मूल्य का अनुमान लगाने के लिए किया जाएगा।

(च) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए ए एंड जी व्ययों का अनुमान लगाने के लिए अनुमानित आधार वर्ष मूल्य को उपरोक्त मुद्रास्फीति दर से बढ़ाया जाएगा।

(छ) नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष के लिए आर एंड एम व्यय की गणना आरंभिक सकल स्थिर संपत्तियों के प्रतिशत (टैरिफ आदेश में तय मानदंड के अनुसार) के रूप में की जाएगी।

(ज) नियंत्रण अवधि के बाद के वर्षों के लिए आर एंड एम व्ययों का पता लगाने के लिए, पहले वर्ष के अनुमानित आर एंड एम व्ययों पर अनुमानित डब्ल्यूपीआई दर लागू की जाएगी।

(झ) सभी वस्तुओं के थोक मूल्य सूचकांक आर्थिक सलाहकार कार्यालय, वाणिज्य एवं उद्योग मंत्रालय, भारत सरकार {आधार वर्ष : 2011–12 श्रृंखला} के अनुसार होंगे ।

(ञ) औद्योगिक श्रमिकों के लिए उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (अखिल भारतीय) श्रम ब्यूरो, भारत सरकार {आधार वर्ष : 2016=100} के अनुसार होगा ।

(ट) ट्रू–अप के समय, उस अवधि के लिए अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय वास्तविक मुद्रास्फीति को ध्यान में रखते हुए ए एवं जी व्यय और आर एवं एम व्यय पर विचार किया जाएगा।

iii. अतिरिक्त पूंजी निवेश या कानून में किसी परिवर्तन या किसी वैधानिक प्राधिकरण के किसी निर्देश के कारण होने वाले किसी भी अतिरिक्त ओ एवं एम व्यय को आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के बाद टैरिफ आदेश में अनुमत ओ एवं एम व्यय के अतिरिक्त पास–थ्रू किया जाएगा।

72.6. कार्यशील पूंजी पर ब्याज

इन विनियमों के विनियम 27 में विनिर्दिष्ट मानक कार्यशील पूंजी आवश्यकता पर, पारेषण लाइसेंसधारी को ब्याज की अनुमति होगी।

72.7. गैर–टैरिफ आय

i. पारेषण लाइसेंसधारी के व्यवसाय से संबंधित कोई भी आय, जो स्रोतों से प्राप्त होती है, जिसमें परिसंपत्तियों के निपटान, निवेश से आय, किराया, स्क्रैप/परिसंपत्तियों के मूल्यह्रास मूल्य को समायोजित करने के बाद स्क्रैप/परिसंपत्तियों का निपटान मूल्य, परिसंपत्तियों के उपयोग से प्राप्त किराये की आय, जिसमें विज्ञापनों से प्राप्तियां, आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों को दिए गए अग्रिम पर ब्याज और कोई अन्य विविध प्राप्तियां शामिल हैं, गैर–टैरिफ आय मानी जाएगी।

ii. आयोग द्वारा अनुमोदित पारेषण व्यवसाय से संबंधित गैर–टैरिफ आय की राशि, पारेषण लाइसेंसधारी के वार्षिक पारेषण शुल्क निर्धारित करते समय समग्र राजस्व आवश्यकता से घटा दी जाएगीः

परंतु यह कि, पारेषण लाइसेंसधारी, समग्र राजस्व आवश्यकता के निर्धारण हेतु अपने आवेदन के साथ आयोग को गैर–टैरिफ आय के अपने पूर्वानुमान का पूरा विवरण प्रस्तुत करेगाः

परंतु यह और कि, पारेषण लाइसेंसधारी, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान वास्तविक घटक–वार गैर–टैरिफ आय का पूरा विवरण अपनी ट्रू–अप याचिका के साथ आयोग को प्रस्तुत करेगा।

73. अन्य व्यवसाय से आय

जहाँ पारेषण लाइसेंसधारी किसी अन्य व्यवसाय में संलग्न है, वहाँ पारेषण लाइसेंसधारी की परिसंपत्तियों के उपयोग से अर्जित आय को लाइसेंसधारी और लाभार्थी के बीच निम्नलिखित तरीके से साझा किया जाएगाः

क) पारेषण शुल्क निर्धारित करते समय ऐसे अन्य व्यवसाय से आय के दो–तिहाई के बराबर राशि लाइसेंसधारी की समग्र राजस्व आवश्यकता से घटा दी जाएगी;

ख) ऐसे अन्य व्यवसाय से होने वाली आय के एक–तिहाई के बराबर राशि, लाइसेंसधारी द्वारा दक्षता में सुधार हेतु अनुसंधान एवं विकास पर व्यय को पूरा करने हेतु रखी जाएगी।

74. अंतर–राज्यीय पारेषण नेटवर्क हेतु प्रभारों का बंटवारा

पारेषण प्रणाली की स्थिर लागत की गणना, इन विनियमों में निहित मानदंडों के अनुसार वार्षिक आधार पर की जाएगी, आवश्यकतानुसार समेकित की जाएगी, और लागू मुक्त

पहुँच विनियमों में विनिर्दिष्ट पद्धति के अनुसार लाभार्थियों से मासिक आधार पर पारेषण शुल्क के रूप में वसूल की जाएगी।

75. पारेषण प्रणाली हानि

75.1. पारेषण लाइसेंसधारी की पारेषण प्रणाली में ऊर्जा हानि, जैसा कि राज्य भार प्रेषण केंद्र द्वारा निर्धारित और आयोग द्वारा अनुमोदित किया गया है, पारेषण प्रणाली उपयोगकर्ताओं द्वारा अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली के उनके उपयोग के अनुपात में वहन की जाएगी:

परंतु यह कि पारेषण उप–स्टेशन की सहायक प्रणाली द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मात्रा और उप–स्टेशन के भीतर स्टेशन ट्रांसफार्मर की हानि को पारेषण हानि नहीं माना जाएगा।

75.2. पारेषण हानि स्तरों की गणना, सीटीयू से पारेषण प्रणाली में अंतःक्षेपित शुद्ध ऊर्जा और विभिन्न इंटरफेस बिंदुओं पर पारेषण प्रणाली (एक्स) में अंतःक्षेपित अन्य सभी ऊर्जा के योग तथा सभी ईएचवी उप–स्टेशनों के 33 केवी आउटगोइंग फीडर पर वितरण लाइसेंसधारक(कों) और पारेषण प्रणाली (वाय) से जुड़े खुदरा और/या ओपन एक्सेस उपभोक्ता(ओं) को प्रेषित ऊर्जा के योग के बीच के अंतर के रूप में की जाएगी।

75.3. पारेषण हानियों को पारेषण प्रणाली में अंतःक्षेपित कुल ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में निम्नलिखित सूत्र के अनुसार व्यक्त किया जाएगा:

$$\text{पारेषण हानि } (\%) = \frac{(\text{एक्स} - \text{वाय}) \times 100}{\text{एक्स}}$$

76. मुक्त अभिगम ग्राहक हेतु ऊर्जा हानि

किसी भी मुक्त अभिगम ग्राहक(कों) द्वारा पारेषण प्रणाली के उपयोग के लिए, ऊर्जा हानि की वसूली, टैरिफ आदेश में नियंत्रण अवधि के संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित पारेषण हानि के समतुल्य दर पर अनुमत होगी।

अध्याय–7
वितरण व्हीलिंग व्यवसाय

77. प्रयोज्यता

इस अध्याय में निहित विनियम, वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तारों के उपयोग हेतु देय टैरिफ के निर्धारण पर लागू होंगे।

78. वितरण व्हीलिंग व्यवसाय हेतु समग्र राजस्व आवश्यकता के घटक

वितरण लाइसेंसधारी के वितरण व्हीलिंग व्यवसाय हेतु व्हीलिंग शुल्क, इन विनियमों के विनियम 84 में दिए गए अनुसार, एआरआर की वसूली के लिए प्रावधान करेगा, और इसमें निम्नलिखित शामिल होंगेः

(1) इक्विटी पर प्रतिफल (आरओई);

(2) ब्याज और वित्त शुल्क;

(3) मूल्यह्रास;

(4) संचालन एवं रखरखाव व्यय :

(क) मानव संसाधन व्यय :

(i) कर्मचारी व्ययय

(ii) वेतन संशोधन का प्रभावय

(iii) आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमला;

(ख) रखरखाव एवं सामान्य व्यय;

(5) पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट निधि अंशदान;

(6) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

घटाएँ :

(1) गैर–टैरिफ आय;

(2) अन्य व्यवसाय से आय, इन विनियमों के विनियम 84 में निर्दिष्ट सीमा तक।

नोट :

1. वैधानिक कर, उपकर और ड्यूटी वास्तविक अनुसार प्रतिपूर्ति के आधार पर वसूल किए जाएँगे।

2. लाइसेंसधारी के सब–स्टेशन में सहायक ऊर्जा खपत के शुल्क को एआरआर की गणना के प्रयोजनार्थ व्यय माना जाएगा।

3. पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान, समान मासिक किश्तों में वसूल किया जा सकेगा, जैसा कि आयोग द्वारा टैरिफ आदेश में निर्धारित किया जा सकता है:

परंतु यह कि, वितरण लाइसेंसधारी के व्हीलिंग प्रभार, इन विनियमों के अध्याय 2 के अनुसार वितरण लाइसेंसधारी द्वारा टैरिफ निर्धारण हेतु प्रस्तुत याचिका के आधार पर आयोग द्वारा निर्धारित किए जाएँगे:

परंतु यह और कि, वितरण प्रणाली उपयोगकर्ता से वसूली के प्रयोजनार्थ व्हीलिंग प्रभार, रुपए/किलोवाट घंटा के रूप में, या आयोग द्वारा समय–समय पर निर्धारित किसी भी मूल्यवर्ग में निर्धारित किए जा सकेंगे।

79. आवंटन मैट्रिक्स

79.1. वितरण लाइसेंसधारी अपने खातों को व्हीलिंग व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय में विभाजित करेगा।

79.2. वितरण लाइसेंसधारी के व्हीलिंग शुल्क का निर्धारण आयोग द्वारा वितरण तार व्यवसाय के पृथक खातों के आधार पर किया जाएगा:

परंतु यह कि, जहाँ वितरण लाइसेंसधारी वितरण व्हीलिंग व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए अलग–अलग खाते प्रस्तुत करने में सक्षम न हो, आयोग वितरण व्हीलिंग व्यवसाय और खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के बीच वितरण लाइसेंसधारी के व्ययों के आवंटन के लिए निम्नलिखित आवंटन मैट्रिक्स पर विचार करेगा:

विवरण	वितरण व्हीलिंग व्यवसाय (प्रतिशत)	खुदरा आपूर्ति व्यवसाय (प्रतिशत)
बिजली क्रय व्यय	–	100
अंतर–राज्यीय पारेषण शुल्क	–	100
अंतर्राज्यीय पारेषण शुल्क	–	100
ओ एवं आर व्यय : एचआर व्यय	65	35
एम एवं जी व्यय (i) आर एवं एम व्यय (ii) ए एवं एम व्यय	 90 90	 10 10
मूल्यह्रास	90	10
दीर्घकालिक ऋण पूँजी पर ब्याज	90	10
कार्यशील पूँजी पर ब्याज	10	90

पेंशन और ग्रेच्युटी अंषदान फंड	65	35
अशोध्य और संदिग्ध ऋणों के लिए प्रावधान	10	90
इक्विटी पर प्रतिफल	90	10
आयकर	90	10

80. पूंजी निवेश योजना

वितरण लाइसेंसधारी इन विनियमों के अध्याय 2 में निर्दिष्ट तरीके से पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत करेगा।

81. पूंजीगत लागत

पूंजीगत लागत पर इन विनियमों के अध्याय 3 में दिए गए प्रावधान के अनुसार विचार किया जाएगा।

82. समग्र राजस्व आवश्यकता की गणना

82.1. इक्विटी पर प्रतिफल

वितरण लाइसेंसधारी को वितरण व्हीलिंग व्यवसाय के लिए एक आरओई की अनुमति होगी, जैसा कि इन विनियमों के विनियम 24 में विनिर्दिष्ट है।

82.2. ऋण पूंजी पर ब्याज

ऋण पूंजी पर ब्याज की गणना इन विनियमों के विनियम 25 के अनुसार की जाएगी।

82.3. मूल्यह्रास

वितरण लाइसेंसधारी की परिसंपत्तियों पर मूल्यह्रास की गणना इन विनियमों के विनियम 26 में निर्दिष्ट तरीके से की जाएगी।

82.4. संचालन एवं रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय :

i. मानव संसाधन (एचआर) व्यय :

(क) मानव संसाधन व्यय में शामिल होंगे:

(i) कर्मचारी लागतय

(ii) वेतन संशोधन का प्रभावय

(पपप) आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमला;

(ख) आयोग, नियंत्रण अवधि के लिए मानव संसाधन व्यय के प्रत्येक घटक के लिए एक अलग प्रक्षेप पथ निर्धारित करेगा।

(ग) मानव संसाधन व्यय में कर्मचारी लागत, वेतन संशोधन बकाया का प्रभाव, आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमले से संबंधित सभी व्यय, पेंशन निधि अंशदान, और मानव संसाधन से संबंधित गैर–आवर्ती प्रकृति का कोई अन्य व्यय शामिल है।

(घ) आधार वर्ष, अर्थात् वित्त वर्ष 2025–26 के लिए मानव संसाधन व्यय, पेंशन और ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान, वेतन संशोधन बकाया के प्रभाव और गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी भी अन्य व्यय को छोड़कर वास्तविक मानव संसाधन व्यय के सामान्यीकृत औसत के आधार पर प्राप्त किया जाएगा, जो आधार वर्ष वित्त वर्ष 2025–26 से ठीक पहले के पिछले पाँच (5) वर्षों के खातों में उपलब्ध है, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अध्यधीन है।

(ङ) मानव संसाधन व्यय का सामान्यीकरण उपभोक्ता मूल्य सूचकांक औद्योगिक श्रमिक (सीपीआई (आईडब्ल्यू)) में पिछले पाँच वर्षों की औसत वृद्धि को वर्ष–दर–वर्ष आधार पर लागू करके किया जाएगा।

(च) वित्त वर्ष 2020–21 से वित्त वर्ष 2024–25 के लिए सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य का औसत, फिर वित्त वर्ष 2025–26 के लिए आधार वर्ष मूल्य का अनुमान लगाने के लिए उपयोग किया जाएगा।

(छ) अनुमानित आधार वर्ष मूल्य को नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए मानव संसाधन व्यय (पेंशन निधि अंशदान और वेतन संशोधन के प्रभाव और गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी अन्य व्यय, यदि कोई हो, को छोड़कर) का अनुमान लगाने के लिए उपरोक्त मुद्रास्फीति दर से बढ़ाया जाएगा।

(ज) ट्रू–अप के समय, मानव संसाधन व्यय को वास्तविक माना जाएगा और उसे लाभ/हानि तंत्र के अधीन नहीं रखा जाएगा।

(झ) ट्रू–अप के दौरान, वेतन संशोधन (बकाया सहित) और पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान के प्रभाव पर वास्तविक नकदी बहिर्वाह को खातों के अनुसार अनुमति दी जाएगी, जो विवेकपूर्ण जाँच और आयोग द्वारा उपयुक्त समझे जाने वाले किसी अन्य कारक के अधीन होगा।

(ञ) सीपीआई (आईडब्ल्यू) (अखिल भारतीय) श्रम ब्यूरो, भारत सरकार {आधार वर्ष : 2016=100} के अनुसार होगा।

ii. रखरखाव एवं सामान्य (एम एंड जी) व्यय :

(क) रखरखाव एवं सामान्य (एम एंड जी) व्यय में निम्नलिखित शामिल होंगे:

(i) प्रशासनिक एवं सामान्य (ए एंड जी) व्यय;

(ii) मरम्मत एवं रखरखाव (आर एंड एम) व्यय ;

(ख) आयोग, नियंत्रण अवधि के लिए एम एंड जी व्यय के प्रत्येक घटक, अर्थात् ए एंड जी व्यय और आर एंड एम व्यय, के लिए एक अलग प्रक्षेप पथ निर्धारित करेगा।

(ग) आधार वर्ष, अर्थात् वित्त वर्ष 2025–26 के लिए ए एंड जी व्यय (आउटसोर्सिंग जनशक्ति पर व्यय को छोड़कर) (ए एंड जी) और आर एंड एम व्यय (आउटसोर्सिंग जनशक्ति पर व्यय को छोड़कर) (आर एंड एम), क्रमशः वास्तविक ए एंड जी व्यय (आउटसोर्सिंग जनशक्ति पर व्यय को छोड़कर) और आर एंड एम व्यय (आउटसोर्सिंग जनशक्ति पर व्यय को छोड़कर) के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाले जाएँगे, जो आधार वर्ष वित्त वर्ष 2025–26 से ठीक पहले के पिछले पाँच (5) वर्षों के लेखों में उपलब्ध हैं, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अधीन हैं:

परंतु यह कि, पिछले पाँच (5) वर्षों के लिए सामान्यीकृत औसत का निर्धारण करते समय गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी अन्य व्यय को भी शामिल नहीं किया जाएगा।

(घ) आर एंड एम व्यय का सामान्यीकरण सभी वस्तुओं के थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) में पिछले पाँच वर्षों की औसत वृद्धि/कमी को वर्ष–दर–वर्ष आधार पर लागू करके किया जाएगा।

(ड.) वित्त वर्ष 2020–21 से वित्त वर्ष 2024–25 के लिए सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य के औसत का उपयोग वित्त वर्ष 2025–26 के लिए आधार वर्ष मूल्य का अनुमान लगाने हेतु किया जाएगा।

(च) ए एंड जी व्यय का सामान्यीकरण मुद्रास्फीति में पिछले पांच वर्षों की औसत वृद्धि/कमी को लागू करके किया जाएगा, जिसे वर्ष–दर–वर्ष आधार पर डब्ल्यूपीआई के 40 प्रतिशत भार और सीपीआई के 60 प्रतिशत भार के आधार पर माना जाएगा।

(छ) वित्त वर्ष 2020–21 से वित्त वर्ष 2024–25 के लिए सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य के औसत का उपयोग वित्त वर्ष 2025–26 के लिए आधार वर्ष मूल्य का अनुमान लगाने हेतु किया जाएगा।

(ज) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए ए एंड जी व्यय और आर एंड एम व्यय का अनुमान लगाने के लिए अनुमानित आधार वर्ष मूल्य को उपरोक्त मुद्रास्फीति दर से बढ़ाया जाएगा।

(झ) सभी वस्तुओं के थोक मूल्य सूचकांक आर्थिक सलाहकार कार्यालय, वाणिज्य एवं उद्योग मंत्रालय, भारत सरकार {आधार वषर्रू 2011–12 श्रृंखला} के अनुसार होंगे।

(ञ) औद्योगिक श्रमिकों के लिए उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (अखिल भारतीय) श्रम ब्यूरो, भारत सरकार {आधार वर्ष : 2016=100} के अनुसार होगा।

(ट) ट्रू–अप के समय, उस अवधि के लिए अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय वास्तविक मुद्रास्फीति को ध्यान में रखते हुए मानक ए एवं जी व्यय और आर एवं एम व्यय पर विचार किया जाएगा।

iii. अतिरिक्त पूंजी निवेश या कानून में किसी परिवर्तन या किसी वैधानिक प्राधिकरण के किसी निर्देश के कारण होने वाले अतिरिक्त ओ एवं एम व्यय, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के बाद, टैरिफ आदेश में अनुमत ओ एवं एम शुल्कों अलावा, पास–थ्रू होंगे।

iv. स्मार्ट मीटर इंस्टॉलेशन के लिए TOTEX मॉडल के तहत होने वाले व्यय को ओ एवं एम व्ययों के तहत अलग से मंजूरी दी जाएगी, जो ट्रूइंग–अप के समय वास्तविक आंकड़ों के आधार पर ट्रूइंग–अप के अध्यधीन होगाः

परंतु यह कि TOTEX के तहत मंजूर और वास्तविक व्यय के बीच कोई भी अंतर, दक्षता लाभ और हानि को साझा करने के अध्यधीन नहीं होंगे।

82.5. कार्यशील पूंजी पर ब्याज

कार्यशील पूंजी पर ब्याज इन विनियमों के विनियम 27 के अनुसार अनुमत होगा।

82.6. गैर–टैरिफ आय

i. वितरण लाइसेंसधारी के व्यवसाय से संबंधित अन्य स्रोतों से अर्जित कोई भी आय, जिसमें परिसंपत्तियों का निपटान, निवेश से आय, किराया, स्क्रैप/परिसंपत्तियों के मूल्यह्रास मूल्य को समायोजित करने के बाद निपटान मूल्य, परिसंपत्तियों के उपयोग के लिए किराये की आय, जिसमें विज्ञापनों के विरुद्ध प्राप्तियां, आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों को अग्रिम पर ब्याज, खुली पहुंच शुल्क, समानांतर संचालन शुल्क दंड और कोई अन्य विविध प्राप्तियां शामिल हैं, लेकिन ऊर्जा की बिक्री से आय के अलावा, गैर–टैरिफ आय होगी।

ii. वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तार व्यवसाय के व्हीलिंग शुल्क का निर्धारण करते समय, आयोग द्वारा अनुमोदित वितरण व्हीलिंग व्यवसाय से संबंधित गैर–टैरिफ आय की राशि को समग्र राजस्व आवश्यकता से घटाया जाएगाः

परंतु यह कि, वितरण लाइसेंसधारी, समग्र राजस्व आवश्यकता के निर्धारण हेतु अपने आवेदन के साथ, गैर–टैरिफ आय के अपने पूर्वानुमान का पूरा विवरण आयोग को प्रस्तुत करेगाः

परंतु यह और कि, वितरण लाइसेंसधारी, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान वास्तविक घटक–वार गैर–टैरिफ आय का पूरा विवरण, अपनी ट्रू–अप याचिका के साथ, आयोग को प्रस्तुत करेगा।

83. अन्य व्यवसाय से आय

जहाँ वितरण लाइसेंसधारी किसी अन्य व्यवसाय (विद्युत व्यापार को छोड़कर) में संलग्न है, वितरण लाइसेंसधारी की परिसंपत्तियों के उपयोग से अर्जित आय को लाइसेंसधारी और लाभार्थी के बीच निम्नलिखित तरीके से साझा किया जाएगाः

क) वितरण लाइसेंसधारी के वितरण तार व्यवसाय के व्हीलिंग शुल्क का निर्धारण करते समय, ऐसे अन्य व्यवसाय से आय के दो–तिहाई के बराबर राशि, समग्र राजस्व आवश्यकता से घटाई जाएगी।

ख) ऐसे अन्य व्यवसाय से प्राप्त आय के एक–तिहाई के बराबर राशि लाइसेंसधारी द्वारा दक्षता में सुधार के लिए अनुसंधान एवं विकास पर व्यय को पूरा करने के लिए रखी जाएगी।

84. व्हीलिंग शुल्क का निर्धारण

84.1. आयोग, अधिनियम की धारा 62 के अंतर्गत पारित अपने आदेश में वितरण लाइसेंसधारी के व्हीलिंग व्यवसाय के लिए व्हीलिंग शुल्क का निर्धारण करेगा।

84.2. इन विनियमों में निहित किसी भी बात के होते हुए भी, खुली पहुंच ग्राहकों पर लागू व्हीलिंग शुल्क की गणना और अनुप्रयोग संबंधित वोल्टेज स्तर(स्तरों) पर किया जाएगाः

परंतु यह कि खुली पहुंच ग्राहकों (उसी वितरण लाइसेंसधारी से बिजली आपूर्ति प्राप्त करने वाले खुदरा उपभोक्ताओं को छोड़कर) द्वारा देय व्हीलिंग शुल्क लागू खुली पहुंच विनियमों के अनुसार शासित होंगेः

परंतु यह और कि, ऐसे खुली पहुंच ग्राहकों द्वारा भुगतान किए गए शुल्क का उपयोग अध्याय 8 में विनियमों के अनुसार खुदरा आपूर्ति व्यवसाय की कुल राजस्व आवश्यकता को कम करने के लिए किया जाएगा।

85. व्हीलिंग हानियाँ

वितरण तार व्यवसाय को संबंधित टैरिफ आदेश में निर्धारित वितरण प्रणाली के संचालन से उत्पन्न व्हीलिंग हानियों के अनुमोदित लक्ष्य स्तर की वस्तु के रूप में वसूली करने की अनुमति होगी।

अध्याय 8
खुदरा आपूर्ति व्यवसाय

86. प्रयोज्यता

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

87. टैरिफ के घटक

87.1. नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए वितरण लाइसेंसधारी के खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए वार्षिक राजस्व (एआरआर) में निम्नलिखित शामिल होंगे:

(1) बिजली खरीद लागत;

(2) ट्रांसमिशन और एसएलडीसी शुल्क;

(3) ओ एवं एम व्यय :

क) एचआर व्यय :

(i) कर्मचारी व्यय;

(ii) वेतन संशोधन का प्रभाव;

(iii) आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमला;

(ख) एम एवं जी व्यय;

(4) पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट अंशदान फंड;

(5) मूल्यह्रास;

(6) ब्याज और वित्त शुल्क;

(7) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

(8) इक्विटी पर प्रतिफल;

(9) डूबत एवं संदिग्ध ऋणों के लिए प्रावधान;

घटाएँ:

(10) गैर–टैरिफ आय;

(11) अन्य व्यवसाय से आय, इन विनियमों के विनियम 95 में निर्दिष्ट सीमा तक;

(12) ओपन एक्सेस/व्हीलिंग शुल्क के कारण राजस्व;

(13) अधिशेष विद्युत की बिक्री से राजस्व (खुदरा उपभोक्ताओं को छोड़कर):

परंतु यह कि, क्रॉस–सब्सिडी अधिभार के कारण राजस्व प्राप्ति पर केवल लेखाओं के अनुसार वास्तविक प्राप्तियों के आधार पर ट्रू–अप करने के समय ही विचार किया जाएगा।

87.2. वितरण लाइसेंसधारी द्वारा खुदरा आपूर्ति के लिए टैरिफ का निर्धारण आयोग द्वारा इन विनियमों के विनियम 79 के अनुसार, यथास्थिति, पृथक्कृत लेखाओं या आवंटन मैट्रिक्स के आधार पर किया जाएगा।

88. पूंजी निवेश योजना

वितरण लाइसेंसधारी इन विनियमों के अध्याय 2 में निर्दिष्ट तरीके से पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत करेगा।

89. पूँजीगत लागत

इन विनियमों के अध्याय 3 में दिए गए प्रावधान के अनुसार पूँजीगत लागत की अनुमति होगी।

90. बिक्री पूर्वानुमान

90.1. लाइसेंसधारी, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए, अपने आपूर्ति क्षेत्र में विभिन्न श्रेणियों के उपभोक्ताओं के लिए प्रतिबंधित माँग (मेगावाट में) और अप्रतिबंधित माँग (मेगावाट में) तथा कुल विद्युत बिक्री (एमयू में) का पूर्वानुमान प्रस्तुत करेगा:

परंतु यह कि श्रेणीवार विद्युत बिक्री के पूर्वानुमान सामान्यतः चक्रवृद्धि वार्षिक वृद्धि दर (सीएजीआर) और/या किसी अन्य विवेकपूर्ण पद्धति के आधार पर प्रक्षेपित किए जाएँगे।

90.2. बिना मीटर वाले उपभोक्ता श्रेणियों के लिए बिक्री पूर्वानुमान, यदि कोई हो, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अधीन होगा।

90.3. आयोग, ऊर्जा मांग में वृद्धि, उपभोक्ताओं की संख्या में वृद्धि, उपभोग के पैटर्न में परिवर्तन, पिछले वर्षों के हानि प्रक्षेप पथ और किसी भी अन्य प्रासंगिक कारक को ध्यान में रखते हुए पूर्वानुमानों की जाँच करेगा, जिसे आयोग अनुमानित बिक्री के अनुमोदन हेतु उपयुक्त समझे, ताकि एआरआर और प्रभारों से अपेक्षित राजस्व की गणना की जा सके।

91. कुल राजस्व आवश्यकता की गणना

91.1. इक्विटी पर प्रतिफल

वितरण लाइसेंसधारी को इन विनियमों के विनियम 24 में निर्दिष्ट अनुसार आरओई की अनुमति होगी।

91.2. ऋण पूंजी पर ब्याज

ऋण पूंजी पर ब्याज की गणना इन विनियमों के विनियम 25 के अनुसार की जाएगी।

91.3. मूल्यह्रास

वितरण लाइसेंसधारी की परिसंपत्तियों पर मूल्यह्रास की गणना इन विनियमों के विनियम 26 में निर्दिष्ट तरीके से की जाएगी।

91.4. विद्युत क्रय लागत

i. वितरण लाइसेंसधारी को आयोग द्वारा अनुमोदित विद्युत क्रय लागत वसूलने की अनुमति होगी।

ii. खुदरा उपभोक्ताओं को बिक्री के लिए आवश्यक ऊर्जा की मात्रा का आकलन करने के उद्देश्य से, अनुमोदित खुदरा बिक्री को अनुमोदित हानि प्रक्षेप पथ के अनुसार अंतर–राज्यीय पारेषण हानियों और वितरण हानियों के मानक स्तर के अनुसार सकलीकृत किया जाएगा।

iii. ट्रू–अप के समय, विचलन शुल्क, यदि कोई हो, को बिजली खरीद लागत निकालने के लिए ध्यान में रखा जाएगा, और अधिशेष बिजली की बिक्री से प्राप्त राजस्व को अलग से हिसाब में लिया जाएगा।

iv. मासिक ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार (एफपीपीएएस) इन विनियमों के विनियम 92 में वर्णित तंत्र के अनुसार वसूलनीय होगा।

91.5. पारेषण प्रभार और एसएलडीसी प्रभार

वितरण लाइसेंसधारी को अनुमोदित स्तर पर निम्नलिखित व्यय वसूलने की भी अनुमति होगीः

(क) अंतर–राज्यीय पारेषण प्रभार ;

(ख) अंतर–राज्यीय पारेषण प्रभार ;

(ग) मध्यवर्ती पारेषण सुविधाओं के लिए प्रभार;

(घ) अन्य वितरण लाइसेंसधारी(यों) की वितरण प्रणाली के उपयोग के लिए व्हीलिंग शुल्क, यदि कोई हो; और

(ड.) आरएलडीसी और एसएलडीसी को देय शुल्क और प्रभार, जैसा कि आयोग द्वारा निर्धारित किया जा सकता है।

91.6. संचालन और रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय

i. मानव संसाधन (एचआर) व्यय

खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए मानव संसाधन व्यय उसी प्रकार अनुमत होंगे जैसा कि वितरण तार व्यवसाय के लिए इन विनियमों के विनियम 82.4.i में विनिर्दिष्ट है।

ii. रखरखाव और सामान्य (एम एंड जी) व्यय

खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए रखरखाव और सामान्य (एम एंड जी) व्यय उसी प्रकार अनुमत होंगे जैसा कि वितरण तार व्यवसाय के लिए इन विनियमों के विनियम 82.4,ii में विनिर्दिष्ट है।

iii स्मार्ट मीटर इंस्टॉलेशन के लिए TOTEX मॉडल के तहत होने वाले व्यय को ओ एवं एम व्ययों के तहत अलग से मंजूरी दी जाएगी, जो ट्रूइंग–अप के समय वास्तविक आंकड़ों के आधार पर ट्रूइंग–अप के अध्यधीन होगाः

परंतु यह कि TOTEX के तहत मंजूर और वास्तविक व्यय के बीच कोई भी अंतर, दक्षता लाभ और हानि को साझा करने के अध्यधीन नहीं होंगे।

91.7. कार्यशील पूँजी पर ब्याज

कार्यशील पूँजी पर ब्याज इन विनियमों के विनियम 27 के अनुसार दिया जाएगा।

91.8. बट्टे खाते में डाले गए डूबत ऋण

आयोग, सक्षम प्राधिकारी द्वारा अनुमोदित, पिछले वर्षों में डूबत ऋणों को बट्टे खाते में डालने की प्रवृत्ति के आधार पर, विवेकपूर्ण जाँच के अधीन, समग्र राजस्व आवश्यकता में पास–थ्रू के रूप में डूबत ऋणों को बट्टे खाते में डालने की अनुमति दे सकता हैः

परंतु यह कि, आयोग वर्ष के दौरान छूटे हुए विलंबित भुगतान अधिभार (यदि कोई हो) को छोड़कर, डूबत ऋणों को वास्तविक रूप से बट्टे खाते में डालने के आधार पर, विवेकपूर्ण जाँच के अधीन, एआरआर में बट्टे खाते में डाले गए डूबत ऋणों का ट्रू–अप करेगाः

परंतु यह और कि, यदि किसी विशेष डूबत ऋण को बट्टे खाते में डालने के बाद, ऐसे डूबत ऋणों से राजस्व प्राप्त होता है, तो उसे उस वर्ष में गैर–टैरिफ आय के अंतर्गत अनियंत्रित मद के रूप में शामिल किया जाएगा, जिसमें ऐसा राजस्व प्राप्त होता है।

92. ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार (एफपीपीएएस)

92.1. टैरिफ आदेश में अनुमोदित nवें महीने के ऊर्जा प्रभार की तुलना में nवें महीने के वास्तविक ऊर्जा प्रभार में परिवर्तन (कोयले के लैंडेड मूल्य और प्राथमिक ईंधन के सकल कैलोरी मान में भिन्नता के कारण, जो कि किसी प्रतिष्ठित तृतीय पक्ष एजेंसी द्वारा विवेकपूर्ण जाँच आदि के बाद जारी प्रमाण पत्र/परीक्षण रिपोर्ट के आधार पर होता है) की राशि का निर्धारण राज्य के भीतर स्थित और राज्य के वितरण लाइसेंसधारियों को विद्युत आपूर्ति करने वाले उत्पादन केंद्रों द्वारा मासिक आधार पर

किया जाएगा और इसकी वसूली (n+2)वें महीने के लिए जारी किए गए नियमित मासिक बिलों के माध्यम से ईंधन और अन्य व्यय के रूप में की जाएगी।

उदाहरण – वितरण लाइसेंसधारियों को विद्युत आपूर्ति करने वाली उत्पादन कंपनी, जून माह में आपूर्ति की गई विद्युत के लिए जुलाई माह के नियमित मासिक बिल में अप्रैल माह के लिए एफसीए को एक लाइन मद के रूप में जोड़ेगी:

परंतु यह कि, ऐसे उत्पादन केंद्र, जो राज्य के वितरण लाइसेंसधारियों को अपना संपूर्ण विद्युत उत्पादन आपूर्ति नहीं करते हैं, ईंधन मूल्य में परिवर्तन के कारण ऊर्जा प्रभार दर में परिवर्तन की वार्षिक रूप से ट्रू–अप की जाएगी।

92.2. एफसीए की गणना, उत्पादन कंपनी द्वारा अपने प्रत्येक ताप विद्युत केंद्र के लिए प्रत्येक माह के लिए अलग–अलग निम्नलिखित सूत्र के आधार पर की जाएगी:

एफसीए रुपये में = महीने के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स–बस) x मासिक ऊर्जा शुल्क दर (ईसीआर) में अंतर,

जहाँ,

मासिक ईसीआर में अंतर = ईसीआर (एम) – ईसीआर (टी)

जहाँ,

ईसीआर (टी) : टैरिफ आदेश में किसी विशेष संयंत्र के लिए स्वीकृत ईसीआर,

ईसीआर (एम) = नीचे दिए गए सूत्र के अनुसार किसी विशेष संयंत्र के लिए उस विशेष महीने के लिए परिगणित ईसीआर:

ईसीआर (एम) = {(जीएचआर–एसएफसी x सीवीएसएफ) x एलपीपीएफ / सीवीपीएफ} x 100 / (100–एयूएक्स)

जहाँ,

एयूएक्स = मानक सहायक ऊर्जा खपत प्रतिशत में,

सीवीपीएफ = प्राथमिक ईंधन का सकल कैलोरी मान, किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम में प्राप्त,

सीवीएसएफ = द्वितीयक ईंधन का कैलोरी मान, किलो कैलोरी प्रति मिलीलीटर में,

जीएचआर = टैरिफ आदेश में अनुमत मानक सकल स्टेशन ताप दर, किलो कैलोरी प्रति किलोवाट घंटा में

एलपीपीएफ = प्राथमिक ईंधन का वास्तविक भारित औसत मूल्य, रुपये प्रति किलोग्राम में,

एसएफसी = मानक विशिष्ट ईंधन तेल खपत, मिलीलीटर प्रति किलोवाट घंटा में।

92.3. उत्पादन कंपनी, मानक जीएसएचआर, मानक सहायक खपत, मानक विशिष्ट द्वितीयक ईंधन तेल खपत, प्राप्त कोयले के भारित औसत जीसीवी और टैरिफ आदेश में दर्शाए गए द्वितीयक ईंधन तेल और प्राथमिक ईंधन (एलपीपीएफ) के वास्तविक लैण्डेड मूल्य के आधार पर ईसीआर की गणना करेगीः

परंतु यह कि, यदि ट्रू–अप करने के समय उत्पादन कंपनी द्वारा कोई अतिरिक्त दावा किया जाता है, तो उसे लिखित रूप में दर्ज कारणों से समर्थित होना होगा और विवेकपूर्ण जाँच के अधीन होगाः

परंतु यह और कि, उत्पादन कंपनी के लिए अनियंत्रित कारणों से, जिसमें किसी महीने के लिए सभी प्रमाणित परीक्षण रिपोर्टों की अनुपलब्धता शामिल है, लेकिन उस तक सीमित नहीं है, उत्पादन कंपनी उपलब्ध रिपोर्टों के आधार पर उस महीने के लिए अनंतिम ईंधन और अन्य व्यय शुल्क जारी करेगी, और अंतिम बिल तैयार किया जाएगा और अंतर राशि का दावा उस महीने के अगले महीने में किया जाएगा, जिसमें ऐसी अंतिम रिपोर्ट प्राप्त हुई थी।

92.4. कोयला आधारित ताप विद्युत उत्पादन स्टेशनों द्वारा ईंधन आपूर्ति के वैकल्पिक स्रोत के आंशिक या पूर्ण उपयोग की स्थिति में, जैसा कि उत्पादन कंपनी और लाभार्थियों द्वारा उनके विद्युत क्रय समझौते में सहमति व्यक्त की गई हो या जैसा कि ईसीआर के निर्धारण हेतु संबंधित टैरिफ आदेश में विचार किया गया हो, ईंधन की कमी या मिश्रण के माध्यम से किफायती संचालन के अनुकूलन के कारण, उत्पादन स्टेशन को ईंधन आपूर्ति के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग की अनुमति होगीः

परंतु यह कि, जहाँ ईंधन आपूर्ति के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग पर ईंधन के भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर आयोग द्वारा अनुमोदित आधार ऊर्जा प्रभार दर के 20 प्रतिशत से अधिक हो, उस स्थिति में, लाभार्थी के साथ पूर्व परामर्श और आयोग के अनुमोदन के बाद ईंधन आपूर्ति के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग पर विचार किया जाएगा।

92.5. ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार (एफपीपीएएस) से अभिप्रेत है, आयोग द्वारा अनुमोदित आपूर्ति लागत के संदर्भ में ईंधन लागत, विद्युत क्रय लागत और पारेषण शुल्क में परिवर्तन के कारण उपभोक्ताओं को आपूर्ति की जाने वाली विद्युत की लागत में वृद्धिः

परंतु यह कि, किसी विशेष माह के विद्युत विक्रय बिल के साथ किसी उत्पादन कंपनी/स्टेशन से प्राप्त एफसीए बिल को केवल उस माह के लिए वितरण कंपनी की विद्युत क्रय लागत माना जाएगा।

उदाहरण के लिए – यदि कोई वितरण कंपनी किसी उत्पादन कंपनी से दीर्घकालिक आधार पर विद्युत क्रय कर रही है और उत्पादन कंपनी आयोग द्वारा विस्तृत प्रक्रिया

के आधार पर 'अप्रैल' माह के ऊर्जा बिल के साथ पूर्व अवधि के लिए एफसीए का दावा करती है, तो एफपीपीएएस की गणना के प्रयोजनार्थ, वितरण कंपनी, ऐसे एफसीए को केवल 'अप्रैल' माह की विद्युत क्रय लागत के भाग के रूप में मानेगी।

92.6. एफपीपीएएस की गणना और बिलिंग स्वचालित रूप से, नियामक अनुमोदन प्रक्रिया से गुजरे बिना, इन विनियमों में निर्दिष्ट सूत्र के अनुसार मासिक आधार पर की जाएगी, जो आयोग द्वारा निर्धारित वार्षिक आधार पर ट्रू–अप किए जाने के अधीन है:

परंतु यह कि स्वचालित पास–थ्रू को इन विनियमों के अनुसार मासिक बिलिंग के लिए समायोजित किया जाएगा।

परंतु यह और कि वितरण लाइसेंसधारी, एफपीपीएएस के विरूद्ध किए गए व्यय तथा मासिक आधार पर बिल किए गए संबंधित राजस्व को, अलग–अलग खाता शीर्षों के अंतर्गत संधारित करेगा।

92.7. एफपीपीएएस की गणना और शुल्क वितरण लाइसेंसधारी द्वारा (n+2)वें महीने में, ईंधन और बिजली खरीद की लागत में वास्तविक परिवर्तन और nवें महीने के दौरान खरीदी गई बिजली के लिए ट्रांसमिशन शुल्क के आधार पर किया जाएगा और उपभोक्ताओं से उनके nवें महीने के ऊर्जा शुल्क पर वसूल किया जाएगा।

उदाहरण के लिए – किसी भी वित्तीय वर्ष के अप्रैल माह के दौरान आपूर्ति की गई बिजली के टैरिफ में परिवर्तन के कारण एफपीपीएएस की गणना और बिलिंग, उसी वित्तीय वर्ष के जून माह में अप्रैल माह के ऊर्जा प्रभार के लिए की जाएगी:

परंतु यह कि, यदि वितरण लाइसेंसधारी किसी अप्रत्याशित घटना की स्थिति को छोड़कर, इस समय–सीमा के भीतर एफपीपीएएस की गणना और शुल्क लगाने में विफल रहता है, तो एफपीपीएएस के कारण लागत की वसूली का उसका अधिकार जब्त कर लिया जाएगा और ऐसे मामलों में, ट्रू–अप के दौरान निर्धारित एफपीपीएएस की वसूली का अधिकार भी जब्त कर लिया जाएगा।

92.8. वितरण लाइसेंसधारी, उपभोक्ताओं को किसी भी टैरिफ झटके से बचाने के लिए एफपीपीएएस या उसके किसी भाग को आगामी माह में आगे ले जाने का निर्णय ले सकता है, लेकिन एफपीपीएएस को आगे ले जाने की अवधि अधिकतम दो माह से अधिक नहीं होगी और ऐसा आगे ले जाना केवल तभी लागू होगा, जब किसी बिलिंग माह के लिए कुल एफपीपीएएस, जिसमें पिछले माह की तुलना में एफपीपीएएस को आगे ले जाना शामिल है, अनुमोदित टैरिफ के परिवर्तनीय घटक के बीस प्रतिशत से अधिक हो।

92.9. कैरी फॉरवर्ड की वसूली एक वर्ष के भीतर या अगले टैरिफ चक्र से पहले, जो भी पहले हो, की जाएगी और एफपीपीएएस के माध्यम से वसूली गई राशि को सबसे पहले एफपीपीएएस के सबसे पुराने कैरी फॉरवर्ड हिस्से में और उसके बाद अगले महीने में शामिल किया जाएगा।

92.10. एफपीपीएएस को आगे ले जाने के मामले में, भारतीय स्टेट बैंक की सीमांत निधि लागत–आधारित उधार दर (1–वर्ष) प्लस 150 आधार अंकों की दर से वहन लागत तब तक अनुमत होगी, जब तक कि टैरिफ के माध्यम से उसकी वसूली नहीं हो जाती और यह वहन लागत विचाराधीन वर्ष में ट्रू–अप की जाएगी।

92.11. एफपीपीएएस की मात्रा के आधार पर, स्वचालित पास–थ्रू को इस प्रकार समायोजित किया जाएगा कि,

(i) यदि एफपीपीएएस $\leq$ 5 प्रतिशत है, तो गणना किए गए एफपीपीएएस की 100 प्रतिशत वसूली योग्य लागत, वितरण लाइसेंसधारी द्वारा सूत्र का उपयोग करके स्वचालित रूप से अधिरोपित की जाएगी।

(ii) यदि एफपीपीएएस 5 प्रतिशत से अधिक है, तो उपरोक्त 93.11 (i) के अनुसार 5 प्रतिशत एफपीपीएएस स्वचालित रूप से वसूल किए जा सकेंगे, तथा शेष एफपीपीएएस का 90 प्रतिशत सूत्र का उपयोग करते हुए स्वचालित रूप से वसूल किया जा सकेगा, तथा अंतर दावा, ट्रू–अप के दौरान आयोग द्वारा अनुमोदन के पश्चात वसूल किया जा सकेगा।

92.12. वितरण लाइसेंसधारी द्वारा एफपीपीएएस के पास–थ्रू के कारण वसूल किए गए राजस्व को एआरआर के ट्रू–अप के साथ ट्रू–अप किया जाएगा।

92.13. एफपीपीएएस के विरुद्ध वर्ष के लिए अधिक/कम वसूली के मामले में, उसे वितरण लाइसेंसधारी द्वारा ट्रू–अप के समय उसकी वहन लागत के साथ वसूल किया जाएगा।

92.14. वितरण लाइसेंसधारी, एआरआर के ट्रू–अप के दौरान, निर्धारित प्रारूपों में, किए गए व्यय और वसूले गए ईंधन एवं बिजली खरीद समायोजन अधिभार के बीच अंतर का विवरण, और आयोग द्वारा अपेक्षित विस्तृत गणनाएँ और सहायक दस्तावेज प्रस्तुत करेगा।

92.15. ईंधन एवं बिजली खरीद समायोजन अधिभार तंत्र और उसकी वसूली के सुचारू कार्यान्वयन को सुनिश्चित करने के लिए, वितरण लाइसेंसधारी यह सुनिश्चित करेगा कि लाइसेंसधारी बिलिंग प्रणाली को इस बात को ध्यान में रखते हुए अद्यतन किया जाए और एक एकीकृत बिलिंग प्रणाली लागू की जाए ताकि यह सुनिश्चित हो सके कि बिलिंग और मीटरिंग विक्रेता चाहे कोई भी हो, अंतर–संचालनीयता या उपलब्ध ओपन सोर्स सॉफ्टवेयर के उपयोग के माध्यम से एक समान बिलिंग प्रणाली हो।

92.16. लाइसेंसधारी, ईंधन एवं बिजली खरीद समायोजन अधिभार सूत्र, मासिक ईंधन एवं बिजली खरीद समायोजन अधिभार की गणना, और ईंधन एवं बिजली खरीद समायोजन अधिभार की वसूली सहित सभी विवरण अपनी वेबसाइट पर प्रकाशित करेगा और एक समर्पित वेब पते के माध्यम से उन्हें संग्रहीत करेगा।

92.17. ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार की गणनाः

सूत्र :

nवें माह के लिए मासिक एफपीपीएएस (%) = (ए–बी)*सी + (डी–ई)

{जेड* (1– वितरण हानियाँ, % / 100 में)} * एबीआर

जहाँ,

(N+2)वाँ माह उस माह को संदर्भित करता है जिसमें ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार घटक की बिलिंग की जाती है। यह ईंधन और बिजली खरीद समायोजन अधिभार (n)वें महीने में आपूर्ति की गई बिजली के टैरिफ में बदलाव के कारण है।

ए, (n)वें महीने में सभी स्रोतों से खरीदी गई कुल इकाइयाँ (कि.वा.घ. में) हैं, जिनमें दीर्घकालिक, मध्यमकालिक और अल्पकालिक बिजली खरीद शामिल हैं (वितरण लाइसेंसधारियों को जारी किए गए बिलों से ली जाएँगी)।

बी, (n)वें महीने में सभी स्रोतों से बिजली की थोक बिक्री (अंतर–राज्यीय बिक्री) है (कि.वा.घ. में) (प्रत्येक माह की 10 तारीख तक एसएलडीसी द्वारा जारी किए जाने वाले अनंतिम खातों से ली जाएँगी और एसएलडीसी वेबसाइट पर उपलब्ध कराई जाएँगी)।

सी, वृद्धिशील औसत बिजली खरीद लागत है = (n)वें महीने में सभी स्रोतों से वास्तव में भुगतान किए गए जल शुल्क, वैधानिक कर, शुल्क और उपकर सहित वास्तविक औसत बिजली खरीद लागत (पीपीसी) (रु. / कि.वा.घ.) (गणना की गई) – सभी स्रोतों से अनुमानित औसत बिजली खरीद लागत (पीपीसी) (रु. / कि.वा.घ.) (टैरिफ आदेश से)।

डी = वास्तविक अंतर–राज्यीय और अंतर–राज्यीय ट्रांसमिशन शुल्क (n)वें महीने, (ट्रांसको द्वारा डिस्कॉम को दिए गए बिलों से) (रु. में),

ई = (n)वें महीने के लिए आधार पारेषण शुल्क (स्वीकृत पारेषण शुल्क / 12) (रु. में),

जेड = [{(n)वें महीने में राज्य के बाहर सभी स्रोतों से खरीदी गई वास्तविक बिजली (किलोवाट घंटे में) x (1 – अंतर–राज्यीय पारेषण हानियाँ % / 100 में) + राज्य के भीतर सभी स्रोतों से खरीदी गई बिजली (किलोवाट घंटे में) –बी} x (1 –अंतर–राज्यीय हानियाँ % में)] / 100 (किलोवाट घंटे में),

एबीआर = वर्ष के लिए औसत बिलिंग दर (टैरिफ आदेश से रु./किलोवाट घंटे में ली जाएगी),

वितरण हानियाँ (% में) = लक्षित वितरण हानियाँ (टैरिफ आदेश से),

अंतर–राज्यीय पारेषण हानियाँ (% में) (टैरिफ आदेश के अनुसार),

अंतर–राज्यीय पारेषण हानियाँ (% में) (टैरिफ आदेश के अनुसार)।

92.18 विद्युत क्रय लागत में विचलन, निपटान तंत्र के कारण लगने वाले सभी शुल्क शामिल नहीं होंगे।

92.19. अन्य शुल्क, जिनमें सहायक सेवाएँ और सुरक्षा–बाधित आर्थिक प्रेषण शामिल हैं, एफपीपीएएस में शामिल नहीं किए जाएँगे और आयोग द्वारा अनुमोदित ट्रू–अप के माध्यम से समायोजित किए जाएँगे।

93. गैर–टैरिफ आय

93.1. वितरण लाइसेंसधारी के व्यवसाय से संबंधित कोई भी आय, जो स्रोतों से प्राप्त होती है, जिसमें परिसंपत्तियों का निपटान, निवेश से आय, किराया, स्क्रैप/परिसंपत्तियों के मूल्यह्रास मूल्य को समायोजित करने के बाद स्क्रैप/परिसंपत्तियों का निपटान मूल्य, परिसंपत्तियों के उपयोग से किराये की आय, जिसमें विज्ञापनों से प्राप्तियाँ, आपूर्तिकर्ताओं/ठेकेदारों को अग्रिम राशि पर ब्याज, समानांतर संचालन शुल्क, और ऊर्जा की बिक्री से आय के अलावा कोई अन्य विविध प्राप्तियाँ शामिल हैं, लेकिन इन्हीं तक सीमित नहीं हैं, गैर–टैरिफ आय मानी जाएगी।

93.2. वितरण लाइसेंसधारी को समग्र राजस्व आवश्यकता के निर्धारण के लिए अपने आवेदन के साथ गैर–टैरिफ आय के अपने पूर्वानुमान का पूरा विवरण आयोग को प्रस्तुत करना होगाः

परंतु यह कि वितरण लाइसेंसधारी को नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान वास्तविक घटक–वार गैर–टैरिफ आय का पूरा विवरण अपनी ट्रू–अप याचिका के साथ आयोग को प्रस्तुत करना होगा।

94. ऊर्जा बैंकिंग

ऊर्जा बैंकिंग के लिए शुल्क संबंधित टैरिफ आदेश में निर्धारित अनुसार अनुमत होंगे।

95. अन्य व्यवसाय से आय

जहाँ वितरण लाइसेंसधारी किसी अन्य व्यवसाय में लगा हुआ है, जिसमें बिजली के व्यापार से होने वाली आय शामिल नहीं है, ऐसे व्यवसाय से वितरण लाइसेंसधारी की परिसंपत्तियों के उपयोग से अर्जित आय को वितरण लाइसेंसधारी और लाभार्थियों के बीच नीचे दिए गए विवरण के अनुसार साझा किया जाएगाः

क) ऐसे अन्य व्यवसाय से होने वाली आय के दो–तिहाई के बराबर राशि खुदरा आपूर्ति टैरिफ के लिए कुल राजस्व आवश्यकता से काट ली जाएगी;

ख) ऐसे अन्य व्यवसाय से होने वाली आय के एक–तिहाई के बराबर राशि वितरण लाइसेंसधारी द्वारा रखी जाएगी।

96. क्रॉस–सब्सिडी सरचार्ज के कारण प्राप्तियाँ

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (कनेक्टिविटी एवं अंतर–राज्यीय मुक्त पहुँच) विनियम, 2011, जो भी लागू हो और समय–समय पर यथा संशोधित हो, के अनुसार आयोग, द्वारा अनुमोदित क्रॉस–सब्सिडी सरचार्ज के रूप में वितरण लाइसेंसधारी द्वारा प्राप्त राशि, ऐसे वितरण लाइसेंसधारी द्वारा खुदरा विद्युत आपूर्ति के लिए टैरिफ की गणना करते समय, ट्रूइंग–अप के समय, कुल राजस्व आवश्यकता से घटा दी जाएगी।

97. वितरण प्रणाली के लिए ऊर्जा हानियाँ

97.1. 33 केवी और उससे कम वोल्टेज स्तर के लिए ऊर्जा हानि की गणना, समय–समय पर यथा संशोधित राज्य ग्रिड संहिता 2011 के प्रासंगिक प्रावधानों के अनुसार की जाएगी।

97.2. 33 केवी वोल्टेज स्तर पर अंतःक्षेपित ऊर्जा और 33 केवी और उससे कम वोल्टेज स्तर पर, उसके सभी उपभोक्ताओं (खुदरा और खुली पहुँच) को बेची गई ऊर्जा के योग के बीच का अंतर, 33 केवी और उससे कम प्रणाली के लिए ऊर्जा हानि होगीः

परंतु यह कि, इसे ट्रू–अप करने के समय लाभ/हानि के लिए विचार किया जाएगा, जिसे औसत बिजली खरीद लागत के आधार पर निर्धारित किया जाएगा और वितरण लाइसेंसधारी और उपभोक्ताओं के बीच निम्नलिखित तरीके से साझा किया जाएगाः

i) लाभ का दो–तिहाई उपभोक्ताओं को टैरिफ में दिया जाएगा और शेष वितरण लाइसेंसधारी द्वारा रखा जाएगा।

ii) दो–तिहाई हानि वितरण लाइसेंसधारी द्वारा वहन की जाएगी और शेष उपभोक्ताओं द्वारा वहन की जाएगी।

97.3. बेची गई ऊर्जा, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के आधार पर, मूल्यांकित मीटर्ड बिक्री और अनमीटर्ड बिक्री, यदि कोई हो, का योग होगी।

97.4. वितरण लाइसेंसधारी के लिए ऊर्जा हानि प्रक्षेप पथ, टैरिफ आदेश में आयोग द्वारा निर्धारित अनुसार होगा।

98. खुदरा आपूर्ति शुल्क का निर्धारण

98.1. आयोग उपभोक्ताओं को उनके लोड फैक्टर, पावर फैक्टर, वोल्टेज, किसी निर्दिष्ट अवधि या आपूर्ति की आवश्यकता वाले समय के दौरान बिजली की कुल खपत या

किसी क्षेत्र की भौगोलिक स्थिति, आपूर्ति की प्रकृति और आपूर्ति की आवश्यकता के उद्देश्य के आधार पर वर्गीकृत कर सकता है।

98.2. लागत–प्रतिबिंबित खुदरा आपूर्ति शुल्क विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों के लिए निर्धारित किया जाएगा, और इसमें पिछले वर्षों के अप्राप्य राजस्व अंतराल को उस सीमा तक शामिल किया जाएगा, जिसकी वसूली प्रस्तावित है।

98.3. 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।

98.4. विभिन्न श्रेणियों के लिए लागत–प्रतिबिंबित शुल्क का निर्धारण करते समय, प्राप्त अनुदान और उपभोक्ता अंशदान को संबंधित वोल्टेज स्तरों के विरुद्ध माना जाएगा, जिसके लिए ऐसी धनराशि प्राप्त हुई है।

98.5. विभिन्न श्रेणियों के लिए लागत प्रतिबिंबित टैरिफ का निर्धारण करते समय, आयोग, विभिन्न स्रोतों से खरीदी गई बिजली को विभिन्न श्रेणियों और/या वोल्टेजों में भी आवंटित कर सकता है।

अध्याय–9
एसएलडीसी व्यवसाय

99. वार्षिक प्रभार

99.1. एसएलडीसी के वार्षिक प्रभार, प्रणाली संचालन शुल्क और बाजार संचालन शुल्क के रूप में वसूले जाएँगे।

99.2. वार्षिक एसएलडीसी शुल्क केवल उन अंतर–राज्यीय संस्थाओं से वसूले जाएँगे, जो एसएलडीसी की दीर्घकालिक और मध्यमकालिक की सेवाएँ प्राप्त कर रही हैं, सिवाय एकल उत्पादकों, अल्पकालिक मुक्त पहुँच वाले ग्राहकों, थोक उपभोक्ताओं और कैप्टिव उपयोगकर्ताओं के।

100. पूँजी निवेश योजना

एसएलडीसी इन विनियमों के अध्याय 2 में निर्दिष्ट तरीके से एक पूँजी निवेश योजना प्रस्तुत करेगा।

101. टैरिफ के घटक

101.1. वार्षिक एसएलडीसी प्रभार में निम्नलिखित घटक शामिल होंगेः–

1) इक्विटी पर प्रतिफल;

2) ऋण पूँजी पर ब्याज;

3) मूल्यह्रास;

4) ओ एवं एम व्यय;

क) मानव संसाधन व्यय :

(i) कर्मचारी व्यय;

(ii) वेतन संशोधन का प्रभाव;

(iii) आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमला;

ख) एम एव जी व्यय;

5) पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट अंशदान फंड ;

6) कार्यशील पूंजी पर ब्याज।

नोटः

पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट अंशदान फंड, समान मासिक किश्तों में वसूल किया जा सकेगा, जैसा कि आयोग द्वारा टैरिफ आदेश में निर्धारित किया जा सकता है।

101.2. इक्विटी पर प्रतिफल

एसएलडीसी को इन विनियमों के विनियम 24 में निर्दिष्ट आरओई की अनुमति होगी।

101.3. ऋण पूंजी पर ब्याज

एसएलडीसी को इन विनियमों के विनियम 25 में निर्दिष्ट ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्त शुल्क की अनुमति होगी।

101.4. मूल्यह्रास

एसएलडीसी को इन विनियमों के विनियम 26 में निर्दिष्ट अचल संपत्तियों के मूल्य पर मूल्यह्रास वसूलने की अनुमति होगी।

101.5. संचालन एवं रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय

i. मानव संसाधन (एचआर) व्यय

(क) मानव संसाधन व्यय में निम्नलिखित शामिल होंगेः

(i) कर्मचारी लागत;

(ii) वेतन संशोधन का प्रभावय

(iii) आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमला;

(ख) आयोग, नियंत्रण अवधि के लिए मानव संसाधन व्यय के प्रत्येक घटक के लिए एक अलग प्रक्षेप–पथ निर्धारित करेगा।

(ग) मानव संसाधन व्यय में कर्मचारी लागत, वेतन संशोधन बकाया का प्रभाव, आउटसोर्सिंग के आधार पर नियुक्त अमले से संबंधित सभी व्यय, पेंशन निधि अंशदान, और मानव संसाधन से संबंधित गैर–आवर्ती प्रकृति का कोई अन्य व्यय शामिल है।

(घ) आधार वर्ष, अर्थात् वित्त वर्ष 2025–26 के लिए मानव संसाधन व्यय, पेंशन और ग्रेच्युटी ट्रस्ट फंड अंशदान, वेतन संशोधन बकाया के प्रभाव और गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी भी अन्य व्यय को छोड़कर वास्तविक मानव संसाधन व्यय के सामान्यीकृत औसत के आधार पर प्राप्त किया जाएगा, जो आधार वर्ष वित्त वर्ष 2025–26 से ठीक पहले के पिछले पाँच (5) वर्षों के खातों में उपलब्ध है, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अधीन है।

(ङ) मानव संसाधन व्यय का सामान्यीकरण उपभोक्ता मूल्य सूचकांक औद्योगिक श्रमिक (सीपीआई (आईडब्ल्यू)) में पिछले पाँच वर्षों की औसत वृद्धि को वर्ष–दर–वर्ष आधार पर लागू करके किया जाएगा।

(च) वित्त वर्ष 2020–21 से वित्त वर्ष 2024–25 के लिए सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य का औसत, फिर वित्त वर्ष 2025–26 के लिए आधार वर्ष मूल्य का अनुमान लगाने के लिए उपयोग किया जाएगा।

(छ) अनुमानित आधार वर्ष मूल्य को नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए मानव संसाधन व्यय (पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट अंशदान फंड के प्रभाव, वेतन संशोधन और गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी अन्य व्यय, यदि कोई हो, को छोड़कर) का अनुमान लगाने हेतु उपरोक्त मुद्रास्फीति दर से बढ़ाया जाएगा।

(ज) ट्रू–अप के समय, मानव संसाधन व्यय को वास्तविक माना जाएगा और उसे लाभ/हानि तंत्र के अधीन नहीं किया जाएगाः

परंतु यह कि ट्रू–अप के दौरान, वेतन संशोधन (बकाया सहित) और पेंशन एवं ग्रेच्युटी ट्रस्ट अंशदान फंड के प्रभाव पर वास्तविक नकदी बहिर्वाह को लेखाओं के अनुसार अनुमति दी जाएगी, जो विवेकपूर्ण जाँच और आयोग द्वारा उपयुक्त समझे जाने वाले किसी अन्य कारक के अधीन होगा।

(झ) सीपीआई (आईडब्ल्यू) (अखिल भारतीय) श्रम ब्यूरो, भारत सरकार {आधार वर्ष : 2016=100} के अनुसार होगा ।

ii. रखरखाव एवं सामान्य (एम एंड जी) व्यय

(क) रखरखाव एवं सामान्य (एम एंड जी) व्यय में निम्नलिखित शामिल होंगेः

(i) प्रशासनिक एवं सामान्य (ए एंड जी) व्यय;

(ii) मरम्मत एवं रखरखाव (आर एंड एम) व्यय।

(ख) आयोग, नियंत्रण अवधि के लिए एम एंड जी व्यय के प्रत्येक घटक, अर्थात् ए एंड जी व्यय और आर एंड एम व्यय, के लिए एक अलग प्रक्षेप पथ निर्धारित करेगाः

परंतु यह कि, अतिरिक्त पूंजी निवेश या कानून में किसी परिवर्तन या किसी वैधानिक प्राधिकरण के किसी निर्देश के कारण होने वाले अतिरिक्त ओ एंड एम व्यय, आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के बाद, टैरिफ आदेश में अनुमत ओ एंड एम व्यय के अतिरिक्त होंगे।

(ग) आधार वर्ष, अर्थात् वित्त वर्ष 2025–26 के लिए ए एंड जी व्यय (आउटसोर्सिंग जनशक्ति पर व्यय को छोड़कर) (ए एंड जी) और आर एंड एम व्यय

(आउटसोर्सिंग जनशक्ति पर व्यय को छोड़कर) (आर एंड एम), क्रमशः वास्तविक ए एंड जी व्यय (आउटसोर्सिंग जनशक्ति पर व्यय को छोड़कर) और आर एंड एम व्यय (आउटसोर्सिंग जनशक्ति पर व्यय को छोड़कर) के सामान्यीकृत औसत के आधार पर निकाले जाएँगे, जो आधार वर्ष वित्त वर्ष 2025–26 से ठीक पहले के पिछले पाँच (5) वर्षों के लेखों में उपलब्ध हैं, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अधीन हैं:

परंतु यह कि, पिछले पाँच (5) वर्षों के लिए सामान्यीकृत औसत का निर्धारण करते समय गैर–आवर्ती प्रकृति के किसी भी अन्य व्यय को बाहर रखा जाएगा।

(घ) आर एंड एम व्यय का सामान्यीकरण सभी वस्तुओं के थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) में पिछले पाँच वर्षों की औसत वृद्धि/कमी को वर्ष–दर–वर्ष आधार पर लागू करके किया जाएगा।

(ड.) वित्त वर्ष 2020–21 से वित्त वर्ष 2024–25 के लिए सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य के औसत का उपयोग वित्त वर्ष 2025–26 के लिए आधार वर्ष मूल्य का अनुमान लगाने के लिए किया जाएगा।

(च) ए एंड जी व्यय का सामान्यीकरण मुद्रास्फीति में पिछले पांच वर्षों की औसत वृद्धि/कमी को लागू करके किया जाएगा, जिसे वर्ष–दर–वर्ष क्रमशः डब्ल्यूपीआई के 40 प्रतिशत भार और सीपीआई के 60 प्रतिशत भार के आधार पर माना जाएगा।

(छ) वित्त वर्ष 2020–21 से वित्त वर्ष 2024–25 के लिए सामान्यीकृत शुद्ध वर्तमान मूल्य के औसत का उपयोग वित्त वर्ष 2025–26 के लिए आधार वर्ष मूल्य का अनुमान लगाने के लिए किया जाएगा।

(ज) नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए ए एंड जी व्यय और आर एंड एम व्यय का अनुमान लगाने के लिए अनुमानित आधार वर्ष मूल्य को उपरोक्त मुद्रास्फीति दर से बढ़ाया जाएगा।

(झ) सभी वस्तुओं के थोक मूल्य सूचकांक आर्थिक सलाहकार कार्यालय, वाणिज्य एवं उद्योग मंत्रालय, भारत सरकार {आधार वर्षः 2011–12 श्रृंखला} के अनुसार होंगे।

(ञ) औद्योगिक श्रमिकों के लिए उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (अखिल भारतीय) श्रम ब्यूरो, भारत सरकार {आधार वर्ष : 2016=100} के अनुसार होगा।

(ट) ट्रू–अप के समय, उस अवधि के लिए अनुमानित मुद्रास्फीति के बजाय वास्तविक मुद्रास्फीति को ध्यान में रखते हुए आर एवं जी व्यय और आर एवं एम व्यय पर विचार किया जाएगा।

101.6. कार्यशील पूंजी पर ब्याज

एसएलडीसी को इन विनियमों के विनियम 27 में निर्दिष्ट मानक कार्यशील पूंजी आवश्यकता पर ब्याज की अनुमति होगी।

102. शुल्क और प्रभारों का अधिरोपण

102.1. संग्रहण

कं) एसएलडीसी इन विनियमों के तहत निर्धारित शुल्क और प्रभारों का संग्रहण करेगा।

ख) एसएलडीसी, इन विनियमों में निर्दिष्ट अनुसार उत्पादन कंपनियों और लाइसेंसधारियों से पंजीकरण शुल्क अधिरोपित करेगा और वसूल करेगाः

परंतु यह कि, उन कंपनियों से पंजीकरण शुल्क नहीं लगाया जाएगा और वसूला जाएगा, जिन पर विनियम 2 के अनुसार ये विनियम लागू नहीं होते हैं।

ग) एसएलडीसी को किसी अन्य विनियम में निर्दिष्ट अनुसार उत्पादन कंपनियों, लाइसेंसधारियों और पावर एक्सचेंजों से शुल्क और प्रभार लगाने और वसूलने की अनुमति होगी।

102.2. प्रणाली संचालन कार्य और बाजार संचालन कार्य के लिए वार्षिक शुल्क के घटकों का आवंटन और विभाजनः

क) राज्य प्रणाली संचालन कार्य के लिए वार्षिक शुल्क, वार्षिक शुल्क का 80 प्रतिशत होगा।

ख) अंतर–राज्यीय बाजार संचालन कार्य के लिए वार्षिक शुल्क, वार्षिक शुल्क का शेष 20 प्रतिशत होगा।

ग) प्रणाली संचालन शुल्क और बाजार संचालन शुल्क के लिए वार्षिक शुल्क के आवंटन के अनुपात की समय–समय पर आयोग द्वारा समीक्षा और निर्णय लिया जा सकता है।

102.3. प्रणाली संचालन शुल्क (एसओसी) और बाजार संचालन शुल्क (एमओसी) का अधिरोपण

इन विनियमों के विनियम 102.4 और विनियम 102.5 में निर्दिष्ट प्रणाली संचालन शुल्क और बाजार संचालन शुल्क, वार्षिक शुल्कों के विभिन्न घटकों की आवंटित और/या विभाजित राशियों को जोड़कर निर्धारित किए जाएँगे।

102.4. प्रणाली संचालन शुल्क का अधिरोपण

क) प्रणाली संचालन शुल्क नीचे दिए गए मानदंडों के अनुसार वसूल किए जाएँगेः–

i. राज्य के भीतर पारेषण लाइसेंसधारी (राज्य विद्युत उत्पादन इकाई के अलावा) : प्रणाली संचालन शुल्क का 10 प्रतिशत;

ii. राज्य के भीतर विक्रेता (नवीकरणीय ऊर्जा आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्रों को छोड़कर) : प्रणाली संचालन शुल्क का 45 प्रतिशत;

iii. राज्य के भीतर क्रेता (थोक उपभोक्ताओं और कैप्टिव उपयोगकर्ताओं को छोड़कर) : प्रणाली संचालन शुल्क का 45 प्रतिशत :

परंतु यह कि, यदि राज्य के भीतर पारेषण लाइसेंसधारी (राज्य विद्युत उत्पादन इकाई के अलावा) राज्य विद्युत वितरण कंपनी (एसएलडीसी) की सेवाओं का लाभ नहीं उठा रहे हैं, तो राज्य के भीतर क्रेताओं और राज्य के भीतर विक्रेताओं से प्रणाली संचालन शुल्क नीचे दिए गए मानदंडों के अनुसार वसूल किए जाएँगे :–

i. राज्य के भीतर विक्रेता : (नवीकरणीय ऊर्जा आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्रों को छोड़कर) : प्रणाली संचालन शुल्क का 50 प्रतिशत;

ii. अंतर–राज्यीय क्रेतारू (थोक उपभोक्ताओं और कैप्टिव उपयोगकर्ताओं को छोड़कर) : प्रणाली संचालन शुल्क का 50 प्रतिशत।

ख) प्रणाली संचालन शुल्क, अंतर–राज्यीय पारेषण लाइसेंसधारियों (एसटीयू को छोड़कर) पर, बिलिंग माह से पहले वाले महीने के अंतिम दिन उनके स्वामित्व वाली लाइनों के सर्किट किलोमीटर के आधार पर लगाया जाएगा।

ग) राज्य पारेषण प्रणाली के उपयोग हेतु अंतर–राज्यीय विक्रेताओं से प्रणाली संचालन शुल्क उनकी अनुबंधित क्षमता के अनुपात में वसूला जाएगा।

घ) राज्य पारेषण प्रणाली के उपयोग हेतु अंतर–राज्यीय क्रेताओं से प्रणाली संचालन शुल्क उनकी अनुबंधित क्षमता के अनुपात में वसूला जाएगा।

नोट : उपरोक्त प्रावधान, नवीकरणीय ऊर्जा–आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्र, थोक उपभोक्ताओं और कैप्टिव उपयोगकर्ताओं पर लागू नहीं होंगे। इसके अतिरिक्त, ये शुल्क अन्य अंतर–राज्यीय क्रेताओं और अंतर–राज्यीय विक्रेताओं पर भी अल्पकालिक ओपन एक्सेस रूट के माध्यम से खरीदी गई या बेची गई बिजली की मात्रा के लिए लागू नहीं होंगे।

102.5. बाजार संचालन शुल्क का अधिरोपण

बाजार संचालन शुल्क, सभी राज्य–अंतर्गत विक्रेताओं और राज्य–अंतर्गत क्रेताओं से समान रूप से वसूला जाएगा, चाहे उनकी अनुबंधित क्षमता कुछ भी हो:

परंतु यह कि, यदि राज्य–अंतर्गत विक्रेता एक उत्पादन कंपनी है, तो उसे उत्पादन केंद्रवार शुल्क का भुगतान करना होगा।

नोट : उपरोक्त प्रावधान नवीकरणीय ऊर्जा–आधारित विद्युत उत्पादन संयंत्र, थोक उपभोक्ताओं और कैप्टिव उपयोगकर्ताओं पर लागू नहीं होंगे। इसके अलावा, यह शुल्क केवल अल्पकालिक मुक्त पहुँच मार्ग के माध्यम से विद्युत क्रय या विक्रय करने वाले अन्य राज्य–अंतर्गत क्रेताओं और राज्य–अंतर्गत विक्रेताओं पर भी लागू नहीं होगा।

102.6. अन्य मुक्त पहुँच ग्राहकों के लिए शुल्क और प्रभार

क) अल्पकालिक मुक्त पहुँच ग्राहकों (राज्य–अंतर्गत क्रेता और राज्य–अंतर्गत विक्रेता) के लिए शुल्क और प्रभार, जो ऊपर शामिल नहीं हैं, केंद्रीय आयोग द्वारा समय–समय पर निर्दिष्ट शुल्क और प्रभार के अनुसार होंगे (अर्थात, अल्पकालिक अंतर–राज्यीय मुक्त पहुँच का लाभ उठाने वाली राज्य–अंतर्गत इकाई के लिए)।

ख) राज्य विद्युत वितरण निगम (एसएलडीसी) अल्पकालिक मुक्त पहुंच ग्राहकों से अर्जित राजस्व के लिए एक अलग खाता बनाए रखेगा।

ग) अल्पकालिक मुक्त पहुंच ग्राहकों से एकत्रित ऐसे शुल्कों को राज्य विद्युत वितरण निगम (एसएलडीसी) की शविविध आयश माना जाएगा।

घ) जमा राशि पर ब्याज, पंजीकरण शुल्क, आवेदन शुल्क, परिचालन शुल्क, अक्षय ऊर्जा प्रमाणपत्र (आरईसी) प्रणाली का विकल्प चुनने वाले विद्युत उत्पादकों को प्रदान की जाने वाली सेवाओं के लिए विविध शुल्क आदि को एसएलडीसी की गैर–टैरिफ आय माना जाएगा।

102.7. पंजीकरण शुल्क का अधिरोपण

क) सभी नवीकरणीय और पारंपरिक उत्पादन कंपनियाँ और लाइसेंसधारी (इन विनियमों के विनियम 2.2 में शामिल कंपनियों को छोड़कर), और अंतर–राज्यीय पारेषण प्रणाली या वितरण प्रणाली से जुड़ने की इच्छुक सभी आहरितकर्ता संस्थाएँ, इन विनियमों के परिशिष्ट–VII में निर्दिष्ट प्रारूप में आवेदन दाखिल करके समकालिकीकरण से पहले राज्य विद्युत वितरण निगम (एसएलडीसी) के साथ अपना पंजीकरण कराएँगी।

ख) सभी उत्पादक, जिनमें आरई जनरेटर और ओपन एक्सेस कस्टमर शामिल हैं, जिन्होंने पहले ही लॉन्ग–टर्म ओपन एक्सेस एग्रीमेंट कर लिए हैं, लेकिन अभी तक एसएलडीसी के साथ पंजीकृत नहीं हैं, उन्हें पंजीकरण के लिए आवेदन करना होगा और वेब बेस्ड शेड्यूलिंग के लिए लॉगिन क्रेडेंशियल लेने होंगे, ऐसा न करने पर, ड्रॉअल पॉइंट पर उनका ऊर्जा सेटलमेंट रोक दिया जाएगा।

ग) सभी आरई जनरेटर, डीएसएम विनियम के लागू होने पर ध्यान दिए बिना, संचालन प्रयोजन के लिए अपने अंतःक्षेपण शेड्यूल के लिए वेब बेस्ड शेड्यूलिंग करेंगे, जैसा कि डीआरई विनियम में आज्ञापक हो।

घ) सभी आरई जनरेटर, उर्जा मंत्रालय भारत सरकार द्वारा जारी ग्रीन एनर्जी ओपन एक्सेस रूल्स, 2022 के अनुसार ग्रीन एनर्जी ओपन एक्सेस रजिस्ट्री (जीओएआर) नेशनल पोर्टल पर भी स्वयं को पंजीकृत करेंगे।

ड.) क्षमता में बदलाव होने पर एसएलडीसी में पंजीकरण का पुनरीक्षण आवष्यक है। यह एलटीओए, सप्लीमेंट्री एग्रीमेंट से पहले किया जाएगा।

च) पंजीकरण दस वर्षों की अवधि के लिए वैध होगा और उसके बाद पंजीकरण का नवीनीकरण ऊपर निर्दिष्ट तरीके से और आयोग द्वारा निर्धारित शुल्कों और प्रभारों के भुगतान पर किया जाएगाः

परंतु यह कि, राज्य विद्युत वितरण निगम (एसएलडीसी) के साथ पहले से पंजीकृत सभी उत्पादन कंपनियों और लाइसेंसधारियों का पंजीकरण पंजीकरण की तिथि से दस वर्षों की अवधि के लिए वैध होगा।

नोट : स्वामित्व के हस्तांतरण/परिवर्तन को विनियमन 102.7(क) के अनुसार नए सिरे से पंजीकृत करना होगा।

छ) विद्युत उत्पादन संयंत्र (कैप्टिव उत्पादन संयंत्र सहित) के पंजीकरण हेतु आवेदन के साथ 50 मेगावाट और उससे अधिक की स्थापित क्षमता के लिए 10 लाख रुपये या 50 मेगावाट से कम की स्थापित क्षमता के लिए 5 लाख रुपये का शुल्क संलग्न होगाः

परंतु यह कि, नवीकरणीय ऊर्जा आधारित ग्रिड से जुड़े विद्युत उत्पादन संयंत्रों को अपने विद्युत उत्पादन स्टेशनों को एसएलडीसी के साथ स्थापित क्षमता के आधार पर पंजीकरण शुल्क के भुगतान पर निम्नानुसार पंजीकृत कराना होगाः

100 किलोवाट तक की स्थापित क्षमताः	1,000 रुपये
100 किलोवाट से अधिक 500 किलोवाट तक की स्थापित क्षमताः	5,000 रुपये
500 किलोवाट से अधिक 1 मेगावाट तक की स्थापित क्षमताः	10,000 रुपये
1 मेगावाट से अधिक 20 मेगावाट तक की स्थापित क्षमताः	2,00,000 रुपये
20 मेगावाट से 50 मेगावाट तक की स्थापित क्षमता :	4,00,000 रूपये
50 मेगावाट से अधिक की स्थापित क्षमताः	5,00,000 रूपये

परंतु यह और कि, नवीकरणीय ऊर्जा आधारित विद्युत उत्पादन कंपनी को राज्य नोडल एजेंसी, अर्थात छत्तीसगढ़ नवीकरणीय ऊर्जा विकास एजेंसी (क्रेडा) द्वारा विधिवत प्रमाणित नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संयंत्र के रूप में पात्रता प्रमाणपत्र प्रस्तुत करना होगा।

परंतु यह भी कि, ऐसे स्टैंड अलोन उत्पादक, जो नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्रों के प्रयोजनार्थ या समय–समय पर आयोग द्वारा अधिदेशित किसी अन्य ऐसे प्रयोजन के लिए ऊर्जा मीटरिंग या लेखांकन हेतु एसएलडीसी की सेवाएँ लेते हैं, उन्हें भी एसएलडीसी के साथ पंजीकरण कराना होगा।

परंतु यह भी कि, ऐसे मामलों में शुल्क संयंत्र की स्थापित क्षमता पर ध्यान दिए बिना 1 लाख रुपये होगा।

परंतु यह भी कि, सभी आहरित संस्थाओं के लिए पंजीकरण शुल्क नवीकरणीय ऊर्जा और पारंपरिक उत्पादन स्टेशनों के लिए अलग–अलग निकासी क्षमता हेतु निर्दिष्ट शुल्क संरचना के अनुसार होगा।

ज) एसएलडीसी की सेवाएँ लेने के इच्छुक सभी लाइसेंसधारियों के लिए पंजीकरण शुल्क 10 लाख रुपये होगा।

झ) उत्पादन कंपनियों (कैप्टिव उत्पादन संयंत्र सहित) और लाइसेंसधारियों द्वारा पंजीकरण शुल्क के भुगतान में चूक की स्थिति में, एसएलडीसी आयोग को संदर्भ भेज सकता है।

ञ) एसएलडीसी, आवेदन की जाँच करने और आवेदन में दी गई जानकारी की सत्यता से संतुष्ट होने के बाद, आवेदक को अपनी स्वीकृति की विधिवत सूचना देते हुए, उसे अपने रजिस्टर में पंजीकृत करेगा।

ट) पंजीकरण शुल्क वापस नहीं किया जाएगा।

ठ) यदि उत्पादन केंद्र अपनी क्षमता 50 मेगावाट से कम से बढ़ाकर 50 मेगावाट या उससे अधिक करता है, तो 5 लाख रुपये की अंतर राशि देय होगी।

ड) एसएलडीसी अपनी वेबसाइट पर सभी पंजीकृत उत्पादन कंपनियों और लाइसेंसधारियों की सूची बनाए रखेगा।

ड) एसएलडीसी, अंतर–राज्यीय पारेषण नेटवर्क और वितरण नेटवर्क से जुड़े और उसके द्वारा निगरानी/सेवा प्रदान किए जा रहे उत्पादन केंद्र और लाइसेंसधारियों के बारे में समेकित जानकारी हर साल अप्रैल के अंत तक आयोग को प्रस्तुत करेगा।

ण) एसएलडीसी, पंजीकरण के लिए सभी आवेदनों का 30 दिनों के भीतर निपटारा करेगाः

परंतु यह कि प्रसंस्करण में देरी या अस्वीकृति की स्थिति में, एसएलडीसी उपरोक्त समय–सीमा पूरी होने के 5 कार्यदिवसों के भीतर आवेदक को इसके संबंध में वैध कारणों से अवगत कराएगाः

(त) कार्यालय/पत्राचार, पते में बदलाव, सम्पर्क में बदलाव या एबीटी मीटर डिटेल्स (उत्पादन की क्षमता को छोड़कर) आदि की वजह से रजिस्ट्रेशन सर्टिफिकेट में पुनरीक्षण के लिए आवेदन के साथ प्रति आवेदन रू.10000 की फीस देनी होगी।

नोटः सभी उत्पादन कंपनियों और लाइसेंसधारियों को एसएलडीसी में पंजीकरण कराना आवश्यक होगा। ये उत्पादन संयंत्र, कैप्टिव उत्पादन संयंत्र, राज्य ग्रिड से सीधे जुड़े लाइसेंसधारी और एकल उत्पादन संयंत्र होंगे जो आरईसी और अन्य अंतर–राज्यीय संस्थाओं के लिए एसएलडीसी की सेवाओं का लाभ उठाते हैं।

103. बिलिंग और अन्य विविध प्रावधान

103.1. बिलिंग और भुगतान

इन विनियमों के अनुसार, एसएलडीसी द्वारा मासिक आधार पर सिस्टम संचालन शुल्क और बाजार संचालन शुल्क के लिए बिल जारी किए जाएँगे, और संबंधित अंतर–राज्यीय संस्थाओं द्वारा सीधे एसएलडीसी को भुगतान किया जाएगा।

103.2. एसएलडीसी शुल्क और प्रभारों के भुगतान में लगातार चूक को आयोग के ध्यान में लाया जाएगा।

अध्याय–10
बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणालियाँ

104. प्रयोज्यता

104.1. इस भाग में विनिर्दिष्ट विनियम बैटरी ऊर्जा भंडारण प्रणालियों के लिए टैरिफ निर्धारण पर लागू होंगे।

104.2. आयोग, निम्नलिखित मामलों में बीईएसएस के लिए टैरिफ निर्धारित करते समय इस अध्याय में निहित निर्बंधनों और शर्तों द्वारा निर्देशित होगाः

क. जहाँ मौजूदा उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी विद्युत ऊर्जा भंडारण के व्यवसाय में संलग्न है;

ख. जहाँ ऊर्जा भंडारण प्रणाली विकासकर्ता (ईएसएसडी) का ऐसी उपयोगिता को ऊर्जा भंडारण सेवाएँ प्रदान करने के लिए मौजूदा उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी या एमएसएलडीसी के साथ संविदात्मक समझौता हैः

ग. जहाँ वितरण लाइसेंसधारी विद्युत, वितरण लाइसेंसधारी के ऊर्जा भंडारण व्यवसाय द्वारा उसके खुदरा आपूर्ति व्यवसाय में ऑफ–पीक विद्युत को पीक विद्युत में परिवर्तित करने के रूपांतरण मूल्य का निर्धारण करने में, ऊर्जा भंडारण के व्यवसाय में संलग्न है;

घ. जहाँ ऐसा टैरिफ, इन विनियमों के प्रभावी होने की तिथि के बाद किए गए किसी विद्युत क्रय समझौते या व्यवस्था के अनुरूप हो; या

ड.. जहाँ ऐसा टैरिफ, इन विनियमों के प्रभावी होने की तिथि से पहले किए गए किसी विद्युत क्रय समझौते या व्यवस्था के अनुरूप हो, और आयोग ने ऐसे समझौते या व्यवस्था को अनुमोदित कर दिया हो, और समझौते या व्यवस्था में यह परिकल्पना की गई हो कि टैरिफ उस समय प्रचलित टैरिफ विनियमों पर आधारित होगा।

105. बीईएसएस टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका

105.1. इन विनियमों के अंतर्गत बीईएसएस के संबंध में टैरिफ, चरण–वार, इकाई–वार या संपूर्ण बीईएसएस के लिए निर्धारित किया जा सकता है;

परंतु यह कि इस अध्याय में विनिर्दिष्ट बीईएसएस के लिए टैरिफ निर्धारण हेतु निर्बंधन और शर्तें, चरणों या इकाइयों या बीईएसएस पर, जैसा भी मामला हो, समान रूप से लागू होंगी।

105.2. जहाँ किसी बीईएसएस के किसी चरण या इकाई के लिए टैरिफ निर्धारित किया जा रहा हो, वहाँ ईएसएसडी, सामान्य सुविधाओं से संबंधित पूंजीगत लागत के आवंटन और सभी चरणों या इकाइयों में संयुक्त और सामान्य लागतों के आवंटन के लिए, जैसा भी मामला हो, एक उचित आधार अपनाएगा;

परंतु यह कि ईएसएसडी ऐसी लागतों के आवंटन का आधार प्रदान करते हुए आवंटन विवरण बनाए रखेगा, जिसका वैधानिक लेखा परीक्षकों द्वारा विधिवत लेखा–परीक्षा और प्रमाणन किया जाएगा और टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका के साथ ऐसा लेखा–परीक्षित और प्रमाणित विवरण आयोग को प्रस्तुत करेगा।

105.3. ईएसएसडी, नई ईएसएस के लिए अनंतिम टैरिफ के निर्धारण हेतु याचिका, ईएसएस इकाई या चरण या समग्र रूप से प्रणाली के वाणिज्यिक संचालन की अनुमानित तिथि से कम से कम छः महीने पहले, जैसा भी मामला हो, दायर करेगा।

105.4. ईएसएसडी, वाणिज्यिक संचालन की तिथि तक किए गए और अनुमानित पूंजीगत व्यय तथा किए गए अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आधार पर, वैधानिक लेखा परीक्षकों द्वारा विधिवत प्रमाणित, नई ईएसएस के लिए अनंतिम टैरिफ के निर्धारण हेतु एक याचिका दायर करेगा;

परंतु यह कि याचिका में, जहाँ भी लागू हो, अनुमानित पूंजीगत लागत और अतिरिक्त पूंजीगत लागत के लिए अंतर्निहित मान्यताओं का विवरण शामिल होगा।

106.5. नई परियोजनाओं के मामले में, ईएसएसडी को, विवेकपूर्ण जाँच के अधीन, अनुमानित पूंजीगत व्यय के आधार पर, वाणिज्यिक संचालन की अनुमानित तिथि से आयोग द्वारा अनंतिम टैरिफ की अनुमति दी जा सकती है।

105.6. यदि वाणिज्यिक संचालन की तिथि अनंतिम टैरिफ को मंजूरी देने वाले आदेश जारी होने की तिथि से छः महीने से अधिक विलंबित होने की संभावना है, तो ईएसएसडी, अनंतिम टैरिफ की प्रयोज्यता की वैधता के विस्तार की मांग के लिए एक याचिका प्रस्तुत कर सकता है, जिसमें परियोजना के पूरा होने की वर्तमान स्थिति और परियोजना के पूरा होने में देरी के औचित्य का विवरण दिया गया हो, जिस पर आयोग आवश्यक विवेकपूर्ण जाँच के बाद विचार कर सकता है।

105.7. ईएसएसडी, ऊर्जा भंडारण इकाई या चरण या समग्र प्रणाली के वाणिज्यिक संचालन की तिथि से छः महीने के भीतर, जैसा भी मामला हो, वाणिज्यिक संचालन की तिथि पर लेखापरीक्षित पूंजीगत व्यय और पूंजीकरण के आधार पर ईएसएस के लिए अंतिम टैरिफ के निर्धारण हेतु याचिका दायर करेगाः

परंतु यह कि ईएसएस में एक से अधिक इकाइयों के मामले में, ऐसी याचिका प्रत्येक इकाई के लिए तब दायर की जाएगी जब पूरे स्टेशन के सीओडी की प्रतीक्षा किए बिना, वह इकाई सीओडी प्राप्त कर ले।

105.8. नए ईएसएस के लिए अंतिम टैरिफ निर्धारण, वाणिज्यिक परिचालन की तिथि पर लेखापरीक्षित पूंजीगत व्यय और पूंजीकरण की विवेकपूर्ण जांच के आधार पर आयोग द्वारा किया जाएगा।

105.9. जहां वर्ष–दर–वर्ष आधार पर वास्तविक पूंजीगत लागत, आयोग द्वारा अनंतिम टैरिफ के निर्धारण के लिए अनुमोदित पूंजीगत लागत से पांच प्रतिशत या अधिक कम है, वहां ईएसएसडी लाभार्थियों को अतिरिक्त पूंजीगत लागत के अनुरूप वसूले गए अतिरिक्त टैरिफ को, संबंधित वर्ष के अप्रैल के पहले दिन प्रचलित आधार दर पर ब्याज सहित, 150 आधार अंकों के साथ वापस करेगा।

105.10. जहाँ वर्ष–दर–वर्ष आधार पर वास्तविक पूँजीगत लागत, आयोग द्वारा अनंतिम टैरिफ के निर्धारण हेतु अनुमोदित पूँजीगत लागत से पाँच प्रतिशत या उससे अधिक है, वहाँ ईएसएसडी, आयोग के अनुमोदन के अधीन, लाभार्थियों से पूँजीगत लागत में ऐसी कमी के अनुरूप टैरिफ में कमी की वसूली, संबंधित वर्ष के अप्रैल के पहले दिन प्रचलित आधार दर पर ब्याज सहित, 150 आधार अंकों के अतिरिक्त, करेगा।

105.11. बीईएसएस के लिए टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका में निम्नलिखित विवरण शामिल होंगे:

क. बीईएसएस की पूँजीगत लागत

ख. बीईएसएस की उपलब्धता

ग. बीईएसएस की रूपांतरण दक्षता या डिजाइन राउंड ट्रिप दक्षता

घ. अन्य तकनीकी पैरामीटर जैसे डिस्चार्ज की गहराई, डिरेशन कारक, आदि.

ङ. उपयोगी जीवन के दौरान चक्रों की संख्या

च. बीईएसएस का उपयोगी जीवन, बैटरी सिस्टम का उपयोगी जीवन और सिस्टम के बैलेंस का उपयोगी जीवन अलग–अलग;

छ. संचालन और रखरखाव व्यय

ज. 24 घंटे के चक्र के दौरान चार्जिंग के घंटों और डिस्चार्जिंग के घंटों की संख्या के डिजाइन पैरामीटर

झ. बीईएसएस की चार्जिंग के लिए चार्जिंग पावर व्यवस्था

ञ. प्रति मिनट चार्ज की दर (अधिकतम/न्यूनतम) और

ट. प्रति मिनट डिस्चार्ज की दर (अधिकतम/न्यूनतम)।

106. बीईएसएस लिए परिचालन पैरामीटर

106.1. बीईएसस की राउंड–ट्रिप दक्षता, प्रत्येक मासिक परिचालन अवधि के लिए न्यूनतम 75 प्रतिशत होगी।

बीईएसएस की मासिक राउंड–ट्रिप दक्षता = (मासिक ऊर्जा डिस्चार्ज) x 100

(चार्जिंग के लिए मासिक ऊर्जा खपत)

106.2. बीईएसएस की मानक वार्षिक उपलब्धता 95 प्रतिशत होगी।

बीईएसएस की वार्षिक उपलब्धता = उस वर्ष के दौरान सभी समय ब्लॉकों की सिस्टम उपलब्धता का औसत, जिसमें लाभार्थी के पास बीईएसएस को चार्ज/डिस्चार्ज करने के लिए अनुसूचित शक्ति है।

एक समय ब्लॉक में उपलब्धता = वास्तविक इंजेक्शन या निकासी एम यू (ए) x 100

अनुसूचित इंजेक्शन या निकासी एमयू (बी)

जहाँ,

वर्ष में i, iवें समय–ब्लॉक (15 मिनट) को संदर्भित करता है जहाँ एमयू (बी)$\neq$ 0;

एमयू (ए) = लाइसेंसधारी या लाभार्थी और बीईएसएस के बीच सहमत प्रेषण शेड्यूल, जिसे अंततः iवें समय ब्लॉक में चार्जिंग/डिस्चार्जिंग के लिए एमएसएलडीसी को एमयू में भेजा जाएगा;

एमयू (बी) = वितरण लाइसेंसधारी या लाभार्थी द्वारा iवें समय ब्लॉक में चार्जिंग/डिस्चार्जिंग के लिए बीईएसएस को प्रदान की गई प्रेषण अनुसूची, एमयू में;

बीईएसएस के लिए डिस्चार्ज की मानक गहराई 90 प्रतिशत होगी;

बैटरी पैक के प्रदर्शन में गिरावट को प्रति वर्ष 1 प्रतिशत माना जाएगा;

बीईएसएस के लिए औसत रैंप दर रेटेड क्षमता/मिनट का 75 प्रतिशत होगी।

107. बीईएसएस के टैरिफ के घटक

107.1. बीईएसएस के टैरिफ में दो भाग शामिल होंगे, अर्थात् क्षमता शुल्क और डिजाइन चक्र दक्षता से ऊपर चक्र दक्षता के लिए प्रोत्साहन।

107.2. वार्षिक स्थिर शुल्क में निम्नलिखित घटक शामिल होंगे:

क. संचालन एवं रखरखाव व्यय;

ख. मूल्यह्रास;

ग. ऋण पूंजी पर ब्याज;

घ. कार्यशील पूंजी पर ब्याज;

ङ. इक्विटी पूंजी पर प्रतिफल;

घटाएँ:

च. गैर–टैरिफ आय।

107.3. इक्विटी पर प्रतिफल

इक्विटी पर प्रतिफल की गणना, रुपये में, विनियम 17 के अनुसार निर्धारित इक्विटी आधार पर, बीईएसएस के लिए 16.0 प्रतिशत की दर से की जाएगी।

107.4. ऋण पूंजी पर ब्याज

बीईएसएस को इन विनियमों के विनियमन 25 में निर्दिष्ट अनुसार ऋण पूंजी पर ब्याज और वित्त शुल्क की अनुमति होगी।

107.5. मूल्यह्रास

बीईएसएस को इन विनियमों के विनियम 26 में निर्दिष्ट अचल संपत्तियों के मूल्य पर मूल्यह्रास वसूलने की अनुमति होगी:

परंतु यह कि, स्टेशन के वाणिज्यिक संचालन की प्रभावी तिथि से 15 वर्ष की अवधि के बाद समाप्त होने वाले वर्ष की 31 मार्च को शेष मूल्यह्रास योग्य मूल्य, संपत्तियों के शेष उपयोगी जीवन पर परिव्याप्त किया जाएगा;

परंतु यह और कि, बैटरी पैक का उपयोगी जीवन 12 वर्ष होगा जबकि सिस्टम का उपयोगी जीवन शेष 25 वर्ष होगा।

107.6. संचालन एवं रखरखाव (ओ एंड एम) व्यय

बीईएसएस के संबंध में मानक ओ एंड एम व्यय, वाणिज्यिक संचालन की तिथि पर पूंजीगत लागत के एक प्रतिशत की दर से अनुमत होंगे, जो आयोग द्वारा विवेकपूर्ण जाँच के अधीन होगा:

परंतु यह कि, इस खंड के तहत अनुमत ओ एंड एम व्यय वास्तविक व्यय के आधार पर वार्षिक रूप से ट्रू–अप किए जाएँगे, और वास्तविक और मानक ओ एंड एम व्यय के बीच अंतर को इन विनियमों के विनियम 13 के अनुसार साझा किया जाएगा।

107.7. कार्यशील पूंजी पर ब्याज

क. बीईएसएस के लिए मानक कार्यशील पूंजी में निम्नलिखित शामिल होंगे:

i. 45 दिनों के लिए मानक संचालन एवं रखरखाव व्यय; साथ ही

ii. मानक संचालन एवं रखरखाव व्यय के 20 प्रतिशत की दर से रखरखाव अतिरिक्त; साथ ही

iii. 45 दिनों की वार्षिक स्थिर लागत के बराबर प्राप्य राशि।

ख. कार्यशील पूंजी पर ब्याज का अनुमान, भारतीय स्टेट बैंक की सीमांत निधि आधारित उधार दर (एमसीएलआर – एक वर्ष की अवधि) के बराबर दर पर लगाया जाएगा, साथ ही चालू वित्त वर्ष के 30 सितंबर को प्रचलित 200 आधार अंक भी जोडे जाएँगे।

परंतु यह कि, ट्रू–अप गणना के दौरान, कार्यशील पूंजी पर ब्याज की गणना वर्ष के दौरान औसत वास्तविक स्वीकृत ब्याज दर पर की जाएगी।

107.8. क्षमता प्रभार की गणना और भुगतान

क. 1 अप्रैल, 2026 के बाद सीओडी प्राप्त करने वाले बीईएसएस की स्थिर लागत की गणना इन विनियमों के तहत निर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर वार्षिक आधार पर की जाएगी और मासिक आधार पर क्षमता शुल्क के रूप में वसूल की जाएगी।

ख. क्षमता प्रभार लाभार्थियों द्वारा बीईएसएस की विक्रय योग्य क्षमता में उनके संबंधित आवंटन के अनुपात में देय होगाः

$$\text{मासिक बीईएसएस उपलब्धता} = \Sigma \frac{\text{वास्तविक इंजेक्शन या निकासी मेगावाट घंटा (आई)(ए)} \times 100}{\Sigma \text{ अनुसूचित इंजेक्शन या निकासी मेगावाट घंटा (आई)(बी)}}$$

जहाँ,

(i) महीने में iवें समय–ब्लॉक (15 मिनट) को संदर्भित करता है जहाँ मेगावाट घंटा (i) (B)$\neq$ 0;

मेगावाट घंटा (i)(A) = लाइसेंसधारी या लाभार्थी और बीईएसएस के बीच सहमत प्रेषण सूची जिसे अंततः iवें समय ब्लॉक में चार्जिंग/डिस्चार्जिंग के लिए सीएसएलडीसी को एमयू में भेजा जाएगा;

मेगावाट घंटा (i)(B) = वितरण लाइसेंसधारी या लाभार्थी द्वारा iवें समय ब्लॉक में चार्जिंग/डिस्चार्जिंग के लिए बीईएसएस को एमयू में प्रदान की गई प्रेषण सूची;

बीईएसएस की वार्षिक उपलब्धता = वर्ष के दौरान सभी समय ब्लॉको की प्रणाली उपलब्धता का औसत, जिसमें लाभार्थी के पास बीईएसएस को चार्ज/डिस्चार्ज करने के लिए अनुसूचित बिजली है;

बीईएसएस की मानक वार्षिक उपलब्धता 95 प्रतिशत होगी।

ग. मासिक उपलब्धता कारक से जुडे बीईएसएस के लिए मासिक क्षमता प्रभार का भुगतान निम्नलिखित सूत्र के अनुसार देय होगाः

सीसी1=(एएफसी) x (1/12) x (ईएएफएम1 / एनएईएएफ)

सीसी2=(एएफसी) x (1/6) x (ईएएफएम2 / एनएईएएफ), {(एएफसी)x (1/6)} – {सीसी1} की अधिकतम सीमा के अधीन

सीसी3=(एएफसी) x (1/4) x (ईएएफएम3 / एनएईएएफ), {(एएफसी)x (1/4)} – {सीसी1 + सीसी2} की अधिकतम सीमा के अधीन

सीसी4=(एएफसी) x (1/3) x (ईएएफएम4 / एनएईएएफ), {(एएफसी)x (1/3)} – {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3} की अधिकतम सीमा के अधीन

सीसी5=(एएफसी) x (5/12) x (ईएएफएम5 / एनएईएएफ), {(एएफसी)x (5/12)} – {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4} की अधिकतम सीमा के अधीन

सीसी6=(एएफसी) x (1/2) x (ईएएफएम6/ एनएईएएफ), {(एएफसी)x (1/2)} – {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5} की अधिकतम सीमा के अधीन

सीसी7=(एएफसी) x (7/12) x (ईएएफएम7/ एनएईएएफ), {(एएफसी)x (7/12)} – {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 सीसी6} की अधिकतम सीमा के अधीन

सीसी8=(एएफसी) x (2/3) x (ईएएफएम8/ एनएईएएफ), {(एएफसी)x (2/3)} – {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 सीसी6 + सीसी7} की अधिकतम सीमा के अधीन

सीसी9=(एएफसी) x (3/4) x (ईएएफएम9/ एनएईएएफ), {(एएफसी)x (3/4)} – {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 सीसी6 + सीसी7 + सीसी8} की अधिकतम सीमा के अधीन

सीसी10=(एएफसी) x (5/6) x (ईएएफएम10/ एनएईएएफ), {(एएफसी)x (5/6)} – {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 सीसी6 + सीसी7 + सीसी8 + सीसी9} की अधिकतम सीमा के अधीन

सीसी11=(एएफसी) x (11/12) x (ईएएफएम11/ एनएईएएफ), {(एएफसी)x (11/12)} – {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 सीसी6 + सीसी7 + सीसी8 + सीसी9 + सीसी10} की अधिकतम सीमा के अधीन

सीसी12=(एएफसी) χ (ईएएफएम11 / एनएईएएफ), {(एएफसी)– {सीसी1 + सीसी2 + सीसी3 + सीसी4 + सीसी5 सीसी6 + सीसी7 + सीसी8 + सीसी9 + सीसी10 + सीसी9} की अधिकतम सीमा के अधीन

जहाँ,

सीसीएन= माह के लिए क्षमता प्रभार (एन);

एएफसी= वार्षिक निश्चित लागत;

ईएएफएमएन= nवें महीने के दौरान प्राप्त मासिक बीईएसएस उपलब्धता कारक;

एनएईएएफ= मानक वार्षिक बीईएसएस उपलब्धता कारक;

परंतु यह कि, ऊपर निर्दिष्ट क्षमता शुल्क की गणना के लिए बीईएसएस की उपलब्धता को चार्जिंग और डिस्चार्जिंग दोनों मोड में ध्यान में रखा जाएगाः

परंतु यह और कि, वर्ष के अंत में बीईएसएस द्वारा वर्ष के दौरान वास्तविक उत्पादन और वास्तविक ऊर्जा खपत के आधार पर समायोजन किया जाएगा।

जहाँ,

सीसीएन= माह के लिए क्षमता प्रभार (n);

एएफसी= वार्षिक निश्चित लागत;

ईएएफएमएन = nवें महीने के दौरान प्राप्त मासिक बीईएसएस उपलब्धता कारक;

एनएईएएफ= मानक वार्षिक बीईएसएस उपलब्धता कारक;

परंतु यह कि ऊपर निर्दिष्ट क्षमता शुल्क की गणना के लिए बीईएसएस की उपलब्धता को चार्जिंग एवं डिस्चार्जिंग दोनों मोड में ध्यान में रखा जाएगाः

परंतु यह कि, वर्ष के अंत में बीईएसएस द्वारा वर्ष के दौरान वास्तविक उत्पादन और वास्तविक ऊर्जा खपत के आधार पर समायोजन किया जाएगा।

घ. मानक चक्र दक्षता से अधिक चक्र दक्षता के लिए प्रोत्साहन

i. मानक चक्र दक्षता से अधिक चक्र दक्षता के लिए प्रोत्साहन राशि, प्रत्येक लाभार्थी द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा के 75 प्रतिशत से अधिक, लाभार्थी को आपूर्ति की जाने वाली कुल ऊर्जा के लिए, 20 पैसे प्रति किलोवाट घंटा की दर से, एक्स–बस आधार पर देय होगी;

परंतु यह कि यदि किसी माह में उत्पादित ऊर्जा, उस माह में उपभोग की गई ऊर्जा के 75 प्रतिशत से कम हो, तो लाभार्थियों द्वारा देय प्रोत्साहन राशि शून्य होगी।

ii. बीईएसएस के मामले में, बैटरियों को चार्ज करने के लिए आवश्यक बिजली की मात्रा लाभार्थीयों द्वारा बीईएसएस प्रणाली के बस बार तक संचरण हानियों और वितरण हानियों को ध्यान में रखते हुए व्यवस्थित की जाएगी, और बदले में, लाभार्थी व्यस्त समय के दौरान बैटरियों को चार्ज करने में उपयोग की गई ऊर्जा के 75 प्रतिशत के बराबर ऊर्जा के हकदार होंगे और बीईएसएस व्यस्त समय के दौरान बिजली की ऐसी मात्रा की आपूर्ति करने के लिए बाध्य होगा।

108. प्रभारों का बिलिंग और भुगतान

बीईएसएस के लिए क्षमता शुल्क और प्रोत्साहनों का बिलिंग और भुगतान मासिक आधार पर किया जाएगा।

अध्याय–11

जानकारी प्रस्तुत करना और टैरिफ और प्रभारों से अपेक्षित राजस्व की गणना

109. टैरिफ और प्रभारों से अपेक्षित राजस्व प्रस्तुत करना

109.1. प्रत्येक उपयोगिता कंपनी, जो आयोग द्वारा धारा 62 के अंतर्गत टैरिफ निर्धारण का विकल्प चुनती है, को निर्धारित प्रारूप में टैरिफ और शुल्कों से अपेक्षित राजस्व की जानकारी विधिवत प्रक्रिया के अनुसार प्रस्तुत करनी होगी।

109.2. यदि लाइसेंसधारी या उत्पादन कंपनी, शुल्कों के लिए टैरिफ में संशोधन के माध्यम से अंतर या अंतर के किसी भाग को पूरा करने का आषय रखती है, तो उसे आगामी वित्तीय वर्ष के लिए लागू श्रेणीवार टैरिफ और शुल्कों में संशोधन का अनुरोध करते हुए आयोग के समक्ष उचित याचिका दायर करनी होगी।

109.3. पूर्व अवधि के लेखापरीक्षित आँकडे उपलब्ध न होने की स्थिति में, उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या एसएलडीसी अनंतिम लेखों के अनुसार आँकडे प्रस्तुत कर सकते हैं:

परंतु यह कि, ऐसी स्थिति में, वह व्याख्यात्मक टिप्पणियों के साथ उचित वार्षिक सुधारों को शामिल करने के बाद, कम्प्यूटरीकृत बिलिंग/वित्तीय लेखा प्रणाली (ऐसी प्रणाली की उपलब्धता के अधीन) के सत्यापित और मान्य आँकडों का उपयोग करेगा।

110. सूचना का प्रदर्शन और आँकडों का सत्यापन

110.1. आवेदन शुल्क

प्रचलित सीएसईआरसी (शुल्क और प्रभार) विनियमों में निहित किसी भी बात के होते हुए भी, उत्पादन कंपनी या लाइसेंसधारी या एसएलडीसी को इन विनियमों के अंतर्गत सूचना प्रस्तुत करते समय आयोग को कोई शुल्क देने की आवश्यकता नहीं होगी।

110.2. सूचना का प्रदर्शन

उत्पादन कंपनियों या लाइसेंसधारियों या एसएलडीसी से प्रारूप में प्राप्त सूचना आयोग/उत्पादक/लाइसेंसधारी/एसएलडीसी की वेबसाइट पर अपलोड की जाएगी।

अध्याय 12
विविध प्रावधान

111. संचालन के लिए अधिकतम मानदंड

इन विनियमों में निर्दिष्ट संचालन मानदंड, अधिकतम मानदंड हैं और ये उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, और लाभार्थियों तथा दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों को संचालन के बेहतर मानदंडों को अपनानेध्उनका पालन करने से नहीं रोकेंगे।

112. आवेदन शुल्क, प्रकाशन व्यय, लाइसेंस शुल्क और अन्य वैधानिक व्यय

आवेदन दाखिल करने का शुल्क, टैरिफ अनुमोदन हेतु नोटिस के प्रकाशन पर होने वाला व्यय, लाइसेंस शुल्क और लोकपाल कार्यालय पर होने वाले व्यय सहित अन्य वैधानिक व्यय, उत्पादन कंपनी या पारेषण लाइसेंसधारी/राज्य विद्युत वितरण कंपनी या वितरण लाइसेंसधारी, जैसा भी मामला हो, द्वारा वास्तविक रूप से, लेखा एवं सामान्य व्यय के माध्यम से, लाभ–हानि के किसी भी बंटवारे के बिना, अलग से वसूल किए जा सकेंगेः

परतु यह कि किसी विशेष वर्ष के व्यय और राजस्व के ट्रू–अप हेतु याचिका के साथ सभी आवश्यक विवरण प्रस्तुत किए जायेंगे।

113. शिथिलीकरण की शक्ति

आयोग, लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से, इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को अपनी इच्छा से या किसी इच्छुक व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष प्रस्तुत किए गए आवेदन पर शिथिल कर सकता है।

114. बचत

114.1. इन विनियमों में कोई भी बात, न्याय के उद्देश्यों को पूरा करने या आयोग द्वारा अपनाई गई प्रक्रिया के दुरुपयोग को रोकने के लिए, पर्याप्त आंकडों के अभाव में, आवश्यक संशोधन/समीक्षा करने और आदेश देने की आयोग की अंतर्निहित शक्ति को सीमित या अन्यथा बाधित करने वाली नहीं मानी जाएगी।

114.2. 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, यदि आयोग, किसी मामले या मामलों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों को देखते हुए, और लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से, ऐसे मामले या मामलों के वर्ग से निपटने के लिए इसे आवश्यक या समीचीन समझता है।

115. कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति

यदि इन विनियमों के प्रावधानों को प्रभावी करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग, आदेश द्वारा, ऐसा प्रावधान कर सकता है जो अधिनियम के प्रावधानों या आयोग द्वारा निर्दिष्ट अन्य विनियमों के प्रावधानों से असंगत न हो, और जो इन विनियमों के उद्देश्यों को प्रभावी करने में आने वाली कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हो।

आयोग के आदेश द्वारा

हस्ता./–
(सूर्य प्रकाश शुक्ला)
सचिव.

परिशिष्ट–I

मूल्यह्रास सूची

स. क.	परिसंपत्ति विवरण	मूल्यह्रास दर (एसएलएम)
क.	**पूर्ण स्वामित्व वाली भूमि**	0.00 प्रतिशत
ख.	**पट्टे पर भूमि**	
क.	भूमि में निवेश के लिए	3.34 प्रतिशत
ख.	स्थल की सफाई की लागत के लिए	3.34 प्रतिशत
ग.	जल विद्युत उत्पादन केंद्र के मामले में जलाशय के लिए भूमि	3.34 प्रतिशत
ग.	**नई खरीदी गई परिसंपत्तियाँ**	
क.	**उत्पादन केंद्रों में संयंत्र और मशीनरी**	
(i)	जल विद्युत	5.28 प्रतिशत
(ii)	वाष्प विद्युत एनएचआरबी और अपशिष्ट ऊष्मा पुनर्प्राप्ति बॉयलर	5.28 प्रतिशत
(iii)	डीजल विद्युत और गैस संयंत्र	5.28 प्रतिशत
ख.	**शीतलन टावर और परिसंचारी जल प्रणालियाँ**	5.28 प्रतिशत
ग.	**जल विद्युत उत्पादन केंद्रों का हिस्सा बनने वाले हाइड्रोलिक कार्य**	
(i)	बांध, स्पिलवे, वीयर, नहरें, प्रबलित कंक्रीट फ्लूम और साइफन	5.28 प्रतिशत
(ii)	प्रबलित कंक्रीट पाइपलाइनें और सर्ज टैंक, स्टील पाइपलाइनें, स्लुइस गेट, स्टील सर्ज टैंक, हाइड्रोलिक कंट्रोल वाल्व और हाइड्रोलिक कार्य	5.28 प्रतिशत
घ.	**भवन एवं सिविल इंजीनियरिंग कार्य**	

(i)	कार्यालय और शोरूम	3.34 प्रतिशत
(ii)	संयंत्र और उपकरण (थर्मल या हाइड्रो सहित)	3.34 प्रतिशत
(iii)	लकड़ी के ढाँचे जैसे अस्थायी निर्माण	100.00 प्रतिशत
(iv)	कच्ची सड़कें	100.00 प्रतिशत
(v)	कच्ची सड़क के अलावा अन्य सड़कें	3.34 प्रतिशत
(vi)	अन्य	3.34 प्रतिशत
ड.	**ट्रांसफार्मर, कियोस्क, सब–स्टेशन उपकरण और अन्य स्थिर उपकरण (प्लांट फाउंडेशन सहित)**	
(i)	100 केव्हीए और उससे अधिक रेटिंग वाले फाउंडेशन सहित ट्रांसफार्मर	5.28 प्रतिशत
(ii)	अन्य	5.28 प्रतिशत
च.	**केबल कनेक्शन सहित स्विचगियर**	5.28 प्रतिशत
छ.	**लाइटनिंग अरेस्टर**	
(i)	स्टेशन प्रकार	5.28 प्रतिशत
(ii)	पोल प्रकार	5.28 प्रतिशत
(iii)	सिंक्रोनस कंडेनसर	5.28 प्रतिशत
ज.	**बैटरियाँ**	18.00 प्रतिशत
(i)	भूमिगत केबल, जिसमें जॉइंट बॉक्स और डिस्कनेक्टेड बॉक्स शामिल हैं,	5.28 प्रतिशत
(ii)	केबल डक्ट सिस्टम	5.28 प्रतिशत
झ.	**केबल सपोर्ट सिस्टम सहित ओवरहेड लाइनें**	
(i)	66 केव्ही से अधिक टर्मिनल वोल्टेज पर संचालित फैब्रिकेटेड स्टील पर लाइनें	5.28 प्रतिशत

(ii)	13.2 केव्ही से अधिक किन्तु 66 केव्ही से अधिक नहीं, टर्मिनल वोल्टेज पर संचालित स्टील सपोर्ट पर लाइनें	5.28 प्रतिशत
(iii)	प्रबलित कंक्रीट सपोर्ट पर स्टील पर लाइनें	5.28 प्रतिशत
(iv)	उपचारित लकड़ी के सपोर्ट पर लाइनें	5.28 प्रतिशत
ञ.	**मीटर**	5.28 प्रतिशत
ट.	**स्व–चालित वाहन**	**9.50 प्रतिशत**
ठ.	**एयर कंडीशनिंग प्लांट**	
(i)	स्टैटिक	5.28 प्रतिशत
(ii)	पोर्टेबल	9.50 प्रतिशत
ड.(i)	कार्यालय फर्नीचर और साज–सज्जा	6.33 प्रतिशत
(ii)	कार्यालय उपकरण	6.33 प्रतिशत
(iii)	फिटिंग और उपकरणों सहित आंतरिक वायरिंग	6.33 प्रतिशत
(iv)	स्ट्रीट लाइट फिटिंग	5.28 प्रतिशत
ढ.	**किराए पर दिए गए उपकरण**	
(i)	मोटरों के अलावा	9.50 प्रतिशत
(ii)	मोटरें	6.33 प्रतिशत
ण.	**संचार उपकरण**	
(i)	रेडियो और उच्च आवृत्ति वाहक प्रणाली	15.00 प्रतिशत
(ii)	टेलीफोन लाइनें और टेलीफोन	15.00 प्रतिशत
(iii)	फाइबर ऑप्टिक/ओपीजीडब्ल्यू	6.33 प्रतिशत

त.	**सॉफ्टवेयर, यूएनएमएस, यूआरटीडीएसएम, ईएमएस, साइबर सुरक्षा प्रणाली, आरईएमसी, डब्ल्यूएएमएस, एससीएडीए प्रणाली सहित आईटी उपकरण**	15.00 प्रतिशत
थ.	कोई अन्य संपत्ति, जो ऊपरोक्त में नहीं आते।	5.28 प्रतिशत

नोट: जहाँ किसी विशेष संपत्ति का जीवन, परियोजना के उपयोगी जीवन से कम है, ऐसी विशेष संपत्ति का उपयोगी जीवन, कंपनी अधिनियम, 2013 और उसके बाद के संशोधनों के प्रावधानों के अनुसार विचार किया जाएगा।

परिशिष्ट–II

नवीन परियोजना हेत मूल्यह्रास सूची

स. क.	परिसंपत्ति विवरण	मूल्यह्रास दर (एसएलएम)
क.	**पूर्ण स्वामित्व वाली भूमि**	0.00 प्रतिशत
ख.	**पट्टे पर भूमि**	
क.	भूमि में निवेश के लिए	3.34 प्रतिशत
ख.	स्थल की सफाई की लागत के लिए	3.34 प्रतिशत
ग.	जल विद्युत उत्पादन केंद्र के मामले में जलाशय के लिए भूमि	3.34 प्रतिशत
ग.	**नई खरीदी गई परिसंपत्तियाँ**	
क.	**उत्पादन केंद्रों में संयंत्र और मशीनरी**	
(i)	जल विद्युत	4.22 प्रतिशत
(ii)	वाष्प विद्युत एनएचआरबी और अपशिष्ट ऊष्मा पुनर्प्राप्ति बॉयलर	4.22 प्रतिशत
(iii)	डीजल विद्युत और गैस संयंत्र	4.22 प्रतिशत
ख.	**शीतलन टावर और परिसंचारी जल प्रणालियाँ**	4.22 प्रतिशत
ग.	**जल विद्युत उत्पादन केंद्रों का हिस्सा बनने वाले हाइड्रोलिक कार्य**	
(i)	बांध, स्पिलवे, वीयर, नहरें, प्रबलित कंक्रीट फ्लूम और साइफन	4.22 प्रतिशत
(ii)	प्रबलित कंक्रीट पाइपलाइनें और सर्ज टैंक, स्टील पाइपलाइनें, स्लुइस गेट, स्टील सर्ज टैंक, हाइड्रोलिक कंट्रोल वाल्व और हाइड्रोलिक कार्य	4.22 प्रतिशत
घ.	**भवन एवं सिविल इंजीनियरिंग कार्य**	
(i)	कार्यालय और शोरूम	3.34 प्रतिशत
(ii)	संयंत्र और उपकरण (थर्मल या हाइड्रो सहित)	3.34 प्रतिशत
(iii)	लकड़ी के ढाँचे जैसे अस्थायी निर्माण	100.00 प्रतिशत
(iv)	कच्ची सड़कें	100.00 प्रतिशत
(v)	कच्ची सड़क के अलावा अन्य सड़कें	3.34 प्रतिशत
(vi)	अन्य	3.34 प्रतिशत
ड.	**ट्रांसफार्मर, कियोस्क, सब–स्टेशन उपकरण और अन्य स्थिर उपकरण (प्लांट फाउंडेशन सहित)**	

(i)	100 केव्हीए और उससे अधिक रेटिंग वाले फाउंडेशन सहित ट्रांसफार्मर	4.22 प्रतिशत
(ii)	अन्य	4.22 प्रतिशत
च.	**केबल कनेक्शन सहित स्विचगियर**	4.22 प्रतिशत
छ.	**लाइटनिंग अरेस्टर**	
(i)	स्टेशन प्रकार	4.22 प्रतिशत
(ii)	पोल प्रकार	4.22 प्रतिशत
(iii)	सिंक्रोनस कंडेनसर	4.22 प्रतिशत
ज.	**बैटरियाँ**	18.00 प्रतिशत
(i)	भूमिगत केबल, जिसमें जॉइंट बॉक्स और डिस्कनेक्टेड बॉक्स शामिल हैं,	4.22 प्रतिशत
(ii)	केबल डक्ट सिस्टम	4.22 प्रतिशत
झ.	**केबल सपोर्ट सिस्टम सहित ओवरहेड लाइनें**	
(i)	66 केव्ही से अधिक टर्मिनल वोल्टेज पर संचालित फैब्रिकेटेड स्टील पर लाइनें	4.22 प्रतिशत
(ii)	13.2 केव्ही से अधिक किन्तु 66 केव्ही से अधिक नहीं, टर्मिनल वोल्टेज पर संचालित स्टील सपोर्ट पर लाइनें	4.22 प्रतिशत
(iii)	प्रबलित कंक्रीट सपोर्ट पर स्टील पर लाइनें	4.22 प्रतिशत
(iv)	उपचारित लकड़ी के सपोर्ट पर लाइनें	4.22 प्रतिशत
ञ.	**मीटर**	4.22 प्रतिशत
ट.	**स्व–चालित वाहन**	**9.50 प्रतिशत**
ठ.	**एयर कंडीशनिंग प्लांट**	
(i)	स्टैटिक	4.22 प्रतिशत
(ii)	पोर्टेबल	9.50 प्रतिशत
ड.(i)	कार्यालय फर्नीचर और साज–सज्जा	6.33 प्रतिशत
(ii)	कार्यालय उपकरण	6.33 प्रतिशत
(iii)	फिटिंग और उपकरणों सहित आंतरिक वायरिंग	6.33 प्रतिशत

(iv)	स्ट्रीट लाइट फिटिंग	4.22 प्रतिशत
ढ.	**किराए पर दिए गए उपकरण**	
(i)	मोटरों के अलावा	9.50 प्रतिशत
(ii)	मोटरें	6.33 प्रतिशत
ण.	**संचार उपकरण**	
(i)	रेडियो और उच्च आवृत्ति वाहक प्रणाली	15.00 प्रतिशत
(ii)	टेलीफोन लाइनें और टेलीफोन	15.00 प्रतिशत
(iii)	फाइबर ऑप्टिक/ओपीजीडब्ल्यू	6.33 प्रतिशत
त.	**सॉफ्टवेयर, यूएनएमएस, यूआरटीडीएसएम, ईएमएस, साइबर सुरक्षा प्रणाली, आरईएमसी, डब्ल्यूएएमएस, एससीएडीए प्रणाली सहित आईटी उपकरण**	15.00 प्रतिशत
थ.	कोई अन्य संपत्ति, जो ऊपरोक्त में नहीं आते।	4.22 प्रतिशत

नोट: जहाँ किसी विशेष संपत्ति का जीवन, परियोजना के उपयोगी जीवन से कम है, ऐसी विशेष संपत्ति का उपयोगी जीवन, कंपनी अधिनियम, 2013 और उसके बाद के संशोधनों के प्रावधानों के अनुसार विचार किया जाएगा।

परिशिष्ट–III

एकीकृत खदान के लिए मूल्यह्रास सूची			
स.क्र.	संपत्ति विवरण	जीवन काल (वर्षों में)	मूल्यह्रास दर
1	भूमि फ्रीहोल्ड @	999	999
2	भूमि लीजहोल्ड	&&&	&&&
3	अस्थायी निर्माण	1	95 प्रतिशत
4	भारी मिट्टी हटाने वाली मशीनरी (एचईएमएम)$	8	12 प्रतिशत
5	सड़कें, पुल, पुलिया, हेलीपैड	25	4 प्रतिशत
6	मुख्य संयंत्र भवन	30	3 प्रतिशत
7	एचईएमएमके अलावा अन्य मशीनरी	15	6 प्रतिशत
8	जल आपूर्ति, जल निकासी और सीवरेज	15	6 प्रतिशत
9	फर्नीचर और फिक्स्चर	15	6 प्रतिशत
10	कंप्यूटर के अलावा अन्य कार्यालय उपकरण	15	6 प्रतिशत
11	अस्पताल उपकरण	15	6 प्रतिशत
12	ईडीपी, डब्ल्यूपी मशीनें, सैटकॉम और संचार		6 प्रतिशत
13	उपकरण	15	6 प्रतिशत
14	विद्युत प्रतिष्ठान	15	6 प्रतिशत
15	स्व–चालित वाहन	10	10 प्रतिशत
16	कंप्यूटर, सॉफ्टवेयर	3	32 प्रतिशत
17	प्रयोगशाला और कार्यशाला उपकरण	15	6 प्रतिशत
18	खदान विकास व्यय	20 या खदान की आयु, जो भी कम हो	5 प्रतिशत
19	मूल्यांकन और अन्वेषण#	20 या खदान की आयु, जो भी कम हो	5 प्रतिशत
20	अन्य जो ऊपरोक्त में नहीं है	15	6 प्रतिशत
*	* निम्नलिखित परिसंपत्तियों के लिए बचाव मूल्य 5 प्रतिशत के अतिरिक्त होगा – क. आईटी उपकरण, सॉफ्टवेयर शून्य (0) ख. भूमि के मामले में शून्य या राज्य सरकार के साथ सहमति के अनुसार		*

	ग. कॉर्पोरेट मामलों के मंत्रालय द्वारा निर्दिष्ट विशेष खनन उपकरणों के लिए घ. खदान विकास व्यय, मूल्यांकन और अन्वेषण शून्य (0)	
@	याचिकाकर्ता को यह बताना होगा कि क्या फ्रीहोल्ड भूमि वापसी के लिए किसी शर्त के साथ जुड़ी हुई है। यदि हाँ, तो वे शर्तें और अवधि प्रस्तुत करें, जिसके बाद भूमि वापस की जानी है। ऐसे मामले में, भूमि ऐसे विवरणों के आधार पर मूल्यह्रास योग्य होगी।	
&&&	याचिकाकर्ता द्वारा भरा जाना है, पट्टा अनुबंध/खदान जीवन/उपयोग के अधिकार की अवधि का न्यूनतम मान	
$	प्रत्येक एचईएमएम की लागत सहित व्यक्तिगत एचईएमएम की सूची अलग से प्रदान की जाए।	
#	सामान्य अर्थ में खान विकास व्यय आर्थिक व्यवहार्यता सुनिश्चित करने के बाद खदान को प्रयोग करने योग्य स्थिति में लाने के लिए किया गया व्यय है और खदान स्वामी द्वारा खदान को विकसित करने का निर्णय लिया जाता है। इस शीर्ष के अंतर्गत भरते समय, यथासंभव विवरण अलग से दिए जाने चाहिए। मूल्यांकन और अन्वेषण व्यय आम तौर पर स्थलाकृतिक, भूवैज्ञानिक, भू–रासायनिक और भू–भौतिकीय अध्ययन, अन्वेषणात्मक ड्रिलिंग, ट्रेंचिंग, नमूनाकरण, तकनीकी व्यवहार्यता और वाणिज्यिक व्यवहार्यता के मूल्यांकन से संबंधित गतिविधियों के लिए व्यय, अन्वेषण के अधिकारों के अधिग्रहण आदि के माध्यम से खनिज खोजने से जुड़ा व्यय होता है। इस शीर्ष के अंतर्गत भरते समय, यथासंभव विवरण अलग से दिए जाने चाहिए।	

परिशिष्ट–IV

क्यू$_{पीपी}$ और क्यू $_{आरएस}$ (एमयू) की गणना			
स.क्र.	विवरण		
1	सीएसपीजीसीएल ताप विद्युत गृहों से क्रय की गई वास्तविक विद्युत की मात्रा	क्यू1	
2	सीएसपीजीसीएल जल विद्युत गृहों से क्रय की गई वास्तविक विद्युत की मात्रा	क्यू2	
3	सीएसपीजीसीएल नवीकरणीय विद्युत गृहों से क्रय की गई वास्तविक विद्युत की मात्रा	क्यू3	
4	सीजीएस से क्रय की गई अनुसूचित विद्युत की मात्रा	क्यू4	
5	द्विमासिक अवधि के लिए पीजीसीआईएल की वास्तविक औसत हानियाँ	एल1	
6	राज्य परिधि पर सीजीएस से क्रय की गई अनुसूचित विद्युत की मात्रा	क्यू5 = क्यू4 x (1– एल1)	
7	नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों (आईपीपी और सीजीपी) से क्रय की गई वास्तविक विद्युत की मात्रा	क्यू6	
8	राज्य आईपीपी और सीजीपी से क्रय की गई वास्तविक अल्पकालिक विद्युत की मात्रा	क्यू7	
9	अंतर–राज्यीय मार्ग से क्रय की गई अनुसूचित अल्पकालिक विद्युत की मात्रा	क्यू8	
10	राज्य परिधि पर अंतर–राज्यीय मार्ग से क्रय की गई अनुसूचित अल्पकालिक विद्युत की मात्रा	क्यू9 = क्यू8 x (1– एल1)	
11	अन्य स्रोतों से खरीदी गई बिजली की मात्रा (यदि कोई हो)	क्यू10	
12	खरीदी गई बिजली की कुल मात्रा	क्यूपीपी = क्यू1 + क्यू2 + क्यू3 + क्यू5 + क्यू6 + क्यू7 + क्यू9 + क्यू10	

13	टैरिफ आदेश में निर्दिष्ट मानक पारेषण और वितरण हानियाँ	एल	
13	अंतरराज्यीय बिक्री के लिए निर्धारित बिजली की मात्रा	क्यूपीटी	
14	राज्य के खुदरा उपभोक्ताओं को बिक्री के लिए खरीदी गई बिजली की मात्रा	क्यूआरएस = क्यूपीपी – क्यूपीटी	

परिशिष्ट–V

विद्युत क्रय लागत (सीएचपीपी) में परिवर्तन की गणना

पहली द्विमासिक अवधि										
	सीजीएस का नाम	पहला महीना								
		पीएएफएम	एनएपीएएफ	एएफसी	महीने में अनुसूचित ऊर्जा (एमयू) (एसईआई)	महीने में क्षमता शुल्क रु. ''ए1''	ऊर्जा शुल्क दर (रु/कि.वा.घ.)	ऊर्जा शुल्क रु. ''बी1'' कर	कर रू. ''सी 1''	कुल रू. एक्स1 = ए1 + बी1 + सी1
	एनटीपीसी कोरबा									
	एनटीपीसी सिपत									
	एनटीपीसी									
	कुल थर्मल									
	न्यूक्लियर									
	हेडल									
	सभी स्त्रोतो से योग									

विद्युत क्रय लागत (सीएचपीपी) में परिवर्तन की गणना

पहली द्विमासिक अवधि										
	सीजीएस का नाम	दूसरा महीना								
		पीएएफएम	एनएपीएएफ	एएफसी	महीने में अनुसूचित ऊर्जा (एमयू) (एसईआई)	महीने में क्षमता शुल्क रु. ''ए2''	ऊर्जा शुल्क दर (रु/कि.वा.घ.)	ऊर्जा शुल्क रु. ''बी2'' कर	कर रू. ''सी 2''	कुल रू. एक्स1 = ए2 + बी2 + सी2
	एनटीपीसी कोरबा									
	एनटीपीसी सिपत									
	एनटीपीसी									
	कुल थर्मल									
	न्यूक्लियर									
	हेडल									
	सभी स्त्रोतो से योग									

सीएचपीपी की गणना

द्विमासिक अवधि (एसई1 + एसई2) के लिए अनुसूचित ऊर्जा	एमयू	क्यूसीजीएस		
टैरिफ आदेश के अनुसार पीपी लागत की औसत दर	रु./ किलोवाट घंटा	आरपीपी1		
समायोजन अवधि के दौरान क्रय की गई पीपी लागत की वास्तविक औसत दर	रु./ किलोवाट घंटा	आरपीपी2= (एक्स1+ एक्स2) / क्यूसीजीएस		
सीएचपीपी	रु.	सीएचपीपी = क्यूसीजीएस x (आरपीपी2 – आरपीपी1)		

परिशिष्ट–VI

वीसीए प्रभार की गणना			
स.क्र.	विवरण		
1	ईंधन लागत में परिवर्तन (सीएचएफसी)	रु.	
2	सीएचपीपी	रु.	
3	सकल वीसीए (उप–योग रु. में)	रु.	
4	स्वीकार्य वीसीए (रु. में)	रु.	
5	स्वीकार्य वीसीए (रु./किलोवाट घंटा में) = (सीएचएफस + सीएचपीपी)/ क्यूपीपी x (1–लीटर)	रु./किलोवाट घंटा	

परिशिष्ट–VII

(विनियम 102.7 के अनुपालन में)

1.	संस्था का नाम :–	
2.	संस्था का प्रकारः– (ड्रॉअल /इंजेक्टिंग क्यूसीए)	
3.	फीडर और सब–स्टेशन का नाम, जिससे संस्था संबंद्ध है :–	
4.	ग्रिड कनेक्टिविटी वोल्टेज लेवल :–	
5.	क्या रिन्यूएबल /कन्वेंशनल है : (कृपया विषेष कैटेगरी का उल्लेख करे और केवल इंजेक्टिंग संस्था के मामले में उल्लेख करे जैसे कोल बेस्ड, सोलर विंड बायो–मास, हाइड्रो, डब्ल्यूएचआरबी आदि)	
6.	क्या को–लोकेटेड सीजीपी, डिस्टेंस–लोकेटेड सीजीपी या आईपीपी (केवल इंजेक्टिंग संस्था के लिए आवष्यक)	
7.	क्षमता (मेगावाट/किलोवाट (ड्रॉवी एंटिटी के लिए ओपन एक्सेस क्वांटम) (क) ऑक्जीलरी कंजम्पशन (% में) (ख) एक्स–बस कैपेसिटी (मेगावाट/किलोवाट) (ग) फ्यूल टाइप (घ) कमीशनिंग डेट (ड.) कमर्शियल ऑपरेशन डेट	
8.	क्या बल्क–कंज्यूमर / कैप्टिव यूजर या कोई अन्य प्रकार (केवल ड्रावी एंटीटी के लिए आवश्यक)	
9.	क्षमता (मेगावाट/किलोवाट) (ड्रावी एंटीटी के लिए ओपन एक्सेस क्वांटम)	
10.	उन सभी संस्थाओ (एंटीटी) के नाम, जिनसे आवेदन करने वाली संस्था जुड़ी हुई हैः– (यदि आवेदन करने वाली संस्था अंतःक्षेपण कर रही है तो उसकी सभी ड्रावी एंटीटी के नाम का उल्लेख करें यदि आवेदन करने वाली ड्रावी एंटीटी है तो उसकी सभी अंतःक्षेपण करने वाली संस्था के नाम का उल्लेख करें)	
11.	सीएसपीडीसीएल द्वारा जारी संस्था का बीपी/सेवा क्रमांक :–	

12.	संस्था (एंटिटी) संयंत्र का पता :–	
13.	संस्था (एंटिटी) का पंजीकृत कार्यालय का पता :–	
14.	एबीटी मीटर का मेक और सीनियल नंबर ग्रिड एस/एस इंड में एंटिटी इंड में।	
15.	टेलीमेट्री प्रणाली संस्थापन आरटीयू का मेक और सीनियल नंबर :–	
16.	पत्राचार के लिए संपर्क व्यक्ति का विवरण I. नाम : II. पदनाम : III. लैंडलाइन टेलीफोन नंबर : VI. मोबाइल नंबर : V. ई–मेल पता : VI. डाक का पता : पत्राचार के लिए संपर्क व्यक्ति का विवरण I. नाम : II. पदनाम : III. लैंडलाइन टेलीफोन नंबर : VI. मोबाइल नंबर : V. ई–मेल पता : VI. डाक का पता :	

ऊपर दी गई जानकारी, मेरे ज्ञान और विश्वास के अनुसार सही है।

प्राधिकृत प्रतिनिधी के हस्ताक्षर

स्थान :

नाम :

दिनांक :

पदनाम :

मोबाईल/ टेलीफोन नंबर :

*****

Raipur, the 11th December 2025

NOTIFICATION

No. 115/CSERC/2025. - -In exercise of powers conferred under Section 61 and 62 read with Section 181(2) and Section 32 (3) of the Electricity Act, 2003 and all other powers enabling it in this behalf, the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulations:

Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Multi-Year Tariff) Regulations, 2025

Chapter 1

PRELIMINARY

1. SHORT TITLE AND COMMENCEMENT:

(i) These Regulations may be called the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Multi-Year Tariff) Regulations, 2025.

(ii) These Regulations shall be applicable for determination of tariff under Section 62 and for fees and charges of SLDC as per Section 32 (3) of the Act for the financial year 2026-27 to financial year 2029-30, and will remain in effect until these Regulations are superseded by new Regulations.

(iii) These Regulations shall extend to the whole of Chhattisgarh.

2. SCOPE AND EXTENT OF APPLICATION:

2.1. These Regulations shall apply to the following persons operating in the State of Chhattisgarh for determination of expected revenue from Tariff and charges and the methodology and procedure for determination of expected revenue from Tariff and charges:

(a) State Transmission Utility (STU);

(b) All generating stations supplying power directly or through State trading licensee(s) to distribution licensees of the State under long term agreement except generating stations which are subject to the jurisdiction of the Central Commission and also such renewable energy generating stations located in the

State whose tariff is decided by the Commission under relevant Regulations and orders:

Provided that these Regulations shall also apply in all cases where a generating company has the arrangement for supply of coal from the integrated mine(s) allocated to it, for one or more of its specified end use generating stations, whose tariff is required to be determined by the Commission under Section 62 of the Act read with Section 86 thereof.

(c) All intra-State transmission licensee(s);

(d) All distribution licensee(s); and

(e) State Load Despatch Centre (SLDC):

Provided that in absence of any provision in these Regulations, the Commission shall be guided by norms specified under Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2024 for such period as decided by Commission.

2.2. These Regulations will not apply to

i. Stand-alone generators:

Provided that, the stand-alone generators or any generating stations covered under Section 63 and excursing as Ancillary services who avail services of SLDC for scheduling, energy metering or accounting for the purpose of supply of its power to a licensee and/or consumers or Renewable Energy Certificates or any other such purposes as may be mandated by the Commission from time to time shall be required to pay fee and charges as specified under these Regulations.

ii. Generating Stations and Transmission System 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 after prudence check.

2.3. All proceedings under these Regulations shall be governed by the CSERC (Conduct of Business) Regulations, 2009 and amendment or enactments thereon**.**

3. DEFINITIONS: In this Regulation, unless the context otherwise requires,-

3.1. "Accounting Statement" means for each year, the following statements, namely-

balance sheet, profit and loss account and cash flow statement prepared in accordance with the form or requirement contained in the Companies Act, duly certified by the statutory auditors;

reconciliation statement, duly certified by the Chartered Accountant, showing the reconciliation between the total expenses, revenue, assets and liabilities, of the entity as

a Company and the expenses, revenue, assets and liabilities, separately for each business regulated by the Commission and other/unregulated business operations:

Provided that, in case separate Accounting Statements are not submitted for each licenced Business in accordance with the licence conditions and for each regulated Business for the financial year 2026-27 onwards, the Petitions filed by the Generating Company or Licensee or SLDC, may be rejected by the Commission after giving the Petitioner a reasonable opportunity of being heard:

Provided further that, till the SLDC is not separately established as a State agency, separate books of accounts for SLDC as separate unit under Chhattisgarh State Power Transmission Company Limited (CSPTCL) shall be maintained and certified by the CSPTCL;

3.2. **"Act**" means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) or any amendments made to the same or any succeeding enactment thereof;

3.3. **"Additional capitalization"** means the capital expenditure incurred or projected to be incurred, after the date of commercial operation of the project and admitted by the Commission after prudence check, subject to provisions of Regulation 19;

3.4. **"Aggregate Revenue Requirement" or "ARR"** means the costs pertaining to the licensed and / or regulated business, which are permitted, in accordance with this Regulation, to be recovered from the tariffs and charges determined by the Commission;

3.5. **"Allocation Matrix",** shall comprise of elements as specified in Chapter 7 of this Regulation;

3.6. **"Annual Target Quantity" or 'ATQ'** in respect of an integrated mine(s) means the quantity of coal to be extracted during a year from such integrated mine(s) corresponding to 85% of the quantity specified in the Mining Plan:

Provided that, in case the integrated mine(s) of coal is ready for supply of coal as per the Mining Plan but is prevented due to reasons not attributable to the generating company, the Commission may relax the Annual Target Quantity.

3.7. **"Applicant"** means a licensee or a generating company who has made a petition for determination of tariff or a petition for true up in accordance with this Regulation and the Act;

3.8. **"Auditor"** means an auditor appointed by a generating company or a transmission licensee or a distribution licensee or the SLDC, in accordance with the provisions of

Section 139 or Section 148 of the Companies Act, 2013, or any other law for the time being in force;

3.9. **"Auxiliary Energy Consumption in generating station" or "AUX"** in relation to a period in 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 plant and machinery including switchyard of the generating station and transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station:

Provided that, auxiliary energy consumption shall not include energy consumed for supply of power to housing colony and other facilities at the generating station and the power consumed for construction works at the generating station:

Provided further that, auxiliary energy consumption for compliance with revised emission standards, sewage treatment plant and external coal handling plant (jetty and associated infrastructure) shall be considered separately;

3.10. **"Auxiliary Energy Consumption for emission control system" or "AUXe"** in relation to a period in case of coal based thermal generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the emission control system of the coal based thermal generating station in addition to the auxiliary energy consumption under the main clause of this Regulation (AUX); however the AUXe shall not be considered for the purpose of computation of ECR and its impact on the energy charge shall be dealt through supplementary tariff by way of ECR;

3.11. **"Auxiliary Energy Consumption in Sub-station" or "AUXs"** in relation to a period in case of sub-station means the quantum of energy consumed for lighting arrangements, battery charging and auxiliary equipment of the sub-station including consumption in control room of the sub-station excluding energy consumed in housing colony;

3.12. **"Base Rate of Late Payment Surcharge"** means the marginal cost of funds based on lending rate for one year of the State Bank of India, as applicable on the 1st April of the financial year in which the period lies, plus five percent and in the absence of marginal cost of funds based lending rate, any other arrangement that substitutes it, which the Central Government may, by notification, in the Official Gazette, specify:

Provided that, if the period of default lies in two or more financial years, the Base Rate of Late Payment Surcharge shall be calculated separately for the periods falling in different years;

3.13. **"Battery Energy Storage Systems"** or **"BESS Project"** shall mean the system(s)/projects utilizing methods and technologies such as electrochemical batteries (Lead Acid, Li-ion, solid state batteries, flow batteries, etc.), providing a facility that can store chemical energy and deliver the stored energy in the form of electricity, including but not limited to ancillary facilities (grid support., for example);

3.14. **"Beneficiary"**

(a) In relation to a **generating station** means the person buying power generated by such station on payment of annual fixed charges and / or energy charges;

(b) In relation to **transmission system** means long-term and / or medium-term open access customers as defined in Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Intra-State Open Access in Chhattisgarh) Regulations, 2011, as amended from time to time, and includes distribution licensee(s) who have transmission service agreement with the STU / transmission licensee;

(c) In relation to the **Distribution Wires Business**, the supply Company or licensee or consumer, as the case may be;

(d) In relation to the **Retail Supply Business**, the consumers;

(e) In relation to the **SLDC**, generating company or licensee or open access consumer, who utilise the Intra-State Transmission system for transmission of electricity and / or utilise the distribution system of a licensee in the State, as the case may be, for wheeling of electricity and / or avail the services of the SLDC relating to scheduling and real-time grid operations, State energy accounting, operation of pool account, etc.;

3.15. **"Capital Cost"** means the capital cost as defined in Regulation 18 in respect of generating station or transmission or distribution system as the case may be and Regulation 54 in respect of integrated mine(s);

3.16. **"Capital Investment Plan"** shall comprise elements as specified in Regulation 7;

3.17. **"Change in Law"** means occurrence of any of the following events:

(1) the enactment, bringing into effect, adoption, promulgation, amendment, modification or repeal of Indian law; or

(2) adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law;

(3) change in interpretation of Indian law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality, which is the final authority under law for such interpretation; or

(4) change by any competent statutory authority, in any condition or covenant of any consent or clearance or, approval or licence available or obtained for the project.

(5) coming into force or change in any bilateral or multilateral agreement or treaty between the Government of India and any other Sovereign Government having implication for the generating station or the licensees or SLDC regulated under these Regulations;

3.18. **"Commission"** means the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of Section 82 of the Act;

3.19. **"Control Period"** means a multi-year period fixed by the Commission, from 1st April 2026 and up to 31st March 2030**;**

3.20. **"Cut-off Date"** means the last day of the financial year closing after thirty-six months from the date of commercial operation of the project except in case of integrated mine(s);

3.21. **"Date of Commencement of Production"** in respect of integrated mine(s) means the date of touching of coal, as the case may be, as declared by the generating company;

3.22. **"Date of Commercial Operation" or "COD" means**

(i) in relation to a unit or block of the thermal generating station, the date declared by the generating company after demonstrating the maximum continuous rating (MCR) or the installed capacity (IC) through a successful trial run after due notice to the beneficiaries, from 00:00 hour of which scheduling process as per the Indian Electricity Grid Code (IEGC) / CG State Grid Code and amended from time to time is fully implemented, and in relation to the generating station as a whole, the date of commercial operation of the last unit or the block of the generating station;

(ii) COD in respect of an emission control system means the date of putting the emission control system into use and environmental standards, wherein "emission control system" means a set of equipment or devices required to be installed in coal based thermal generating station or unit thereof to meet the revised emission standards;

(iii) The date of commercial operation in case of integrated mine(s), shall mean the earliest of —

a) the first date of the year succeeding the year in which 25% of the Peak Rated Capacity as per the Mining Plan is achieved; or
b) the first date of the year succeeding the year in which the value of production estimated in accordance with these Regulations, exceeds total expenditure up to that year; or
c) the date of two years from the date of commencement of production:

Provided that, on earliest occurrence of any of the events under sub-clauses (a) to (c) above, the generating company shall declare the date of commercial operation of the integrated mine(s) under the relevant sub-clause with one-week prior intimation to the beneficiaries of the end-use or associated generating station(s):

Provided further that, in case the integrated mine(s) is ready for commercial operation but is prevented from declaration of the date of commercial operation for reasons not attributable to the generating company or its suppliers or contractors or the Mine Developer and Operator, the Commission, on an application made by the generating company, may approve such other date as the date of commercial operation as may be considered appropriate after considering the relevant reasons that prevented the declaration of the date of commercial operation under any of the sub-clauses of Clause (v) of this Regulation:

Provided also that, in cases wherein the proposed COD is on or after 01.04.2026, generating company seeking the approval of the date of commercial operation under the preceding proviso shall give prior notice of one month to the beneficiaries of the end-use or associated generating station(s) of the integrated mine(s) regarding the date of commercial operation;

(iv) in relation to a unit of hydro generating station, the date declared by the generating company from 00:00 hour of which, after due notice to the beneficiaries, scheduling process in accordance with the Indian Electricity Grid Code (IEGC) / Chhattisgarh State Grid Code is fully implemented, and in relation to the generating station as a whole, the date declared by the generating company after demonstrating peaking capability corresponding to installed capacity of the generating station through a successful trial run, after due notice to the beneficiaries.

Note

1. In case the hydro generating station with pondage or storage is not able to demonstrate peaking capability corresponding to the installed capacity for the reasons of insufficient reservoir or pond level, the date of commercial operation of the last unit of the generating station shall be considered as the date of commercial operation of the generating station as a whole, provided that it will be mandatory for such hydro generating station to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity of the generating unit or the generating station as and when full reservoir /pond level is achieved;

2. In case of purely run-of-river hydro generating station, if the unit or the generating station is declared under commercial operation during lean inflow period when the water is not sufficient for such demonstration, it shall be mandatory for such hydro generating station or unit to demonstrate peaking capability equivalent to installed capacity as and when sufficient inflow is available;

(v) In relation to the transmission system, the date declared by the STU / transmission licensee from 00:00 hour of which an element of the transmission system is in regular service after successful charging and 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 evacuation of power from a particular generating station, the generating company and transmission licensee shall endeavour to commission the generating station and the transmission system simultaneously as far as practicable:

Provided further that, the date shall be the first day of a calendar month and its availability shall be accounted for, from that date:

Provided also that, in case an element of the transmission system is ready for regular service but is prevented from providing such service for reasons not attributable to the transmission licensee, its suppliers or contractors, the Commission may approve the date of commercial operation prior to the element coming into regular service;

(vi) Date of commercial operation in relation to a communication system or element thereof shall mean the date declared by the transmission licensee from 00:00 hour of which a communication system or element is put into service after completion of site acceptance test including transfer of voice and data to respective control centre as certified by the respective State Load Dispatch Centre;

(vii) In relation to a distribution system, means the date of charging electric lines or substations to its declared voltage level:

Provided that, in cases where line(s)/substation(s) are declared ready for charging but the licensee is not able to charge for reasons not attributable to the licensee, "date of operation" in respect of such line(s)/substation(s) shall be reckoned as seven days after the line(s)/substations(s) being declared ready for charging;

3.23. "Day" means the 24-hour period starting at 00:00 hour;

3.24. "De-capitalisation" for the purpose of the tariff under these Regulations, means reduction in Gross Fixed Assets of the project corresponding to the removal/deletion of assets as admitted by the Commission;

3.25. **"Declared Capacity" or "DC"** in relation to a generating station means, the capability to deliver ex-bus electricity in MW declared by such generating station in relation to any time-block of the day or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel or water, and subject to further qualification in the relevant Regulation;

3.26. **''De-Commissioning''** means removal from service of a generating station or a unit thereof or transmission system including communication system or element thereof or Load Despatch Centre equipment including communication system or element thereof or distribution system or element thereof, after it is certified by the Central Electricity Authority or any other authorized agency, either on its own or on an application made by the project developer or the beneficiaries or both, that the project cannot be operated due to non-performance of the assets on account of technological obsolescence or uneconomic operation or a combination of these factors;

3.27. **"Design Energy" in case of hydro** generating station, means the quantum of energy, which can be generated in a 90% dependable year with 95% installed capacity of the hydro generating station;

3.28. **"Distribution Wire Business"** means the business of operating and maintaining a distribution system for conveyance of electricity in the area of supply of the distribution licensee;

3.29. **"ERC"** means expected revenue from tariff and charges that a licensee is permitted to recover;

3.30. **"Escrow account"** in reference to the Integrated mine means the account for deposit and withdrawal of mine closure expenses of integrated mine(s), maintained in accordance with the guidelines issued by the Coal Controller, Ministry of Coal, Government of India;

3.31. **"Existing Generating Station"** means a generating station declared under commercial operation on a date prior to 01.04.2026;

3.32. **"Existing Project"** means the project declared under commercial operation on a date prior to 01.04.2026;

3.33. **"Expenditure Incurred"** means the fund, whether equity or debt or grant or Consumer Contribution or a combination thereof, actually deployed, for creation or acquisition of a useful asset;

3.34. **"Extended Life"** means the life of a generating station or unit thereof or transmission system or element thereof beyond the period of useful or operational life, as may be determined by the Commission on case-to-case basis;

3.35. **"Fees"** means the one-time or annual fixed payments collected by the SLDC on its

behalf or any other account as specified by the Commission from time to time;

3.36. **"Force Majeure"** means the events or circumstances or combination of events or circumstances, which is beyond the control of the intra-State user involved, which they could not foresee or with reasonable amount of diligence could not have foreseen or which could not be prevented, and which substantially affects the performance of the Parties such as but not limited to:

(i) acts of God, including lightning, fire and explosion, floods, volcanic eruption, landslide, cyclone, geological surprises, droughts, earthquakes, epidemics, lockdown; or

(ii) any act of war, invasion, armed conflict or act of a foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action; or

(iii) strikes and industrial disturbances having a State-wide or extensive impact in the area of supply of a Licensee, but excluding strikes and industrial disturbances in the Licensee's own organization;

(iv) grid failure not attributable to agencies involved;

3.37. **"Gross Calorific Value" or "GCV"** in relation to a thermal generating station means the heat produced in kcal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;

3.38. **"Gross Station Heat Rate" or "SHR"** means the heat energy input in kcal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;

3.39. **"Indian Governmental Instrumentalit**y" means the Government of India, Governments of State (where the project is located) and any ministry or department or board or agency controlled by Government of India or Government of State or the local government where the project is located, or quasi-judicial authority constituted under the relevant statutes in India;

3.40. **"Infirm Power"** means electricity injected into the grid prior to the commercial operation of a unit(s) of the generating station;

3.41. **"Input Price"** means the price of coal sourced from the integrated mines at which the coal is transferred to the generating station for the purpose of computing the energy charges for generation and supply of electricity to the beneficiaries and determined in accordance to these Regulations;

3.42. **"Installed Capacity" or "IC"** means the capacity of the generating station reckoned at the generator terminals as may be approved by the Commission from time to time

subject to maximum ceiling limit of the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station;

3.43. **"Integrated Mine"** means the captive mine (allocated for use in one or more identified generating station) or basket mine (allocated to a generating company for use in any of its generating stations) or both, being developed by the generating company for supply of coal to one or more specified end use generating stations for generation and sale of electricity to the beneficiaries;

3.44. **"Intra-State buyer"** means a distribution licensee or electricity trader or bulk consumer or captive user receiving power through open access by using intra-State transmission system and / or distribution system including such system when it is used in conjunction with inter-State transmission system and whose scheduling, metering and energy accounting is coordinated by the SLDC;

3.45. **"Intra-State entity"** means such persons whose scheduling, metering and energy accounting is coordinated by the SLDC;

3.46. **"Intra-State market operation function"** includes functions of scheduling, despatch, metering, data collection, energy accounting and settlement, transmission loss calculation and apportionment, operation of pool account and congestion charge account, administering ancillary services, information dissemination and any other functions assigned to the SLDC by the Act or by Commission's Regulations and orders;

3.47. **"Intra-State seller"** means a generating station including captive generating plant or distribution licensee or electricity trader supplying power through open access by using intra-State transmission system and/or distribution system including such system when it is used in conjunction with inter-State transmission system and whose scheduling, metering and energy accounting is coordinated by SLDC;

3.48. **"Intra-State user"** means a person whose electrical plant is connected to the State grid at voltage level of 33 KV and above such as a generating company including captive generating plant or transmission licensee (other than CTU and STU) or distribution licensee or bulk consumer including captive user;

3.49. **"Landed Fuel Cost"** means the total cost of coal (including biomass in case of co-firing), lignite or the gas delivered at the unloading point of the generating station and shall include the base price or input price, washery charges wherever applicable, transportation cost (overseas or inland or both) and handling cost, charges for third party sampling, and applicable statutory charges, and excluding demurrage charges incurred on imported coal, if any;

3.50. **"Loading Point"** in respect of integrated mine(s) means the location of railway siding or silo or the coal handling plant or such other arrangements like conveyor belt,

whichever is nearest to the mine, for dispatch of coal, as the case may be;

3.51. **"Long-term"** means a period exceeding 7 years;

3.52. **"Maximum Continuous Rating" or "MCR"** in relation to a unit of the thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, with water or steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;

3.53. **"Medium-Term"** means any period exceeding 1 year and up to 7 years;

3.54. **"Mine Infrastructure"** shall include assets of the integrated mine(s) such as tangible assets used for mining operations, being civil works, workshops, immovable winning equipment, foundations, embankments, pavements, electrical systems, communication systems, relief centres, site administrative offices, fixed installations, handling arrangements, crushing and conveying systems, railway sidings, pits, shafts, inclines, underground transport systems, hauling systems (except movable equipment unless the same is embedded in land for permanent beneficial enjoyment thereof), land demarcated for afforestation and land for rehabilitation and resettlement (R&R) of persons affected by mining operations under the relevant law;

3.55. **"Mining Plan" or "Mine Plan"** in respect of integrated mine(s) means a plan prepared in accordance with the provisions of the Mineral Concession Rules, 1960, as amended from time to time and approved under clause (b) of sub-section (2) of section 5 of the Mines and Minerals (Development and Rehabilitation) Act, 1957 by the Central Government or by the State Government, as the case may be;

3.56. **"New Generating Station"** means the station achieving COD on or anticipated to be achieving COD on or after 1.4.2026;

3.57. **"Normative Annual Plant Availability Factor" or "NAPAF"** in relation to a generating station means the availability factor specified in Regulation 42 for thermal generating station and in Regulation 43 for hydro generating station;

3.58. **"Operation and Maintenance Expenses" or "O&M expenses"** means the expenditure on operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower expenses, repairs and maintenance spares, consumables, insurance, and general overheads;

For the purpose of this Regulation, O&M expense is the total of the HR and M&G expenses, which in turn have been dealt in the relevant Regulations:

Provided that, for integrated mine(s), the O&M Expenses shall not include the mining charge paid to the Mine Developer and Operator, if any, engaged by the generating company and the mine closure expenses;

3.59. **"Original Project Cost"** means the capital expenditure incurred by the generating company or the transmission licensee / STU 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;

3.60. **"Peak Rated Capacity" in respect of integrated mine(s)** means the peak rated capacity of the mine, as specified in the Mining Plan;

3.61. **"Pit Head Generating Station"** means a generating station having dedicated transportation system for transportation of coal from mines up to the generating station without involving any public transportation system;

3.62. **"Plant Availability Factor (PAF)"** in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the days during that period expressed as a percentage of the installed capacity in MW reduced by the normative auxiliary energy consumption;

3.63. **"Plant Load Factor (PLF)"** in relation to thermal generating station or unit for a given period means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to installed capacity in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF = 10000 \times \Sigma_{i=1}^{N} SGi / \{N \times IC \times (100-AUXn)\}\%$$

Where,

IC = Installed Capacity of the generating station or unit in MW,

SGi= Scheduled Generation in MW for the ith time block of the period,

N = Number of time blocks during the period, and

AUXn = Normative Auxiliary Energy Consumption as percentage of gross energy generation:

Provided that upon commissioning of the emission control systems or element thereof, the PLF shall be computed as under:

$$PLF = 10000 \times \Sigma_{i=1}^{N} SGi / \{N \times IC \times (100-AUXn- AUXen)\}\%$$

Where,

AUXen = Normative Auxiliary Energy Consumption for the Emission Control System or its element thereof which has been put to use, as percentage of gross energy generation;

3.64. **"Project"** means a generating station including integrated coal mines or the transmission system or the distribution system, as the case may be, and in case of a

hydro generating station includes all components of generating facility, such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as apportioned to power generation;

3.65. **"Pumped storage hydro generating station"** means a hydro station, which generates power through energy stored in the form of water energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;

3.66. **"Rated Voltage"** means the manufacturer's design voltage at which the transmission system is designed to operate and includes such lower voltage at which any transmission line is charged or for the time being charged, in consultation with beneficiary;

3.67. **"Regulated Business"** means the functions and activities which the licensee is required to undertake, in terms of the licence granted by the Commission or as a deemed licensee under the Act; and the generating company in terms of the provisions of the Act and the Regulations notified by the Commission;

3.68. **"Retail Supply Business"** means the business of sale of electricity by a distribution licensee to its consumers in accordance with terms of licence;

3.69. **"Retail Supply Tariff"** is the rate charged by the distribution licensee for supply to consumer and includes charges for wheeling and retail supply services;

3.70. **"Run-of-River Generating Station"** means a hydro generating station which does not have upstream pondage or submergence;

3.71. "**Run–of-River Generating Station With Pondage"** means a hydro generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;

3.72. **"Scheduled Commercial Operation Date" or "SCOD"** shall mean the date(s) of commercial operation of a generating station or generating unit or block thereof or transmission system or element thereof as indicated in the CIP or as agreed in power purchase agreement or transmission service agreement as the case may be, whichever is earlier;

3.73. **"Scheduled Energy"** means the quantum of energy scheduled by the concerned Load Despatch Centre to be injected into the grid by a generating station for a given time period;

3.74. **"Scheduled Generation" or "SG"** at any time or for any period or time-block means schedule of generation in MW or MWh ex-bus, given by the State Load Dispatch Centre;

3.75. **"Scheme"** means the facilities and equipment associated with and installed at generating station/ transmission system / distribution system (s) / the SLDC and also

includes but not limited to the following, namely:-

a. computer systems, hardware and software,
b. auxiliary power supply system comprising Uninterrupted Power Supply, Diesel Generating Set(s) and DC power system,
c. general telephone, fax and other off line communication system,
d. other infrastructure facilities, such as air-conditioning, fire-fighting and construction and renovation of buildings,
e. any innovative schemes R&D projects and pilot projects for better system operation, such as Synchrophasors, System Protection Scheme,
f. Back-up control centres for SLDC,
g. Surveillance Camera System, and
h. Cyber Security System;

3.76. **"Short-Term"** means any period from 15 minutes time block and up to 1 year;

3.77. **"SLDC charges**" means recurring and monthly payments to be collected by SLDC;

3.78. **"Start Date or Zero Date"** means the date indicated in the Investment Approval for commencement of implementation of the project and where no date has been indicated, the date of investment approval shall be deemed to be Start Date or Zero Date;

3.79. "**State Load Despatch Centre" or "SLDC"** means the centre established under subsection (1) of section 31 of the Act;

3.80. **"State Pool Account"** means the State accounts for payments regarding deviation charges or Reactive Energy Exchanges (Reactive Energy Account) or any other such Accounts, which may be operated by SLDC from time to time as per the Regulations or directions of the Commission;

3.81. **"State system operation function"** includes monitoring of grid operations, supervision and control over the intra-State transmission system, real-time operations for grid control and dispatch, system restoration following grid disturbances, compiling and furnishing data pertaining to system operation, congestion management, black start coordination and any other function(s) assigned to the SLDC by the Act and / or by the Commission's regulations and / or orders;

3.82. **"Storage Type Generating Station"** means a hydro generating station associated with large storage capacity to enable variation in generation of electricity according to demand;

3.83. "**Transmission Service Agreement (TSA)"** means the agreement, contract, memorandum of understanding, or any such covenant, entered into between the

transmission licensee / STU and the beneficiary for the operational phase of the transmission system;

3.84. **"Transmission System"** means a line or a group of lines with or without associated sub-station, and includes equipment associated with transmission lines and sub-stations;

3.85. **"Trial Run" or "Trial Operation"** in relation to a generating station or a transmission system or an element thereof shall be as specified in the CERC (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2024and its amendments/ enactments thereof;

3.86. **"Unit"** in relation to a thermal generating station means steam generator, turbine-generator and auxiliaries; and in relation to a hydro generating station means turbine-generator and its auxiliaries;

3.87. **"Useful Life"** in relation to a unit of a generating station, transmission and distribution system from the COD shall mean the following, namely:-

(a)	Coal/lignite-based thermal generating station	25 years
(b)	Gas/Liquid fuel-based thermal generating station	25 years
(c)	AC and DC sub-station	25 years
(d)	Gas Insulated Sub-station	25 years
(e)	Hydro generating station including pumped storage hydro generating stations	40 years
(f)	Transmission line or distribution line	35 years
(g)	Optical Ground Wire (OPGW)	15 years
(h)	IT system, SCADA and Communication system excluding OPGW	7 years
(i)	Integrated mine	As per the Mining Plan:

Provided that, in the case of coal/lignite based thermal generating stations and hydro generating stations, the Operational Life may be 35 years and 50 years, respectively;

3.88. **"Wheeling"** means the operation whereby the transmission system or distribution system and associated facilities of a transmission licensee or distribution licensee, as the case may be, are used by another person for the conveyance of electricity on payment of charges to be determined under Section 62 of the Act;

3.89. **"Year"** means the financial year ending on 31st March,

(a) "**Current Year"** means the year in which the statement of annual accounts or application for determination of tariff is filed;

(b) **"Ensuing Year"** means the year next following the current year; and

(c) **"Previous Year"** means the year immediately preceding the current year.

3.90. The words and expressions used in the Regulation and not defined herein but defined in the Act or Rules notified by the Central / State Government under Section 176 / 181 of the Act or other Regulations notified by the Commission shall have the meaning assigned to them under the Act, Rules and other Regulations notified by the Commission, provided that when a word or phrase is used by the Commission in a specific context, the meaning applicable in that specific context, shall prevail and the generic definition given above may not be applicable.

Chapter 2

GENERAL PRINCIPLES

4. MYT FRAMEWORK

4.1. The Commission in specifying this Regulation is guided by the principles contained in Sections 61 and 62 of the Act, the National Electricity Policy and the Tariff Policy notified by the Central Government for the determination of tariff for the generating stations in the State, transmission licensee/ STU, distribution licensee, Section 32 (3) of the Act for determination of fees and charges for State Load Dispatch Centre (SLDC), and the CERC (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2024:

Provided that the Commission may, either on suo-motu basis or upon application made to it by a generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC, for the reasons to be recorded in writing, exempt the determination of tariff under the Multi-Year Tariff framework for such period as may be contained in the Order granting such an exemption and such tariff shall be determined as per the direction of the Commission.

4.2. The Multi-Year Tariff framework shall be based on the following elements for determination of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges for generating company, STU/ transmission licensee, SLDC, distribution wheeling business and retail supply business:

(a) Approval of capital investment plan for a period not less than the Control Period before the start of the Control Period;
(b) Mechanism for Truing up;
(c) Mechanism for pass through of uncontrollable items;
(d) Mechanism for sharing of gains or losses on account of controllable items;
(e) Determination of separate ARR and tariff & charges for each year of the control period;
(f) Determination of input price of coal from integrated coal mine.

5. PROCEDURE FOR FILING PETITION

5.1. The Multi-Year Tariff Petition shall be filed by the generating company, STU/ transmission licensee, SLDC and distribution licensee as per the timelines specified in these Regulations and in compliance with the principles for determination of ARR as specified in these Regulations, in such form as may be prescribed by the Commission from time to time.

5.2. The generating company, STU/ transmission licensee and SLDC shall file the MYT

application by 30th November 2025 in accordance with Regulation 5.7(a)(i), while the yearly true-up Petition shall be filed by 30th November of current year in accordance with Regulation 5.7(b)(i).

5.3. The distribution licensee shall file MYT Petition by 30th November 2025 in accordance with Regulation 5.7 (a)(ii), while the yearly true-up Petition shall be filed by 30th November of current year in accordance with Regulation 5.7(b) (ii).

5.4. The petitioner shall also submit a statement showing status of compliance to directives issued by the Commission in its previous orders, along with its MYT Petition and/or yearly true-up Petition, as applicable.

5.5. All the filings by any licensee should also be in conformity with the provisions of the CSERC (License) Regulations, 2004, its amendment(s) and the conditions of licence. The MYT filing shall be in such form and in such manner as may be prescribed by the Commission from time to time.

5.6. Every application for determination of tariff for each year or for continuation of previously determined tariff for each year shall be accompanied by a fee as specified in the CSERC (Fees and Charges) Regulations, 2009, as amended from time to time. The Commission may seek clarification and additional information on the application and the applicant shall provide clarifications and additional information on or before the date stipulated by the Commission.

5.7. The filing for the Control Period under this Regulation shall be as under:

(a) MYT Petition shall comprise:

i. For Generation, Transmission and SLDC business –

1. Truing up for previous year;
2. Multi-Year Aggregate Revenue Requirement for each year of the entire Control Period;
3. Application for determination of tariff and fees and charges for each year of the entire Control Period;

ii. For Distribution Wire business and Retail Supply business –

1. Truing up for previous year;
2. Multi-Year Aggregate Revenue Requirement for each year of the entire Control Period;
3. Revenue from retail sale of power at existing tariffs and charges and projected revenue gap/surplus for the first year of the Control Period;
4. Application for retail tariff proposal along with proposed category-wise Tariff or Fees and Charges for the first year of the Control Period.

In case books of account of the Distribution Wire Business and Retail Supply Business are not segregated, its Aggregate Revenue Requirement shall be apportioned between the Distribution Wires Business and Retail Supply Business in accordance with the Allocation Matrix specified in Regulation 79.

(b) After the first year of the Control Period and onwards, the yearly true up petition shall comprise:

i. For Generation, Transmission, and SLDC business - Truing up for preceding year(s).

Provided that, the STU/transmission licensee shall also file proposal for determination of transmission charges for the ensuing year for the short-term open access customers along with true-up Petition:

Provided further that, the SLDC shall also file proposal for determination of System Operation Charges (SOC) and Market Operation Charges (MOC) for the ensuing year along with the true-up Petition.

ii. For Distribution Wire and Retail Supply Business

1. The truing up petition for preceding year(s);
2. Revised category-wise sales projections for the ensuing year;
3. Revised power purchase quantum/cost (if any), with details thereof, for the ensuing year;
4. Revised Aggregate Revenue Requirement for the ensuing year on account of revision in the power purchase cost;
5. Projected revenue from existing tariffs and charges for the ensuing year;
6. Projected cumulative revenue gap/surplus for the ensuing year;
7. Application for re-determination of ARR for the ensuing year along-with retail tariff proposal for meeting the revised Aggregate Revenue Requirement for the ensuing year, along with the cumulative revenue gap/surplus after true-up of previous year.

(c) The generating company shall submit generating station-wise performance data along with the true-up Petition.

(d) True up for any period shall be governed by the provisions of the Regulations under which the tariff for that year was determined:

Provided that, if the Petition is not filed within the specified timelines and/or data sought by the Commission for processing the Petition is not submitted within the stipulated time, then the carrying cost, if any, due to consequential delay, shall not be allowed to the Generating Company or Transmission Licensee or Distribution Licensees or SLDC, as the case may be:

Provided further that, a Petition may be filed at any time during the Control Period in case of variation in uncontrollable factors that may result in sudden, steep, and

sustained increase in tariff.

(e) The Commission shall also consider the true up petition for the previous years where the truing-up has been done on the basis of provisional accounts.

5.8. A generating company may file a Petition for determination of provisional tariff 120 days in advance of the anticipated Date of Commercial Operation of unit or stage or generating station as a whole, or for the emission control systems, as the case may be, based on the capital expenditure actually incurred up to the date of making the Petition or a date prior to making of the Petition, duly audited and/or certified by the statutory auditors/Chartered Accountant/Cost Accountant and the provisional tariff shall be applicable from the date of commercial operation of such Unit or Stage or Generating station , as the case may be.

5.9. The generating company shall file separate generating station-wise petition for supplementary tariff for emission control systems.

5.10. In respect of Integrated mine, the generating company shall file separate mine-wise Petition for determination of input price of coal from such mine.

5.11. A generating company shall make a fresh Petition in accordance with these Regulations, for determination of final tariff / supplementary tariff based on actual capital expenditure incurred up to the date of commercial operation of the Generating Station, or for the emission control systems, as the case may be, for which provisional tariff is approved, based on Annual Audited accounts duly certified by the statutory auditors.

5.12. Any difference in provisional tariff and the final tariff (the expression tariff includes the supplementary tariff) determined by the Commission and not attributable to the Generating Company may be adjusted at the time of determination of final tariff for the following year or as directed by the Commission.

6. DISPOSAL OF PETITION

6.1. The Commission shall process the Multi-Year Tariff Petition of the applicants in accordance with these Regulations read with the CSERC (Conduct of Business) Regulations 2009, as amended from time to time.

6.2. Copies of the Tariff Petition filed by Generation Company, STU/ transmission licensee, distribution licensee and SLDC shall be made available for sale on payment of charges at the Commission's office and in such offices of the applicant as directed by the Commission.

6.3. The Tariff Petition shall also be uploaded on the Petitioner’s website and the Commission’s website in downloadable format for easy accessibility to all stakeholders.

6.4. The Commission shall hold proceedings on the ARR and expected ERC proposed by the applicant on the basis of prevailing and proposed tariff, and shall hear such persons as the Commission considers appropriate, before deciding on such proposals.

6.5. The generation company, STU/ transmission licensee, distribution licensee, and SLDC shall publish the summary/gist of the proposals, as approved by the Commission for publication, highlighting the salient features of the Petition that are of interest to various stakeholders, in at least three newspapers, two in Hindi and one in English, having wide circulation in the State or in the area of the Petitioner:

Provided that minimum 21 days' time shall be given for filing suggestion/ objections by the stakeholders.

6.6. The Petitioner shall publish the gist of the order including the approved tariffs, in at least three daily newspapers, two in Hindi and one in English, having wide circulation in its area of supply:

Provided that such tariff shall take effect from the date as may be stipulated by the Commission in the relevant Tariff Order.

6.7. The Commission shall, within seven days of making the order, send a copy of the Order to the State Government, the Central Electricity Authority and the concerned generating company / licensee/ SLDC.

7. CAPITAL INVESTMENT PLAN

7.1. The generating company, STU/ transmission licensee, SLDC, and distribution licensee shall file the capital investment plan for approval of the Commission by 30th November 2025.

7.2. The capital investment plan shall cover the entire Control Period, with separate details for each year of the Control Period.

7.3. The capital investment plan may be in respect of new generation projects or transmission/ distribution schemes (for lines, sub stations, bays, etc.) or system operation for capacity addition/ enhancement or renovation of existing capacities on completion of useful life or work required for compliance of law or expenditure incurred to comply with revised emission standards or deferred execution of work included in original scope or efficiency improvement or such works, which may be expedient for operation of the system:

(a) The capital investment plan shall show separately, on-going projects that will spill over into the Control Period, and such new projects (along with

justification) which will commence in the Control Period but may be completed within or beyond the Control Period.

(b) The capital investment plan shall contain the scheme details, item-wise break-up of capital cost, justification for the work, capitalization schedule, capital structure, cost-benefit analysis, and approval of the competent authority for the schemes, as applicable.

(c) In addition to above:

i. The generating company shall submit the power sale arrangement in respect of new projects.

ii. For renovation and modernisation schemes of power plants which have completed useful life, the generating company shall submit a petition containing the RLA study report and cost-benefit analysis; and for all schemes meant for efficiency gain of power plants, the generating company shall submit a petition containing the expected performance targets along with cost-benefit analysis;

iii. The transmission licensee shall submit the power evacuation plan and system strengthening plan in respect of future load forecast by the distribution licensee;

iv. The distribution licensee shall submit the sales forecast, load forecast, power procurement plan, and proposed measures to ensure 24x7 quality supply;

v. The distribution licensee shall submit a plan for installation of meters at all connections, to bring transparency in billing, to reduce distribution loss and to improve consumer services:

Provided that the Distribution Licensee may propose installation of Smart Meters under TOTEX model, and submit the details of the tendering process followed, cost benefit analysis, annual outgo envisaged, and any other information relevant for deciding on the same.

7.4. The Commission shall approve the capital investment plan after prudence check including cost benefit analysis and after giving due opportunity to all the stakeholders to offer views/ suggestions/ objections and holding a hearing on the proposed plan and after taking into consideration the objections/ suggestions so received and any additional information provided by the applicant.

7.5. The Commission shall approve the capital investment plan before issuing the Tariff Order in accordance with these Regulations and shall consider the impact of approved capital investment plan in the Tariff Order.

7.6. To meet any urgent requirements, the generating company, STU/ transmission licensee,

distribution licensee and SLDC may request the Commission for amendment in the approved capital investment plan or may file additional CIP, as the case may be.

7.7. The licensee or the generating company, as the case may be, in case, where urgent action is required to mitigate threat to life and property take up urgent work, subject to prior intimation of the nature of urgency, brief about the proposed work and cost estimate. In such cases, ex-post facto approval of the Commission may be obtained.

8. SPECIFIC TRAJECTORY FOR CERTAIN VARIABLES

8.1. The Commission may stipulate the trajectory for 'controllable' variables in the Tariff Order.

9. DETERMINATION OF TARIFF

9.1. Notwithstanding anything contained in this Regulation, the Commission shall at all times have the authority, either on suo-motu basis or on a Petition filed by the applicant, to determine the tariff, including terms and conditions thereof, of any generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC.

9.2. Tariff in respect of a generating station may be determined for the whole of the generating station or a stage or unit or block of the generating station, and tariff for the transmission system may be determined for the whole of the transmission system or any part of the transmission system.

9.3. The retail supply tariff, wheeling charges and miscellaneous charges for the distribution licensee shall be determined by the Commission for whole of the distribution system.

9.4. The Commission shall determine the tariff and input price and fees and charges for:

(a) Generation of electricity, in accordance with Chapter-4 of these Regulations;

(b) Coal and lignite from integrated mine, in accordance with Chapter-5 of these Regulations;

(c) Transmission of electricity, in accordance with Chapter-6 of these Regulations;

(d) Distribution Wheeling Business, in accordance with Chapter-7 of these Regulations;

(e) Retail Supply Business, in accordance with Chapter-8 of these Regulations; and

(f) SLDC, in accordance with Chapter-9 of these Regulations;

(g) Battery Energy Storage Systems, in accordance with Chapter-10 of these Regulations

10. TRUING-UP

10.1. The generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC, as the case may be, shall be subject to truing up of controllable and uncontrollable items defined as per Regulation 11 during the Control Period in accordance with these Regulations.

10.2. The generating company, the STU/transmission licensee, the distribution licensee and SLDC shall file an application each year during the Control Period for truing up within the time limit as specified in these Regulations:

Provided that, the generating company or STU/transmission licensee or distribution licensee or SLDC, as the case may be, shall submit to the Commission data and information in such form as may be prescribed by the Commission, together with the Audited Accounts duly certified by the Auditor, 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.

10.3. In case the audited accounts are not available, then the provisional truing up shall be done on the basis of un-audited/ provisional account and such truing up shall be subject to further final truing up based on the audited accounts along with the next true-up filing.

10.4. The scope of the truing up shall consist of comparison of the performance of the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC with the approved forecast and shall include following:

(a) A comparison of the audited performance of the applicant for the previous financial year(s) with the approved forecast for such previous financial year(s), subject to the prudence check including sharing of gains/losses on account of controllable factors and pass-through of impact of all uncontrollable factors;

(b) Review of compliance to directives issued by the Commission from time to time;

(c) Any other relevant details.

10.5. The net financial impact of true-ups in case of generation company or STU/ transmission licensee or distribution licensee shall be accounted for as per the provisions of Regulation 12 and Regulation 13 considering the factors like inflation, natural calamity, etc., by the Commission, and shall be passed through on annual basis.

10.6. In case of SLDC, where after the truing up, the fee and charges recovered if exceeds/ falls short of the amount approved by the Commission under these Regulations, the excess amount so recovered or shortfall to be recovered, as the case may be, shall be

adjusted while determining the fee and charges for the next year or as decided by the Commission.

10.7. Truing up of preceding year(s), prior to commencement of this Control Period, shall be governed as per applicable Regulations/Orders under which the Tariff Order has been passed.

11. CONTROLLABLE AND UN-CONTROLLABLE FACTORS

11.1. For the purpose of these Regulations, the term "uncontrollable factors" shall comprise the following factors, but not limited to, which were beyond the control of the applicant, and could not be mitigated by the applicant:

(a) Force Majeure events;
(b) Change in law;
(c) Judicial pronouncements;
(d) Fuel prices;
(e) Sales mix;
(f) quantum of Sales;
(g) power purchase rate;
(h) Cost on account of inflation;
(i) Human Resource (HR) Expenses;
(j) All Taxes, including Income Tax, cess and Statutory levies; and
(k) Any other expenses as admitted by Commission.

11.2. For the purpose of these Regulations, the term "Controllable factors" shall comprise the following:

(a) Capitalization on account of cost overruns in the implementation of a project not attributable to an approved change in scope of such project, change in statutory levies, or circumstances beyond control of the generating company or the licensee, as the case may be;
(b) Generation performance parameters like Plant Availability Factor, Station Heat Rate, Auxiliary consumption, etc;
(c) Energy losses computed in accordance with Regulation[B1] 97;
(d) Maintenance & General (M&G) expenses;
(e) Failure to meet the standards specified in the Standards of Performance Regulations, except where exempted;
(f) Variation in Wires Availability and Supply Availability.

12. MECHANISM FOR PASS THROUGH OF GAINS OR LOSSES ON ACCOUNT OF UNCONTROLLABLE FACTORS

The aggregate net gains / losses to the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC on account of uncontrollable items shall be passed on to beneficiaries/consumers through the Aggregate Revenue Requirement for the ensuing year or as may be prescribed in the Order of the Commission passed under these Regulations.

13. MECHANISM FOR SHARING OF GAINS OR LOSSES ON ACCOUNT OF CONTROLLABLE FACTORS

13.1. The mechanism for sharing of aggregate net gain on account of over-achievement with reference to the norms specified in these Regulations or targets set in Tariff Order for efficiency linked controllable items and energy losses computed in accordance with Regulation 97 shall be passed on to the beneficiary / consumer(s) and retained in the ratio of 2:1 by the generating company, licensee or SLDC, as the case may be:

Provided that, in the case of generating stations supplying their entire generation to the distribution licensees of the State, the gains shall be shared in the ratio of 1:1 between the generating stations and the distribution licensees.

13.2. The mechanism for sharing of aggregate net loss on account of under achievement in reference to the norms specified in these Regulations or targets set in Tariff Order for efficiency linked controllable items and energy losses computed in accordance with Regulation 97 shall be passed on to the beneficiary / consumer(s) and retained in the ratio of 1:2 by the generating company, licensee or SLDC, as the case may be:

Provided that, in the case of generating stations supplying its entire generation to the distribution licensees of the State, the losses shall be shared in the ratio of 1:1 between the generating stations and the distribution licensees.

14. TARIFF ORDER

Based on the Petitioner's filings, the Commission may accept the Petition, with such modifications and / or such conditions as may be deemed just and appropriate and pass Orders as per the Act.

15. ADHERENCE TO TARIFF ORDER

15.1. All Tariff Orders passed under these Regulations shall be in force till issue of next Tariff Order.

15.2. No tariff or part of any tariff may be ordinarily amended, more frequently than once in any financial year, except adjustment on account of fuel cost and power purchase based on Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge (FPPAS) formula approved by the Commission.

16. SUBSIDY MECHANISM

16.1. The Commission shall determine the full-cost tariff applicable for each consumer category without considering any subsidy committed by the State Government.

16.2. If the State Government decides to subsidize any consumer or class of consumers, it shall release subsidy in advance, as per the provisions of Section 65 of the Act, to compensate the licensee.

16.3. The accounting of the subsidy payable under Section 65 of the Act shall be done by the distribution licensee, in accordance with the Standard Operating Procedures issued by the Central Government, in this regard.

16.4. A quarterly report shall be issued by the Commission for each distribution licensee in its jurisdiction, giving findings whether demands for subsidy were raised by the distribution licensee in the relevant quarter based on accounts of the energy consumed by the subsidised category and consumer category-wise per unit subsidy declared by the State Government, the actual payment of subsidy in accordance with Section 65 of the Act and the gap in subsidy due and paid as well as other relevant details.

16.5. The quarterly report shall be submitted by the distribution licensee within thirty days from end date of the respective quarter and the Commission shall examine the report, and issue it with corrections, if any, in accordance with Regulation 16.4, within thirty days of the submission.

16.6. In case the subsidy has not been paid in advance, then the Commission shall issue Order for implementation of tariff without subsidy, in accordance with the provisions of Section 65 of the Act.

16.7. If subsidy accounting and the raising bills for subsidy is not found in accordance with the Act or Rules or Regulations issued there under, the Commission shall take appropriate action against the concerned officers of the distribution licensee for non-compliance as per provisions of the Act.

Chapter 3

FINANCIAL PRINCIPLES

17. DEBT-EQUITY RATIO

17.1. For new projects, the debt-equity ratio of 70:30 as on date of commercial operation shall be considered:

Provided that if the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

Provided further that where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, actual equity shall be considered for determination of tariff.

Explanation – The premium, if any, raised by the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee, as the case may be, while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the project, 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 generating station or the transmission system or the distribution system.

17.2. The equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment.

17.3. Any consumer contribution/deposit work/grant obtained for the execution of the project shall not be considered as a part of capital structure for the purpose of computation of normative debt-equity ratio.

17.4. In case of the generating station and the licensee declared under commercial operation prior to 01.04.2026, debt-equity ratio allowed by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2026 shall be considered.

17.5. Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after 01.04.2026 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff, including renovation and modernisation expenditure for life extension, installation of emission control systems, for development and commissioning of integrated mines shall be serviced in the manner specified in these Regulations.

17.6. In case of transmission licensee or distribution licensee, the cost of project and accordingly debt-equity ratio may be calculated considering the whole network of transmission or distribution system of the licensee, as the case may be, in place of individual line or project.

17.7. For SLDC business, the actual debt: equity ratio appearing in the books of accounts as on the date of transfer shall be considered for the opening capital cost of SLDC:

Provided that till SLDC is operated by a Government Company or any authority or corporation established or constituted by or under any State Act, the debt-equity ratio in the books of accounts of the STU shall be considered.

18. CAPITAL COST AND CAPITAL STRUCTURE

18.1. Capital cost for a project shall include:

(a) the expenditure incurred or projected to be incurred, including interest during construction, incidental expenses during construction and financing charges, any gain or loss on account of foreign exchange risk variation during construction on the loan, up to the date of commercial operation of the project, as admitted by the Commission, after prudence check;

(b) Interest during construction (IDC)

i. Interest during construction shall be computed corresponding to the loan from the date of infusion of debt funds, and after taking into account the prudent phasing of funds up to SCOD.

ii. In case of additional costs on account of IDC due to delay in achieving the SCOD, the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC as the case may be, shall be required to furnish detailed justification with supporting documents for such delay including prudent phasing of funds:

Provided that, if the delay is attributable entirely to the generating company or STU/ transmission licensee or the distribution licensee or SLDC as the case may be, IDC may be entirely disallowed after due prudence check:

Provided further that, if the delay is not attributable to the generating company or STU/ transmission licensee or the distribution licensee or SLDC as the case may be, and is due to uncontrollable factors as specified in Regulation 11, IDC may be allowed after due prudence check:

Provided also that, only IDC on actual loan may be allowed beyond the COD to the extent, the delay is found beyond the control of generating company or the transmission licensee or distribution licensee or SLDC, as the case may be, after due prudence and taking into account prudent phasing of funds.

(c) Incidental Expenditure during Construction (IEDC):

i. Incidental expenditure during construction shall be computed from the zero date and after taking into account pre-operative expenses up to SCOD:

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

ii. In case of additional costs on account of IEDC due to delay in achieving the SCOD, the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC 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 attributable entirely to the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC as the case may be, IEDC may be entirely disallowed after due prudence check:

Provided further that, if the delay is not attributable to the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC as the case may be, and is due to uncontrollable factors as specified in Regulation 11, IEDC may be allowed after due prudence check:

Provided also that, where the delay is attributable to an agency or contractor or supplier engaged by the generating company or STU/ transmission licensee or distribution licensee or SLDC, the liquidated damages recovered from such agency or contractor or supplier shall be taken into account for computation of capital cost:

Provided also that in case the liquidated damages are reversed at a later stage, then the corresponding amount shall be considered for inclusion in the capital cost.

(d) in case of SLDC business, the capital cost appearing in the books of accounts of SLDC/STU as on the date of transfer along with the approved CAPEX plan for the Control Period shall be the basis for determination of charges.

(e) capitalized initial spares subject to the ceiling rates specified in Regulation 18.6; and

(f) additional capital expenditure determined under Regulation 19:

Provided that, the assets forming part of the project, but not put to use or not in use, shall be excluded from the capital cost:

Provided further that, if an asset is suffering from legal challenges or lack of clearances from any statutory body or Government agencies or comes under force majeure, the Commission may decide on a case-to-case basis whether or not to classify such asset under “not put to use or not in use” condition.

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

18.3. The capital cost of the concerned asset/s shall be considered after deducting the amount of accumulated depreciation computed for the period the assets remain unutilised, for the purpose of tariff determination, in the following instances:

(a) The asset/s have become part of the asset base of the regulated business after lapse of time with respect to the COD of the asset;

(b) If the asset has not been put to use for the regulated business after COD.

18.4. The capital cost for the emission control systems as well as the integrated mines, except for deviations specifically provided in these Regulations, shall generally follow the same principles as laid down in the Regulation 18.1.

18.5. 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 project cost of the capital expenditure, financing plan, IDC and IEDC, 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:

Provided further that, where the actual capital cost is lower than the approved capital cost, the actual capital cost shall be considered for tariff determination:

Provided also that, any escalation in capital cost over and above the approved capital cost may be considered by the Commission subject to prudence check or independently vetted by the Commission:

Provided also that, in case the site of a hydro generating station is awarded to a developer by a State Government by following a transparent process of bidding, any expenditure incurred or committed to be incurred by the project developer for getting the project site allotted shall not be included in the capital cost:

Provided also that, the capital cost in case of such hydro generating station shall include:

(a) cost of approved rehabilitation and resettlement (R&R) plan of the project in conformity with R&R package as approved; and

(b) cost of the developer's contribution towards any scheme approved by the State Government in the affected area:

Provided also that, where the long-term power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries or the transmission service

agreement entered into between the transmission licensee and the beneficiary, as the case may be, provide for ceiling of actual expenditure, lower of such ceiling and the capital expenditure as admitted by the Commission shall be take into consideration for determination of tariff.

18.6. The capital cost may also include capitalized initial spares as a percentage of the plant and machinery cost, subject to following ceiling norms:

i. Generating Station (s)

i.	Coal-based/lignite-fired thermal generating stations	- 4.00%

Provided that as and when the emission control systems are installed, or an integrated mine is commissioned, additional initial spares at the same rate as given above shall be allowable separately.

ii.	Hydro generating stations	- 4.00%

ii. Transmission system or Distribution system

i.	Transmission or distribution line	- 1.00%
ii.	Transmission or distribution substation	
	Greenfield	- 4.00%
	Brownfield	- 6.00%
iii.	Series/parallel compensation devices and HVDC Station	- 4.00%
iv.	Gas insulated sub-station	
	Greenfield	- 5.00%
	Brownfield	- 7.00%
v.	Communication system	- 3.50%
vi.	Static Synchronous Compensator	- 6.00%:

18.7. Any expenditure on replacement, renovation and modernisation or extension of life of old fixed assets, as applicable to generating company, transmission licensee and distribution licensee, shall be considered after writing off the GFA of such replaced assets from the original capital cost and the accumulated depreciation on the asset from the total accumulated depreciation:

Provided 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.

18.8. In case of de-capitalisation of assets of a generating company or the 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 in which, such de-capitalisation takes place, duly taking into consideration the year in which it was capitalised:

Provided that, in cases where an asset forming part of a scheme is de-capitalised and wherein the historical value of such asset is not available, the value of de-capitalisation shall be computed by de-escalating the value of the new asset by 5% per year until the year of capitalisation of the old asset subject to a minimum of 10% of the replacement cost of the asset.

18.9. The average capital cost during a year shall be computed as average of opening and closing gross fixed assets for the year:

Provided that, for the new generating station or unit, the capital cost shall be charged on pro-rata basis during the year for the asset declared under commercial operation and for subsequent years, the capital cost shall be computed on the average asset base.

18.10. The impact of revaluation of assets shall be permitted provided it does not result in increase in Tariff of the generating company or licensee:

Provided that, any benefit from such revaluation shall be passed on to the beneficiaries of the generating company or licensee, at the time of tariff determination or truing-up, as the case may be:
Provided further that, in case any asset is acquired under Insolvency and Bankruptcy Code (IBC) route, the capital cost for such asset for determination of tariff shall be the cost at which the asset has been acquired under IBC route.

19. ADDITIONAL CAPITALIZATION

19.1. The capital expenditure incurred or projected to be incurred, on the following counts within the original scope of work, after the date of commercial operation and up to the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

i. Un-discharged liabilities to the extent of discharge of such liabilities by actual payments;

ii. Works deferred for execution;

iii. Procurement of initial capital spares within the original scope of work, subject to the provisions of Regulation 18.6;

iv. Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court or any statutory authority;

v. Change in law or compliance of any laws; and

vi. Force Majeure.

19.2. The capital expenditure incurred on the following counts after the cut-off date may, in its discretion, be admitted by the Commission, subject to prudence check:

i. Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court or any statutory authority;

ii. Liability for works admitted by the Commission to the extent of discharge of such liabilities by actual payments; and

iii. Change in law or compliance of any laws;

iv. Force Majeure;

v. Deferred works relating to ash pond or ash handling system or raising of ash dyke;

vi. Capital Investment for water conservation works including Usage of water from sewage treatment plant in thermal generating station.

vii. Need for higher security and safety of the plant in line with approvals accorded by the Central Commission;

viii. In case of hydro generating stations, any investment which has become necessary on account of damage caused by natural calamities (but not due to flooding of power house attributable to the negligence of the generating company) including due to geological reasons after adjusting for proceeds from any insurance scheme, and investment of more than Rs. 1 Crore, which is considered indispensable by the Commission for running the generating station; and

ix. In case of transmission /distribution system any additional investment on items such as relays, control and instrumentation, computer system, power line carrier communication, DC batteries, replacement of switchyard equipment due to increase of fault level, emergency restoration system, insulators cleaning infrastructure, replacement of damaged equipment not covered by insurance and any other investment more than Rs. 1 Crore, which has become necessary for successful and efficient operation of transmission/ distribution system;

x. Any investment of more than Rs. 30 lakh of capital nature or spares, which is considered indispensable by the Commission for running the generating station:

Provided that, at the time of tariff determination, a provisional consideration of capitalisation at the rate of Rs. One (1) lakh per MW per year shall be made, and the generating company shall submit the details of such capitalisation at the time of true-up and the Commission may allow the same after prudence check:

Provided further that, any expenditure on acquiring the minor items or the assets like tools and tackles, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, fans, heat convectors, computer, mattresses, carpets, etc., brought after the cut-off date shall not be considered for additional capitalization for determination of tariff and/or fees and charges as the case maybe;

xi. Investment on coal transport system required for ensuring availability of coal;

xii. Any capital investment, which may lead to overall reduction in cost of generation.

19.3. In case of replacement of assets deployed under the original scope of the existing project after cut-off date, the additional capitalization may be admitted by the Commission, after making necessary adjustments in the gross fixed assets, equity, debt, and cumulative depreciation, subject to prudence check on the following grounds:

a. The useful life of the assets is not commensurate with the useful life of the project and such assets have been fully depreciated in accordance with the provisions of these Regulations;

b. The replacement of the asset or equipment is necessary on account of change in law or compliance of law or Force Majeure conditions;

c. The replacement of such asset or equipment is necessary on account of obsolescence of technology; and

d. The replacement of such asset or equipment has otherwise been allowed by the Commission:

Provided that, any claim of additional capitalisation less than Rs. 20 lakh with respect to the replacement of assets under the original scope and on account of obsolescence of technology, shall not be considered as part of capital cost, and shall be met through normative O&M expenses.

19.4. Pass-through of costs associated with assets created by the generating company, licensee or SLDC, shall be subject to the following conditions:

a. the asset has been created in accordance with the capital investment plan approved by the Commission, except for exceptions allowed as per the Regulations;

b. the asset has been procured in competitive and transparent manner, except for cases where proprietary procurement from Original Equipment Manufacturer is unavoidable;

c. the asset is geo-tagged and properly recorded in Fixed Asset Register.

20. In-principle approval in specific circumstances: The generating company or the licensee planning any additional capitalization, which otherwise meets the qualifying criteria for consideration as additional capitalization under these Regulations, however, the cost and time projections may not be possible beforehand for the uncontrollable reasons beyond the control of the generating company or the licensee, as the case may be, may file Petition for in-principle approval for incurring such expenditure after prior notice to the beneficiaries or the long-term customers, as the case may be, along with underlying assumptions, and justification for such expenditure.

21. RENOVATION AND MODERNISATION

21.1. The generating company intending to undertake renovation and modernisation of the generating station or Unit for the purpose of extension of life beyond the Useful Life of the generating station or a Unit thereof, shall make an application before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, specific Board approval, and any other information considered to be relevant by the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee:

Provided that, the generating company making the application for renovation and modernisation shall not be eligible for Special Allowance under Regulation 22 for that particular generating station or Unit:

Provided further that, the generating company intending to undertake renovation and modernisation shall seek the consent of the beneficiary/ies for such renovation and modernisation and submit the response of the beneficiary/ies along with the Petition.

21.2. Where the generating company makes an application for approval of its proposal for renovation and modernisation, the approval shall be granted after due consideration of reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, expected duration of life extension, the response of the beneficiaries, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

21.3. Any expenditure incurred or projected to be incurred on renovation and modernisation

shall be treated in line with the provisions under Regulation 18.7.

22. SPECIAL ALLOWANCE FOR COAL-BASED THERMAL GENERATING STATIONS

In case the generating station decides to operate any of its coal-based thermal generating unit(s), which has completed Useful Life without investment in Renovation and Modernisation, and meets the operational performance benchmark in accordance with the norms specified in these Regulations, then such generating station shall be eligible for annual Special Allowance @ Rs. 10.75 lakh/ MW/ year as compensation for meeting the requirement of expenses towards any additional capital expenditure covered in Regulations 19 and 21, except for capital expenditure arising out of change in law, award of arbitration or for compliance of the directions or order of any statutory authority, or order or decree of any court of law, and force majeure, after completion of 25 years from the date of commercial operation of the generating station or a unit thereof:

Provided that, no upward revision of the capital cost shall be allowed and the applicable operational norms shall not be relaxed but the Special Allowance shall be included in the annual fixed cost:

Provided also that, the Special Allowance may be carried over from one year to another depending on the status of capital works:

Provided also that, Special Allowance shall not be available for a generating station or Unit thereof for which Renovation and Modernisation has been undertaken and the expenditure has been admitted by the Commission before the commencement of these Regulations, or for a generating station or Unit, which is in a depleted condition or operating under relaxed operational and performance norms.

CONSUMER CONTRIBUTION, DEPOSIT WORK AND GRANT

23.1. The following nature of work carried out by the generation company, STU/transmission licensee or distribution licensee shall be classified under this category:

(a) All type of works funded fully or partly by Consumers(s);

(b) All capital works implemented by utilizing grants received from the State and/or Central Governments, etc;

(c) Work funded by any other grant of similar nature and such amount received without any obligation to return the same and with no interest costs attached to such subvention:

Provided that, in case of part funding, the treatment shall be limited to the extent of funds deposited by Consumer (s).

23.2. Principles for treatment of the expenses on such capital expenditure shall be as follows:

(a) O&M expenses as specified in these Regulations shall be allowed;

(b) Depreciation, Return on Equity, and Interest on normative loan shall not be allowed.

24. RETURN ON EQUITY

24.1. Return on equity shall be computed in rupee terms on the equity base determined in accordance with Regulation 17 at the rate of 15.5% for generating company, transmission licensee, distribution wires business, and SLDC.

24.2. Return on equity shall be computed in rupee terms on the equity base determined in accordance with Regulation 17 at the rate of 16.0% for retail supply business.

24.3. Return on equity in respect of additional capitalization beyond the original scope, including additional capitalization on account of the emission control system, Change in Law, and Force Majeure, shall be computed at the base rate of one-year marginal cost of lending rate (MCLR) of the State Bank of India plus 350 basis points as on 1st April of the year, subject to a ceiling of 14%.

24.4. In case the generation company or licensee or SLDC claims Return on Equity at a rate lower than the normative rate specified above for any particular year, then such claim for lower Return on Equity shall be unconditional:

Provided that, such claim for lower Return on Equity shall be allowed subject to the condition that the reduction in Return on Equity shall be foregone permanently for that year and shall not be allowed to be recouped at the time of true-up.

25. INTEREST AND FINANCE CHARGES ON LOAN CAPITAL

25.1. The debt arrived at in the manner indicated in Regulation 17 shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.

25.2. The normative loan outstanding as on 01.04.2026 shall be worked out by deducting, the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.03.2026, from the gross normative loan.

25.3. The repayment of loan for the year of the tariff period shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for that year.

25.4. Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company or the licensee, as the case may be, the repayment of loan shall be considered from the first

year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

25.5. The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio at the beginning of each year applicable to the project:

Provided that, if there is no actual loan for a particular year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest shall be considered:

Provided further that, if the generating station or the licensee, as the case may be, does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the generating company or the licensee as a whole shall be considered:

Provided also that, in case the generating company or licensee does not have actual loan portfolio as a whole, the rate of interest shall be considered on normative basis and shall be equal to the Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR - one year tenor) of State Bank of India as applicable on 1st April of the relevant financial year:

Provided also that, in case of new generating station or the licensee commencing its operation after the date of effectiveness of this Regulation, and which does not have actual loan portfolio, the rate of interest shall be considered on normative basis and shall be equal to the Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR - one year tenor) of State Bank of India as applicable on 1st April of the relevant financial year:

Provided also that, at the time of true-up, the interest rate shall be the weighted average rate of interest for the year under consideration.

25.6. The interest on loan shall be calculated on the average of opening and closing normative loan of the year.

25.7. The interest amount as per Regulation 25.6 shall exclude interest on loan amount, normative or otherwise, to the extent of capital cost funded by consumer contribution, grants or deposit works carried out by generating company, transmission licensee, SLDC or distribution licensee, as the case may be.

25.8. The generating company or SLDC or the licensee, as the case may be, shall make every effort to re-finance the loan as long as it results in net savings on interest and in that event, the costs associated with such re-financing shall be borne by the beneficiaries and the net savings shall be shared between the beneficiaries and the generating company or the STU or the transmission licensee or the distribution licensee, as the case may be, in the ratio of 2:1:

Provided that, in case of SLDC, this provision shall be applicable only to those intra-State entities who are availing services of SLDC on long-term basis:

Provided further that, re-finance shall not be done if it results in net increase in interest

cost or is subject to any adverse terms and conditions leading to additional cost:

Provided also that, the net savings in interest shall be computed after factoring all the terms and conditions, and based on the weighted average rate of interest of actual portfolio of loans taken from Banks and Financial Institutions recognised by the Reserve Bank of India, before and after re-financing of loans.

25.9. The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing.

25.10. In case of licensee, the interest paid on security deposit to the consumers shall not be allowed as a part of Aggregate Revenue Requirement, and the licensee shall bear the interest liability on consumer security deposit.

26. DEPRECIATION

26.1. The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset as admitted by the Commission:

Provided that, the capital cost shall not include funds from grant or consumer contribution received for funding of fixed asset as specified in Regulation 23.

26.2. The salvage value of the asset except for IT equipment and software shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset:

Provided that, the salvage value for IT equipment and Software shall be considered as NIL and 100% value of the assets shall be considered depreciable:

26.3. Land other than the land held under lease and the land for reservoir in case of hydro generating station and the land for ash-bund for thermal power stations shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the asset:

Provided that, subject to specific provisions, the land for integrated mine shall also be considered for depreciation.

26.4. Depreciation for existing assets commissioned before 31.03.2026 shall be calculated annually based on Straight Line Method and at rates as specified in **Appendix-I** to these Regulations.

26.5. In case of existing projects, the balance depreciable value as on 01.04.2026 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission up to 31.03.2026 from the gross depreciable value of the assets.

26.6. Depreciation for new assets commissioned on or after 01.04.2026 shall be calculated annually based on Straight Line Method and at rates as specified in **Appendix-II** to

these Regulations.

26.7. The generating company or licensee or SLDC shall submit the depreciation computations separately for assets added up to March 31, 2026 and assets added on or after April 1, 2026.

26.8. Any depreciation disallowed on account of lower availability of the generating station or unit 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.

26.9. In cases where additional capital investment is approved by the Commission for a plant at the end of its useful life or after its useful life is already over, the recoverable depreciation in respect of additional capital investment, shall be spread over the balance projected Operational Life or fifteen years, whichever is lower, in case of generation company, and spread over the balance projected Operational Life or ten years, whichever is lower, in case of licensee, after prudence check by the Commission.

26.10. Until a Government company or any authority or corporation is notified for operating the SLDC, the depreciation shall be calculated as applicable for the STU under these Regulations:

Provided that, the balance depreciable value as on the date of transfer for the SLDC shall be worked out by deducting the cumulative depreciation from the gross depreciable value of the assets appearing in the books of accounts of the SLDC as on the date of transfer.

26.11. Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation and shall be computed on the average asset base during the year:

Provided that, for the new generating station or unit, assets of transmission licensee or assets of distribution licensee or SLDC, as the case may be, the depreciation on such new assets shall be charged on day-wise pro-rata basis during the first year the asset has been declared under commercial operation:

Provided further that, for subsequent years, the depreciation shall be computed on the average asset base during the year.

26.12. Depreciation of the emission control system of an existing generating station that is yet to complete its useful life or a new generating station or unit thereof where the date of operation of the emission control system is subsequent to the date of commercial operation of the generating station or unit thereof, shall be computed annually from the date of operation of such emission control system based on the straight-line method at rates specified in **Appendix-I** to these Regulations:

Provided that, the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing in

which, the emission control system is depreciated to the extent of seventy percent, shall be spread over the balance Operational Life of generating station:

Provided further that, in case the date of operation of the emission control system is after the 20th year of commercial operation of the generating station or unit thereof, but before the completion of the Useful Life of the generating station, the depreciation on emission control system shall be computed annually from the date of operation of such emission control system based on the straight-line method, with a salvage value of 10% and the depreciable value shall be recovered till the Operational Life of the generating station.

Provided also that, in case the date of operation of the emission control system is subsequent to the date of completion of Useful Life of generating station, depreciation of emission control system shall be computed annually from the date of operation of such emission control system based on the straight-line method, with a salvage value of 10% and recovered over ten years or a period mutually agreed by the generating company and the beneficiary/ies, whichever is higher.

27. INTEREST ON WORKING CAPITAL

27.1. The normative working capital shall comprise:

(a) For coal-based thermal generating stations:

i. Cost of coal, if applicable, for 10 days for pit-head generating stations and 20 days for non-pit-head generating stations, for generation corresponding to the normative annual plant availability factor or the maximum coal stock storage capacity, whichever is lower; plus

ii. Advance payment for 30 days towards cost of coal for generation corresponding to the normative annual plant availability factor; plus

iii. Cost of secondary fuel oil for one month for generation corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil; plus

iv. Normative O&M expenses for 15 days; plus

v. Maintenance spares @ 20% of M&G expenses specified in Regulation 40.5.ii.1; plus

vi. Receivables equivalent to 45 days of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor:

Provided further that, upon COD of the emission control systems the following component shall be considered additionally:

a. Cost of limestone or reagent towards stock for 20 days corresponding to the normative annual plant availability factor; plus

b. Advance payment for 30 days towards cost of reagent for generation corresponding to the normative annual plant availability factor; plus

c. Receivables equivalent to 45 days of supplementary capacity charges and supplementary energy charges for sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor; plus

d. Normative O&M expenses in respect of emission control system for 7 days; plus

e. Maintenance spares @ 20% of O&M expenses in respect of emission control system.

(b) For Hydro generating station:

i. Normative O&M expenses for 15 days; plus

ii. Maintenance spares @ 20% of Maintenance and General expenses specified in Regulation 40.5.ii.2 or 40.5.iv as the case may be; plus

iii. Receivables equivalent to 45 days of annual fixed cost.

(c) For Transmission business:

i. Normative O&M expenses for 15 days; plus

ii. Maintenance spares @ 20% of Maintenance and General expenses specified in Regulation 72.5.ii; plus[B2][B3]

iii. Receivables equivalent to 45 days of Transmission Charges.

(d) For Distribution Wheeling Business:

i. Normative O&M expenses for 15 days; plus

ii. Maintenance spares @ 20% of Maintenance and General expenses specified in Regulation 82.4.i; plus

iii. One (1) month equivalent of the actual revenue from charges for use of Distribution Wires at the prevailing tariff;

(e) For Retail Supply of Electricity:

i. Normative O&M expenses for 15 days; plus

ii. Maintenance spares @ 20% of Maintenance and General expenses specified in Regulation 91.6.ii; plus

iii. Receivables equivalent to 15 days of the actual revenue from sale of electricity at the prevailing tariffs within state;

(f) For SLDC business:

i. Normative O&M expenses for 15 days; plus

ii. Maintenance spares @ 20% of Maintenance and General expenses specified in Regulation 101.5.ii; plus

iii. Receivables equivalent to 45 days of system operation charges and market operation charges as approved by the Commission.

27.2. At the time of true-up, the working capital requirement for generating company, licensee, and SLDC shall be computed based on the revised normative values of the various components of working capital approved after true-up:

Provided that, at the time of true-Up, the receivables for the computation of working capital requirement of the generating company, STU/transmission licensee, distribution wheeling business, and SLDC will be determined equivalent to 45 days of actual revenue billed and the receivables for the computation of working capital requirement of the retail supply business will be determined equivalent to 15 days of actual revenue billed.

27.3. The cost of fuel in cases covered under sub-clause (a) of Regulation 27.1 shall be based on the landed cost incurred taking into account normative transit and handling losses by the generating company and gross calorific value of the fuel as per latest available actual data for the three months and no fuel price escalation projection shall be considered during the tariff period.

27.4. Interest on working capital shall be estimated at the rate equal to the Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR - one year tenor) of State Bank of India plus 200 basis points prevailing on 30th September of current financial year:

Provided that, during truing-up, the interest on working capital shall be computed at the average actual sanctioned rate of interest during the year.

27.5. Notwithstanding the provisions of these Regulations, the receivables to be considered for computation of working capital for the generating company, STU/transmission licensee and SLDC, shall be considered for such number of days as may be prescribed in the Rules, related to payment of surcharge, notified by the Central or State Government under Section 176 or Section 180, as the case may be, in accordance with the Act.

28. TAX ON INCOME

28.1. Any tax paid against income/services from sale of energy or under other sources or

Non-Tariff Income which are considered in ARR, shall be passed through tariff at actuals, subject to prudence check.

28.2. 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 generating company or licensee or SLDC as the case may be.

28.3. Income Tax on late payment surcharge earned by the generating company or licensee or SLDC shall not be allowed as pass-through in the tariff.

28.4. Any refund of Income Tax received by the generating company or licensee or SLDC shall be passed through at the time of true-up for the year under consideration:

Provided that, the Income Tax paid was earlier allowed to be recovered in the tariff or true up for the year of actual Income Tax payment.

29. REBATE

For payment of bills of the generating company, STU/ transmission licensee and SLDC through letter of credit or otherwise, a rebate of 1% of the paid amount corresponding to current bill shall be allowed if payment is made within 7 days of presentation of bills by the generating company or STU/ transmission licensee or SLDC, as the case may be.

30. LATE PAYMENT SURCHARGE

30.1. In case the payment of any bill for charges payable under these Regulations is delayed by a beneficiary/ intra-State entity beyond a period of 45 days from the date of billing, a late payment surcharge at the base rate for the period for the first month of default on outstanding amount, shall be levied by the generating company or the STU/transmission licensee or the SLDC/ system operator:

Provided that, at the time of true-up, the late payment surcharge paid received by the beneficiary/licensee shall not be considered as an expense/ revenue, as the case may be.

30.2. Late Payment Surcharge from retail consumers shall be recoverable as per the relevant provisions of applicable Tariff Order.

30.3. The rate of Late Payment Surcharge for the successive months of default shall increase by 0.5 percent for every month of delay, provided that the Late Payment Surcharge shall not be more than three percent higher than the base rate at any time:

Provided that, the rate at which Late Payment Surcharge shall be payable, shall not be higher than the rate of Late Payment Surcharge specified in the agreement, if any:

Provided further that, unless otherwise notified by the competent Government under the rule making powers conferred by the Act for the State-owned generating stations

the payment security mechanism shall be as decided by the State Government and till such mechanism is decided by the State Government, unless otherwise directed to, the State-owned generating stations shall not regulate power supply to the State Distribution Company.

30.4. 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 Late Payment Surcharge and thereafter, towards monthly charges, starting from the longest overdue bill.

30.5. In case the Distribution Licensee has communicated, in writing, to the Generating Company or Transmission Licensee, as the case may be, the outstanding dues and number of instalments in which, the outstanding dues would be paid, within thirty days of the notification of the Late Payment Surcharge Rules, 2022, the following conditions shall be applicable:

(a) The Distribution Licensee may make payment in a month more than the equated monthly instalment for the month;

(b) The payment of instalment shall be done to all the concerned Generating Companies and Transmission Licensees, as the case may be, on pro-rata basis, depending upon the proportion of their individual outstanding dues.

30.6. Notwithstanding anything contained in Regulation 30.1, if the Distribution Licensee agrees to payment of the arrears due as per the instalment fixed under the Late Payment Surcharge Rules, 2022, and makes timely payment of these instalments, then the Late Payment Surcharge shall not be payable on the outstanding dues.

30.7. In case of delay in payment of an instalment under Regulation 30.1, Late Payment Surcharge shall be payable on the entire outstanding dues as on the date of notification of the Late Payment Surcharge Rules, 2022.

30.8. All the bills payable by a Distribution Licensee to a Generating Company or a Transmission Company shall be time-tagged with respect to the date and time of submission of the bill and the payment made by the Distribution Licensee shall be adjusted first against the oldest bill and then to the second oldest bill and so on, so as to ensure that payment against a bill is not adjusted unless and until all bills older than it have been paid for:

Provided that, any adjustment towards Late Payment Surcharge shall be done in the manner as specified in Regulation 30.4.

30.9. The provisions and methodologies not specified in these Regulations shall be in accordance with Late Payment Surcharge Rules, 2022.

30.10. If the Central Government or the State Government amends the prevailing Rule or makes any new Rule under the Section 176 or Section 180, as the case may be, of the Electricity Act, 2003 related to late payment surcharge, to the extent, scope and applicability prescribed under such Rules, the provisions of such Rule shall prevail notwithstanding the provisions of these Regulations.

31. FOREIGN EXCHANGE RATE VARIATION

31.1. The generating company or the transmission licensee or the distribution licensee or SLDC, as the case may be, may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the generating station or the transmission or distribution system, in part or full at the discretion of the generating company or licensee or SLDC.

31.2. The generating company or licensee or SLDC, as the case may be, shall recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant year on year-to-year basis as expenses in the period in which it arises from the beneficiary/ies, and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.

31.3. To the extent the generating company or licensee or SLDC is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant year shall be permissible provided it is not attributable to the generating company or licensee or SLDC or its suppliers or contractors.

32. CARRYING COST OR HOLDING COST

The Commission shall compute carrying cost/ holding cost, as the case may be, for a particular year at the rate equal to the actual interest rate allowed for computation of Interest on Working Capital at the time of true-up for the said year:

Provided that the same rate of interest shall be considered for the current year and ensuing year, while computing the carrying/holding cost to be recovered in the ensuing year"

33. BILLING AND PAYMENT OF CHARGES

33.1. Bills shall be raised for capacity charge and energy charge on monthly basis by the generating company and the transmission licensee/STU and SLDC in accordance with these Regulations and payments shall be made by the beneficiaries directly to the generating company/transmission licensee/STU/SLDC, as the case may be.

33.2. Transmission charges corresponding to any plant capacity for which a beneficiary has not been identified and contracted, shall be paid by the concerned generating company.

33.3. The billing and recovery of fees and charges of SLDC business shall be as defined in Chapter 9 of these Regulations.

33.4. The billing to the retail consumers shall be done in accordance with the provisions specified in the prevailing Chhattisgarh Supply Code Regulations and amendments thereon.

34. PENSION FUND

34.1. The contribution to the Pension and Gratuity Trust Fund shall be allowed by the Commission on the basis of actuarial analysis, expected pension outflow for the State Power Companies and availability of funds with the Pension Trust at the time of determination of MYT / ARR for each year of the Control Period.

34.2. The pension outflow shall be met from the Pension and Gratuity Trust Fund.

34.3. Contribution to the Pension and Gratuity Trust Fund as approved by the Commission shall be recoverable as specified in these Regulations.

34.4. Till the time SLDC is administered by STU, SLDC's share of the Pension and Gratuity Trust Fund shall be met by the STU on pro-rata basis:

Provided that, for the purpose of ratio determination, the employee strength of SLDC and STU as on 1st April of the preceding year shall be considered.

Chapter 4

GENERATION

35. PETITION FOR DETERMINATION OF GENERATION TARIFF

35.1. A generating company is required to file a Petition for determination of tariff for supply of electricity directly or through State trading licensee(s) to distribution licensees of the State under long term agreement in accordance with the provisions of these Regulations.

35.2. A generating company shall be allowed to bundle power from renewable energy sources.

36. COMPONENTS OF TARIFF

36.1. The tariff for supply of electricity from a thermal generating station shall comprise two parts, namely, capacity charge for recovery of annual fixed cost consisting of the components specified in Regulation 37, and energy charge for recovery of fuel cost.

36.2. The tariff for supply of electricity from a hydro generating station shall comprise composite capacity charge and energy charge to be derived in the manner specified in Regulation 45, and shall consist of the components specified in Regulation 37.

37. ANNUAL FIXED COST

37.1. The annual fixed cost (AFC) of a generating station shall consist of the following components:

(1) Return on equity;

(2) Interest and finance charges;

(3) Depreciation;

(4) Interest on working capital;

(5) O&M expenses:

a. HR expenses;

(i) Employee expenses;

(ii) Impact of Pay revision;

(iii) Manpower deployed on outsourcing basis;

b. M&G expenses;

(6) Pension & Gratuity fund contribution;

Less:

(7) Non-Tariff Income

(8) Income from other business, to the extent specified in Regulation[cr4][B5] 41.

NOTE:

1. The SLDC charges shall be recovered in accordance with fees and charges determined in accordance with provisions of Chapter 9 of these Regulations;

2. Pension & Gratuity Fund Contribution shall be recoverable in equal monthly instalments as may be determined by the Commission in the Tariff Order;

3. The water charges, statutory taxes, duties and cess actually paid, shall be pass through;

4. The Electricity (Timely Recovery of Costs due to Change in Law) Rules, 2021 notified by Central Government as amended from time to time, shall be applicable to generating company:

Provided that, in case of any event of Change in Law arising out of amendment or repeal of any law made after the determination of tariff under Section 62 or 63 of the Act, the generating company, being the affected party shall be at liberty to approach the Commission for one-time approval of formats and procedures for invoking recovery of the impacted amount (fixed / recurring amount) under the Electricity (Timely Recovery of Costs due to Change in Law) Rules, 2021 as may be amended from time to time:
Provided further that, subsequent recovery shall be in accordance with the Rules:
Provided also that, Depreciation, Interest and finance charges on Loan Capital, Interest on Working Capital, and Return on Equity for Thermal and Hydro Generating Stations shall be allowed in accordance with the provisions specified in Chapter 3 of these Regulations.

38. CAPITAL COST

The capital cost shall be allowed as provided in Regulations 18, 19 and 20 of these Regulations.

39. SALE OF INFIRM POWER

Tariff for sale of infirm power shall be as determined by the Commission from time to time:

Provided that any revenue earned by the generating company from supply of infirm power in excess of the normative fuel expenses, shall be adjusted in the capital cost.

40. CALCULATION OF ANNUAL FIXED CHARGES

40.1. Return On Equity

The generating company shall be allowed a ROE as specified in Regulation 24 of these Regulations.

40.2. Interest On Loan Capital

The generating company shall be allowed interest and finance charges on loan capital as specified in Regulation 25 of these Regulations.

40.3. Depreciation

The generating company shall be permitted to recover depreciation on the value of fixed assets as specified in Regulation 26 of this Regulation.

40.4. Interest On Working Capital

The generating company shall be allowed interest on the estimated level of working capital requirement, as specified in Regulation 27 of these Regulations.

40.5. Operation And Maintenance (O&M) Expenses

i. Human Resource (HR) Expenses

a) HR expenses for the generating company shall comprise:
   (i) employee cost;
   (ii) impact of Pay revision;
   (iii) manpower deployed on outsourcing basis.

b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of HR expenses for the Control Period for all existing generating stations.

c) The HR expenses includes employee cost, impact of pay revision arrears, all expenses towards manpower deployed on outsourcing basis, pension fund contribution, and any other expenses of non-recurring nature related to HR.

d) The HR expenses for the base year, i.e., FY 2025-26, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual HR expenses excluding Pension and Gratuity Trust Fund contribution, impact of pay revision arrears and any other expenses of non-recurring nature, available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year, i.e., FY 2025-26, subject to prudence check by the Commission.

e) The normalization of HR expenses shall be done by applying last five-year average increase in Consumer Price Index Industrial Worker (CPI (IW)) on year-to-year basis.

f) The average of normalized net present value for FY 2020-21 to FY 2024-25, shall then be used to project base year value for FY 2025-26.

g) The projected base year value shall be escalated by the above inflation rate to estimate the HR expenses (excluding impact of Pension and Gratuity Trust Fund contribution and pay revision and any other expenses of non-recurring nature, if any) for each year of the Control Period.

h) At the time of true up, the HR expenses shall be considered at actual and shall not be subjected to gain/loss mechanism:

Provided that during the true-up, actual cash outflow on impact of pay revision (including arrears) and Pension and Gratuity Trust Fund contribution shall be allowed as per accounts, subject to prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

i) CPI (IW) (all India) shall be as per Labour Bureau, Government of India {Base Year: 2016=100}.

ii. Maintenance & General (M&G) Expenses

40.5.ii.1. Thermal Generating Station:

a) Maintenance and General (M&G) expenses for the generating company shall comprise:

i) Administrative and General (A&G) expenses;

ii) Repair and Maintenance (R&M) expenses.

b) The year-wise normative M&G expenses for the Control Period with annual escalation of 5.25%, are as under:

(Rs. Lakh/MW)

Year	200/210/250 MW Series	300/330/350 MW Series	500 MW Series	600 MW Series	800 MW & above
FY 2026-27	*23.13*	*19.24*	*15.36*	*14.57*	*13.11*
FY 2027-28	*24.35*	*20.25*	*16.17*	*15.34*	*13.80*
FY 2028-29	*25.62*	*21.32*	*17.02*	*16.15*	*14.53*
FY 2029-30	*26.97*	*22.44*	*17.91*	*16.99*	*15.29*

c) At the time of true up, the A&G expenses and R&M expenses shall be considered after taking into account the actual inflation on the basis of 40% weightage for WPI and 60% weightage for CPI on year-to-year basis.

d) The O&M expenses on account of emission control system in coal based thermal generating station shall be 2% of the admitted capital expenditure (excluding IDC and IEDC) as on its date of commercial operation, which shall be escalated annually @5.25% during the Control Period subject to true up as above.

e) The additional M&G expenses incurred due to any change/compliance of law or any direction by statutory authority including but not limited to expenses on ash utilization (not covered in additional capitalisation) shall be pass through over and above the M&G expenses allowed in the Tariff Order.

f) Wholesale Price Index numbers of all commodities shall be as per Office of Economic Advisor, Ministry of Commerce & Industry, Government of India {Base Year: 2011-12 Series}.

g) Consumer Price Index for Industrial Workers (all India) shall be as per Labour Bureau, Government of India {Base Year: 2016=100}.

h) Water charges shall be pass through in tariff on actual reimbursement basis.

40.5.ii.2. For Existing Hydro Generating Stations

a) Maintenance & General (M&G) expenses for the generating company shall include:

(i) Administrative and General (A&G) expenses;

(ii) Repair and Maintenance (R&M) expenses.

b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of M&G expenses, viz., R&M expenses and A&G expenses, for the Control Period.

c) The A&G expenses and R&M expenses for the base year, i.e., FY 2025-26, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual A&G expenses (excluding water charges) and R&M expenses, respectively, available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year, i.e., FY 2025-26, subject to prudence check by the Commission:

Provided that, for the plants that have not completed 5 years preceding the base year, the O&M expenses shall be allowed in the same manner as applicable for the new hydel plants:

Provided further that, any other expense of non-recurring nature shall be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

d) The normalization of A&G expenses and R&M expenses shall be estimated by applying last five-year average increase in Wholesale Price Index (WPI) on year-to-year basis.

e) The average of normalized net present value for FY 2020-21 to FY 2024-25, shall then be used to project base year value for FY 2025-26.

f) The base year value so arrived, shall be escalated by the above inflation rate to estimate the A&G expenses and R&M expenses for each year of the Control Period.

g) At the time of true up, the A&G expenses and R&M expenses shall be considered after taking into account the actual inflation instead of projected inflation for that period:

Provided that, water charges shall be pass through in tariff on reimbursement basis.

h) The additional M&G expenses incurred due to any change in law or a direction by any statutory authority shall be pass through over and above the M&G expenses allowed in the Tariff Order.

iii. For New Thermal Generating Stations:

The O&M expenses allowable, comprising HR expenses and M&G expenses, shall be equal to 90% of the normative O&M expenses specified in the CERC (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2024:

Provided that, for the purpose of working capital computation or any other consideration, as the case may be, the ratio of HR expenses and M&G expenses shall be considered as 40:60:

Provided further that, norm for FY 2029-30 which is not specified in the CERC (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2024, shall be derived by escalation factor @ 5.25% per annum on the norm specified for FY 2028-29 of the said Regulations.

iv. For New Hydro Generating Stations:

a) O&M expenses for the first year of operation will be 1.25% of the original project cost excluding cost of R&R works.

b) The O&M expenses for each year of the Control Period shall be determined by escalating the base year expenses determined above for the first year of operation, at the escalation factor provided in Regulation 40.5.ii.b.

v. Maintenance spares valued up to Rs. 15 lakh shall be considered under normative M&G expenses.

vi. Maintenance spares exceeding Rs. 15 lakh shall only be considered for reimbursement at the time of truing up with appropriate justification for incurring the same and substantiating that the same is not claimed as a part of additional capitalisation or consumption of stores and spares and renovation and modernization:

Provided that, reimbursement of maintenance spares shall be allowed only after the normative M&G is exhausted:

Provided further that, the reimbursement shall not be applicable in case of plants

availing special allowance or the plants, which have not completed minimum ten years from COD.

40.6. Recovery of Capital Expenditure incurred partially due to change in law

In case the generating company has incurred capital expenditure to meet statutory obligations after obtaining due approval from the Commission, and if such capital asset is not commissioned due to the capital expenditure being abandoned before completion due to change in law, then the generating company shall be permitted to recover such capital expenditure as part of its Aggregate Revenue Requirement in such manner and over such period as may be approved by the Commission.

41. NON-TARIFF INCOME

41.1. Any income incidental to the business of the generating company derived from sources, including but not limited to the disposal of assets, income from investments, rents, disposed value of scrap/assets after adjusting their depreciated value and cost of sale/decommissioning/dismantling, etc., rental income for using assets which includes receipts against advertisements, interest on advances to suppliers/contractors, income from sale of ash/rejected coal, income generated from sale of gypsum or other by-products and any other miscellaneous receipts but other than income from sale of energy, shall constitute the Non-Tariff Income of the generating company.

41.2. The amount of Non-Tariff Income relating to the generation business as approved by the Commission shall be deducted for determining the Annual Fixed Cost of the generation station:

Provided that, the generation 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 from time to time:

Provided further that the generating company shall submit full details of actual component-wise Non-Tariff Income during each year of the Control Period to the Commission along with its true-up Petition:

Provided also that, Non-Tariff Income for the integrated mine shall be considered as per provisions of Chapter 5 of these Regulations.

42. NORMS OF OPERATION FOR THERMAL GENERATING STATION

42.1. Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) for recovery of fixed charges:-

a) All thermal generating stations except HTPS - 85%

b) For Hasdeo Thermal Power Station Korba (HTPS), the NAPAF shall be as follows:

FY	2026-27	2027-28	2028-29	2029-30
HTPS	76.5%	76.5%	76.5%	76.5%

Provided that for the purpose of sharing of gains, no gains shall be allowed to be retained by CSPGCL for HTPS for NAPAF below 80%.

42.2. Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) for Incentive:-

a) All thermal generating stations except HTPS - 85%

b) For Hasdeo Thermal Power Station Korba (HTPS) - 80%:

42.3. Gross Station Heat Rate

A. Existing Thermal Generating Station

(a) Existing Coal -based Thermal Generating Stations, other than HTPS:

200/210/250 MW Sets	300 MW/500 MW Sets (sub-critical)
2415 kcal/kWh	2375 kcal/kWh

(b) For Hasdeo Thermal Power Station (4 x 210 MW), the Gross Station Heat Rate shall be 2650 kcal/kWh

Note 1:

In respect of 300 MW and above Units , where the boiler feed pumps are electrically operated, the gross station heat rate shall be 40 kcal/kWh lower than the gross station heat rate specified above.

Note 2:

For the generating stations having combination of 200/210/250/300 MW sets and 500 MW and above sets, the normative gross station heat rate shall be the weighted average gross station heat rate of the combinations.

B. New coal-based thermal generating station achieving COD on or after 01.04.2026 and any existing generating station for which norms of operation have not been finalized by the Commission for determination of tariff

For 200 – 300 MW sets: 1.05 x Design Heat Rate (kcal/kWh)

For 500 MW sets and above: 1.045 x Design Heat Rate (kcal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a unit means the unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/ back pressure:

Provided that, the design heat rate shall not exceed the following maximum design unit heat rates depending upon the pressure and temperature ratings of the units:

Pressure Rating (kg/cm^2)	**150**	**170**	**170**	**247**	**247**	**260**	**270**	**270**
SHT/RHT (0C)	535/535	537/537	537/565	537/565	565/593	593/593	593/593	600/600
Type of BFP	Electrical Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven
Max Turbine Cycle Heat rate (kcal/kWh)	1955	1950	1935	1900	1850	1814	1810	1800
Min. Boiler Efficiency								
Sub-Bituminous Indian Coal	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.86	0.865	0.865
Bituminous Imported Coal	0.89	0.89	0.89	0.89	0.89	0.895	0.895	0.895
Max Design Unit Heat Rate (kcal/kWh)								
Sub-Bituminous Indian Coal	2273	2267	2250	2209	2151	2109	2092	2081
Bituminous Imported Coal	2197	2191	2174	2135	2079	2027	2022	2011

Provided further that, in case design turbine cycle heat rate and boiler efficiency are better than these values, the same shall be considered for calculation of design unit heat rate:

Provided also that, in case pressure and temperature parameters of a unit are different from above ratings, the maximum design unit heat rate of the nearest class shall be taken:

Provided also that, where unit heat rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the unit design heat rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Provided also that, where the boiler efficiency is lower than 0.86 for Sub-bituminous Indian coal and 0.89 for bituminous imported coal, the same shall be considered as 0.86 and 0.89 for Sub-bituminous Indian coal and bituminous imported coal, respectively, for computation of station heat rate.

Note: In respect of Units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design unit heat rate shall be 40 kcal/kWh lower than the maximum design unit heat rate specified above with turbine driven boiler feed pump.

42.4. Secondary Fuel Oil Consumption

Coal-based generating stations, except HTPS: 0.50 ml/kWh

For HTPS: 0.80 ml/kWh

For coal-based generating stations with wall (front/rear/sides) fired boilers: 1.00 ml/kWh

42.5. Auxiliary Energy Consumption

(a) Coal-based generating stations except HTPS:

Sl.	Generating Station	With Natural Draught cooling tower or without cooling tower
(i)	200/250 MW series	8.50%
(ii)	300/500 MW and above	
	Steam driven boiler feed pumps	5.25%
	Electrically driven boiler feed pumps	8.00%

Provided that, for thermal generating stations with induced draft cooling towers and where ball and tube type coal mill is used, the norms shall be further increased by 0.5% and 0.8%, respectively:

Provided further that, additional Auxiliary Energy Consumption as follows shall be allowed for plants with Dry Cooling Systems:

Type of Dry Cooling System	(% of gross generation)
Direct cooling air cooled condensers with mechanical draft fans	1.0%
Indirect cooling system employing jet condensers with pressure recovery turbine and natural draft tower	0.5%

(b) For HTPS: 9.70%.

(c) Norms of Auxiliary energy consumption for emission control system (AUX_{en}) of thermal generating stations:

Name of Technology	AUX_{en} (as % of gross generation)
(1) For reduction of emission of sulphur dioxide:	
a) Wet Limestone based FGD system (without Gas to Gas heater)	1.0%
b) Lime Spray Dryer or Semi dry FGD System	1.0%

Name of Technology	AUX_{en} (as % of gross generation)
c) Dry Sorbent Injection System (using Sodium bicarbonate)	NIL
d) For CFBC Power plant (furnace injection)	NIL
e) Sea water based FGD system (without Gas to Gas heater)	1.0%
(2) For reduction of emission of oxide of nitrogen:	
a) Selective Non-Catalytic Reduction system	NIL
b) Selective Catalytic Reduction system	0.2%

Provided that, where the technology is installed with "Gas to Gas" heater, AUX_{en} specified above shall be increased by 0.2% of gross generation.

42.6. Transit and handling losses

a) Transit and handling losses for coal based generating stations except DSPM for the Control Period, as a percentage of quantity of indigenous coal dispatched by the coal supply company during the month shall be as given below:

(i) Pit head generating stations : 0.20%;

(ii) Non-pit head generating stations : 0.80%:

Provided that, for DSPM transit and handling losses is capped at 0.20%:

Provided further that, the above norms shall be applicable for domestic coal and/or washed coal, and in case of imported coal, the normative transit and handling losses shall be 0.20%:

Provided also that, in the case of pit-head stations, if coal is procured from sources other than the pit-head mines, which is transported to the generating station through rail, transit and handling losses applicable for non-pit head stations shall apply:

Provided also that, the normative transit and handling losses shall be 1.00% for non-pit head multi-modal transportation of coal up to the generating station (using two or more than modes of transport involving multiple trans-shipments):

Provided also that, for the procurement of coal on delivery basis, no transit and handling loss shall be allowed.

b) In case of integrated mines, the transit and handling loss shall be decided on case-to-case basis, subject to prudence check.

42.7. In the event of backing down instruction by SLDC to such generators supplying total net power to DISCOMs of the State and whose tariff is determined by the Commission under Section 62 of the Act, the Station Heat Rate and Auxiliary Energy Consumption,

Consumption of additional secondary fuel oil due to loading below the normative plant availability factor specified under these Regulations shall be reviewed as specified in Regulation 42.8:

42.8. The compensation for the station heat rate and auxiliary energy consumption shall be worked out in terms of energy charge rate of coal or lignite based generating stations.

(1) The degradation of gross station heat rate (SHR) over and above the norms specified under these regulations shall be considered as under:-

Sr. No.	Unit loading as a % of Installed Capacity of the Unit	Increase in SHR (for sub-critical units) %	Increase in SHR (for super critical units) %
1.	85 -100	Nil	Nil
2.	80 - <85	2.1	1.8
3.	75 - <80	3.0	2.5
4.	70 - <75	4.0	3.3
5.	65 - <70	5.1	4.1
6.	60 - <65	6.1	4.9
7.	55 - <60	7.6	6.0
8.	50 - <55	9.2	7.1
9.	45 - <50	11.3	8.3
10.	40 - <45	13.8	9.9

(2) The degradation of auxiliary energy consumption (AEC) over and above the norms specified under these regulations shall be considered as under:-

Sr. No.	Unit loading as a % of Installed Capacity	% degradation in AEC admissible
1.	85 -100	Nil
2.	80 - <85	0.5
3.	70 - <80	1.1
4.	60 - <70	1.8
5.	50 - <60	2.5
6.	40 - <50	3.2

(3) The additional compensation for secondary fuel oil consumption shall be permissible over and above seven (7) starts/stops in a year for the generating station under Unit Shutdown. For the purpose of compensation, the secondary fuel oil consumption per start up shall be considered based on the following norms or actual, whichever is lower:-

Unit Size (MW)	Secondary fuel oil consumption per start up (Kl)		
	Hot	Warm	Cold
200/210/250 MW	20	40	60
500 MW	30	60	100
660 MW	45	75	130
800 MW	60	80	150

(4) Additional specific secondary fuel oil consumption of 0.2 ml/ kWh shall be provided for units operating below 55% unit loading and for Supercritical or ultra-supercritical units, a 10% extra quantity of start-up oil shall be provided for a period of 3 years from the Date of Commercial Operation (CoD), due to teething or stabilization issues.

(5) The procedure stipulating the mechanism to work out the compensation for degradation of heat rate, auxiliary consumption, and secondary fuel oil consumption due to part load operation and multiple start and stop of units of the generating station shall be issued separately with the approval of the Commission.

42.9. Norms for consumption of reagent

(1) The normative consumption of specific reagent for various technologies for reduction of emission of sulphur dioxide shall be as under:

(a) For Wet Limestone based Flue Gas De-sulphurisation (FGD) system: The specific limestone consumption (g/kWh) shall be worked out by following formula:

[K x SHR x S/CVPF] x [85/ LP]

Where,

S = Sulphur content in percentage,

LP = Limestone Purity in percentage,

SHR = Normative Gross Station Heat Rate, in kcal per kWh;

CVPF = Weighted average gross calorific value of coal as received, in kcal per kg for coal based thermal generating stations as per Regulation 44.6:

Provided that, value of K shall be equivalent to (35.2 x Design SO_2 Removal Efficiency/96%) for Units to comply with SO_2 emission norm of 100/200 mg/Nm^3 or (26.8 x Design SO_2 Removal Efficiency/73%) for Units to comply with SO_2 emission norm of 600 mg/Nm^3:

Provided further that, the limestone purity shall not be less than 85%;

(b) For Lime Spray Dryer or Semi-dry Flue Gas Desulphurisation (FGD) system: The specific lime consumption shall be worked out based on minimum purity of lime (LP) as at 90% or more by applying formula [6 x 90 / LP] g/kWh;

(c) For Dry Sorbent Injection System (using sodium bicarbonate): The specific consumption of sodium bicarbonate shall be 12 g/kWh at 100% purity;

(d) For CFBC Technology (furnace injection) based generating station: The specific limestone consumption for CFBC based generating station (furnace injection) shall be computed with the following formula:

[62.9 x S x SHR /CVPF] x [85/ LP]

Where,

S = Sulphur content in percentage,

LP = Limestone Purity in percentage,

SHR = Normative Gross Station Heat Rate, in kcal per kWh,

CVPF = Weighted average gross calorific value of coal as received, in kcal per kg for coal based thermal generating stations as per Regulation 44.6;

(e) For Sea Water based Flue Gas Desulphurisation (FGD) system: The reagent used in sea water based Flue Gas Desulphurisation (FGD) system shall be NIL.

(2) The normative consumption of specific reagent for various technologies for reduction of emission of oxide of nitrogen shall be as below:

(a) For Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR) System: The specific urea consumption of SNCR system shall be 1.2 g/kWh at 100% purity of urea;

(b) For Selective Catalytic Reduction (SCR) System: The specific ammonia consumption of SCR system shall be 0.6 g/kWh at 100% purity of ammonia.

43. NORMS OF OPERATION FOR HYDRO GENERATING STATION

43.1. For the purpose of tariff determination, the gross generation shall be considered equal to approved Design Energy for the plant.

43.2. For the purpose of tariff determination, a further allowance may be made by the Commission in respect of gross generation as compared to design energy under special circumstances, e.g., abnormal silt problem or other operating conditions, and known

plant limitations.

43.3. In case of a new hydro-electric project the developer shall have the option of approaching the Commission in advance for fixation of NAPAF based on the principles specified in the CERC (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2024.

43.4. Auxiliary Energy Consumption (AUX)

Type of Station	Installed Capacity above 200 MW	Installed Capacity up to 200 MW
Surface		
Rotating Excitation	0.7%	0.7%
Static	1.0%	1.2%
Underground		
Rotating Excitation	0.9%	0.9%
Static	1.2%	1.3%

44. COMPUTATION AND PAYMENT OF CAPACITY CHARGE AND ENERGY CHARGE FOR THERMAL GENERATING STATIONS

44.1. The fixed cost of a thermal generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and recovered on monthly basis under capacity charge. The total capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share/ allocation in the capacity of the generating station.

44.2. The capacity charge payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

CC1 = (AFC/12) x (PAF1 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC/12)

CC2 = {(AFC/6) x (PAF2 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC/6)} – CC_1

CC3 = {(AFC/4) x (PAF3 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC/4)} – (CC1 + CC2)

CC4 = {(AFC/3) x (PAF4 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC/3)} – (CC1+ CC2+ CC3)

CC5 = {(AFC x 5/12) x (PAF5 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 5/12)} – (CC1+ CC2+ CC3+ CC4)

CC6 = {(AFC/2) x (PAF6 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC/2)} – (CC1+ CC2+ CC3+ CC4+ CC5)

CC7 = {(AFC x 7/12) x (PAF7 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 7/12)} –

(CC1+ CC2+ CC3+ CC4+ CC5+ CC6)

CC8 = {(AFC x 2/3) x (PAF8 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 2/3)} – (CC1+ CC2+ CC3+ CC4+ CC5+ CC6+ CC7)

CC9 = {(AFC x 3/4) x (PAF9 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 3/4)} – (CC1+ CC2+ CC3+ CC4+ CC5+ CC6+ CC7+ CC8)

CC10 = {(AFC x 5/6) x (PAF10 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 5/6)} – (CC1+ CC2+ CC3+ CC4+ CC5+ CC6+ CC7+ CC8+ CC9)

CC11 = {(AFC x 11/12) x (PAF11 / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC x 11/12)} – (CC1+ CC2+ CC3+ CC4+ CC5+ CC6+ CC7+ CC8+ CC9+ CC10)

CC12 = {(AFC) x (PAFY / NAPAF) subject to a ceiling of (AFC)} – (CC1+ CC2+ CC3+ CC4+ CC5+ CC6+ CC7+ CC8+ CC9+ CC10+ CC11)]:

Provided that, in case of generating station or unit thereof as the case may be, under shutdown due to Renovation and Modernisation, the generating company shall be allowed to recover part of AFC, which shall include O&M expenses and interest on loan only.

Where,

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

NAPAF = Normative annual plant availability factor in percentage,

PAF_M = Plant availability factor achieved up to the end of mth month, in percent,

PAFY = Plant availability factor achieved during the year, in percent,

CC_1, CC_2, CC_3, CC_4, CC_5, CC_6, CC_7, CC_8, CC_9, CC_{10}, CC_{11} and CC_{12} are the capacity charges of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th month, respectively.

44.3. The PAFM and PAFY shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{PAFM or PAFY} = 10000 \times \sum_{i=1}^{N} DC_i / \{ N \times IC \times (100 - AUXn - AUXen) \} \%$$

Where,

AUXn = Normative auxiliary energy consumption as percentage of gross generation,

AUXen =Normative auxiliary energy consumption for emission control system as a percentage of gross energy generation, wherever applicable,

DC_i = Average declared capacity (in ex-bus MW), subject to clause below, for the ith day of the period, i.e., the month or the year as the case may be, as certified by the SLDC after the day is over,

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station,

N = Number of days during the period, i.e., the month or the year as the case may be.

Note:

DCi and IC shall exclude the capacity of generating units not declared under commercial operation. In case of a change in IC during the concerned period, its average value shall be taken.

44.4. In case of fuel shortage in a thermal generating station, the generating company supplying total power to distribution licensee of the State, may propose to deliver a higher MW during peak-load hours by saving fuel during off-peak hours:

Provided that the SLDC may then specify a pragmatic day-ahead schedule for the generating station to optimally utilize its MW and energy capability, in consultation with the beneficiaries:

Provided further that DC_i in such an event shall be taken to be equal to the maximum peak-hour ex- power plant MW schedule specified by the SLDC for that day.

44.5. Generating station or Unit thereof shall be paid an additional charge at a flat rate of 75 paise/kWh for ex-bus scheduled energy corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) as specified in Regulation 42.2.

44.6. The energy charge shall cover the fuel cost (primary fuel as well as secondary fuel), and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the energy charge rate of the month. Total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

(Energy charge rate in Rs./kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh.}
Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined up to three decimal places in accordance with the following formulae for coal-based stations:

$$ECR = [\{(GHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / CVPF\} + (SFC \times LPSF_i)] \times 100 / (100 - AUX)$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

CVPF

(a) Gross calorific value of primary fuel as received at generating station, in kcal per kg, per litre or per standard cubic meter, as applicable after prudence check:

Provided that, where arrangements for taking samples on 'as received' basis is not in place, GCV of coal as received may be computed from GCV of coal 'as billed'.

Adjustment for total moisture shall be computed as per the following formula:

$$\frac{GCV \times (1-TM)}{(1-IM)}$$

Where, GCV = Gross calorific value of coal,

TM = Total Moisture,

IM = Inherent Moisture;

(b) Weighted average gross calorific value of coal as received, in kcal per kg for coal-based stations less 85 kcal/kg on account of variation during storage at generating station:

(c) In case of blending of fuel received through different sources, the weighted average gross calorific value of primary fuel shall be arrived in proportion to blending ratio;

CVSF = Calorific value of secondary fuel, in kcal per ml,

ECR = Energy Charge Rate, in Rupees per kWh sent out,

GHR = Normative Gross Station Heat Rate, in kcal per kWh,

LPPF = Weighted average landed price of primary fuel, in Rupees per kg, per litre or per standard cubic meter, as applicable, during the month:

Provided that, in case of blending of fuel from different sources, the weighted average, landed cost of the primary fuel shall be arrived by considering the blending ratio,

SFC= Normative Specific Fuel Oil Consumption, in ml per kWh,

$LPSF_i$= Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs./ml considered initially.

44.7. Secondary fuel cost though part of variable cost, shall not be part of Variable Cost Adjustment (VCA) formula:

Provided that the impact on account of secondary fuel oil cost shall be addressed at the time of true up.

44.8. The landed cost incurred by the generating company on secondary fuel oil shall be taken based on actual weighted average price of the three preceding months and in the absence of landed costs for the three preceding months, latest procurement price for the generating station, before the start of the year.

44.9. The generating company, with prior approval of the Commission, shall be permitted to have flexibility in utilization of domestic coal and other resources for reducing the cost of power generation, in accordance with the methodology prescribed by the Ministry

of Power, Government of India, for use of transferred coal for efficient utilisation of domestic coal.

44.10. The landed cost of fuel for the month shall include price of fuel or input price, washery charges wherever applicable corresponding to the grade and quality of fuel, inclusive of royalty, taxes and duties as applicable, transportation cost by conveyer / rail / road or any other means, and in case of coal, shall be arrived at after considering normative transit and handling losses as specified in Regulation 42.6:

Provided that, in case of primary fuel procured through transparent competitive bidding process, the lowest rate discovered through such bidding shall be considered as the landed cost of fuel, after adjustment on account of quantity and quality:

Provided further that, in case of coal-fired thermal generating station, the Gross Calorific Value of primary fuel shall be considered on the basis of certificate/test report issued by reputed third-party agency after prudence check:

Provided also that, the expenses towards the third-party testing shall be reimbursed by the beneficiaries.

44.11. The monthly variation in fuel and other expenses shall be recoverable as per the mechanism detailed in Regulation 92 of these Regulations.

44.12. The supplementary energy charge on account of emission control system shall cover the differential energy charges due to auxiliary energy consumption and cost of reagent consumption, and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the supplementary energy charge rate of the month:

Provided that, such supplementary energy charge on account of emission control system shall be passed through to the beneficiaries subject to compliance of emission norms by the generating company, as evidenced by correspondence with the Chhattisgarh Environment Conservation Board.

44.13. Total supplementary energy charge payable to the generating company shall be:

Supplementary Energy Charges = (Supplementary energy charge rate in Rs./kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh}

Supplementary ECR for coal and lignite based thermal generating stations:

Supplementary ECR = $(\Delta ECR) + [(SRC \times LPR / 10)/(100-(AUX_n + AUX_{en}))]$ Where,

(ΔECR) = Difference between ECR with revised auxiliary energy consumption with emission control system equivalent to $(AUX_n + AUX_{en})$ and ECR with normative

auxiliary energy consumption as specified in these Regulations,

SRC = Specific reagent consumption on account of revised emission standards (in g/kWh),

LPR = Weighted average landed price of reagent for emission control system (in Rs./kg).

45. COMPUTATION AND PAYMENT OF CAPACITY CHARGE AND ENERGY CHARGE FOR HYDRO GENERATING STATIONS

The tariff for supply of electricity from a hydro generating station shall comprise composite capacity charge and energy charge to be derived in the manner as specified in CERC (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2024:

Provided that the tariff for State-owned hydro plant shall be single-part tariff:

Provided further that the hydro generating stations shall be treated as 'must run' power station.

46. SHARING OF CDM BENEFITS

The proceeds of carbon credit from approved emission reduction projects under Clean Development Mechanism (CDM) shall be shared in the following manner, namely-

(a) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station or the transmission system;

(b) For the second year, the share of the beneficiaries shall be 10%, which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, whereafter the proceeds shall be shared in equal proportion by the generating company or the transmission system, as the case may be, and the beneficiaries.

47. DEVIATION CHARGES

Variation between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and variations between actual net drawal and scheduled net drawal for the beneficiaries shall be treated as their respective deviations and charges for such deviations shall be settled in accordance with CSERC (Intra state Availability Based Tariff and Deviation Settlement Mechanism) Regulations, 2016:

Provided that, in absence of any provision in these Regulations, the Commission shall adopt norms notified under CERC (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2014, as amended from time to time, for such period as decided by the Commission:

Provided further that, sharing of gains and losses on account of deviation charges applicable to generating company supplying power to State-owned distribution licensee shall be permitted at the time of True-up as per Regulation 13 of these Regulations:

Provided also that, actual net deviation of every generating station and beneficiary shall be metered at its periphery through special energy meters (SEMs) installed by the transmission licensee / STU/ distribution licensee, and computed in MWh for each 15-minute time block by SLDC.

Chapter 5

DETERMINATION OF INPUT PRICE OF COAL AND LIGNITE FROM INTEGRATED MINE

48. Input Price of coal and lignite for energy charge

48.1. Where the generating company has the arrangement for supply of coal or lignite from the integrated mine(s) allocated to it, for use in one or more of its generating stations as end use, partially or fully, the energy charge component of tariff of the generating station shall be determined based on the input price of coal or lignite, as the case may be, from such integrated mines determined in accordance with these Regulations.

48.2. The generating company shall, after the date of commercial operation of the integrated mine(s), till the input price of coal is determined by the Commission under these Regulations, adopt the notified price of Coal India Limited commensurate with the grade of the coal from the integrated mine(s) or the estimated price available in the investment approval, whichever is lower, as the input price of coal for the generating station:

Provided that, the difference between the input price of coal determined under these Regulations and the input price of coal so adopted prior to such determination, for the quantity of coal billed, shall be adjusted in accordance with Regulation 48.4.

48.3. The generating company shall, after the date of commercial operation of the integrated mine(s), till the input price of lignite is determined by the Commission under these Regulations, fix the input price of lignite for the generating station at the last available pooled lignite price as determined by the Commission for transfer price of lignite or the estimated price available in the investment approval, whichever is lower:

Provided that, the difference between the input price of lignite determined under these Regulations and the input price of lignite so fixed prior to such determination, for the quantity of lignite billed, shall be adjusted in accordance with Regulation 48.4.

48.4. In case of excess or short recovery of input price under Regulation 48.2 of this Regulation, the generating company shall refund the excess amount or recover the shortfall amount, as the case may be, with simple interest at the rate equal to the rate allowed for computation of Interest on Working Capital Loan for the said year in instalments as may be decided by the Commission:

Provided that, such interest shall be payable till the date of issuance of the Order and no interest shall be allowed or levied during the period of instalments:

Provided further that, in case there is a delay in filing the Petition for determination of input price as per the timelines specified under Regulation 5.10 of these Regulations, carrying cost may be disallowed corresponding to the period of delay.

49. Supply of Coal or Lignite prior to the Date of Commercial Operation of Integrated Mine

The input price for supply of coal or lignite from the integrated mine(s) prior to the date of commercial operation shall be the estimated price available in the investment approval, or the notified price of Coal India Limited for the corresponding grade of coal supplied to the power sector, whichever is lower:

Provided that, any revenue earned from supply of coal or lignite prior to the date of commercial operation of the integrated mine(s) shall be applied in adjusting the capital cost of the said integrated mine(s).

50. The input price of coal from the integrated mine(s) of the generating station(s) for the Control Period from FY 2026-27 to FY 2029-30 shall be trued up yearly for:

a) the capital expenditure including additional capital expenditure incurred as allowed by the Commission;
b) the capital expenditure including additional capital expenditure incurred on account of Force Majeure and Change in Law;
c) the capital expenditure including additional capital expenditure incurred to mitigate threat to life and property;
c) The O&M expenses in accordance with applicable provisions of these Regulations:

Provided that after truing up, if the input price already recovered exceeds or falls short of the input price approved by the Commission under these Regulations, the excess or the shortfall amount shall be refunded or recovered, as the case may be, by the generating company along with simple interest at the rate equal to the rate as allowed for computation of Interest on Working Capital for the said year, in instalments as may be decided by the Commission:

Provided further that, the generating company shall refund such excess amount or recover the shortfall amount from the beneficiaries based on scheduled energy.

51. Input Price of coal or lignite

51.1. Input price of coal or lignite from the integrated mine(s) shall be determined based on the following components:

I) Run of Mine (ROM) Cost; and

II) Additional charges:

a. crushing charges;

b. transportation charge within the mine up to the washery end or coal handling plant associated with the integrated mine, as the case may be;

c. handling charges at mine end;

d. washing charges; and

e. transportation charges beyond the washery end or coal handling plant, as the case may be, and up to the loading point:

Provided that, in cases where the transportation is in two stages, i.e., from mine to the storage yard and from the storage yard to the plant, the transportation charge shall be cumulative for both stages:

Provided further that, one or more components of additional charges may be applicable in case of the integrated mine(s), based on the scope and nature of the mining activities:

Provided also that, the input price of lignite shall be computed based on Run of Mine (ROM) Cost based on the technology such as bucket excavator-conveyor or belt-spreader or its combination and handling charges, if any.

51.2. Statutory Charges, as applicable, shall be allowed at actuals, subject to prudence check.

52. Run of Mine (ROM) Cost

52.1. Run of Mine Cost of coal in case of integrated mine(s) allocated through auction route under Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015 shall be worked out as under:

ROM Cost = (Quoted Price of coal) + (Fixed Reserve Price)

Where,

(i) Quoted Price of coal is the Final Price Offer of coal in respect of the concerned coal block or mine, along with subsequent escalation, if any, as provided in the Coal Mine Development and Production Agreement:

Provided that, additional premium, if any, quoted by the generating company during auction shall not be considered in the Run of Mine Cost;

(ii) Fixed Reserve Price is the fixed reserve price per tonne along with subsequent escalation, if any, as provided in the Coal Mine Development and Production Agreement: and

(iii) Capital cost under Regulation 54 and additional capital expenditure under Regulation 55 shall not be admissible for the purpose of ROM cost in respect of integrated mine(s) allocated through the auction route.

52.2. Run of Mine Cost of coal in case of integrated mine allocated through allotment route under Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015 shall be worked out as under:

ROM Cost = [(Annual Extraction Cost / ATQ or actual production, whichever is higher) + Mining Charge] + (Fixed Reserve Price);
Where,

(i) Annual Extraction Cost is the cost of extraction of coal as computed in accordance with Regulation 56 of these Regulations;

(ii) Mining Charge is the charge per tonne of coal paid by the generating company to the Mine Developer and Operator engaged by the generating company for mining, wherever applicable; and

(iii) Fixed Reserve Price is the fixed reserve price per tonne along with subsequent escalation, if any, as provided in the Coal Mine Development and Production Agreement.

52.3. Run of Mine Cost of lignite in case of integrated mine for lignite shall be worked out as under:

ROM Cost = [(Annual Extraction Cost / ATQ or actual production, whichever is higher) + Mining Charge];
Where,

(i) Annual Extraction Cost is the cost of extraction of lignite as computed in accordance with Regulation 56 of these Regulations;

(ii) Mining Charge is the charge per tonne of lignite paid by the generating company to the Mine Developer and Operator engaged by the generating company for mining, wherever applicable.

52.4. The generating company shall adhere to the Mining Plan for extraction of coal or lignite on an annual basis and shall submit a certificate to that effect from the Coal Controller or the competent authority:

Provided that, deviations from the Mining Plan shall be considered only if such deviations have been approved by the Coal Controller or the revised Mining Plan has been approved by the competent authority.

52.5. Run of Mine Cost of coal and lignite shall be worked out in terms of Rupees per tonne.

53. Additional Charges

53.1. Where crushing or transportation or handling or washing are undertaken by the generating company without engaging Mine Developer and Operator or an agency other than Mine Developer and Operator, additional charges shall be worked out as under:

(i) Crushing Charges = Annual Crushing Cost/Quantity;

(ii) Transportation Charges= Annual Transportation Cost/Quantity:

Provided that, separate transportation charges, as applicable, shall be considered from mine up to washery end or coal handling plant associated with the integrated mine(s) and beyond washery end or coal handling plant associated with the integrated mine(s) and up to the loading point, as the case may be:
Provided further that, in cases where the transportation is in two stages, i.e., from mine to the storage yard and from the storage yard to the plant, the transportation charge shall be cumulative for both stages:
Provided also that, in such cases, the transportation cost per tonne would be computed for the two stages separately and then the cumulative impact shall be considered.

(iii) Handling charges = Annual Handling Cost/Quantity; and
(iv) Washing Charges = Annual Washing Cost/Quantity:
Provided that the generating company shall submit justification for the cost incurred in washing of coal in terms of cost-benefit analysis, improvement in calorific value actually achieved.

Where,

(a) Annual Crushing Cost, Annual Transportation Cost, Annual Handling Cost and Annual Washing Cost shall be worked out on the basis of the following components, for which the generating company shall submit the capital cost separately:
  i) Depreciation;
  ii) Interest on Working Capital;
  iii) Interest on Loan;
  iv) Return on Equity;
  v) O&M Expenses, excluding mining charge;
    a. HR Expenses
    b. M&G Expenses;
  vi) Statutory charges, if applicable.

(b) Quantity shall be the quantity of coal or lignite in tonne crushed or transported or handled or washed, as the case may be, during the year duly certified by the Auditor/ Chartered Accountant/Cost Accountant.

53.2. Where crushing, transportation, handling or washing are within the scope of the Mine Developer and Operator engaged by the generating company, no additional charges shall be admitted, as the same shall be recovered through Mining Charge of the Mine

Developer and Operator.

53.3. Where crushing, transportation, handling or washing are undertaken by the generating company by engaging an agency other than Mine Developer and Operator, the annual charges of such agencies shall be considered as part of the O&M Expenses, provided that the charges have been discovered through a transparent competitive bidding process.

53.4. Where crushing charges, transportation charges, handling charges, and washing charges have been mutually agreed without resorting to competitive bidding process, the same shall be admitted by the Commission after prudence check, considering charges of Coal India Limited or similarly placed coal mines or any other reference charges.

53.5. The crushing charges, transportation charges, handling charges, and washing charges shall be worked out in terms of Rupees per tonne.

54. Capital Cost

54.1. The capital expenditure incurred, including IDC and IEDC, duly certified by the Chartered Accountant, for development of the integrated mine(s) up to the date of commercial operation, shall be admitted by the Commission after prudence check for arriving at the capital cost.

54.2. Capital expenditure incurred on infrastructure for crushing, transportation, handling, washing and other mining activities required for mining operations shall be arrived at separately in accordance with these Regulations:

Provided that, where crushing, transportation, handling or washing are undertaken by the generating company, the expenditure incurred on infrastructure of these components shall be capitalized:

Provided further that, where mine development and operation, with or without any component of crushing, transportation, handling or washing are undertaken by the generating company by engaging Mine Developer and Operator or an agency other than Mine Developer and Operator, the capital expenditure incurred by Mine Developer and Operator or such agency shall not be capitalised by the generating company and shall not be considered for the determination of input price.

54.3. The capital expenditure shall be determined by considering, but not limited to, the Mining Plan, detailed project report, mine closure plan, cost audit report and such other details as deemed fit by the Commission.

54.4. In case of integrated mine(s), which have declared the date of commercial operation prior to 1.4.2026, the capital expenditure allowed by the Commission for the period ending 31.3.2026 as per provisions of the CSERC MYT Regulations, 2021, shall form

the basis for computation of input price.

55. Additional Capital Expenditure

55.1. The capital expenditure, in respect of the integrated mine(s), incurred or projected to be incurred after the date of commercial operation and up to the date of achieving the Peak Rated Capacity may be admitted by the Commission, subject to prudence check and shall be capitalized in the respective year of the Control Period as additional capital expenditure corresponding to the Annual Target Quantity of the year as specified in the Mining Plan or actual extraction in that year, whichever is higher, on following counts:

(a) expenditure incurred on activities as per the Mining Plan;
(b) expenditure for works deferred for execution and un-discharged liabilities recognized for works executed prior to date of commercial operation;
(c) expenditure for works required to be carried out for complying with directions or orders of any statutory authorities;
(d) liabilities arising out of compliance of order or decree of any court of law or award of arbitration;
(e) expenditure for procurement and development of land as per the Mining Plan;
(f) expenditure for procurement of additional heavy earth moving machineries for replacement, on completion of their Useful Life; and
(g) liabilities due to Change in Law or Force Majeure events:

Provided that, in case of replacement of any assets, the additional capitalization shall be worked out after adjusting the gross fixed assets and cumulative depreciation of the assets replaced on account of de-capitalization:

Provided further that, the generating company shall prepare guidelines for procurement and replacement of heavy mining equipment such as Heavy Earth Moving Machineries and share the same with the beneficiary/ies and submit it to the Commission along with its Petition.

55.2. The expenditure, in respect of the integrated mine(s), incurred or projected to be incurred after the date of achieving the Peak Rated Capacity may be admitted by the Commission subject to prudence check, and shall be capitalized as Additional Capital Expenditure, corresponding to the Annual Target Quantity of the respective years as specified in the Mining Plan, on following counts:

(a) expenditure incurred on activities, if any, as per Mining Plan;
(b) expenditure for works required to be carried out for complying with directions or order of any statutory authority;
(c) liabilities arising out of compliance of order or decree of any court of law or award of arbitration;

(d) expenditure for procurement and development of land as per the Mining Plan; and

(e) liabilities due to Change in Law or Force Majeure events:

Provided that, in case of replacement of any assets, the additional capitalization shall be worked out after adjusting the gross fixed assets, cumulative depreciation and cumulative repayment of loan of the assets replaced on account of de-capitalization.

55.3. The expenditure on the following counts shall not be considered as additional capital expenditure for the purpose of these Regulations:

a) expenditure incurred but not capitalized as the assets have not been put in service (capital work in progress);

b) mine closure expenses;

c) expenditure on works not covered under Mining Plan, unless covered under sub-clause (g) of Regulation 55.1 or sub-clause (e) of Regulation 55.2 of these Regulations;

d) expenditure on replacement due to obsolescence of assets on account of completion of the useful life or due to obsolescence of technology, if the original cost of such assets have not been de-capitalised from the gross fixed assets.

55.4. The generating company undertaking any additional capitalization in integrated mine(s) on account of above counts, may, after intimating the beneficiary/ies, file Petition for in-principle approval for incurring such expenditure, along with underlying assumptions, estimates and justification for such expenditure.

56. Annual Extraction Cost

56.1. The Annual Extraction Cost of integrated mine(s)shall consist of the following components:

(1) Depreciation;

(2) Interest on Loan;

(3) Return on Equity;

(4) O&M Expenses, excluding mining charge;

  a. HR expenses

  b. M&G Expenses

(5) Interest on Working Capital;

(6) Mine closure expenses, if not included in mining charge; and

(7) Statutory charges, if applicable.

57. Capital Structure, Return on Equity and Interest on Loan

57.1. For integrated mine(s), debt-equity ratio as on the date of commercial operation and as on the date of achieving Peak Rated Capacity shall be considered in the manner as

specified under Regulation 17 of these Regulations.

57.2. For integrated mine(s), debt-equity ratio for additional capital expenditure admitted by the Commission under these Regulations shall be considered in the manner as specified under Regulation 57.1 of these Regulations.

57.3. Return on equity shall be computed in the manner specified in Regulation 24 of these Regulations at the base rate of 14%.

57.4. 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 Regulation 25 of these Regulations.

58. Depreciation

58.1. Depreciation in respect of integrated mine(s) shall be computed from the date of commercial operation by applying Straight Line Method.

58.2. 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) leasehold land shall be amortized over the lease period or remaining life of the integrated mine(s), whichever is lower.

58.3. The salvage value of an asset shall be considered as 5% of the capital cost of the asset:

Provided that the salvage value shall be:

i) zero for IT equipment and software;

ii) zero for intangible assets towards mining/surface rights, associated statutory payments and R&R works;

iii) zero or as agreed by the generating company with the State Government for land; and

iv) as notified by the Ministry of Corporate Affairs under the Companies Act, 2013 for specialized mining equipment.

58.4. Depreciation in respect of integrated mine(s) shall be arrived at annually by applying depreciation rates or on the basis of expected Useful Life specified in **Appendix III** of these Regulations:

Provided that, specialized mining equipment shall be depreciated as per the useful life and depreciation rate as notified by the Ministry of Corporate Affairs under the Companies Act, 2013.

59. Operation and Maintenance (O&M) Expenses

59.1. The normative O&M expenses in respect of integrated mine(s) of coal or lignite, shall be allowed based on the projected O&M Expenses for each year of the Control Period, subject to prudence check by the Commission:

Provided that, the O&M expenses allowed under this clause shall be trued up yearly based on actual expenses.

59.2. The normative O&M expenses for the Control Period ending on 31st March 2026 in respect of the integrated mine(s) of coal or lignite commissioned on or before 31st March 2026, shall be allowed based on the O&M expenses allowed by the Commission for FY 2025-26 and escalated at the rate of 5.25% per annum.

59.3. Where the development and operation of the integrated mine(s) is undertaken by the generating company by engaging Mine Developer and Operator, the Mining Charge of such Mine Developer and Operator shall not be included in O&M Expenses under Regulation 60.1:

Provided that, if any additional liability arises on the generating company due to any change in law, which is not a pass through for the mine developer, the same shall be passed through as additional O&M charges to the generating company.

59.4. Where an agency other than Mine Developer and Operator is engaged by the generating company, through a transparent competitive bidding process, for crushing or transportation or handling or washing or any combination thereof, the annual charges of such agency shall be considered as part of O&M Expenses under Regulation 59.1, subject to prudence check by the Commission.

60. Interest on Working Capital

60.1. The working capital of the integrated mine(s) of coal shall cover:

(i) Input cost of coal stock for 7 days of production corresponding to the Annual Target Quantity for the relevant year; plus

(ii) Consumption of stores and spares including explosives, lubricants and fuel @ 15% of O&M expenses, excluding mining charge of Mine Developer and Operator and annual charges of the agency other than Mine Developer and Operator, engaged by the generating company; plus

(iii) O&M expenses for 15 days, excluding mining charge of Mine Developer and Operator and annual charges of the agency other than Mine Developer and Operator, engaged by the generating company.

60.2. The working capital of the integrated mine(s) of lignite shall cover:

(i) Input cost of lignite stock for 7 days of production corresponding to the Annual Target Quantity for the relevant year; plus

(ii) Consumption of stores and spares including explosives, lubricants and fuel @ 20% of O&M expenses, excluding mining charge of Mine Developer and Operator and annual charges of the agency other than Mine Developer and Operator, engaged by the generating company; plus

(iii) O&M expenses for 15 days, excluding mining charge of Mine Developer and Operator and annual charges of the agency other than Mine Developer and Operator, engaged by the generating company.

60.3. The rate of interest for working capital shall be determined in accordance with Regulation 27.4 of these Regulations:

Provided that, truing up shall be done as per Regulation 27.4 of these Regulations.

61. Mine Closure Expenses

61.1. Where the mine closure is undertaken by the generating company, the amount deposited in the Escrow account as per the Mining Plan, after adjusting interest earned, if any, on the said deposits, shall be admitted as Mine Closure Expenses:

Provided that,

a) the amount deposited in the Escrow account as per the Mining Plan prior to the Date of Commercial Operation of the integrated mine(s) shall be indicated separately and shall be recovered over the useful life of the integrated mine(s) in the form of annuity linked to the borrowing rate;

b) the amount deposited in the Escrow account as per the Mining Plan or any expenditure incurred towards mine closure shall be excluded from the capital cost for computing input price;

c) where the expenditure incurred towards mine closure falls short of or is in excess of the reimbursement received from the Escrow account during the Control Period from FY 2026-27 to FY 2029-30, the shortfall or excess shall be carried forward to the subsequent years for adjustments.

61.2. The amount towards mine closure shall be deposited in the Escrow account as per the Mining Plan and shall be recovered as part of input price irrespective of the expenditure incurred towards mine closure during any of the years of the Control Period.

61.3. Where mine closure is within the scope of Mine Developer and Operator engaged by the generating company and mine closure expenses are part of the Mining Charge of Mine Developer and Operator, the mine closure expenses shall be met out of the Mining Charge and no mine closure expenses shall be admissible to the generating company separately:

Provided that,

a) the amount deposited in the Escrow account by the Mine Developer and Operator or by the generating company and any amount received from the Escrow account against expenditure incurred towards mine closure shall not be considered for computing input price; and

b) the difference between the borrowing cost arrived at by considering the weighted average rate of interest calculated on the basis of actual loan portfolio in accordance with the methodology specified in Regulation 23 of these Regulations, and the amount deposited in Escrow account and the interest received from Escrow account in a year, shall be adjusted in the input price of coal or lignite of the respective year, as part of mine closure expenses, on case-to-case basis.

61.4. Where the mine closure is within the scope of Mine Developer and Operator engaged by the generating company only for a part of useful life of the integrated mine(s), and the generating company undertakes the mine closure for the balance useful life, the treatment of mine closure during the period undertaken by the generating company shall be in accordance with Regulation 61.1 and mine closure during the period undertaken by the Mine Developer and Operator shall be in accordance with Regulation 61.3:

Provided that, the treatment of mine closure at the end of useful life of the integrated mine(s) shall be decided by the Commission on case-to-case basis.

61.5. The mine closure expenses worked out in accordance with this Regulation shall not applicable in case of the integrated mine(s) allocated through auction route under Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015.

62. Determination of Input Price

62.1. The input price of coal or lignite shall be determined as under:

Input Price = [ROM Cost + Additional charges]

62.2. The credit arising on account of adjustment due to shortfall in overburden removal, GCV Adjustment, and Non-tariff Income, if any, shall be dealt separately in the manner specified in these Regulations.

62.3. Statutory Charges, as applicable, shall be allowed, subject to prudence check.

63. Recovery of Input Charges

63.1. The input charges of coal or lignite shall be recovered as under:

Input Charges = [Input Price x Quantity of coal or lignite supplied] + Statutory charges, as applicable:

63.2. The generating company, in case of integrated mine(s) allocated through auction route under Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015, shall work out the comparative energy charge rate based on the input price of coal and notified price of Coal India Limited for the commensurate grade of coal for every month from the date of commercial operation of integrated mine(s) and share the same with beneficiary(ies).

Provided that,

a) If the energy charge rate based on the input price of coal or lignite exceeds 20% of the energy charge rate based on the notified price of Coal India Limited for the commensurate grade of coal in a month, prior consent of the beneficiary(ies) shall be required to be obtained by the generating company:

b) where such consents of beneficiaries are not available, the input price of coal from such integrated mine(s) shall be so fixed that the energy charge rate based on the input price of coal from integrated mine(s) does not exceed by more than 20% of the energy charge rate based on the notified price of Coal India Limited for the commensurate grade of coal in a month;

c) the energy charge rate based on the input price of coal does not lead to a higher energy charge rate throughout the tenure of the power purchase agreement than that, which would have been obtained as per terms and conditions of the existing power purchase agreement.

64. Adjustment on account of Shortfall of Overburden Removal (OB Adjustment)

64.1. The generating company shall remove overburden as specified in the Mining Plan.

64.2. In case of shortfall of overburden removal during a year, the generating company shall be allowed to adjust such shortfall against excess of overburden removal, if any, during the subsequent three years.

64.3. In case of excess of overburden removal during a year, the generating company shall be allowed to carry forward such excess for adjustment against the shortfall, if any, during the subsequent three years.

64.4. Where the shortfall of overburden removal of any year is not made good by the generating company in accordance with Regulation 64.2, the adjustment on account of shortfall of overburden removal (OB Adjustment) for that year shall be worked out as under:

OB Adjustment = [Factor of adjustment for shortfall of overburden removal during the year] x [Mining Charge during the year + O&M expenses during the year]

Where,

i) Factor of adjustment for shortfall of overburden removal during the year shall be computed as under:
(Actual quantity of coal or lignite extracted during the year x Annual Stripping Ratio as per Mining Plan) - (Actual quantity of overburden removed during the year/ Annual Stripping Ratio as per Mining Plan)]/ (Annual Target Quantity);

ii) Annual Stripping ratio is the ratio of volume of overburden to be removed for one unit of coal or lignite as specified in the Mining Plan;

iii) Mining Charge is the charge per tonne of coal or lignite paid by the generating company to the Mine Developer and Operator engaged by the generating company for mining, wherever applicable;

iv) Mining Charge and O&M expenses shall be in terms of Rupees per tonne corresponding to the Annual Target Quantity.

64.5. The provisions of this Regulation regarding adjustment on account of shortfall of overburden removal shall not be applicable in case of the integrated mine(s) allocated through auction route under Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015.

65. Adjustment on account of shortfall in GCV (GCV Adjustment) for mines allocated through auction route under Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015

65.1. In case the weighted average GCV of coal extracted from the integrated mine(s) in a

year is higher than the declared GCV of coal for such mine(s), no GCV adjustment shall be allowed.

65.2. In case the weighted average GCV of coal extracted from the integrated mine(s) in a year is lower than the declared GCV of coal of such mine(s), the GCV adjustment in that year shall be worked out as under:

GCV Adjustment = (Quoted Price of coal + Fixed Reserve Price) X [(Declared GCV of coal – Weighted Average GCV of coal extracted in the year)/(Declared GCV of coal)]

Where,

i) Annual Extraction Cost is the cost of extraction of coal as computed in accordance with Regulation 56 of these Regulations;

ii) Mining Charge is the charge per tonne of coal paid by the generating company to the Mine Developer and Operator engaged by the generating company for mining, wherever applicable; and

iii) Declared GCV of coal shall be the average GCV as per the Mining Plan or as approved by the Coal Controller or by the authority designated by the Government.

66. Adjustment on account of Non-Tariff Income (NTI Adjustment)

66.1. Adjustment on account of Non-Tariff Income (NTI Adjustment) for any year, such as income from sale of washery rejects in case of integrated mine of coal and profit, if any, from supply of coal to the Coal India Limited or merchant sale of coal as allowed under the Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015, shall be worked out as under:

NTI Adjustment = (All Non-tariff income earned during the year)/(Actual quantity of coal or lignite extracted during the year)

66.2. The adjustment on account of Non-Tariff Income worked out in accordance with this Regulation shall not be applicable in case of the integrated mine(s) allocated through auction route under Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015.

67. Credit Adjustment Note

(1) The credit arising on account of OB Adjustment, GCV Adjustment and NTI Adjustment shall be dealt through Credit Adjustment Note for any year.

(2) The Credit Adjustment Note shall be issued in favour of the specified end use generating stations on account of OB Adjustment, GCV Adjustment or NTI Adjustment, as the case may be, for that year as under:

(i) OB Adjustment for the year x Quantity of coal or lignite supplied in that year;

(ii) GCV Adjustment for the year x Quantity of coal or lignite supplied in that year; and

(iii) NTI Adjustment in the year x Quantity of coal or lignite supplied in that year.

(3) The amount in Credit Adjustment Note shall be adjusted against the charges of coal or lignite supplied after the date of issue of Credit Adjustment Note.

(4) The integrated mine(s) shall prepare an annual reconciliation statement of such adjustment and furnish the same to all the end use plants and also publish the same on its website.

68. Quality Measurement

The quality of coal or lignite supplied from the integrated mine(s) shall be measured at the loading point or receiving plant end if so agreed by the generating company and Mine Developer and Operator, through third party sampling as per the guidelines and procedure specified by the Ministry of Coal Government of India and records of such measurement of quality of coal shall be made available to the beneficiaries on demand.

69. Special Provision

Provisions of Chapters 3 and 4 of these Regulations shall not be applicable in case of integrated mine(s), except to the extent specifically provided for or referred to in this Chapter 5:

Provided that, the financial parameters required for determination of input price of coal or lignite from integrated mine(s), if not specifically provided for or referred to in this Chapter, shall be considered as per provisions of these Regulations as applicable to the coal or lignite based generating stations.

Chapter 6

TRANSMISSION

70. COMPONENTS OF TARIFF

70.1. The **Annual Transmission Charges for each year of the Control Period** shall provide for the recovery of the Aggregate Revenue Requirement of the transmission licensee / STU for the respective financial year of the Control Period, reduced by the amount of Non-Tariff Income and income from other business, as approved by the Commission.

70.2. 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.

71. CAPITAL INVESTMENT PLAN

71.1. The transmission licensee shall submit a capital investment plan in the manner specified in Chapter 2 of these Regulations.

71.2. All new Intra-State transmission system costing above a threshold limit of Rs. 500 Crore and meeting other conditions as laid out below shall be developed through Tariff Based Competitive Bidding (TBCB) and the Transmission Tariff shall be adopted by the Commission under Section 63 of the Electricity Act 2003 after prudence check, in accordance with the relevant Guidelines (and its amendments) issued by the Ministry of Power, Government of India:

Provided that the entire Intra-State independent transmission system including any upstream/downstream project shall be designed as single project for inviting bids for development of project through Tariff Based Competitive Bidding.

71.3. In case the 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 being of strategic importance or critical nature or Project may lead to ownership or interface issues, STU shall obtain prior approval of the Commission for the same.

72. COMPUTATION OF ANNUAL CHARGES FOR INTRA-STATE TRANSMISSION NETWORK

72.1. The Aggregate Revenue Requirement of transmission licensee shall comprise the following components, viz.

(1) Return on Equity (ROE);
(2) Interest and finance charges;
(3) Depreciation;
(4) Operation and Maintenance (O&M) expenses;
    a. HR expenses
        (i) Employee expenses;
        (ii) Impact of Pay revision;
        (iii) Manpower deployed on outsourcing basis;
    b. Maintenance & General expenses;
(5) Pension & Gratuity Trust Fund contribution;
(6) Interest on working capital;

Less:

(1) Non-Tariff Income;

(2) Income from other business, to the extent specified in Regulation 73 of these Regulations.

NOTE:

1. The Statutory taxes, cess and Duties shall be recoverable on reimbursement basis, as per actual.
2. The charges for auxiliary energy consumption in the sub-station shall be borne by the transmission licensee/ STU and shall be recoverable on reimbursement basis, as per actual.
3. Pension & Gratuity Trust Fund contribution shall be recoverable in equal monthly instalments as may be determined by the Commission in the Tariff Order.
4. The Electricity (Timely Recovery of Costs due to Change in Law) Rules, 2021 notified by the Central Government as amended from time to time, shall be applicable to the transmission licensee:
   Provided that, in case of any event in change of law arising out of amendment or repeal of any law made after the determination of tariff under Section 62 or 63 of the Act, the transmission licensee, being the affected party shall be at liberty to approach the Commission for one time approval of formats and procedures for invoking recovery of the impacted amount (fixed / recurring amount) under the Electricity (Timely Recovery of Costs due to Change in Law) Rules, 2021 as may be amended from time to time:
   Provided further that, the subsequent recovery shall be in accordance to the Rules.

72.2. Return on Equity

The transmission licensee shall be allowed a ROE as specified in Regulation 24 of these Regulations.

72.3. Interest on Loan Capital

The transmission licensee shall be allowed interest and finance charges on loan capital as specified in Regulation 25 of these Regulations.

72.4. Depreciation

The transmission licensee shall be permitted to recover depreciation on the value of fixed assets as specified in Regulation 26 of these Regulations**.**

72.5. Operation And Maintenance (O&M) Expenses

i. Human Resource (HR) Expenses

(a) HR expenses shall include:

(i) employee costs;

(ii) impact of Pay revision;

(iii) manpower deployed on outsourcing basis;

(b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of HR expenses for the Control Period.

(c) The HR expenses includes employee cost, impact of pay revision arrears, all expenses towards manpower deployed on outsourcing basis, Pension & Gratuity Trust Fund contribution, and any other expense of non-recurring nature related to HR.

(d) The HR expenses for the base year, i.e., FY 2025-26, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual HR expenses excluding Pension & Gratuity Trust Fund contribution, impact of pay revision arrears, and any other expense of non-recurring nature, available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2025-26, subject to prudence check by the Commission.

(e) The normalization of HR expenses shall be done by applying last five-year average increase in Consumer Price Index Industrial Worker (CPI (IW)) on year-to-year basis.

(f) The average of normalized net present value for FY 2020-21 to FY 2024-25, shall then be used to project base year value for FY 2025-26. The projected base year value shall be escalated by the above inflation rate to estimate the HR expense (excluding impact of pension fund contribution and pay revision and any other expense of non-recurring nature, if any) for each year of the Control Period.

(g) At the time of true up, the HR expenses shall be considered at actual and shall not be subjected to gain/loss mechanism.

(h) During the true-up, actual cash outflow on impact of pay revision (including arrears) and Pension & Gratuity Trust Fund contribution shall be allowed as per accounts, subject to prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

(i) CPI (IW) (all India) shall be as per Labour Bureau, Government of India {Base Year: 2016=100}.

ii. Maintenance & General (M&G) Expenses

(a) Maintenance & General (M&G) expenses shall comprise:

(i) Administrative and General (A&G) expenses;

(ii) Repair and Maintenance (R&M) expenses

(b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for M&G expenses i.e., A&G expenses and R&M expenses for the Control Period.

(c) The A&G expenses (excluding expenses towards outsourcing manpower, if any) for the base year, i.e., FY 2025-26, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual A&G expenses (excluding expenses towards outsourcing manpower if any) available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2025-26, subject to prudence check by the Commission:

Provided that, any other expense of non-recurring nature shall be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(d) The normalization of A&G expenses shall be done by applying last five-year average increase/decrease in inflation to be considered on the basis of 40% weightage of WPI and 60% weightage of CPI on year-to-year basis.

(e) The average of normalized net present value for FY 2020-21 to FY 2024-25, shall then be used to project base year value for FY 2025-26.

(f) The projected base year value shall be escalated by the above inflation rate to estimate the A&G expenses for each year of the Control Period.

(g) R&M expenses for the first year of the Control Period shall be calculated as a percentage (as per the norm decided in the Tariff Order) of opening Gross Fixed Assets.

(h) For arriving at the R&M expenses for subsequent years of the Control Period, projected WPI rate shall be applied on the estimated R&M expenses of first year.

(i) Wholesale Price Index numbers of all commodities shall be as per Office of Economic Advisor, Ministry of Commerce & Industry, Government of India {Base Year: 2011-12 Series}

(j) Consumer Price Index for Industrial Workers (all India) shall be as per Labour Bureau, Government of India {Base Year: 2016=100}.

(k) At the time of true up, the A&G expenses and R&M expenses shall be considered after taking into account the actual inflation instead of projected inflation for that period.

iii. Any additional O&M expenses incurred due to additional capital investment or any change in law or any direction by any statutory authority shall be pass-through over and above the O&M expenses allowed in the Tariff Order, after prudence check by the

Commission.

72.6. Interest on working capital

The transmission licensee shall be allowed interest on the normative working capital requirement, as specified in Regulation 27 of these Regulations.

72.7. Non-Tariff Income

i. Any income being incidental to the business of the transmission licensee derived from sources, including but not limited to the disposal of assets, income from investments, rents, disposed value of scrap/assets after adjusting its depreciated value of scrap/asset, rental income for using assets which includes receipts against advertisements, interest on advances to suppliers/contractors and any other miscellaneous receipts shall constitute the Non-Tariff Income.

ii. The amount of Non-Tariff Income relating to the transmission business as approved by the Commission shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in determining annual transmission charges of the transmission licensee:

Provided that, the transmission licensee shall submit full details of his forecast of Non-Tariff Income to the Commission along with its application for determination of Aggregate Revenue Requirement:

Provided further that, the transmission licensee shall submit full details of actual component-wise Non-Tariff Income during each year of the Control Period to the Commission along with its true-up Petition.

73. INCOME FROM OTHER BUSINESS

Where the transmission licensee has engaged in any other business, the income earned by using the assets of the transmission licensee shall be shared between licensee and the beneficiary in the following manner:

a) Amount equal to two-third of the income from such other business shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement of the licensee in determining the transmission charges;

b) Amount equal to one-third of income from such other business shall be retained by the licensee to meet the expenditure on Research & Development for improving efficiency.

74. SHARING OF CHARGES FOR INTRA-STATE TRANSMISSION NETWORK

The fixed cost of the transmission system shall be computed on annual basis, in accordance with norms contained in these Regulations, aggregated as appropriate, and recovered on

monthly basis as transmission charge from the beneficiaries as per the methodology specified in the applicable Open Access Regulations.

75. TRANSMISSION SYSTEM LOSS

75.1. The energy loss in transmission system of the transmission licensee, as determined by the State Load Dispatch Centre and approved by the Commission, shall be borne by the Transmission System Users in proportion to their use of the intra-State Transmission System:

Provided that the quantum of the energy consumed by the auxiliary system of a transmission sub-station and station transformer losses within the sub-station shall not be considered as transmission loss.

75.2. Transmission loss levels shall be calculated as the difference between the sum of net energy injected into the transmission system from CTU and all other energy injected into the transmission system (X) at different interface points and the sum of energy transmitted to distribution licensee(s) at 33 kV outgoing feeder of all EHV sub-stations, and retail and/or open access consumer(s) connected with transmission system (Y).

75.3. Transmission losses shall be expressed as a percentage of the total energy injected into the transmission system, in accordance with the following formula:

$$\text{Transmission loss (\%)} = \frac{(X - Y) \times 100}{X}$$

76. ENERGY LOSS FOR OPEN ACCESS CUSTOMER

For usage of transmission system by any open access customer(s), recovery of energy loss shall be allowed at the rate equivalent to transmission loss approved by the Commission for the respective Financial Year of the Control Period in the Tariff Order.

Chapter 7

DISTRIBUTION WHEELING BUSINESS

77. APPLICABILITY

The Regulations contained in this Chapter shall apply to the determination of tariff payable for usage of distribution wires of a distribution licensee.

78. COMPONENTS OF AGGREGATE REVENUE REQUIREMENT FOR DISTRIBUTION WHEELING BUSINESS

The wheeling charges for distribution wheeling business of the distribution licensee shall provide for the recovery of the ARR, as provided in Regulation 84 of these Regulations, and shall comprise the following:

(1) Return on Equity (ROE);
(2) Interest and finance charges;
(3) Depreciation;
(4) O&M expenses
  (a) HR expenses
    (i) Employee expenses;
    (ii) Impact of Pay revision;
    (iii) Manpower deployed on outsourcing basis;
  (b) Maintenance & General expenses;
(5) Pension & Gratuity Trust Fund contribution
(6) Interest on working capital;

Less:

(1) Non-Tariff Income;

(2) Income from Other Business, to the extent specified in Regulation[B6] 83 of these Regulations.

NOTE:

1. The Statutory Taxes, cess and Duties shall be recoverable on reimbursement basis, as per actual.

2. The charges for auxiliary energy consumption in the licensee's sub-station shall be considered as expenses for the purpose of computation of ARR.

3. Pension & Gratuity Trust Fund contribution shall be recoverable in equal monthly instalments as may be determined by the Commission in the Tariff Order:

Provided that, the wheeling charges of the distribution licensee shall be determined by the Commission on the basis of Petition for determination of tariff made by the distribution licensee in accordance with Chapter 2 of these Regulations:

Provided further that, the wheeling charges may be denominated in terms of Rupees/kWh, for the purpose of recovery from the distribution system user, or any such denomination, as stipulated by the Commission from time to time.

79. ALLOCATION MATRIX

79.1. The distribution licensee shall segregate its accounts into wheeling business and retail supply business.

79.2. The wheeling charges of the distribution licensee shall be determined by the Commission on the basis of segregated accounts of distribution wires business:

Provided that, where the distribution licensee is not able to submit separate accounts for distribution wheeling business and retail supply business, the Commission shall consider the following allocation matrix for allocating the expenses of the distribution licensee between the distribution wheeling business and retail supply business:

Particulars	**Distribution Wheeling Business** (%)	**Retail Supply Business (%)**
Power Purchase Expenses	-	100
Inter-State Transmission Charges	-	100
Intra-State Transmission Charges	-	100
O&M Expenses:		
HR expenses	65	35
M&G Expenses		
(i) R&M expenses	90	10
(ii) A&G expenses	90	10
Depreciation	90	10
Interest on Long-term Loan Capital	90	10
Interest on Working Capital	10	90
Contribution to Pension and Gratuity Fund	65	35
Provision for bad and doubtful debts	10	90
Return on Equity	90	10
Income Tax	90	10

80. CAPITAL INVESTMENT PLAN

The distribution licensee shall submit a capital investment plan in the manner specified in Chapter 2 of these Regulations.

81. CAPITAL COST

The capital cost shall be considered as provided in Chapter 3 of these Regulations.

82. CALCULATION OF AGGREGATE REVENUE REQUIREMENT

82.1. Return on Equity

The distribution licensee shall be allowed a ROE for distribution wheeling business, as specified in Regulation 24 of these Regulations.

82.2. Interest on Loan Capital

Interest on loan capital shall be computed in accordance with Regulation 25 of these Regulations.

82.3. Depreciation

Depreciation on the assets of distribution licensee shall be computed in the manner specified in Regulation 26 of these Regulations.

82.4. Operation And Maintenance (O&M) Expenses

i. Human Resource (HR) Expenses

(a) HR expenses shall comprise:
  (i) employee costs;
  (ii) impact of Pay revision;
  (iii) manpower deployed on outsourcing basis;

(b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of HR expenses for the Control Period.

(c) The HR expenses includes employee cost, impact of pay revision arrears, all expenses towards manpower deployed on outsourcing basis, pension fund contribution, and any other expense of non-recurring nature related to HR.

(d) The HR expenses for the base year, i.e., FY 2025-26, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual HR expenses excluding Pension & Gratuity Trust Fund contribution, impact of pay revision arrears, and any other expense of non-recurring nature, available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2025-26, subject to prudence check by the Commission.

(e) The normalization of HR expenses shall be done by applying last five-year average increase in Consumer Price Index Industrial Worker (CPI (IW)) on year-to-year basis.

(f) The average of normalized net present value for FY 2020-21 to FY 2024-25, shall then be used to project base year value for FY 2025-26.

(g) The projected base year value shall be escalated by the above inflation rate to estimate the HR expenses (excluding impact of pension fund contribution and pay revision and any other expense of non-recurring nature, if any) for each year of the Control Period.

(h) At the time of true up, the HR expenses shall be considered at actual and shall not be subjected to gain/loss mechanism.

(i) During the true-up, actual cash outflow on impact of pay revision (including arrears) and Pension & Gratuity Trust Fund contribution shall be allowed as per accounts, subject to prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

(j) CPI (IW) (all India) shall be as per Labour Bureau, Government of India {Base Year: 2016=100}.

ii. Maintenance and General (M&G) Expenses

(a) Maintenance and General (M&G) expenses shall comprise:

(i) Administrative and General (A&G) expenses;

(ii) Repair and Maintenance (R&M) expenses

(b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of M&G expenses viz., A&G expenses and R&M expenses for the Control Period.

(c) The A&G expenses (excluding expenses towards outsourcing manpower) (A&G) and R&M expenses (excluding expenses towards outsourcing manpower) (R&M) for the base year, i.e., FY 2025-26, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual A&G expenses (excluding expenses towards outsourcing manpower) and R&M expenses (excluding expenses towards outsourcing manpower), respectively, available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2025-26, subject to prudence check by the Commission:

Provided that, any other expense of non-recurring nature shall also be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(d) The normalization of R&M expenses shall be done by applying last five-year average increase/decrease in Wholesale Price Index (WPI) of all commodities on year-to-year basis.

(e) The average of normalized net present value for FY 2020-21 to FY 2024-25, shall then be used to project base year value for FY 2025-26.

(f) Normalization of A&G expenses shall be done by applying last five-year average increase/decrease in Inflation to be considered on the basis of 40% weightage of WPI and 60% weightage of CPI on year-to-year basis.

(g) The average of normalized net present value for FY 2020-21 to FY 2024-25, shall then be used to project base year value for FY 2025-26.

(h) The projected base year value shall be escalated by the above inflation rate to estimate the A&G expenses and R&M expenses for each year of the Control Period.

(i) Wholesale Price Index numbers of all commodities shall be as per Office of Economic Advisor, Ministry of Commerce & Industry, Government of India {Base Year: 2011-12 Series}.

(j) Consumer Price Index for Industrial Workers (all India) shall be as per Labour Bureau, Government of India {Base Year: 2016=100}.

(k) At the time of true up, the normative A&G expenses and R&M expenses shall be considered after taking into account the actual inflation instead of projected inflation for that period.

iii. Additional O&M expenses incurred due to additional capital investment or any change in law or any direction by any statutory authority shall be pass through over and above the O&M charges allowed in the Tariff Order, after prudence check by the Commission.

iv. Expenditure incurred under TOTEX model for Smart Meter installation shall be allowed separately under O&M expenses, subject to truing up based on actuals at the time of truing up:

Provided that any variation between approved and actual expenditure under TOTEX shall not be subject to sharing of efficiency gains and losses.

82.5. Interest on Working Capital

Interest on working capital shall be allowed in accordance with Regulation 27 of these Regulations.

82.6. Non-Tariff Income

i. Any income incidental to the business of the distribution licensee earned from other sources, including but not limited to the disposal of assets, income from investments, rents, disposed value of scrap/assets after adjusting its depreciated

value of scrap/asset, rental income for using assets, which includes receipts against advertisements, interest on advances to suppliers/contractors, open access charges, parallel operation charges penalties and any other miscellaneous receipts but other than income from sale of energy, shall constitute the Non-Tariff Income.

ii. The amount of Non-Tariff Income relating to the distribution wheeling business as approved by the Commission shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in determining the wheeling charges of distribution wires business of the distribution licensee:

Provided that, the distribution licensee shall submit full details of his forecast of Non-Tariff Income to the Commission along with its application for determination of Aggregate Revenue Requirement:

Provided further that, the distribution licensee shall submit full details of actual component-wise Non-Tariff Income during each year of the Control Period to the Commission along with its true-up Petition.

83. INCOME FROM OTHER BUSINESS

Where the distribution licensee has engaged in any other business (excluding trading of electricity), the income earned by using the assets of the distribution licensee shall be shared between licensee and beneficiary in following manner:

a) Amount equal to two-third of the income from such other business shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in determining the wheeling charges of distribution wires business of the distribution licensee.

b) Amount equal to one-third of income from such other business shall be retained by licensee to meet the expenditure on Research & Development for improving efficiency.

84. DETERMINATION OF WHEELING CHARGES

84.1. The Commission shall determine the wheeling charge for wheeling business of the distribution licensee in its Order passed under Section 62 of the Act.

84.2. Notwithstanding anything contained in these Regulations, the wheeling charges applicable to open access customers shall be computed and applied at relevant voltage level(s):

Provided that the wheeling charges payable by open access customers (other than the retail consumers getting electricity supply from the same distribution licensee), shall be governed as per applicable Open Access Regulations:

Provided further that, the charges paid by such open access customers shall be used to reduce the Aggregate Revenue Requirement of the retail supply business in accordance

with the Regulations in Chapter 8.

85. WHEELING LOSSES

The distribution wires business shall be allowed to recover, in kind, the approved target level of wheeling losses arising from the operation of the distribution system as stipulated in the respective Tariff Order.

Chapter 8

RETAIL SUPPLY BUSINESS

86. APPLICABILITY

The Regulations in this Chapter shall apply to determination of tariff for retail supply of electricity by a distribution licensee to its consumers.

87. COMPONENTS OF TARIFF

87.1. The ARR for retail supply business of the distribution licensee for each year of the Control Period shall comprise the following:

(1) Power purchase costs;

(2) Transmission and SLDC charges;

(3) O&M expense

a) HR expenses

(i) Employee expenses;

(ii) Impact of Pay revision;

(iii) Manpower deployed on outsourcing basis;

b) M&G expense;

(4) Pension & Gratuity Trust Fund contribution;

(5) Depreciation;

(6) Interest and finance charges;

(7) Interest on working capital;

(8) Return on equity;

(9) Provision for bad and doubtful debts;

Less:

(10) Non-Tariff Income;

(11) Income from other business, to the extent specified in Regulation 95 of these Regulations;

(12) Revenue on account of open access / wheeling charges;

(13) Revenue from sale of surplus power (other than retail consumers):

Provided that, the receipt of revenue on account of cross-subsidy surcharge shall be considered only at the time of truing up exercise based on actual receipts as per accounts.

87.2. The tariff for retail supply by a distribution licensee shall be determined by the Commission on the basis of segregated accounts or allocation matrix, as the case may be, in accordance with Regulation 79 of these Regulations.

88. CAPITAL INVESTMENT PLAN

The distribution licensee shall submit a capital investment plan in the manner specified in Chapter 2 of these Regulations.

89. CAPITAL COST

The capital cost shall be allowed as provided in Chapter 3 of these Regulations.

90. SALES FORECAST

90.1. The licensee shall submit forecast of restricted demand (in MW) and unrestricted demand (in MW) and total sale of electricity (in MU) for different categories of consumers in its area of supply, for each year of the Control Period:

Provided that the forecasts for category-wise sale of electricity shall generally be projected on the basis of Compounded Annual Growth Rate (CAGR) and/or any other prudent method.

90.2. The sales forecast for unmetered consumer categories, if any, shall be subject to prudence check by the Commission.

90.3. The Commission shall examine the forecasts by considering growth in energy demand, increase in number of consumers, change in pattern of consumption, loss trajectory of previous years and any other relevant factor, which the Commission may consider appropriate for approval of the projected sales for computing the ARR and expected revenue from charges.

91. CALCULATION OF AGGREGATE REVENUE REQUIREMENT

91.1. Return on Equity

The distribution licensee shall be allowed ROE, as specified in Regulation 24 of these Regulations.

91.2. Interest on Loan Capital

Interest on loan capital shall be computed in accordance with Regulation 25 of these Regulations.

91.3. Depreciation

Depreciation on the assets of distribution licensee shall be computed in the manner specified in Regulation 26 of these Regulations.

91.4. Power purchase Cost

i. The distribution licensee shall be permitted to recover power purchase cost as approved by the Commission.

ii. Approved retail sales shall be grossed up by normative level of intra-State transmission losses and distribution losses as per approved loss trajectory for the purpose of assessing the quantum of energy required for sale to the retail consumers.

iii. At the time of true up, the deviation charges, if any, shall be considered for arriving at the power purchase cost, and revenue from sale of surplus power shall be accounted separately.

iv. The monthly Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge (FPPAS) shall be recoverable as per the mechanism detailed in Regulation 92 of these Regulations.

91.5. Transmission charges and SLDC charges

The distribution licensee shall also be allowed to recover the following expenses at the approved level:

(a) Intra-State transmission charges

(b) Inter-State transmission charges

(c) charges for intervening transmission facilities;

(d) wheeling charges for use of distribution system of other distribution licensee(s), if any; and

(e) fees and charges payable to the RLDC and SLDC as may be determined by the appropriate Commission.

91.6. Operation and Maintenance (O&M) expenses

i. Human Resource (HR) expenses

HR expenses for retail supply business shall be allowed in the same manner as specified in Regulation 82.4.i of these Regulations for the distribution wires business.

ii. Maintenance and General (M&G) expenses

Maintenance and General (M&G) expenses for retail supply business shall be allowed in the same manner as specified in Regulation 82.4.ii of these Regulations for the distribution wires business.

iii. Expenditure incurred under TOTEX model for Smart Meter installation shall be allowed separately under O&M expenses, subject to truing up based on actuals at the

time of truing up:

Provided that any variation between approved and actual expenditure under TOTEX shall not be subject to sharing of efficiency gains and losses.

91.7. Interest on Working Capital

Interest on working capital shall be allowed in accordance with Regulation 27 of these Regulations.

91.8. Bad debts written off

The Commission may allow bad debts written off, as approved by the Competent Authority, as a pass through in the Aggregate Revenue Requirement, based on the trend of write off of bad debts in the previous years, subject to prudence check:

Provided that, the Commission shall true-up the bad debts written off in the ARR based on the actual write off of bad debts excluding delayed payment surcharge waived off, if any, during the year, subject to prudence check:

Provided further that, if subsequent to the write off of a particular bad debt, revenue is realized from such bad debts, the same shall be included as an uncontrollable item under the Non-Tariff Income in the year in which such revenue is realized.

92. FUEL AND POWER PURCHASE ADJUSTMENT SURCHARGE (FPPAS)

92.1. Amount on account of variation in actual Energy Charge of nth month (due to variation in the Landed price of Coal and Gross Calorific Value of primary fuel on the basis of certificate / test report issued by reputed third party agency after prudence check etc.) vis-à-vis Energy Charge of nth month as approved in tariff order shall be determined on monthly basis by generating stations, which are situated within the State and supplying power to distribution licensee of the State and the same shall be recovered through regular monthly bills issued for $(n+2)^{th}$ month as a line item namely fuel and other expenses.

Example –A generating company supplying power to distribution licensee shall raise the FCA for the month of April as a line item in the regular monthly bill in the month of July for the power supplied during the month of June:

Provided that, for generating stations who do not supply their entire power generation to the distribution licensees of the State, variation in energy charge rate due to variation in fuel price shall be trued-up annually.

92.2. The FCA shall be calculated by the generating company for each of its thermal stations separately for each month based on the following formula:

FCA in Rs. = Scheduled energy (ex-bus) for the month x difference in monthly Energy Charge Rate (ECR),

Where,

Difference in monthly ECR = ECR (M) - ECR (T)

Where,

ECR (T): ECR approved for the particular plant in the Tariff Order,

ECR (M) = Computed ECR for the particular plant for the particular month as per formula given below:

ECR(M) = {(GHR-SFC x CVSF) x LPPF/CVPF} x 100/(100-AUX)

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage,

CVPF = Gross calorific value of primary fuel as received in kcal per kg,

CVSF = Calorific value of secondary fuel as considered in the Tariff Order, in kcal per ml,

GHR = Normative Gross Station Heat Rate allowed in the Tariff Order, in kcal per kWh'

LPPF = Actual weighted average landed price of primary fuel, in Rupees per kg,

SFC = Normative Specific fuel oil consumption, in ml per kWh.

92.3. The generating company shall work out the ECR on the basis of normative GSHR, normative auxiliary consumption, normative specific secondary fuel oil consumption, weighted average GCV of the coal as received and secondary fuel oil as indicated in the tariff order and actual landed price of the primary fuel (LPPF):

Provided that, if any additional claim is raised by the generating company at the time of true up the same shall have to be supported by reasons recorded in writing and shall be subject to prudence check:

Provided further that, for the reasons uncontrollable for the generating company, including but not limited to non-availability of all the certified test reports for a month, generating company shall issue provisional fuel and other expenses charge for that month based on the available reports, and the final bill shall be prepared and differential amount shall be claimed in the month next to the month in which last such report is received.

92.4. In case of part or full use of alternative source of fuel supply by coal based thermal generating stations other than as agreed by the generating company and beneficiaries in their power purchase agreement or as considered in the respective Tariff Order for determination of the ECR, on account of shortage of fuel or optimization of economical operation through blending, the use of alternative source of fuel supply shall be

permitted to generating station:

Provided that, where the energy charge rate based on weighted average price of fuel upon use of alternative source of fuel supply exceeds 20% of base energy charge rate as approved by the Commission, in that event, use of alternative source of fuel supply shall be considered after prior consultation with beneficiary and approval of the Commission.

92.5. Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge (FPPAS) means the increase in cost of power supplied to consumers, due to change in Fuel cost, power purchase cost and transmission charges with reference to cost of supply approved by the Commission:

Provided that, FCA bill received from a generating company / station along with the power sale bill for a particular month shall be considered as power purchase cost of the distribution company for that month only.

For example – If a distribution company is purchasing power from a generating company on long-term basis and the generating company based on the procedure detailed by the Commission claims FCA for the prior period along with the energy bill for the month of 'April', then for the purpose of the computation of FPPAS, the distribution company shall consider such FCA as part of power purchase cost of the month of 'April' only.

92.6. FPPAS shall be calculated and billed to consumers automatically, without going through regulatory approval process, on a monthly basis according to the formula specified in these Regulations, subject to true up on an annual basis, as decided by the Commission:

Provided that, the automatic pass through shall be adjusted for monthly billing in accordance with these Regulations:

Provided further that, the Distribution Licensee shall maintain the expenses incurred against FPPAS and corresponding revenue billed on a monthly basis, under separate account heads.

92.7. FPPAS shall be computed and charged by the distribution licensee, in $(n+2)^{th}$ month, on the basis of actual variation in cost of fuel and power purchase and Transmission Charges for the power procured during the nth month and shall be recoverable from the consumers on their energy charge of nth month.

For example - the FPPAS 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 for the energy charge of April month:

Provided that, in case the distribution licensee fails to compute and charge FPPAS within this time line, except in case of any force majeure condition, its right for recovery of costs on account of FPPAS shall be forfeited and in such cases, the right to recover the FPPAS determined during true-up shall also be forfeited.

92.8. The distribution licensee may decide FPPAS 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 FPPAS shall not exceed a maximum duration of two months and such carry forward shall only be applicable, if the total FPPAS for a billing month, including any carry forward of FPPAS over the previous month exceeds twenty per cent of variable component of approved tariff.

92.9. The carry forward shall be recovered within one year or before the next tariff cycle, whichever is earlier, and the money recovered through FPPAS shall first be accounted towards the oldest carry forward portion of the FPPAS followed by the subsequent month.

92.10. In case of carry forward of FPPAS, the carrying cost at the rate of State Bank of India Marginal cost of Funds-based lending Rate (1-year) plus one hundred and fifty basis points shall be allowed till the same is recovered through tariff and this carrying cost shall be trued up in the year under consideration.

92.11. Depending upon quantum of FPPAS, the automatic pass through shall be adjusted in such a manner that,

(i) If FPPAS $\leq$ 5%, 100% cost recoverable of computed FPPAS shall be levied by distribution licensee automatically using the formula.

(ii) If FPPAS>5%, 5% FPPAS shall be recoverable automatically as per 93.11 (i) above, and 90% of the balance FPPAS shall be recoverable automatically using the formula, and the differential claim shall be recoverable after approval by the Commission during true up.

92.12. The revenue recovered on account of pass through of FPPAS by the distribution licensee shall be trued up along with true up of the ARR.

92.13. In case of excess / under recovery for the year against the FPPAS, the same shall be recovered from/by the distribution licensee at the time of true up along with its carrying cost.

92.14. The distribution licensee shall submit such details, in the stipulated formats, 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 ARR.

92.15. 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.

92.16. 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 on its website and archive the same through a dedicated web address.

92.17. Computation of Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge:

Formula:

$$\text{Monthly FPPAS for } n^{th} \text{ Month (\%)} = \frac{(A-B)*C + (D-E)}{\{Z * (1- \text{Distribution losses in\%}/100)\} * ABR}$$

Where,

$(N+2)^{th}$ 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 $(n)^{th}$ month,

A is total units procured in $(n)^{th}$ Month (in kWh) from all Sources including long-term, medium-term and short-term power purchases (to be taken from the bills issued to distribution licensees),

B is bulk sale (inter-State sale) of power from all sources in $(n)^{th}$ month (in kWh) (to be taken from provisional accounts to be issued by SLDC by the 10th day of each month and made available on SLDC website),

C is incremental Average Power Purchase Cost = Actual average Power Purchase Cost (PPC) including water charges, statutory taxes, duties and cess actually paid, from all sources in $(n)^{th}$ month (Rs./ kWh) (computed) – Projected average Power Purchase Cost (PPC) from all sources (Rs./ kWh) (from Tariff Order),

D = Actual inter-State and intra-State Transmission Charges in the $(n)^{th}$ month, (from the bills raised by Transcos to Discom) (in Rs),

E = Base Transmission Charges for $(n)^{th}$ month (Approved Transmission Charges/12) (in Rs),

Z = [{Actual Power purchased from all the sources outside the State in $(n)^{th}$ Month (in kWh) x (1 – inter-State transmission losses in % /100) + Power purchased from

all the sources within the State (in kWh)-B} x (1 – intra-State losses in %)]/100 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).

92.18. The Power Purchase Cost shall exclude any charges on account of Deviation Settlement Mechanism.

92.19. Other charges, which include Ancillary Services and Security Constrained Economic Despatch, shall not be included in FPPAS and shall be adjusted through the true-up approved by the Commission.

93. NON-TARIFF INCOME

93.1. Any income being incidental to the business of the distribution licensee derived from sources, including but not limited to the disposal of assets, income from investments, rents, disposed value of scrap/assets after adjusting its depreciated value of scrap/asset, rental income for using assets which includes receipts against advertisements, interest on advances to suppliers/ contractors, parallel operation charges, and any other miscellaneous receipts but other than income from sale of energy, shall constitute the Non-Tariff Income.

93.2. The distribution licensee shall submit full details of its forecast of Non-Tariff Income to the Commission along with its application for determination of Aggregate Revenue Requirement:

Provided that, the distribution licensee shall submit full details of actual component-wise Non-Tariff Income during each year of the Control Period to the Commission along with its true-up Petition.

94. BANKING OF ENERGY

Charges for banking of energy shall be permitted as stipulated in the respective Tariff Order.

95. INCOME FROM OTHER BUSINESS

Where the distribution licensee has engaged in any other business, which excludes income from trading of electricity, the income earned by using the assets of distribution

licensee from such business shall be shared between distribution licensee and beneficiaries as detailed below:

a) Amount equal to two-third of the income from such other business shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement for the retail supply tariff:

b) Amount equal to one-third of income from such other business shall be retained by the distribution licensee.

96. RECEIPTS ON ACCOUNT OF CROSS-SUBSIDY SURCHARGE

The amount received by the distribution licensee by way of cross-subsidy surcharge, as approved by the Commission in accordance with the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Connectivity and Intra-State Open Access) Regulations, 2011, as applicable and as amended from time to time, shall be deducted from the Aggregate Revenue Requirement in calculating the tariff for retail supply of electricity by such distribution licensee, at the time of truing up.

97. ENERGY LOSSES FOR DISTRIBUTION SYSTEM

97.1. The energy loss for 33 kV and below voltage level, shall be computed as per relevant provision(s) of the State Grid Code 2011 as amended from time to time.

97.2. The difference between the energy injected at 33 kV voltage level and the sum of energy sold to all its consumers (retail and open access), at voltage level 33 kV and below, shall be the energy loss for the 33 kV and below system:

Provided that, the same shall be considered for the gain/ loss at the time of true up, which shall be quantified on the basis of Average Power Purchase Cost and shared between the distribution licensee and consumers, in the following manner:

i) Two third of the gains shall be passed on to the consumers in tariff and rest shall be retained by the distribution licensee.

ii) Two-third of the losses shall be borne by the distribution licensee and rest shall be borne by the consumers.

97.3. Energy sold shall be the sum of metered sales and assessed unmetered sales, if any, based on prudence check by the Commission.

97.4. Energy Loss trajectory for distribution licensee shall be as stipulated by the Commission in the Tariff Order.

98. Determination of Retail Supply Tariff

98.1. 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.

98.2. Cost reflective retail supply tariff shall be determined for different consumer categories, and including unrecovered revenue gaps of previous years to the extent proposed to be recovered.

98.3. The Commission shall endeavour to gradually reduce the cross-subsidy between consumer categories with respect to the Cost of Supply in accordance with the provisions of the Act.

98.4. While determining the cost reflective tariff for different categories, the Grants and Consumer Contributions received shall be considered against the respective voltage levels for which such funds have been received.

98.5. While determining the cost reflective tariff for different categories, the Commission may also allocate the power purchased from different sources to different categories and/or voltages as appropriate.

Chapter 9

SLDC BUSINESS

99. ANNUAL CHARGES

99.1. Annual charges of SLDC shall be collected in the form of system operation charges and market operation charges.

99.2. The annual SLDC charges shall be levied and collected only from the intra-State entities availing long-term and medium-term services of SLDC other than stand-alone generators, short-term open access customers, bulk consumers and captive users.

100. CAPITAL INVESTMENT PLAN

The SLDC shall submit a Capital Investment Plan in the manner specified in Chapter 2 of these Regulations.

101. COMPONENTS OF TARIFF

101.1. The annual SLDC charges shall consist of the following components:-

1) Return on equity;
2) Interest on loan capital;
3) Depreciation;
4) O&M expenses:
    a) HR expenses
        (i) Employee expenses;
        (ii) Impact of Pay revision;
        (iii) Manpower deployed on outsourcing basis;
    b) M&G expenses:
5) Pension & Gratuity Trust Fund contribution
6) Interest on working capital.

NOTE:

Pension & Gratuity Trust Fund contribution shall be recoverable in equal monthly instalments as may be determined by the Commission in the Tariff Order.

101.2. Return on Equity

The SLDC shall be allowed a ROE as specified in Regulation 24 of these Regulations.

101.3. Interest on Loan Capital

The SLDC shall be allowed Interest and Finance Charges on loan capital as specified in Regulation 25 of these Regulations.

101.4. Depreciation

The SLDC shall be permitted to recover depreciation on the value of fixed assets as specified in Regulation 26 of these Regulations.

101.5. Operation And Maintenance (O&M) Expenses

i. Human Resource (HR) Expenses

(a) HR expenses shall comprise:
  (i) employee costs;
  (ii) impact of Pay revision;
  (iii) manpower deployed on outsourcing basis;

(b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of HR expenses for the Control Period.

(c) The HR expenses includes employee cost, impact of pay revision arrears, all expenses towards manpower deployed on outsourcing basis, pension fund contribution, and any other expense of non-recurring nature related to HR.

(d) The HR expenses for the base year, i.e., FY 2025-26, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual HR expenses excluding Pension & Gratuity Trust Fund contribution, impact of pay revision arrears, and any other expense of non-recurring nature, available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2025-26, subject to prudence check by the Commission.

(e) The normalization of HR expenses shall be done by applying last five-year average increase in Consumer Price Index Industrial Worker (CPI (IW)) on year to year basis.

(f) The average of normalized net present value for FY 2020-21 to FY 2024-25, shall then be used to project base year value for FY 2025-26.

(g) The projected base year value shall be escalated by the above inflation rate to estimate the HR expense (excluding impact of Pension & Gratuity Trust Fund contribution, and pay revision and any other expense of non-recurring nature, if any) for each year of the Control Period.

(h) At the time of true up, the HR expenses shall be considered at actual and shall not be subjected to gain/loss mechanism:

Provided that, during the true-up, actual cash outflow on impact of pay revision (including arrears) and Pension & Gratuity Trust Fund contribution shall be allowed as per accounts, subject to prudence check and any other factor considered appropriate by the Commission.

(i) CPI (IW) (all India) shall be as per Labour Bureau, Government of India {Base Year: 2016=100}.

ii. Maintenance & General (M&G) Expenses

(a) Maintenance & General (M&G) expenses shall comprise:

(i) Administrative and General (A&G) expenses;

(ii) Repair and Maintenance (R&M) expenses.

(b) The Commission shall stipulate a separate trajectory for each of the components of M&G expenses, viz., A&G expenses and R&M expenses for the Control Period:

Provided that, additional O&M expenses incurred due to additional capital investment or any change in law or any direction by any statutory authority shall be pass through over and above the O&M expenses allowed in the Tariff Order, after prudence check by the Commission.

(c) The A&G expenses (excluding expenses towards outsourcing manpower) (A&G) and R&M expenses (excluding expenses towards outsourcing manpower) (R&M) for the base year, i.e., FY 2025-26, shall be derived on the basis of the normalized average of the actual A&G expenses (excluding expenses towards outsourcing manpower) and R&M expenses (excluding expenses towards outsourcing manpower), respectively, available in the accounts for the previous five (5) years immediately preceding the base year FY 2025-26, subject to prudence check by the Commission:

Provided that, any other expense of non-recurring nature shall be excluded while determining normalized average for the previous five (5) years.

(d) The normalization of R&M expenses shall be done by applying last five-year average increase/decrease in Wholesale Price Index (WPI) of all commodities on year-to-year basis.

(e) The average of normalized net present value for FY 2020-21 to FY 2024-25, shall then be used to project base year value for FY 2025-26.

(f) Normalization of A&G expenses shall be done by applying last five-year average increase/decrease in Inflation to be considered on the basis of 40% weightage of WPI and 60% weightage of CPI respectively on year-to-year basis.

(g) The average of normalized net present value for FY 2020-21 to FY 2024-25, shall then be used to project base year value for FY 2025-26.

(h) The projected base year value shall be escalated by the above inflation rate to estimate the A&G expenses and R&M expenses for each year of the control period.

(i) Wholesale Price Index numbers of all commodities shall be as per Office of Economic Advisor, Ministry of Commerce & Industry, Government of India {Base Year: 2011-12 Series}.

(j) Consumer Price Index for Industrial Workers (all India) shall be as per Labour Bureau, Government of India {Base Year: 2016=100}.

(k) At the time of true up, the A&G expenses and R&M expenses shall be considered after taking into account the actual inflation instead of projected inflation for that period.

101.6. Interest on working capital

The SLDC shall be allowed interest on the normative working capital requirement, as specified in Regulation 27 of these Regulations.

102. LEVY OF FEES AND CHARGES

102.1. Collection

a) SLDC shall collect the fees and charges, as determined under these Regulations.

b) SLDC shall levy and collect registration fees from the generating companies and licensees as specified in these Regulation:
Provided that, registration fees shall not be levied and collected from those to whom these Regulations do not apply as per Regulation 2.

c) SLDC shall be permitted to levy and collect fees and charges from the generating companies, licensees, and Power Exchanges as specified in any other Regulations.

102.2. Allocation and apportionment of components of annual charges to system operation function and market operation function:

a) Annual charges towards State system operation function shall comprise 80% of the annual charges.

b) Annual charges towards intra-State market operation function shall comprise the balance 20% of annual charges.

c) The ratio of allocation of annual charges to system operation charges and market operation charges may be reviewed and decided by the Commission from time to time.

102.3. Levy of System Operation Charges (SOC) and Market Operation Charges (MOC)

System operation charges and market operation charges as specified in Regulation 102.4 and Regulation 102.5, respectively, of these Regulations, shall be determined by adding up the allocated and/or apportioned amounts of various components of the

annual charges.

102.4. Levy of System Operation Charges

a) The System Operation Charges shall be collected as per the norms given below:-

i. Intra-State transmission licensee(s) (other than STU): 10% of System Operation Charges;

ii. Intra-State sellers (excluding renewable energy-based power generating plants): 45% of System Operation Charges;

iii. Intra-State buyers (excluding bulk consumers and captive users): 45% of System Operation Charges:

Provided that, if intra-State transmission licensee(s) (other than STU) is not availing the services of SLDC, the system operation charges shall be collected from the intra-State buyers and intra-State sellers as per the norms given below:-

i. Intra-State sellers: (excluding renewable energy-based power generating plant): 50% of System Operation Charges;

ii. Intra-State buyers: (excluding bulk consumers and captive users): 50% of System Operation Charges.

b) The System Operation Charges shall be levied on the intra-State transmission licensees (other than STU) on the basis of the ckt. km of the lines owned by them as on the last day of the month prior to the billing month.

c) The System Operation Charges from the intra-State sellers shall be collected in proportion to their contracted capacity, for use of State transmission system.

d) The System Operation Charges from the intra-State buyers shall be collected in proportion to their contracted capacities, for use of State transmission system.

Note: The above provisions shall not be applicable to the renewable energy-based power generating plant, bulk consumers and captive users. Further, these charges shall also not be applicable to the other intra-State buyers and intra-State sellers for the quantum of power procured or power sold through the short-term open access route.

102.5. Levy of Market Operation Charges

The Market Operation Charges shall be collected equally from all the intra-State sellers and intra-State buyers irrespective of their contracted capacity:

Provided that, if the intra-State seller is a generating company, it shall pay the charges generating station-wise.

Note: The above provisions shall not be applicable to the renewable energy-based power generating plant, bulk consumers, and captive users. Further this charge shall

also not be applicable to the other intra-State buyers and intra-State sellers procuring or selling power through the short-term open access route only.

102.6. Fee and Charges for other Open Access Customers

a) The fee and charges for short-term open access customers (intra-State buyers and intra-State sellers) not covered above shall be as per the fee and charges specified by Central Commission from time to time (i.e., for intra-State entity availing short-term inter-State open access).

b) SLDC shall maintain separate account for the revenue earned from short-term open access customers.

c) Such charges collected from short-term open access customers shall be treated as 'miscellaneous income' of SLDC.

d) Charges on account of interest on deposit, registration fee, application fee, operating charges, miscellaneous charges for services provided to generators opting for Renewable Energy Certificate (REC) mechanism, etc., shall be treated as Non-Tariff Income of SLDC

102.7. Levy of Registration fees

a) All Renewable and conventional generating companies and licensees (excluding those covered in Regulation 2.2 of these Regulations), and all drawee entities intending to get connected to the intra-State transmission system or distribution system, shall register themselves with the SLDC before synchronisation by filing application in the format specified as **Appendix-VII** to these Regulations.

b) All generators including RE generators and open access customers who have already executed long-term open access agreements but are not yet registered with SLDC, shall apply for registration and shall obtain login credentials for web based scheduling failing which their energy settlement at drawal points shall be stopped.

c) All RE generators irrespective of applicability of DSM Regulations, shall perform web based scheduling for their injection schedule for operational purposes, as mandated in DRE Regulations.

d) All RE generators shall also register themselves in Green Energy Open Access Registry (GOAR) National Portal as per Green Energy Open Access Rules, 2022 issued by MoP, GoI.

e) Revision of registration at SLDC is mandatory in case of change in capacity. It shall be done before LTOA supplementary agreement.

f) The registration will be valid for the period of ten years and thereafter renewal of registration shall be done in the manner as specified above and on payment of

fees and charges as decided by the Commission:

Provided that, the registration of all generating companies and licensees already registered with the SLDC will be valid for the period of ten years from the date of registration.

Note: Transfer/change of ownership needs to be registered afresh in accordance with Regulation 102.7(a).

g) The application for registration for power generating plant (including captive generating plant) shall be accompanied by fees of Rs 10 lakh for installed capacity of 50 MW and above, or Rs 5 lakh for installed capacity below 50 MW:

Provided that, renewable energy-based grid connected power generating plant shall be required to register their power generating stations with SLDC on payment of Registration Charges based on installed capacity as under:

Installed capacity up to 100 kW:	Rs. 1,000
Installed capacity above 100 kW up to 500 kW:	Rs. 5,000
Installed capacity above 500 kW up to 1 MW:	Rs. 10,000
Installed capacity above 1 MW up to 20 MW:	Rs. 2,00,000
Installed capacity above 20 MW up to 50 MW:	Rs. 4,00,000
Installed capacity above 50 MW:	Rs. 5,00,000

Provided further that, the renewable energy-based power generating company shall have to submit a certificate of eligibility as a renewable energy generating plant duly certified by the State Nodal agency, i.e., Chhattisgarh Renewable Energy Development Agency (CREDA):

Provided also that, the stand-alone generators who avail services of SLDC for energy metering or accounting for the purpose of RE Certificates or any other such purposes as may be mandated by the Commission from time to time, shall also be required to get registered with the SLDC:

Provided also that, the fee in such cases shall be Rs. 1 lakh irrespective of the installed capacity of the plant:

Provided also that the Registration Fees for all drawee entities shall be as per fee structure specified for different drawal capacity for Renewable Energy and conventional generating stations.

h) The registration fees for all licensees intending to avail services of SLDC shall be Rs. 10 lakh.

i) In case of default in payment of registration fees by the generating companies (including captive generating plant) and licensees, the SLDC may make a reference to the Commission.

j) The SLDC, after scrutinizing the application and after being satisfied with correctness of the information furnished in the application, shall register the applicant in its register duly intimating the applicant about its acceptance.

k) The registration fees are non-refundable.

l) In case the generating station enhances its capacity from less than 50 MW to 50 MW or above, a differential amount of Rs. 5 lakh shall be payable.

m) SLDC shall maintain a list of all registered generating companies and licensees on its website.

n) The SLDC shall file consolidated information about the generating station and licensees connected to the intra-State transmission network and distribution network and being monitored / serviced by it, to the Commission every year by end of April every year.

o) The SLDC shall dispose all applications for registration within 30 days:

Provided that, in case of delay in processing or refusal, SLDC shall intimate the applicant with the valid reasons regarding the same, within 5 working days of completion of above time limit.

p) Application for revision of Registration certificate on account of change in office/correspondence, address, change in contract demand or ABT meter details excluding generation capacity, etc., shall be accompanied with the fees payment of Rs. 10000 per Application.

Note: All generating companies and licensees shall be required to register at SLDC. These shall be generating plants, captive generating plants, licensees directly connected to State grid, and stand-alone generating plants who avail the services of SLDC for REC and other intra-State entities.

103. BILLING AND OTHER MISCELLANEOUS PROVISIONS

103.1. Billing and Payment

Bills shall be raised for the system operation charge and market operation charge on monthly basis by the SLDC in accordance with these Regulations, and payments shall be made by the respective intra-State entities directly to the SLDC.

103.2. Persistent default in payment of SLDC fee and charges would be brought to the notice of the Commission.

Chapter 10

BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS

104. APPLICABILITY

104.1. The Regulations specified in this Part shall apply to the determination of Tariff for Battery Energy Storage Systems.

104.2. The Commission shall be guided by the terms and conditions contained in this Chapter in determining the tariff for BESS, in the following cases:

a. where the existing Generating company or Transmission Licensee is engaged in the business of Energy Storage of Electricity;

b. where the Energy Storage System Developer (ESSD) has contractual arrangement with existing Generating Company or Transmission Licensee or Distribution Licensee or MSLDC for providing Energy Storage Services to such Utility;

c. where the Distribution Licensee is engaged in the business of Energy of 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.

105. PETITION FOR DETERMINATION OF BESS TARIFF

105.1. Tariff in respect of BESS under these Regulations may be determined Stage-wise, Unit-wise or for the whole BESS:

Provided that the terms and conditions for determination of Tariff for BESS specified in this Chapter shall apply in like manner to Stages or Units or the BESS, as the case may be.

105.2. Where the Tariff is being determined for a Stage or Unit of a BESS, 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.

105.3. 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.

105.4. 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.

105.5. 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.

105.6. 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.

105.7. 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.

105.8. 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.

105.9. 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.

105.10. 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.

105.11. The Petition for tariff determination for BESS shall include the details like:

a. 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) and
k. Rate of discharge per minute (Maximum/Minimum).

106. OPERATING PARAMETERS FOR BESS

106.1. Round-trip Efficiency of BESS shall be minimum 75% for each monthly operating period.

$$\text{Monthly Round Trip Efficiency of BESS} = \frac{\text{(Monthly Energy Discharged) x 100}}{\text{(Monthly Energy consumed for charging)}}$$

106.2. 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.

Availability in a time block = $\frac{\text{Actual Injection or Drawal } MU_i \text{ (A)}}{\text{Scheduled Injection or Drawal } MU_i \text{ (B)}} \times 100$

Where,

i refers to the ith time-block (15 minutes) in the year where MU_i (B)≠ 0;

MU_i(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 MU;

MU_i(B)= Despatch Schedule provided by Distribution Licensee or Beneficiary to BESSD for Charging/Discharging in the ith time block, in MU;

Normative Depth of Discharge for BESS shall be 90%;

Battery pack performance degradation shall be considered as 1% per year;

Average Ramp Rate for BESS shall be 75% of rated capacity/minute.

107. COMPONENTS OF TARIFF OF BESS

107.1. The Tariff for BESS shall comprise two parts, namely, Capacity Charge and Incentive for Cycle Efficiency above Design Cycle Efficiency.

107.2. The Annual Fixed Charges shall comprise the following components:

a. Operation & Maintenance Expenses;
b. Depreciation;
c. Interest on Loan Capital;
d. Interest on Working Capital;
e. Return on Equity Capital;

Less:

f. Non-Tariff Income.

107.3. Return on Equity

Return on equity shall be computed in rupee terms on the equity base determined in accordance with Regulation 17 at the rate of 16.0% for BESS.

107.4. Interest on Loan Capital

The BESS shall be allowed Interest and Finance Charges on loan capital as specified in Regulation 25 of these Regulations.

107.5. Depreciation

The BESS shall be permitted to recover depreciation on the value of fixed assets as specified in Regulation 26 of these Regulations:
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 further that, Useful life of Battery Pack shall be 12 Years whereas Useful Life balance of system shall be 25 years.

107.6. Operation and Maintenance (O&M) Expenses

The normative O&M expenses in respect of BESS shall be allowed at the rate of one percent of the capital cost as on date of commercial operation, subject to prudence check by the Commission:

Provided that, the O&M expenses allowed under this clause shall be trued up yearly based on actual expenses, and the variation between actual and normative O&M expenses shall be shared in accordance with Regulation 13 of these Regulations.

107.7. Interest on Working Capital

a. The normative working capital for BESS shall comprise:
   i. Normative O&M expenses for 45 days; plus
   ii. Maintenance spares @ 20% of normative O&M expenses; plus
   iii. Receivables equivalent to 45 days of annual fixed cost.
b. Interest on working capital shall be estimated at the rate equal to the Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR - one year tenor) of State Bank of India plus 200 basis points prevailing on 30th September of current financial year:
   Provided that, during truing-up, the interest on working capital shall be computed at the average actual sanctioned rate of interest during the year.

107.8. Computation and Payment of Capacity Charges

a. 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.
b. The Capacity Charge shall be payable by the Beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the BESS:

Monthly BESS Availability = $\frac{\Sigma \text{ Actual Injection or Drawal MWh (i)(A) x 100}}{\Sigma \text{ Scheduled Injection or Drawal MWh (i)(B)}}$

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 CSLDC for Charging/Discharging in the ith time block in MU;

MWh (i)(B) = Despatch Schedule provided by Distribution Licensee or Beneficiary to BESS for Charging/Discharging in the ith time block, in MU;

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%.

c. **Monthly Capacity Charge payment for BESS linked to Monthly Availability Factor shall be payable as per following formula**:

CC1=(AFC)x (1/12) x (E$AFM1$ / $NAEAF$)

CC2=(AFC)x (1/6) x (E$AFM2$ / $NAEAF$) subject to ceiling of {(AFC)x (1/6)} – {CC_1}

CC3=(AFC)x (1/4) x (E$AFM3$ / $NAEAF$) subject to ceiling of {(AFC)x (1/4)} – {$CC_1 + CC_2$}

CC4=(AFC)x (1/3) x (E$AFM4$ / $NAEAF$) subject to ceiling of {(AFC)x (1/3)} – {$CC_1 + CC_2 + CC_3$}

CC5=(AFC)x (5/12) x (E$AFM5$ / $NAEAF$) subject to ceiling of {(AFC)x (5/12)} – {$CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4$}

CC6=(AFC)x (1/2) x (E$AFM6$ / $NAEAF$) subject to ceiling of {(AFC)x (1/2)} – {$CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5$}

CC7=(AFC)x (7/12) x (E$AFM7$ / $NAEAF$) subject to ceiling of {(AFC)x (7/12)} – {$CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6$}

CC8=(AFC)x (2/3) x (E$AFM8$ / $NAEAF$) subject to ceiling of {(AFC)x (2/3)} – {$CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7$}

CC9=(AFC)x (3/4) x (E$AFM9$ / $NAEAF$) subject to ceiling of {(AFC)x (3/4)} – {$CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7 + CC_8$}

CC10=(AFC)x (5/6) x (E$AFM10$ / $NAEAF$) subject to ceiling of {(AFC)x (5/6)} – {$CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7 + CC_8 + CC_9$}

CC11=(AFC)x (11/12) x (E$AFM11$ / $NAEAF$) subject to ceiling of {(AFC)x (11/12)} – {$CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7 + CC_8 + CC_9 + CC_{10}$}

CC12=(AFC)x (E$AFM11$ / $NAEAF$) subject to ceiling of {(AFC) – {$CC_1 + CC_2 + CC_3 + CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7 + CC_8 + CC_9 + CC_{10} + CC_{11}$}

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 further 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.

d. Incentive for Cycle Efficiency Above Normative Cycle Efficiency

i. 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.

ii. 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.

108. BILLING AND PAYMENT OF CHARGES

The Billing and Payment of Capacity Charges and Incentives for BESS, shall be done on a monthly basis.

Chapter 11

SUBMISSION OF INFORMATION AND CALCULATION OF EXPECTED REVENUE FROM TARIFF AND CHARGES

109. FILING OF THE EXPECTED REVENUE FROM TARIFFS AND CHARGES

109.1. Every utility who opts for determination of tariff under Section 62 by the Commission, shall be required to file expected revenue from tariff and charges in the prescribed formats as per due procedure.

109.2. The licensee or the generating company, if intending to meet the gap or a portion of the gap, through revision in tariff for charges shall have to file appropriate Petition with the Commission requesting for revision in category-wise tariff and charges to be applicable for the ensuing financial year.

109.3. The generating company or the licensee or SLDC, in case of non-availability of prior period audited figures, may submit data as per provisional accounts:

Provided that, in such case, it shall utilize the verified and validated data of computerized billing/ financial accounting system (subject to availability of such system), after incorporating appropriate annual corrections with explanatory notes.

110. DISPLAY OF INFORMATION AND DATA VERIFICATION

110.1. Application fees

Notwithstanding anything contained in the prevailing CSERC (Fees and Charges) Regulations, the generating company or the licensee or SLDC, while submitting the information under these Regulations, shall not be required to pay any fees to the Commission.

110.2. Display of information

The information received in the formats from the generating companies or the licensees or SLDC shall be posted on the website of the Commission / generator / licensee / SLDC.

Chapter 12

MISCELLANEOUS PROVISIONS

111. CEILING NORMS FOR OPERATION

Norms of operation specified in these Regulations are the ceiling norms and shall not preclude the generating company or the transmission licensee or the distribution licensee, as the case may be, and the beneficiaries and the long-term transmission customers from adopting / practicing improved norms of operation.

112. APPLICATION FEE, PUBLICATION EXPENSES, LICENCE FEE AND OTHER STATUTORY EXPENSES

The application filing fee, expenses incurred on publication of notices for approval of tariff, Licence Fees, and other statutory expenses including expenses incurred on Ombudsman's office shall be allowed to be recovered at actuals by the generating company or the transmission licensee/ STU or the distribution licensee, as the case may be, separately through the A&G expenses, without any sharing of gains and losses:

Provided that all necessary details shall be submitted along with the Petition for true-up of expenses and revenue for any particular year

113. POWER TO RELAX

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.

114. SAVINGS

114.1. Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise impede the inherent power of the Commission to revise/review and make such orders as may be necessary, in the absence of sufficient data, to meet ends of justice or to prevent abuse of the process followed by the Commission.

114.2. Nothing in these Regulations shall impede 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.

115. POWER TO REMOVE DIFFICULTIES

If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may, by order, make such provision not inconsistent with the provisions of the Act or provisions of other Regulations specified by the Commission, as may appear to be necessary for removing the difficulty in giving effect to the objectives of these Regulations.

By order of the Commission

sd/-
(S.P. Shukla)
Secretary.

Appendix-I

Depreciation Schedule

Sl. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (SLM)
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land Under Lease	
A	For investment in the land	3.34%
B	For cost of clearing the site	3.34%
C	Land for reservoir in case of hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased new	
A	Plant & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	5.28%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery boilers	5.28%
(iii)	Diesel electric and gas plant	5.28%
B	Cooling towers & circulating water systems	5.28%
C	Hydraulic works forming part of the Hydro-generating stations	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	5.28%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	5.28%
D	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing plant and equipment (incl. thermal or hydro)	3.34%
(iii)	Temporary erections such as wooden structures	100.00%
(iv)	Kutcha roads	100.00%
(v)	Road other than Kutcha Road	3.34%
(vi)	Others	3.34%
E	Transformers, Kiosk, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant foundation)	
(i)	Transformers including foundations having rating of 100	5.28%

Sl. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (SLM)
	kVA and over	
(ii)	Other	5.28%
F	Switchgear including cable connections	5.28%
G	Lightning arrestor	
(i)	Station type	5.28%
(ii)	Pole type	5.28%
(iii)	Synchronous condenser	5.28%
H	Batteries	18.00%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.28%
(ii)	Cable duct system	5.28%
I	Overhead lines including cable support systems	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 kV	5.28%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 kV but not exceeding 66 kV	5.28%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	5.28%
(iv)	Lines on treated wood support	5.28%
J	Meters	5.28%
K	Self-propelled vehicles	9.50%
L	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	5.28%
(ii)	Portable	9.50%
m. (i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	5.28%

Sl. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (SLM)
N	Apparatus let on hire	
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
O	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	15.00%
(ii)	Telephone lines and telephones	15.00%
(iii)	Fibre Optic/OPGW	6.33%
P	I.T. equipment including Software, UNMS, URTDSM, EMS, Cyber Security System, REMC, WAMS, SCADA System	15.00%
Q	Any other assets not covered above	5.28%

Note: Where life of the particular asset is less than useful life of the project, the useful life of such particular asset shall be considered as per the provisions of the Companies Act, 2013 and subsequent amendments thereto**.**

Appendix-II

Depreciation Schedule for New Projects

Sl. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (SLM)
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land Under Lease	
A	For investment in the land	3.34%
B	For cost of clearing the site	3.34%
C	Land for reservoir in case of hydro generating station	3.34%
C	Assets purchased new	
A	Plant & Machinery in generating stations	
(i)	Hydro electric	4.22%
(ii)	Steam electric NHRB & waste heat recovery boilers	4.22%
(iii)	Diesel electric and gas plant	4.22%
B	Cooling towers & circulating water systems	4.22%
C	Hydraulic works forming part of the Hydro-generating stations	
(i)	Dams, Spillways, Weirs, Canals, Reinforced concrete flumes and siphons	4.22%
(ii)	Reinforced concrete pipelines and surge tanks, steel pipelines, sluice gates, steel surge tanks, hydraulic control valves and hydraulic works	4.22%
D	Building & Civil Engineering works	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Containing plant and equipment (incl. thermal or hydro)	3.34%
(iii)	Temporary erections such as wooden structures	100.00%
(iv)	Kutcha roads	100.00%
(v)	Road other than Kutcha Road	3.34%
(vi)	Others	3.34%
E	Transformers, Kiosk, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant foundation)	
(i)	**Transformers including foundations having rating of 100**	**4.22%**

Sl. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (SLM)
	kVA and over	
(ii)	Other	4.22%
F	Switchgear including cable connections	4.22%
G	Lightning arrestor	
(i)	Station type	4.22%
(ii)	Pole type	4.22%
(iii)	Synchronous condenser	4.22%
H	Batteries	18.00%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	4.22%
(ii)	Cable duct system	4.22%
I	Overhead lines including cable support systems	
(i)	Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 kV	4.22%
(ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 kV but not exceeding 66 kV	4.22%
(iii)	Lines on steel on reinforced concrete support	4.22%
(iv)	Lines on treated wood support	4.22%
J	Meters	4.22%
K	Self-propelled vehicles	9.50%
L	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	4.22%
(ii)	Portable	9.50%
m. (i)	Office furniture and furnishing	6.33%
(ii)	Office equipment	6.33%
(iii)	Internal wiring including fittings and apparatus	6.33%
(iv)	Street Light fittings	4.22%

Sl. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (SLM)
N	Apparatus let on hire	
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
O	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	15.00%
(ii)	Telephone lines and telephones	15.00%
(iii)	Fibre Optic/OPGW	6.33%
P	I.T. equipment including Software, UNMS, URTDSM, EMS, Cyber Security System, REMC, WAMS, SCADA System	15.00%
Q	Any other assets not covered above	4.22%

Note: Where life of the particular asset is less than useful life of the project, the useful life of such particular asset shall be considered as per the provisions of the Companies Act, 2013 and subsequent amendments thereto**.**

Appendix III

DEPRECIATION SCHEDULE FOR INTEGRATED MINE			
Sr No	**Asset Particulars**	**Life in Years**	**Depreciation Rate**
1	Land Freehold@	999	999
2	Land Leasehold	&&&	&&&
3	Temporary erections	1	95%
4	Heavy Earth Moving Machinery (HEMM)$	8	12%
5	Roads, bridges, culverts, helipads	25	4%
6	Main Plant Buildings	30	3%
7	Machinery other than HEMM	15	6%
8	Water Supply, Drainage and sewerage	15	6%
9	Furniture and Fixtures	15	6%
10	Office equipment/s other than computers	15	6%
11	Hospital equipment(s)	15	6%
12	EDP, WP machines, SATCOM & communication		6%
13	Equipment	15	6%
14	Electrical installations	15	6%
15	Self-propelled vehicles	10	10%
16	Computers, Software	3	32%
17	Laboratory & workshop equipment	15	6%
18	Mine Development Expenses	20 or life of mine, whichever is lower	5%
19	Evaluation and Exploration#	20 or life of mine, whichever is lower	5%
20	Others not covered above	15	6%
*	* Salvage Value shall be other than 5% for following assets - a. IT Equipment, software Zero (0) b. Zero or as agreed with state Government in case of land c. For specialized mining equipment as specified by Ministry of Corporate affairs d. Mine Development expenses, Evaluation and Exploration Zero (0)		*
@	Petitioner to submit if the Freehold Land is attached with any conditions for return. If yes, to submit the conditions and period after which the land is to be returned. In such case the land shall be depreciable based on such details.		
&&&	To be filled by Petitioner, least of lease agreement/mine life/right to use period		
$	List of individual HEMM with cost of each HEMM be provided separately		

DEPRECIATION SCHEDULE FOR INTEGRATED MINE			
Sr No	**Asset Particulars**	**Life in Years**	**Depreciation Rate**
#	In generic sense Mine Development Expenditure is the expenditure incurred to bring the mine in usable condition after ensuring the economic viability and decision is taken by Mine Owner to develop the mine. While filling under this head details to the extent feasible are to be given separately. Evaluation and exploration expenditure is generally the expenditure incurred associated with finding the mineral by carrying out topographical, geological, geochemical and geophysical studies, exploratory drilling, trenching, sampling, expenditure for activities in relation to evaluation of technical feasibility and commercial viability, acquisition of rights to explore etc. While filling under this head details to the extent feasible are to be given separately.		

Appendix-IV

Computation of Q_{pp} and Q_{RS} (MU)			
S No	**Particulars**		
1	Quantum of actual power purchased from CSPGCL thermal power stations	Q_1	
2	Quantum of actual power purchased from CSPGCL hydro power stations	Q_2	
3	Quantum of actual power purchased from CSPGCL renewable power stations	Q_3	
4	Quantum of scheduled power purchased from CGS	Q_4	
5	PGCIL actual average losses for the bi-monthly period	L_1	
6	Quantum of scheduled power purchased from CGS at State periphery	$Q_5 = Q_4 \times (1- L_1)$	
7	Quantum of actual power purchased from renewable energy sources (IPPs and CGPs)	Q_6	
8	Quantum of actual short-term power purchased from State IPPs and CGPs	Q_7	
9	Quantum of scheduled short term purchased through inter-state route	Q_8	
10	Quantum of scheduled short term purchased through inter-state route at the State Periphery	$Q_9 = Q_8 \times (1- L_1)$	
11	Quantum of power purchased from Other Sources (if any)	Q_{10}	
12	Total quantum of power purchased	$Q_{pp} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_9 + Q_{10}$	
13	Normative transmission and distribution losses as specified in the Tariff Order	L	
13	Quantum of power scheduled for interstate sale	Q_{PT}	
14	Quantum of power purchased for sale to retail consumers of the State	$Q_{RS} = Q_{pp} - Q_{PT}$	

Appendix-V

Computation of Change in Power Purchase Cost (CHPP)

First bi-monthly period										
S.No	Name of CGS	First month								
		PAF_M	NAPAF	AFC	Scheduled energy in month (MU) (SE1)	Capacity charge in month Rs "A1"	Energy charge Rate (Rs/kwh)	Energy charge Rs "B1"	Taxes Rc "C1"	Total Rs X1= A1+B1+ C1
1	NTPC Korba									
2	NTPC Sipat									
3										
4										
5										
6										
7	NSPCL									
8	Total thermal									
9	Nuclear									
10	Hydel									
	Total from all sources									

First bi-monthly period										
S.No	Name of CGS	Second month								
		PAFM	NAPAF	AFC	Scheduled energy in month (MU) (SE2)	Capacity charge in month Rs "A2"	Energy charge Rate (Rs/kwh)	Energy charge Rs . "B2"	Taxes Rs "C2"	Total Rs X1= A2+B2 + C2
1	NTPC Korba									
2	NTPC Sipat									
5										
6										
7	NSPCL									
8	Total thermal									
9	Nuclear									
10	Hydel									
	Total from all sources									

Computation of CHPP

Scheduled energy for the bi-monthly period (SE1 + SE2)	MU	Q_{CGS}		
Average rate of PP cost as per Tariff Order	Rs/kwh	R_{PP1}		
Actual average rate of PP cost purchased during adjustment period	Rs /kwh	$R_{PP2} = (X1 + X2) / Q_{CGS}$		
CHPP	Rs	$CHPP = Q_{CGS} \times (R_{PP2} - R_{PP1})$		

Appendix-VI

Computation of VCA charge			
Sl. No.	**Particulars**		
1	Change in Fuel Cost (CHFC)	Rs	
2	CHPP	Rs	
3	**Gross VCA (sub-total in Rs.)**	**Rs**	
4	Allowable VCA (in Rs)	Rs.	
5	**Allowable VCA (in Rs/kWh) = (CHFC +CHPP)/ Qpp x (1- L)**	**Rs/kWh**	

Appendix-VII

(In compliance with Regulation 102.7)

1	Name of Entity :-	
2	Type of Entity :- (Drawal /Injecting /QCA)	
3	Name of Feeder & Sub-Station to which Entity is Connected :-	
4	Grid Connectivity Voltage Level :-	
5	Whether Renewable /Conventional : (Please mention specific Category and fill only in case of Injecting Entity e.g. Coal based, Solar Wind Bio-mass, Hydro, WHRB etc)	
6	Whether Co-located CGP, Distant-Located CGP, or IPP (Required for injecting entity only)	
7	Capacity (MW / kW) (Open access Quantum for drawee entity)	
	(a) Auxiliary Consumption (in %)	
	(b) Ex-bus Capacity (MW / kW)	
	(c) Fuel Type	
	(d) Commissioning Date	
	(e) Commercial Operation Date	
8	Whether Bulk-Consumer / Captive User or any other type (Required for drawee entity only)	
9	Capacity (MW / kW) (Open access Quantum for drawee entity)	
10	Name of all entities to which the applying entity is linked. :- (If applying entity is injecting then mention the name of all its drawee entities if applying entity is drawee then mention the name of all its injecting entity)	
11	BP /Service Number of Entity issued by CSPDCL :-	
12	Entity Plant Address:-	

13	Entity Registered Office Address :-	
14	ABT Meter's Make & Sr. No At Grid S/s End At Entity End.	
15	Telemetry System installation Make & Sr. No of RTU :-	
16	Contact person 1 details for correspondence. I. Name : II. Designation: III. Landline Telephone No: IV. Mobile No: V. E-mail address: VI. Postal Address: Contact person 2 details for correspondence. I. Name : II. Designation: III. Landline Telephone No: IV. Mobile No: V. E-mail address: VI. Postal Address:	

The above information is true to the best of my knowledge and belief.

Signature of Authorized Representative

Place:
Date

Name :
Designation :
Contact number :

*****

संचालक, मुद्रण तथा लेखन सामग्री, छत्तीसगढ़ द्वारा शासकीय मुद्रणालय, नवा रायपुर से मुद्रित तथा प्रकाशित – 2025.