



भारत का राजपत्र The Gazette of India

सी.जी.-डी.एल.-अ.-11072024-255297
CG-DL-E-11072024-255297

असाधारण
EXTRAORDINARY

भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4

प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 468]

नई दिल्ली, सोमवार, जुलाई 1, 2024/आषाढ 10, 1946

No. 468]

NEW DELHI, MONDAY, JULY 1, 2024/ASHADHA 10, 1946

केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 15 मार्च, 2024

सं.एल-1/268/2022/सीईआरसी.—केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) की धारा 61 के साथ पठित धारा 178 के अधीन प्रदत्त शक्तियों का और इस निमित्त सामर्थ्यकारी सभी अन्य शक्तियों का प्रयोग करते हुए, और पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्-

अध्याय-1

प्रारंभिक

1. संक्षिप्त नाम और प्रारंभ: (1) इन विनियमों का संक्षिप्त नाम केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तों) विनियम, 2024 है।

(2) ये विनियम दिनांक 1.4.2024 से प्रवृत्त होंगे और जब तक इनका आयोग द्वारा पहले पुनर्विलोकन नहीं किया जाता या विस्तारित नहीं किए जाते, ये दिनांक 1.4.2024 से 31.3.2029 तक की 5 वर्ष की अवधि के लिए प्रवृत्त होंगे:

परंतु यह कि जहाँ कोई उत्पादन स्टेशन या उसकी यूनिट और पारेषण प्रणाली या उसके अल्पघटक, इन विनियमों के प्रारंभ की तारीख से वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया जाता है और जिसका टैरिफ उस तारीख तक आयोग द्वारा अंतिम रूप से अवधारित नहीं किया गया है वहाँ, ऐसे उत्पादन केंद्र या उसकी यूनिट और पारेषण प्रणाली या उसके अल्पघटक के संबंध में, टैरिफ 31.3.2024 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए समय-समय पर यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तों) विनियम, 2019 के अनुसार अवधारित किया जाएगा।

2. विस्तार तथा लागू होना: (1) ये विनियम उन सभी मामलों में लागू होंगे जहाँ उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट या अंतर-राज्यिक विद्युत पारेषण के लिए प्रयुक्त संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली या उसके किसी अल्पघटक के लिए टैरिफ, अधिनियम की धारा 79 के साथ पठित धारा 62 के अधीन आयोग द्वारा अवधारित किया जाना है:

परंतु यह कि कोई उत्पादन स्टेशन जिसके लिए 5.1.2011 या उससे पहले लाभार्थियों को विद्युत की आपूर्ति के लिए समझौते (समझौतों) को निष्पादित किया जा चुका है और ऐसे उत्पादन केन्द्र के लिए वित्तीय समापन 31.3.2024 तक प्राप्त नहीं हुआ है, इस तरह की परियोजनाएं इन विनियमों के अधीन टैरिफ के अवधारण के लिए योग्य नहीं होंगी, जब तक कि लाभार्थियों की नई सहमति प्राप्त और प्रस्तुत नहीं की जाती है।

(2) ये विनियम उन सभी मामलों में भी लागू होंगे जहाँ उत्पादन कंपनी के पास उसे आबंटित एकीकृत खदान (खदानों) से उसके एक या उससे अधिक उन विनिर्दिष्ट अंतिम उपयोग उत्पादन स्टेशनों के लिए कोयला या लिग्नाइट की आपूर्ति के लिए व्यवस्था है, जिनका टैरिफ आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 79 और उसके साथ पठित धारा 62 के अधीन अवधारित किया जाना अपेक्षित है।

(3) ये विनियम निम्नलिखित मामलों में टैरिफ निर्धारण के लिए लागू नहीं होंगे:-

(क) उत्पादन केन्द्र या अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली जिनका टैरिफ अधिनियम की धारा 63 के अंतर्गत केन्द्रीय सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुरूप टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धात्मक बोली के द्वारा निर्धारित किया गया है;

(ख) ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों पर आधारित उत्पादन स्टेशन, जिनका टैरिफ का अवधारण केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से टैरिफ के अवधारण के लिए निबंधन और शर्तों) विनियम, 2020 के अनुसार हुआ है।

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

(1) 'अधिनियम' से विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) अभिप्रेत है;

(2) 'अतिरिक्त पूंजी व्यय' से इन विनियमों के उपबंधों के अनुसार, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, द्वारा किया गया या परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् किया जाने वाला अनुमानित पूंजी व्यय अभिप्रेत है;

(3) 'अतिरिक्त पूंजीकरण' से इन विनियमों के अनुसार प्रज्ञावान जांच के पश्चात् आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया अतिरिक्त पूंजी व्यय अभिप्रेत है;

(4) 'अनुमोदित पूंजी लागत' से सुसंगत टैरिफ विनियमों के अनुसार, प्रज्ञावान जांच के पश्चात् टैरिफ के माध्यम से सेवाओं के लिए आयोग द्वारा स्वीकृत पूंजीगत लागत अभिप्रेत है;

(5) एकीकृत खदान (खदानों) के संबंध में 'वार्षिक लक्ष्य मात्रा' या 'एटीक्यू' से खनन योजना में विनिर्दिष्ट मात्रा के 85% के तदनु रूप ऐसी एकीकृत खदान (खदानों) से वर्ष के दौरान निष्कर्षित की जाने वाली कोयला या लिग्नाइट की मात्रा अभिप्रेत है;

(6) विद्युत प्रणाली प्रचालन के संबंध में 'आनुषंगिक सेवा' या 'एएस' से विद्युत की गुणता को बनाए रखने में ग्रिड प्रचालन की सहायता के लिए आवश्यक सेवा, ग्रिड की विश्वसनीयता और सुरक्षा अभिप्रेत है और इसमें प्राथमिक रिज़र्व आनुषंगिक सेवा, द्वितीयक रिज़र्व आनुषंगिक सेवा, तृतीयक रिज़र्व आनुषंगिक सेवा, लोड फॉलोइंग के लिए सक्रिय विद्युत आलम्ब, प्रतिघाती विद्युत आलम्ब, ब्लैक स्टार्ट और ग्रिड कोड में यथा परिभाषित ऐसी अन्य सेवाएं शामिल हैं;

(7) उत्पादन केन्द्र के संबंध में, 'आनुषंगिक ऊर्जा खपत' या 'एयूएक्स' से किसी अवधि के संदर्भ में उत्पादन केन्द्र से उत्पादन केन्द्र के सहायक उपस्कर द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मात्रा जैसे संयंत्र एवं मशीनरी का प्रचालन करने के प्रयोजनार्थ प्रयोग किए जा रहे उपस्कर जिसमें उत्पादन केन्द्र का स्विचयार्ड और उत्पादन केन्द्र के भीतर ट्रांसफार्मर हानियाँ भी सम्मिलित हैं, अभिप्रेत है और उसे उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनलों पर उत्पादित कुल ऊर्जा की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा;

परंतु यह कि सहायक ऊर्जा उपभोग में आवासीय कालोनी में विद्युत आपूर्ति तथा उत्पादन केन्द्र पर अन्य सुविधाओं के लिए उपयोग की गई ऊर्जा और उत्पादन स्टेशनों और एकीकृत खदान (खदानों) में निर्माण कार्यों के लिए उपभोग की गई विद्युत शामिल नहीं है;

परंतु यह कि संशोधित उत्सर्जन मानकों, सीवेज ट्रीटमेंट प्लांट और बाह्य कोल हैंडिलिंग प्लांट (जेट्टी और संबंधित बुनियादी ढांचे) के अनुपालन के लिए सहायक ऊर्जा उपभोग पर अलग से विचार किया जाएगा।

(8) कोयला और लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन के मामले में अवधि के संबंध में 'उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए आनुषंगिक ऊर्जा उपभोग' या 'एयूएक्सई' से इस विनियम के खंड (7) के अधीन आनुषंगिक ऊर्जा उपभोग के अतिरिक्त कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन की उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के आनुषंगिक उपस्कर द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मात्रा अभिप्रेत है;

(9) 'संपरीक्षक' से समय-समय पर यथासंशोधित कंपनी अधिनियम, 1956 (1956 का 1) की धारा 224, 233ख और 619 के उपबंधों या कंपनी अधिनियम 2013 (2013 का 18) का अध्याय 10 अथवा तत्समय प्रवृत्त किसी अन्य विधि के अनुसार, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी अथवा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा नियुक्त संपरीक्षक अभिप्रेत है;

(10) अधिनियम की धारा 79 की उपधारा (1) के खंडों (क) और (ख) के अधीन कवर किए गए उत्पादन स्टेशन के संबंध में 'लाभार्थी' से ऐसा वितरण अनुज्ञप्तिधारी अभिप्रेत है जो इन उत्पादन स्टेशनों पर उत्पादित विद्युत का क्रय किसी विद्युत क्रय करार के द्वारा या तो सीधे अथवा निर्धारित प्रभारों का भुगतान करके और ग्रिड कोड के अनुरूप अनुसूचीकरण करके किसी व्यापारिक अनुज्ञप्तिधारी के माध्यम से क्रय करता हो;

परंतु यह कि जहाँ वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत की खरीद व्यापारिक अनुज्ञप्तिधारी के माध्यम से करता है वहाँ यह व्यवस्था बैक-टू-बैक विद्युत क्रय करार और विद्युत विक्रय करार के माध्यम से सुनिश्चित होनी चाहिए;

परंतु यह और कि लाभार्थी के अंतर्गत ऐसा व्यक्ति भी शामिल होगा जिसे भारत सरकार द्वारा अंतर-राज्यिक उत्पादन स्टेशन में क्षमता आबंटित है।

(11) 'पूँजी लागत' से उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली, यथास्थिति, के संबंध में इन विनियमों के विनियम 19 में और एकीकृत खदान (खदानों) के संबंध में इन विनियमों के विनियम 41 में यथा अवधारित पूँजी लागत अभिप्रेत है;

(12) 'विधि में परिवर्तन' से निम्नलिखित होने वाली कोई भी घटना अभिप्रेत है:-

(क) किसी नवीन भारतीय विधि का अधिनियमन, प्रभावीकरण या प्रख्यापन;

(ख) किसी मौजूदा विधि का अंगीकरण, संशोधन, उपांतरण, निरसन या पुनः अधिनियमन; या

(ग) किसी सक्षम न्यायालय, अधिकरण या भारतीय सरकारी लिखतों द्वारा किसी विधि के निर्वचन या विनियोजन में परिवर्तन, जो ऐसे निर्वचन या विनियोजन के लिए विधि के अधीन अंतिम प्राधिकारी हैं; या

(घ) परियोजना के लिए उपलब्ध या प्राप्त किसी सहमति या समाशोधन या अनुमोदन या अनुज्ञा की किसी शर्त या प्रसंविदा में किसी सक्षम सांविधिक प्राधिकारी द्वारा परिवर्तन; या

(ङ) भारत सरकार और किसी अन्य सम्प्रभु सरकार, जिसका इन विनियमों के अंतर्गत विनियमित उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली में निहितार्थ है, के बीच किसी द्विपक्षीय या बहुपक्षीय करार या संधि प्रभावी होना या उसमें परिवर्तन होना।

(13) 'आयोग' से अधिनियम की धारा 76 की उपधारा (1) में संदर्भित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग अभिप्रेत है;

(14) 'संचार प्रणाली' से केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (विद्युत के पारेषण के लिए अंतर-राज्यिक संचार प्रणाली) विनियम, 2017 के विनियम 2 के खंड (i) के उप-खंड (ज) में यथा परिभाषित संचार प्रणाली अभिप्रेत है;

(15) 'प्रतिस्पर्धात्मक बोली' से उपकरण की खरीद, सेवाएं एवं कार्य के लिए ऐसी पारदर्शी प्रक्रिया अभिप्रेत है जिसमें परियोजना विकासकर्ता द्वारा परियोजना के लिए अपेक्षित उपकरण, सेवाओं और कार्य के दायरे एवं विनिर्देशन तथा प्रस्तावित संविदा के निबंधन तथा शर्तों और उस प्रक्रिया, जिसके द्वारा बोली का मूल्यांकन किया जाएगा, को शामिल करते हुए एक विज्ञापन देकर बोलियाँ आमंत्रित की जाएंगी और इसमें घरेलू प्रतिस्पर्धात्मक बोली तथा अंतर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्धात्मक बोली शामिल होगी;

(16) 'कट-ऑफ डेट', एकीकृत खदान (खदानों) के मामलों को छोड़कर परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 36 मास के बाद वित्तीय वर्ष समापन का अंतिम दिन होगा।

(17) थर्मल उत्पादन स्टेशन या हाइड्रो उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली या संचार प्रणाली के संबंध में 'वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख' या 'सीओडी' का वही अर्थ होगा जैसा कि समय-समय पर यथा संशोधित ग्रिड कोड में यथा परिभाषित है:

परंतु यह कि एकीकृत खदान (खदानों) के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का वही अर्थ होगा जैसा कि इन विनियमों के विनियम 5 में यथा विनिर्दिष्ट है;

(18) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में 'प्रचालन की तारीख' या 'ओडीई' से उत्पादन कंपनी के निदेशक के स्तर के प्राधिकृत व्यक्ति द्वारा विधिवत् रूप से हस्ताक्षरित प्रबंधन प्रमाणपत्र के माध्यम से सत्यापित सभी लागू तकनीकी और पर्यावरण मानकों को पूरा करने के बाद उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली को उपयोग में लाने की तारीख अभिप्रेत है;

(19) एकीकृत खदान (खदानों) के संबंध में 'उत्पादन के आरंभ की तारीख' से उत्पादन कंपनी द्वारा यथा घोषित कोयले या लिग्नाइट, यथास्थिति, को छूने की तारीख अभिप्रेत है;

(20) किसी उत्पादन स्टेशन के संबंध में 'घोषित क्षमता' या 'डीसी' से ईंधन या जल की उपलब्धता पर सम्यक् रूप से विचार करते हुए, किसी दिन या संपूर्ण दिन के किसी समय ब्लॉक के संबंध में, ऐसे उत्पादन स्टेशन द्वारा घोषित मेगावाट में एक्स-बस विद्युत डिलीवर करने के लिए क्षमता अभिप्रेत है, और यह सुसंगत विनियम में अगली अर्हता के अध्यधीन होगी;

(21) इन विनियमों के अधीन टैरिफ के प्रयोजनार्थ 'पूँजीकरण विहीनता' से आस्तियों के अंतर-यूनिट अंतरण के तदनु रूप आयोग द्वारा यथा स्वीकृत परियोजना की सकल नियत आस्तियों में कमी या सेवा से निकाली गई आस्तियाँ अभिप्रेत हैं;

(22) 'डी-कमीशनिंग' से केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण या किसी अन्य प्राधिकृत ऐसी एजेंसी द्वारा स्वतः या परियोजना विकासकर्ता या लाभार्थियों या दोनों द्वारा किए गए आवेदन से यह प्रमाणित हो जाने के पश्चात् कि प्रौद्योगिकी पुरानी हो जाने या गैर किफायती प्रचालन या इन कारकों के संयोजन से आस्तियों के कार्य निष्पादन न करने के कारण परियोजना का प्रचालन नहीं किया जा सकता है, किसी उत्पादन स्टेशन या उसकी किसी यूनिट या पारेषण प्रणाली जिसमें संचार प्रणाली या उसका कोई अल्पघटक शामिल है को सेवाओं से हटा देना अभिप्रेत है;

(23) 'डिज़ाइन ऊर्जा' से ऊर्जा की वह मात्रा अभिप्रेत है जिसे हाइड्रो उत्पादन स्टेशन की 95 प्रतिशत संस्थापित क्षमता के साथ 90 प्रतिशत विश्वसनीय वर्ष में उत्पादित किया जा सकता है;

- (24) 'घटक' से निवेश अनुमोदन में पारेषण परियोजना के क्षेत्र के अधीन विशिष्ट रूप से परिभाषित लाइन बे और लाइन रिएक्टर, सबस्टेशन, बे, क्षतिपूर्ति उपकरण, अंतरसंयोजन ट्रांसफॉर्मर सहित पारेषण लाइनों जैसी वह आस्ति अभिप्रेत है जिसे उपयोग में लाया जा सकता है;
- (25) 'उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली' से पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन या उसका यूनिट में संस्थापित किए जाने के लिए अपेक्षित उपस्करों या उपकरणों का सेट अभिप्रेत है;
- (26) 'एस्करो लेखा' से एकीकृत खदान (खदानों) के खदान समापन व्यय के जमा और आहरण के लिए कोयला नियंत्रक, कोयला मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुसार बनाए रखा लेखा अभिप्रेत है;
- (27) 'विद्यमान परियोजना' से वह उत्पादन स्टेशन और पारेषण प्रणाली अभिप्रेत है जिसे दिनांक 1.4.2024 से पूर्व तारीख को वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया गया है;
- (28) 'विस्तारित परियोजना' में विद्यमान उत्पादन स्टेशन में नई क्षमता में कोई वृद्धि या पारेषण प्रणाली का संवर्धन, यथास्थिति, शामिल होगा;
- (29) 'उपगत व्यय' से किसी उपयोगी आस्ति का सृजन या अधिग्रहण करने के लिए वास्तविक रूप से लगाए गए और नगद या नगद समकक्ष के रूप में संदत्त निधि, इक्विटी या ऋण या दोनों, अभिप्रेत हैं और इसमें वह वचनबद्धताएं या दायित्व शामिल नहीं हैं जिनके लिए कोई भुगतान नहीं किया गया है;
- (30) 'विस्तारित जीवन' से ऐसे किसी उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली या उसके किसी घटक के आयोग द्वारा मामला-दर-मामला आधार पर यथाअवधारित उपयोगी जीवन की अवधि से परे जीवन अभिप्रेत है;
- (31) इन विनियमों के प्रयोजन के लिए 'अप्रत्याशित घटना' के संबंध में निम्नलिखित घटनाओं सहित वे घटनाएं या परिस्थितियाँ या उन घटनाओं या परिस्थितियों का संयोजन शामिल है जो उत्पादन स्टेशन या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को परियोजना को पूरा होने या उसके प्रचालन से वंचित करती हैं और केवल तब जब यह घटनाएं या परिस्थितियाँ उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण में नहीं हैं, और उनसे बचा नहीं जा सकता है परंतु यह तब तक कि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी ने उपयुक्त ध्यान रखा हो या प्रज्ञावान उपयोगिता प्रक्रियाओं का पालन किया हो:
- (क) विजली गिरना, सूखा, आग लगना और विस्फोट होना, भूकंप, ज्वालामुखी फटना, भूस्खलन, बाढ़, चक्रवात, तूफान, टॉरनेडो, भौगोलिक आश्चर्य या आपवादािक रूप से खराब मौसम सहित ईश्वरीय कृत्य जो पिछले सौ वर्षों को सांख्यिकीय रिकॉर्ड से अधिक हो; या
- (ख) युद्ध, आक्रमण, सशस्त्र विद्रोह या विदेशी शत्रु के कृत्य, ब्लॉकड, अधिरोध, क्रांति, उपद्रव, परिद्रोह, आतंकवादी या मिलिटरी कृत्य; या
- (ग) उद्योग व्यापी हड़ताल और श्रमिक गड़बड़ी जिसका भारत में राष्ट्रव्यापी प्रभाव हो;
- (घ) परियोजना के लिए सांविधिक अनुमोदन प्राप्त करने में देरी, सिवाय जहाँ देरी के लिए परियोजना विकासकर्ता उत्तरदायी है;
- (32) 'ईंधन आपूर्ति अनुबंध' से लाभार्थियों को विद्युत की आपूर्ति और विद्युत उत्पादन के लिए उत्पादन कंपनी और ईंधन आपूर्तिकर्ता के मध्य होने वाला अनुबंध अभिप्रेत है;
- (33) 'उत्पादन स्टेशन' का वही अर्थ होगा जो अधिनियम की धारा 2 की उप-धारा 30 के अधीन परिभाषित किया गया है और जिसमें इन विनियमों के प्रयोजन के लिए किसी उत्पादन स्टेशन के चरणों या ब्लॉकों या यूनिटों को शामिल किया जाएगा;
- (34) थर्मल उत्पादन स्टेशन (संयुक्त चक्रीय थर्मल उत्पादन स्टेशन से भिन्न) के संबंध में 'उत्पादन यूनिट' या 'यूनिट' से वाष्प जनरेटर, टर्बाइन जनरेटर और अनुषंगियाँ अभिप्रेत हैं या संयुक्त चक्रीय थर्मल उत्पादन स्टेशन के संबंध में टर्बाइन जनरेटर उससे संबंधित अपशिष्ट हीट रिकवरी बॉयलर से संबद्ध वाष्प टर्बाइन जनरेटर एवं अनुषंगियाँ अभिप्रेत हैं और हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के संबंध में टर्बाइन जनरेटर और इसकी अनुषंगियाँ अभिप्रेत हैं;
- (35) 'ग्रिड कोड' से केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (भारतीय विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2023 अभिप्रेत है;
- (36) थर्मल उत्पादन स्टेशन के संबंध में, 'सकल उष्मीयमान' या 'जीसीवी' से, यथास्थिति, एक किलो टोस ईंधन या एक लीटर द्रव ईंधन या एक घन मीटर गैसीय ईंधन के पूर्ण दहन द्वारा किलो कैलोरी में उत्पादित ऊर्जा अभिप्रेत है;
- (37) 'जीसीवी प्राप्ति के रूप में' से आईएस 436 (भाग-1/धारा 1)-1964 के अनुसार कोयले का जीसीवी गाड़ियों, ट्रकों, रोपवे, मैरी-गो-राउंड (एमजीआर), वाहक पट्टा और जहाजों में संग्रह, तैयारी और परीक्षण के माध्यम से थर्मल उत्पादन स्टेशन के अनलोडिंग बिंदु पर मापन अभिप्रेत है;

परंतु यह कि कोयला या लिग्नाइट की माप केन्द्र सरकार द्वारा जारी किए गए दिशानिर्देशों के अनुसार, उत्पादन कंपनियों द्वारा नियुक्त किए जाने वाले तीसरे पक्ष एजेंसी द्वारा नमूना लेने के माध्यम से की जाएगी:

परंतु यह और कि कोयले या लिग्नाइट के नमूनों को या तो मैनुअल रूप से या हाइड्रोलिक एगुर के माध्यम से या किसी अन्य विधि के माध्यम से एकत्र किया जाएगा, जिसे कर्मियों और उपकरणों की सुरक्षा को ध्यान में रखते हुए उपयुक्त माना जाता है:

परंतु यह भी कि उत्पादन कंपनियाँ उचित और पारदर्शी तरीके से जीसीवी के मापन के लिए नमूनों के संग्रहण, तैयारी और परीक्षण के लिए कोई उन्नत प्रौद्योगिकी अपना सकती है;

(38) 'सकल स्टेशन हीट दर' या 'एसएचआर' से थर्मल उत्पादन स्टेशन के उत्पादन टर्मिनलों पर एक किलोवाट घंटा विद्युत ऊर्जा उत्पादित करने के लिए अपेक्षित प्रति के.सी.ए.एल. में हीट दर अभिप्रेत है;

(39) 'कार्यान्वयन करार' से (i) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और उत्पादन कंपनी या (ii) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और परियोजना का समन्वित ढंग से निष्पादन करने के लिए सहबद्ध पारेषण प्रणाली विकासकर्ता के बीच निष्पादित करार, संविदा, या समझौता ज्ञापन या ऐसी कोई अन्य प्रसंविदा अभिप्रेत है;

(40) 'भारतीय सरकारी माध्यम' से भारत सरकार, राज्य सरकार (जहाँ परियोजना अवस्थित हो) या भारत सरकार या राज्य सरकार के प्रत्यक्ष या अप्रत्यक्ष नियंत्रणाधीन कोई मंत्रालय, विभाग या बोर्ड या एजेंसी या अन्य विनियामक या अर्ध न्यायिक प्राधिकरण अभिप्रेत है;

(41) 'अशक्त विद्युत' से, समय-समय पर, यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (भारतीय विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2023 अभिप्रेत है;

(42) 'इनपुट कीमत' से इन विनियमों के अध्याय 9 के अनुसार अवधारित कोयले या लिग्नाइट की कीमत (विद्यमान लिग्नाइट खदानों के संबंध में लिग्नाइट की अंतरण कीमत सहित) एकीकृत खदानों से प्राप्त होती है, जिस पर कोयले या लिग्नाइट को उत्पादन के लिए ऊर्जा प्रभार की संगणना करने और लाभार्थियों को विद्युत की आपूर्ति के लिए उत्पादन स्टेशन में अंतरित किया जाना अभिप्रेत है;

(43) 'संस्थापित क्षमता' या 'आईसी' से, समय-समय पर, आयोग द्वारा यथा अनुमोदित उत्पादन टर्मिनलों में संगणित उत्पादन स्टेशन की क्षमता या उत्पादन स्टेशन की सभी इकाइयों की दर्ज क्षमता का संकलन अभिप्रेत है;

(44) 'एकीकृत खदान' से कैप्टिव खदान (एक या अधिक पहचाने गए उत्पादन स्टेशनों में उपभोग के लिए आबंटित) या बास्केट खदान (जो कि किसी भी उत्पादन स्टेशन में प्रयोग के लिए उत्पादन कंपनी को आबंटित किया जाता है) या दोनों एक या एक से अधिक निर्दिष्ट और उपयोगी उत्पादन स्टेशनों के लिए लाभार्थियों को विद्युत की बिक्री के लिए कोयला या लिग्नाइट की आपूर्ति के लिए उत्पादन कंपनी या उसके संबद्ध द्वारा विकसित किया जाना अभिप्रेत है;

स्पष्टीकरण: संबद्ध से वह कंपनी अभिप्रेत है जिसका स्वामित्व और सीधे रूप से नियंत्रण इकाई के वोटिंग अधिकारों के कम से कम छब्बीस प्रतिशत (26%) वाली उत्पादन कंपनी के पास है।

(45) 'अंतर-राज्यिक उत्पादन स्टेशन' या 'आईएसजीएस' को वही अर्थ होगा जैसा कि ग्रिड कोड में है;

(46) 'निवेश अनुमोदन' उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के बोर्ड या आर्थिक कार्य संबंधी मंत्रिमंडल समिति (सीसीईए) या परियोजना के लिए प्रशासनिक अनुमोदन जिसमें परियोजना के लिए निधि तथा परियोजना के कार्यान्वयन के लिए समय-सीमा भी है, देने वाला सक्षम को प्राधिकारी द्वारा अनुमोदन अभिप्रेत है:

परंतु यह कि निवेश अनुमोदन की तारीख की संगणना उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारक के बोर्ड के संकल्प की तारीख की जाएगी जहाँ बोर्ड ऐसा अनुमोदन प्रदान करने के लिए सक्षम है और अन्य मामलों में सक्षम प्राधिकारी के मंजूरी पत्र की तारीख से की जाएगी;

परंतु यह और कि एकीकृत खदान (खदानों) के मामले में, कार्यान्वयन के लिए निधि पोषण और समय-सीमा निवेश अनुमोदन में पृथक रूप से और विशेष रूप से इंगित की जाएगी;

परंतु यह और कि जहाँ निवेश अनुमोदन में उत्पादन स्टेशन और एकीकृत खदान (खदानें) शामिल हैं, वहाँ एकीकृत खदान (खदानों) के कार्यान्वयन के लिए निधि पोषण और समय-सीमा का हल निकाला जाएगा निवेश अनुमोदन में पृथक रूप से और विशेष रूप से इंगित किया जाएगा।

(47) 'अवसारित ईंधन लागत' से कोयले की कुल लागत (सहायक ईंधन के मामले में बायोमास सहित), उत्पादन स्टेशन के उतराई बिंदु पर डिलिवर किया गया लिग्नाइट या गैस/नेफ्था/तरल ईंधन और इसमें मूल कीमत या इनपुट कीमत जहाँ वाशरी प्रभार लगता हो, परिवहन की लागत (विदेशी या अंतर्देशीय या दोनों) प्रचालन लागत, तीसरे पक्ष के नमूने के लिए प्रभार और सांविधिक प्रभार अभिप्रेत है;

(48) एकीकृत खदान (खदानों) के संबंध में कोयला या लिग्नाइट, यथा स्थिति, के प्रेषण के लिए 'लोडिंग बिंदु' से रेल साइडिंग या सिलो की अवस्थिति या कोयला हैंडलिंग संयंत्र या कन्वेयर बेल्ट जैसी कोई अन्य व्यवस्था, जो भी खदान से समीपतम है, अभिप्रेत है;

(49) 'दीर्घ कालिक ग्राहक' का वही अर्थ होगा जैसा कि केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण तथा अन्य सहबद्ध विषयों में संयोजकता, दीर्घ-कालिक पहुंच तथा मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच प्रदान करना) विनियम, 2009 में 'दीर्घ कालिक

ग्राहक' के रूप में यथा परिभाषित या केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली में संयोजकता तथा सामान्य नेटवर्क पहुंच) विनियम, 2022 (उन्हें छोड़कर जिन्हें "टी-जीएनए" प्रदान किया गया है) में नामित आईएसटीएस ग्राहक (डीआईसी) या "सामान्य नेटवर्क पहुंच अनुदानग्राही" या "जीएनए अनुदानग्राही" के रूप में यथा परिभाषित है;

(50) थर्मल उत्पादन स्टेशन की उत्पादन इकाई के संबंध में, 'अधिकतम सतत् रेटिंग' या 'एमसीआर' से निर्धारित पैरामीटरों पर विनिर्माताओं द्वारा गारंटीकृत उत्पादन टर्मिनलों पर अधिकतम सतत् उत्पादन और संयुक्त चक्रीय थर्मल ऊर्जा उत्पादन स्टेशन के ब्लॉक के संबंध में जल/स्टीम इंजेक्शन (यदि लागू हो) सहित विनिर्माता द्वारा गारंटीकृत तथा 50 हर्ट्ज ग्रिड फ्रीक्वेंसी और विनिर्दिष्ट स्थल स्थिति पर परिशोधित टर्मिनलों पर अधिकतम सतत् उत्पादन अभिप्रेत है;

(51) 'खदान अवसंरचना' में एकीकृत खदान (खदानों) की आस्तियाँ शामिल होंगी जैसे कि खनन प्रचालनों के लिए उपयोग की जाने वाली मूर्त आस्तियाँ, सिविल कार्य, कार्यशालाएं, अचल वाइनिंग उपकरण, नींव, तटबंध, फुटपाथ, विद्युत प्रणालियाँ, संचार प्रणालियाँ, राहत केंद्र, साइट प्रशासनिक कार्यालय, अचल संस्थापन, हैंडलिंग व्यवस्थाएं, क्रशिंग और परिवहन प्रणाली, रेलवे साइडिंग, पिट्स, शाफ्ट, इन्क्लाइन, भूमिगत परिवहन प्रणालियाँ, हॉलिंग प्रणालियाँ (चल उपकरणों को छोड़कर जब तक कि उन्हें स्थायी लाभकारी आनंद के लिए भूमि में एम्बेडेड न किया गया हो), वनीकरण के लिए भूमि का सीमांकन और सुसंगत विधि के अधीन खनन प्रचालनों से प्रभावित व्यक्तियों के पुनर्वास और पुनर्व्यवस्थापन के लिए भूमि;

(52) एकीकृत (खदान) खदानों के संबंध में 'खनन योजना' या 'खदान योजना' से कोयला मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा समय-समय पर संशोधित जारी कोयला या लिग्नाइट ब्लॉक के लिए खनन योजना की तैयारी, निर्माण, प्रस्तुतीकरण, प्रसंस्करण, जांच, अनुमोदन और पुनरीक्षण के लिए दिशानिर्देशों या समय-समय पर यथा संशोधित खनिज रियायत नियम, 1960 के उपबंधों के अनुसार तैयार की गई और केंद्र सरकार या राज्य सरकार, यथास्थिति, द्वारा खान और खनिज (विकास और पुनर्वास) अधिनियम, 1957 की धारा 5 की उप-धारा (2) के खंड (ख) के अधीन अनुमोदित योजना अभिप्रेत है;

(53) 'नवीन परियोजना' से दिनांक 1.4.2024 को या उसके बाद अपने वाणिज्यिक प्रचालन को प्राप्त करने वाला उत्पादन स्टेशन या उसका कोई यूनिट या पारेषण प्रणाली या उसका कोई घटक अभिप्रेत है;

(54) 'गैर-पिट हेड उत्पादन स्टेशन' या 'गैर-पिट हेड विद्युत संयंत्र' से पिट हेड उत्पादन स्टेशनों के अलावा कोयला और लिग्नाइट आधारित उत्पादन स्टेशन अभिप्रेत हैं;

(55) 'प्रचालन और रखरखाव व्यय' या 'ओ एंड एम व्यय' से परियोजना या उसके किसी भाग के प्रचालन और रखरखाव के लिए किया गया व्यय अभिप्रेत है और इसमें जनशक्ति, रखरखाव, मरम्मत और रखरखाव स्पेयर्स, रुपए 10 लाख तक के मूल्य की पूंजी प्रकृति के अन्य स्पेयर्स, रुपए 20 लाख के कम की व्यक्तिगत आस्ति का अतिरिक्त पूंजी व्यय, उपभोज्य, बीमा और ओवरहेड और विद्युत के उत्पादन के लिए उपयोग किए गए ईंधन के अलावा ईंधन शामिल है;

परंतु यह कि एकीकृत खदान (खदानों) के लिए प्रचालन एवं रखरखाव व्यय में उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खदान विकासकर्ता और प्रचालक, यदि कोई हो, को भुगतान किए गए खनन प्रभार और खदान समापन व्यय शामिल होंगे।

(56) 'मूल परियोजना लागत' से आयोग द्वारा यथास्वीकृत अंतिम तारीख तक परियोजना के मूल विस्तार के लिए, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उपगत वास्तविक व्यय अभिप्रेत है;

(57) एकीकृत खदान (खदानों) के संबंध में 'पीक रेट क्षमता' से खनन योजना में यथा विनिर्दिष्ट खदान की पीक रेट क्षमता अभिप्रेत है;

(58) 'पिट हेड उत्पादन स्टेशन' या 'पिट हेड विद्युत संयंत्र' से पर्यावरण (संरक्षण) नियम, 1986 के अधीन यथा परिभाषित अर्थ अभिप्रेत है;

(59) किसी भी अवधि के लिए उत्पादन स्टेशन के संबंध में 'संयंत्र उपलब्धता कारक' या '(पीएएफ)' से मेगावाट में स्थापित क्षमता के प्रतिशत के रूप में व्यक्त अवधि के दौरान सभी दिनों के लिए दैनिक घोषित क्षमताओं (डीसी) का औसत घटा आनुषंगिक ऊर्जा खपत और इन विनियमों के अनुसार उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए आनुषंगिक ऊर्जा खपत अभिप्रेत है;

(60) थर्मल उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई के संबंध में, किसी अवधि के लिए 'संयंत्र भार क्षमता' या '(पीएएफ)' से उक्त अवधि के दौरान निर्धारित उत्पादन के समनुरूप कुल प्रेषित ऊर्जा अभिप्रेत है जो उक्त अवधि में संस्थापित क्षमता के समनुरूप प्रेषित ऊर्जा के रूप में अभिव्यक्त हो और इसकी संगणना निम्नलिखित सूत्रों के अनुसार की जाएगी:

$$\text{पीएलएफ} - 10000 \times \sum_{i=1}^N \frac{SG_i}{[N \times IC_x (100 - AUX_n - AUX_{en})]} \%$$

जहाँ,

IC = उत्पादन स्टेशन या इकाई की मेगावाट में संस्थापित क्षमता,

SG_i = किसी अवधि के किसी समय खंड के लिए मेगावाट में परिगणित उत्पादन,

N = अवधि के दौरान समय खंडों की संख्या,

AUX_n = सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में मानकीय आनुषंगिक ऊर्जा खपत; और

AUX_{en} = सकल ऊर्जा उत्पादन के रूप में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए मानकीय आनुषंगिक ऊर्जा खपत, जहाँ लागू हो।

- (61) 'प्रक्रिया विनियम' से केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (कारोबार का संचालन) विनियम, 2023 अभिप्रेत है;
- (62) 'परियोजना' से निम्नलिखित अभिप्रेत है:
- (i) थर्मल उत्पादन स्टेशन के मामले में, थर्मल उत्पादन स्टेशन के सभी अल्पघटक और जैसी कि आवश्यक हो, उसमें एकीकृत कोयला खदान बायोमास पैलेट प्रचालन प्रणाली, प्रदूषण नियंत्रण प्रणाली, प्रभावी उपचार योजना;
- (ii) हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के मामले में, हाइड्रो उत्पादन के सभी अल्पघटकों और विद्युत उत्पादन के लिए आवश्यक बाँध, इंटेक जल कंडक्टर प्रणाली, विद्युत उत्पादन स्टेशन, और विद्युत के लिए आवश्यकता के रूप में;
- (iii) पारेषण के मामले में, संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के सभी अल्पघटक;
- (63) 'प्रज्ञावान जाँच' से यथास्थिति उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इन विनियमों के अधीन होने वाली लागत या व्यय की तर्कपूर्ण जाँच अभिप्रेत है;
- (64) 'पम्पड भंडारण हाइड्रो उत्पादन स्टेशन' से ऐसा हाइड्रो स्टेशन अभिप्रेत है जो निम्नतर उत्थित जलाशय से उच्चतर उत्थित जलाशय में पम्प से खींचे गए जल ऊर्जा के रूप में भंडारित ऊर्जा से विद्युत का उत्पादन करता है;
- (65) 'रेटित वोल्टता' का अर्थ ग्रिड कोड में यथा विनिर्दिष्ट है;
- (66) 'संदर्भित ब्याज दर' से भारतीय स्टेट बैंक (एसबीआई) द्वारा समय-समय पर जारी एक वर्ष की निधियों की सीमांत लागत पर आधारित उधार दर (एमसीएलआर) जमा 325 बेसिस प्वाइंट्स अभिप्रेत है;
- (67) थर्मल उत्पादन स्टेशन के संबंध में 'पुनरीक्षित उत्सर्जन मानक' से पर्यावरण (संरक्षण) संशोधन नियम, 2015 के अनुसार समय-समय पर यथा अधिसूचित किसी अन्य नियमों के अनुसार अधिसूचित मानदंड अभिप्रेत हैं;
- (68) 'अपवाह नदी उत्पादन स्टेशन' से वह हाइड्रो उत्पादन स्टेशन अभिप्रेत है जिसके पास उपरिप्रवाह पौंडेज नहीं है;
- (69) 'पौंडेज के साथ अपवाह नदी उत्पादन स्टेशन' से विद्युत मांग के दैनिक हेरफेर को पूरा करने के लिए पर्याप्त पौंडेज के साथ हाइड्रो उत्पादन स्टेशन अभिप्रेत है;
- (70) 'अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तारीख' या 'एससीओडी' से निवेश अनुमोदन में यथाउपदर्शित या विद्युत क्रय करार या पारेषण सेवा करार, यथास्थिति, में यथा सहमत किसी उत्पादन स्टेशन या उसका उत्पादन यूनिट या पारेषण प्रणाली या उसके घटक के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, जो भी पहले हो, अभिप्रेत है;
- (71) 'अनुसूचित ऊर्जा' से संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा एक निश्चित समयावधि में उत्पादन स्टेशन द्वारा ग्रिड में अंतःक्षेपित की जाने वाली अनुसूचित ऊर्जा की मात्रा अभिप्रेत है;
- (72) किसी समय ब्लॉक या किसी अवधि के लिए 'अनुसूचित उत्पादन' या 'अनुसूचित अंतःक्षेपण' से ग्रिड कोड के अनुसार संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दी गई आनुषंगिक सेवाओं के लिए अनुसूची सहित मेगावाट या मेगावाट घंटा एक्स-बस में उत्पादन या अंतःक्षेपण की अनुसूची अभिप्रेत है;
- (73) किसी समय ब्लॉक या किसी अवधि के लिए 'अनुसूचित आहरण' से संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दी गई आनुषंगिक सेवाओं के लिए अनुसूची सहित मेगावाट या मेगावाट घंटा एक्स-बस में आहरण की अनुसूची अभिप्रेत है;
- (74) 'शेयरिंग विनियम' से समय-समय पर यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली में पारेषण प्रभारों और हानियों की शेयरिंग) विनियम, 2020 अभिप्रेत है;
- (75) 'लघु गैस टर्बाइन ऊर्जा उत्पादन स्टेशन' से 50 मेगावाट या उससे कम की क्षमता रेंज में गैस टर्बाइन या ओपन साइकल गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल उत्पादन स्टेशन अभिप्रेत तथा सम्मिलित है;
- (76) 'प्रारंभ तारीख या शून्य तारीख' से परियोजना के कार्यान्वयन के प्रारंभ के लिए निवेश अनुमोदन में उल्लिखित वह तारीख अभिप्रेत है जिससे परियोजना का कार्यान्वयन प्रारंभ हुआ या जहाँ किसी तारीख का उल्लेख नहीं किया गया है, वहाँ निवेश अनुमोदन की तारीख को प्रारंभिक तारीख या शून्य तारीख के रूप में माना जाएगा;
- (77) 'सांविधिक प्रभार' से सुसंगत कानून के अधीन संसद के अधिनियमों या राज्य के विधान-मंडल या भारत सरकार के माध्यम से लगाए जाने वाले कर, उपकर, रॉयल्टी और अन्य प्रभार अभिप्रेत हैं और इसमें शामिल हैं;
- (78) 'भंडारण प्रकार के उत्पादन स्टेशन' से मांग के अनुसार विद्युत के उत्पादन में परिवर्तन को सक्षम करने के लिए भंडारण क्षमता से संबद्ध हाइड्रो उत्पादन स्टेशन अभिप्रेत है;
- (79) 'थर्मल उत्पादन स्टेशन' से वह उत्पादन स्टेशन या उसकी कोई ऐसी इकाई अभिप्रेत है जो जीवाश्म ईंधन जैसे कोयला, लिग्नाइट, गैस, तरल ईंधन या इनके संयोजन को ऊर्जा के प्राथमिक स्रोत के रूप में प्रयोग करके विद्युत उत्पादन करता है;

- (80) 'पारेषण लाइन' का वही अर्थ होगा जैसा कि अधिनियम की धारा 2 की उप-धारा (72) में यथा परिभाषित है;
- (81) 'पारेषण सेवा करार' से शेयरिंग विनियम के अनुसार पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और नामित अंतर-राज्यिक पारेषण सेवा ग्राहकों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों या केन्द्रीय पारेषण यूटिलिटी यथालागू के बीच किया गया करार अभिप्रेत है और इसमें थोक विद्युत पारेषण करार और दीर्घकालिक पहुंच करार शामिल है;
- (82) 'पारेषण प्रणाली' से सब-स्टेशन से सहबद्ध या असहबद्ध लाइन या लाइनों का समूह, पारेषण लाइनों से सहबद्ध उपस्कर तथा निवेश अनुमोदन (अनुमोदनों) के अनुसार योजना के अधीन पहचाने गए सब-स्टेशन अभिप्रेत हैं और इसमें सहबद्ध संचार प्रणाली शामिल होगी'
- (83) पारेषण प्रणाली के संबंध में 'परीक्षण प्रचालन' का वही अर्थ होगा जैसा कि ग्रिड कोड के विनियम 23 में यथा विनिर्दिष्ट है;
- (84) उत्पादन स्टेशन के संबंध में 'परीक्षण चालन' का वही अर्थ होगा जैसा कि ग्रिड कोड के विनियम 22 में यथा विनिर्दिष्ट है;
- (85) 'सब-स्टेशन' का वही अर्थ होगा जैसा कि अधिनियम की धारा 2 की उप-धारा (69) में यथा परिभाषित है;
- (86) 'उतराई बिंदु' से कोयले या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन के परिसर के अंदर का वह बिंदु है जहाँ कोयले या लिग्नाइट को रोक या ट्रक या परिवहन के किसी अन्य मोड से उतारा जाना अभिप्रेत है;
- (87) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (सीओडी) से उत्पादन स्टेशन, एकीकृत खदानों तथा पारेषण प्रणाली के यूनिट के संबंध में 'उपयोगी जीवनकाल' से निम्नलिखित अभिप्रेत हैं, अर्थात्:-

(क) कोयला/लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन	25 वर्ष
(ख) गैस/द्रव ईंधन आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन	25 वर्ष
(ग) एसी और डीसी सब-स्टेशन	25 वर्ष
(घ) गैस विद्युत रोधी सब-स्टेशन (जीआईएस)	25 वर्ष
(ङ) पम्पड भंडारण हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों सहित हाइड्रो उत्पादन स्टेशन	40 वर्ष
(च) पारेषण लाइन (एचवीएसी एवं एचवीडीसी सहित)	35 वर्ष
(छ) ऑप्टिकल ग्राउंड वायर (ओपीजीडब्ल्यू)	15 वर्ष
(ज) ओपीजीडब्ल्यू को छोड़कर आईटी प्रणाली, एससीएडीए और संचार प्रणाली	7 वर्ष
(झ) एकीकृत खदान (खदानें)	खनन योजना के अनुसार

परंतु यह कि कोयला/लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों और हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के मामले में, प्रचालन जीवन क्रमशः 35 वर्ष और 50 वर्ष हो सकता है।

(88) इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों और अभिव्यक्तियों, यहाँ परिभाषित नहीं किए गए, परंतु अधिनियम या आयोग के किसी अन्य विनियमों में परिभाषित हैं, का वही अर्थ होगा जैसा उन्हें अधिनियम या आयोग के किसी अन्य विनियमों के अधीन प्रदान किया गया है।

4. व्याख्या:- इन विनियमों में जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो:

- (1) 'दिन' से एक कैलेंडर दिन अभिप्रेत है जिसमें 24 घंटे की अवधि 00:00 से प्रारंभ होती है;
- (2) 'किलो कैलोरी' से खनिज की ऊष्मा ऊर्जा सामग्री की एक इकाई अभिप्रेत है, जो किसी भी तात्कालिक अवधि में उत्पादित एक किलोकैलोरी या एक हजार कैलोरी ऊष्मा से मापी जाती है;
- (3) 'किलोवाट घंटा' या 'केडब्ल्यूएच' से विद्युत ऊर्जा की एक इकाई अभिप्रेत है, जिसे एक किलोवाट या एक हजार वाट विद्युत से उत्पादित या एक घंटे की अवधि में उपभोग किया जाता है;
- (4) 'तिमाही' से विद्यमान परियोजना के मामले में प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अप्रैल, जुलाई, अक्तूबर और जनवरी माह के पहले दिन शुरू होने वाली तीन महीने की अवधियाँ और पहली तिमाही के संबंध में एक नई परियोजना के मामले में जून, सितम्बर, दिसम्बर और मार्च के अंतिम दिन वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख अभिप्रेत है;
- (5) 'टन' से एकीकृत खदान (खदानों) के संबंध में कोयला या लिग्नाइट का मीट्रिक टन अभिप्रेत है;
- (6) 'वर्ष' से 1 अप्रैल से प्रारंभ और 31 मार्च को समाप्त वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है;

परंतु यह कि नई परियोजना या एकीकृत खदान (खदानों) के मामले में प्रथम वर्ष वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रारंभ होगा और 31 मार्च के बाद तुरंत समाप्त होगा।

(7) किसी भी अधिनियम, नियमों और विनियमों के संदर्भ में संशोधन या समेकन या उसके पुनः अधिनियमन शामिल होगा।

अध्याय-2

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

5. **वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख:** (1) उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली या उसके घटक और संबद्ध संचार प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का निर्धारण, ग्रिड कोड के उपबंधों के अनुसार किया जाएगा। संबद्ध पारेषण और/या उत्पादन स्टेशनों के बीच सीओडी के बेमेल होने की दशा में पारेषण प्रभारों के लिए दायित्व, समय-समय पर यथा संशोधित शेयरिंग विनियमों, 2020 के उपबंधों के अनुसार होगी।

(2) एकीकृत खदान (खदानों) के मामले में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का अर्थ निम्नलिखित का शीघ्रतम होगा:-

क) उस वर्ष के उत्तरवर्ती वर्ष की प्रथम तारीख जिसमें खनन योजना के अनुसार पीक रेटेड क्षमता का 25% प्राप्त हुआ है; या

ख) उस वर्ष के उत्तरवर्ती वर्ष की प्रथम तारीख जिसमें इन विनियमों के विनियम 7 के अनुसार अनुमानित उत्पादन का मूल्य उस वर्ष में कुल व्यय से अधिक है;

या

ग) उत्पादन के आरंभ होने की तारीख से दो वर्षों की तारीख:

परंतु यह कि इस विनियम के खंड (2) के उप-खंडों (क) से (ग) के अधीन किसी भी घटना के शीघ्रतम उत्पन्न होने पर उत्पादन कंपनी, अंतिम-उपयोग के लाभार्थियों या संबद्ध उत्पादन स्टेशन (स्टेशनों) को एक सप्ताह पूर्व सूचना के साथ सुसंगत उप-खंड के अधीन एकीकृत खदान (खदानों) के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख घोषित करेगी;

परंतु यह और कि यदि एकीकृत खदान (खदानों) वाणिज्यिक प्रचालन के लिए तैयार हैं परंतु जिन्हें उत्पादन कंपनी या उसके प्रदाताओं या ठेकेदारों या खदान विकासकर्ता और प्रचालक पर अनारोप्य कारणों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख की घोषणा से वंचित किया गया है तो आयोग, उत्पादन कंपनी द्वारा किए गए आवेदन पर, इस विनियम के खंड (2) के किसी भी उप-खंडों के अधीन वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख की घोषणा से वंचित करने वाले सुसंगत कारणों पर विचार करने के बाद, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के रूप में ऐसी तारीख अनुमोदित कर सकता है जैसी भी समुचित समझी जाए;

परंतु यह भी कि पिछले परंतुकों के अधीन वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख का अनुमोदन मांगने वाली उत्पादन कंपनी, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से संबंधित एकीकृत खदान (खदानों) के अंतिम-उपयोग या संबद्ध उत्पादन स्टेशन (स्टेशनों) के लाभार्थियों को एक मास का पूर्व नोटिस देगी।

6. **अशक्त विद्युत की बिक्री:** अशक्त विद्युत की आपूर्ति, केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (विचलन व्यवस्थापन तंत्र और संबद्ध मामले) विनियम, 2022 के अनुसार होगी:

परंतु यह कि ईंधन व्यय के लिए लेखांकन के बाद अशक्त विद्युत की आपूर्ति से उत्पादन कंपनी द्वारा अर्जित किसी राजस्व को पूंजी लागत समायोजित करने में तदनुसार लागू किया जाएगा।

7. **एकीकृत खदान के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पूर्व कोयले या लिग्नाइट की आपूर्ति:** एकीकृत खदान (खदानों) से कोयले या लिग्नाइट की आपूर्ति के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की उनकी तारीख से पूर्व इनपुट कीमत निम्नानुसार होगी:

(क) कोयले के मामले में, निवेश अनुमोदन में उपलब्ध अनुमानित कीमत, या विद्युत सेक्टर को आपूर्तित कोयले की तदनुसूची ग्रेड के लिए कोल इंडिया लिमिटेड की अधिसूचित कीमत, जो भी निम्नतर हो; और

(ख) लिग्नाइट के मामले में, निवेश अनुमोदन में उपलब्ध अनुमानित कीमत, या लिग्नाइट की अंतरण कीमत के लिए आयोग द्वारा अवधारित अंतिम उपलब्ध पूलड लिग्नाइट कीमत, जो भी निम्नतर हो:

परंतु यह कि एकीकृत खदान (खदानों) के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पूर्व कोयले या लिग्नाइट की आपूर्ति से अर्जित किसी राजस्व को उक्त एकीकृत खदान (खदानों) की पूंजी लागत को समायोजित करने में लागू किया जाएगा।

अध्याय-3

टैरिफ अवधारण के लिए प्रक्रिया

8. टैरिफ अवधारण

(1) उत्पादन स्टेशन और उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली, जहाँ लागू हो, के संबंध में टैरिफ का अवधारण संपूर्ण उत्पादन स्टेशन या उत्पादन इकाई के लिए किया जा सकेगा और किसी पारेषण प्रणाली के लिए टैरिफ का अवधारण संपूर्ण पारेषण प्रणाली या पारेषण लाइन या सब-स्टेशन या संचार प्रणाली जो उस पारेषण प्रणाली का एक भाग है, के लिए किया जा सकेगा:

परंतु यह कि:

- (i) जहाँ उत्पादन स्टेशन के सभी उत्पादन इकाइयों या पारेषण प्रणाली के सभी अल्पघटकों को तारीख 1.4.2024 से पहले वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत घोषित किया गया हो वहाँ उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, संपूर्ण उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली के संबंध में दिनांक 1.4.2024 से दिनांक 31.3.2029 की अवधि के लिए टैरिफ अवधारण करने के प्रयोजनार्थ समेकित याचिका फाइल करेंगे:
- (ii) पारेषण प्रणाली के एक भाग के रूप में दिनांक 1.4.2014 से पहले वाणिज्यिक प्रचालन प्राप्त मौजूदा संचार प्रणाली का टैरिफ, आयोग द्वारा दिनांक 1.4.2014 तक अपनाई गई क्रियापद्धति के अनुरूप होगा।
- (iii) उत्पादन कंपनी ऐसी उत्सर्जन प्रणाली के प्रचालन की तारीख से 90 दिनों के अंदर इन विनियमों के अनुसार कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन में संस्थापित उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए अनुपूरक टैरिफ के अवधारण के लिए आवेदन दाखिल करेगी।
- (2) जहाँ लाभार्थियों को विद्युत आपूर्ति के लिए दीर्घकालिक विद्युत क्रय करार के द्वारा उत्पादन स्टेशन की उत्पादन क्षमता के एक भाग का करार किया गया हो, वहाँ इकाइयों के ऐसे भाग की क्षमता को स्पष्ट रूप से पहचाना जाएगा और ऐसे मामलों में, ऐसी पहचान की गई क्षमता के लिए टैरिफ का अवधारण किया जाएगा। जहाँ ऐसी इकाई क्षमता के अनुरूप इकाई (इकाइयों) की पहचान नहीं की जा सकती है, वहाँ उत्पादन स्टेशन के टैरिफ का अवधारण संपूर्ण परियोजना की पूंजीगत लागत के संदर्भ में किया जाएगा परंतु इस स्तर पर अवधारित टैरिफ वितरण अनुज्ञप्तिधारी को आपूर्ति के लिए संविदाकृत क्षमता के अनुरूप लागू होगा।
- (3) विद्यमान उत्पादन स्टेशन के विस्तार के मामले में, टैरिफ इन विनियमों के अनुसार विस्तारित क्षमता के लिए अवधारित किया जाएगा:
- परंतु यह कि विद्यमान उत्पादन स्टेशन के सामान्य बुनियादी ढांचे का उपयोग विस्तारित क्षमता के लिए किया जाएगा और आयोग द्वारा निर्धारित विस्तारित क्षमता में नई तकनीकी के लाभ को मौजूदा क्षमता तक बढ़ाया जाएगा।
- (4) पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के लिए स्थापित आस्तियाँ विद्यमान उत्पादन परियोजना का हिस्सा होंगी और उनका टैरिफ इन विनियमों के विनियम 9 के खंड (1) के 5वें परंतुक के अधीन दाखिल किए गए आवेदन के अनुसार पृथक रूप से अवधारित किया जाएगा।
- (5) एकीकृत खदान से कोयला या लिग्नाइट के उत्पादन स्टेशन के टैरिफ का ऊर्जा प्रभार घटक कोयला या लिग्नाइट के इनपुट मूल्य के आधार पर निर्धारित किया जाएगा जैसा कि इस तरह के एकीकृत खदानों से हो सकता है:
- परंतु यह कि उत्पादन कंपनी अलग से एकीकृत खदान का लेखा-जोखा रखेगी और इन विनियमों के अनुसार लेखा परीक्षक द्वारा विधिवत प्रमाणित खदान की लागत जमा करेगी।
- (6) केन्द्र या राज्य के सार्वजनिक उपक्रमों (पीएसयू) या सरकारी कंपनी के अलावा किसी कंपनी या कंपनी के बीच संयुक्त उपक्रम द्वारा विकसित कोयला वाशरी रिजेक्ट्स का उपयोग करने वाले उत्पादन स्टेशन का टैरिफ इन विनियमों के अनुसार निर्धारित होगा:
- परंतु यह कि सरकारी कंपनी और सरकारी कंपनी के अलावा किसी अन्य कंपनी के बीच संयुक्त उद्यम के मामले में सरकारी कंपनी के अलावा किसी सहायक कंपनी या सहयोगी कंपनी के माध्यम से कंपनी की हिस्सेदारी का भुगतान शेयर पूंजी के 26% से अधिक नहीं होगा:
- परंतु यह कि उत्पादन स्टेशन या इकाई के टैरिफ का ऊर्जा प्रभार घटक निर्धारित लागत और कोयला वाशरी परियोजना की परिवर्तनीय लागत के आधार पर अवधारित किया जाएगा:
- परंतु यह कि कोयला रिजेक्ट्स का सकल कैलोरिफिक मूल्य को उत्पादन कंपनी और लाभार्थी द्वारा संयुक्त रूप से मापा जाएगा।
- (7) सिंचाई, बाढ़ नियंत्रण और विद्युत संघटकों सहित बहुउद्देशीय जल विद्युत उत्पादन स्कीम के मामले में टैरिफ अवधारण के लिए उस स्कीम के विद्युत संघटक पर प्रभार्य पूंजीगत लागत पर ही विचार किया जाएगा।
- (8) जहाँ किसी विद्यमान पारेषण परियोजना को केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (विद्युत के अंतर-राज्यिक पारेषण तथा संबंधित मामलों के लिए पारेषण अनुज्ञप्ति प्रदान करने की शर्तें एवं निबंधन) विनियम, 2009 के विनियम 6(ग) के साथ पठित अधिनियम की धारा 14 के अधीन अनुज्ञप्ति प्रदान की गई है, वहाँ ऐसी परियोजना के लिए टैरिफ, यथास्थिति, पारेषण अनुज्ञप्ति प्रदान करने की तारीख या पारेषण अनुज्ञप्ति में यथाइंगित तारीख से लागू होगा। ऐसे मामलों में आवेदक परिशिष्ट-1 (भाग-III) के अनुरूप याचिका फाइल करेगा जिसमें उन आस्तियों, जो उत्पादन और पारेषण के विनियमित व्यवसाय का भाग हो, इन आस्तियों का मूल्य, उनके वित्त पोषण के स्रोत आदि का स्पष्ट चिन्हांकन किया जाएगा और वे एक संपरीक्षक द्वारा विधिवत प्रमाणित होंगी।

9. टैरिफ का अवधारण करने के लिए आवेदन:

- (1) उत्पादन कंपनी, किसी नए उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई के लिए टैरिफ अवधारण हेतु आवेदन प्रक्रिया इन विनियमों के अनुसार उस उत्पादन स्टेशन या उसकी उत्पादन इकाइयों के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तारीख से 90 दिनों के अंदर कर सकती है:

परंतु यह कि पारेषण प्रणाली में विभिन्न घटक समाहित हों, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी निवेश के अनुमोदन या 100 करोड़ रूपए, प्रकल्पित लागत का 70% से कम खर्च न करने वाले तत्वों के एक समूह के लिए, जो भी कम हो, वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तारीख पर, टैरिफ के अवधारण के लिए एक आवेदन जमा करेगा:

परंतु यह और कि पारेषण अनुज्ञप्तिधारी निवेश अनुमोदन में पारेषण प्रणाली के उन घटकों को संयुक्त करेगा जिन्हें किसी विशेष मास के दौरान आरंभ किया जा रहा है और जो संयुक्त आस्ति के लिए एकल सीओडी घोषित करेंगे, जो उस मास में आरंभ की गई अंतिम घटक की सीओडी होगी और ऐसी आस्ति को टैरिफ प्रयोजनों हेतु एकल आस्ति के रूप में माना जाएगा।

परंतु यह और कि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, संपरीक्षक प्रमाणपत्र और संपरीक्षक प्रमाणपत्र की अनुपलब्धता में, किसी अधिकृत व्यक्ति के द्वारा, जो कि निदेशक के स्तर के नीचे का न हो, विधिवत हस्ताक्षरित प्रबंधन प्रमाणपत्र प्रस्तुत करेगी, जिसके अधीन कंपनी अपने वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, और टैरिफ अवधि 2024-29 के संबंधित वर्षों के लिए अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के रूप में पूंजी लागत का विवरण देगी:

परंतु यह कि नए उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली या उसके घटक के लिए आवेदक, इन विनियमों के विनियम 9(1) के अधीन दाखिल अपने आवेदन में विनिर्दिष्ट प्रार्थना के माध्यम से अंतरिम टैरिफ के लिए प्रार्थना कर सकता है, और आयोग आवेदन की पहली सुनवाई के बाद वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से अंतरिम टैरिफ प्रदान करने पर विचार कर सकता है और जहाँ संचार प्रणाली सहित उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट और पारेषण प्रणाली या उसके घटक का ऐसा अंतरिम टैरिफ को प्रबंधन प्रमाणपत्र के आधार पर अवधारित किया गया है, वहाँ उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 90 दिनों के अंदर संपरीक्षक प्रमाणपत्र प्रस्तुत करेगा:

परंतु यह भी कि उत्पादन कंपनी, कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन में संस्थापित उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए अनुपूरक टैरिफ के अवधारण के लिए ऐसी उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन के आरंभ की तारीख से 90 दिनों के अंदर इन विनियमों के अनुसार आवेदन दाखिल करेगा।

- (2) विद्यमान उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई, या पारेषण प्रणाली या उसके घटक के मामले में, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, द्वारा आवेदन के विविधा (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम, 2019 के अनुसार, पहले से स्वीकृत और दिनांक 31.3.2024 तक व्ययित अतिरिक्त पूंजी लागत (वास्तविक या अनुमानित अतिरिक्त पूंजी लागत के आधार पर) सहित स्वीकृत पूंजी लागत और 2019-24 की अवधि के लिए टूअप याचिका के साथ 2024-29 की टैरिफ अवधि के संबंधित वर्षों के लिए अनुमानित अतिरिक्त पूंजी व्यय सहित के आधार पर दिनांक 30.11.2024 तक किया जा सकता है।
- (3) पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए विद्यमान उत्पादन स्टेशन या इकाई में स्थापित होने के लिए आवश्यक उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के मामले में, वास्तविकता के आधार पर पूरक टैरिफ (क्षमता प्रभार या ऊर्जा प्रभार या दोनों) के अवधारण के लिए संपरीक्षक द्वारा विधिवत प्रमाणित पूंजी व्यय के आधार पर आवेदन किया जाएगा।
- (4) जहाँ उत्पादन कंपनी के पास अपने उत्पादन स्टेशनों के एक या एक से अधिक खदानों से कोयला या लिग्नाइट की आपूर्ति करने के व्यवस्था है, उत्पादन कंपनी इन विनियमों के अध्याय 9 के उपबंध के अनुसार एक या अधिक उत्पादक स्टेशनों के लिए टैरिफ याचिकाओं के साथ ऊर्जा प्रभार निर्धारित करने के लिए इनपुट मूल्य के अवधारण के लिए याचिका दायर करेगी:

परंतु यह कि एकीकृत खदान (खदानों) के साथ उत्पादन कंपनी, इन विनियमों के अनुसार एकीकृत खदान (खदानों) के वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 90 दिनों के अंदर एकीकृत खदान (खदानों) से कोयले या लिग्नाइट की इनपुट कीमत के अवधारण के लिए याचिका दाखिल करेगा।

- (5) यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी इस विनियम के उप-खंडों (1) से (4) में विनिर्दिष्ट समय-सीमा के अनुसार आवेदन दाखिल करता है, तो परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 1-वर्ष एसबीआई एमसीएलआर जमा 100 बेसिस प्वाइंट्स के साधारण ब्याज की दर पर वहन लागत की अनुमति होगी:

परंतु यह कि यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, इस विनियम के उप-खंडों (1) से (4) में विनिर्दिष्ट समय-सीमा के अनुसार आवेदन दाखिल करने में विलंब करता है, तो इन विनियमों के विनियम 10(6) और 10(7) के अनुसार आवेदन दाखिल करने की तारीख से उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को वहन लागत की अनुमति होगी।

10. टैरिफ का अवधारण

- (1) किसी विनिर्दिष्ट उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली या उसके घटक के लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या एकीकृत खदान, यथास्थिति, के लिए उत्पादन कंपनी पूंजी व्यय और व्ययित अतिरिक्त पूंजी व्यय और व्यय किए जाने हेतु अनुमानित, जहाँ भी लागू हो, के लिए निहित मान्यताओं के विवरण सहित इन विनियमों के अनुबंध-1 के अनुसार आयोग के समक्ष याचिका दाखिल करेगा।
- (2) यदि इन विनियमों के परिशिष्ट-1 के अंतर्गत यथापेक्षित याचिका में किसी संबंध में कमी है तो वह आवेदन पत्र आयोग के कर्मचारियों द्वारा यथाइंगित कमियों में सुधार करने के पश्चात् आवेदन वापस किए जाने की तारीख से एक माह के अंदर उस याचिका को पुनः प्रस्तुत करने के लिए उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को, यथास्थिति, वापस कर दिया जाएगा।

- (3) यदि याचिका में प्रस्तुत की गई सूचना इन विनियमों के अनुसार है, तो आयोग नए उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली, या उसके घटक के मामले में आयोग द्वारा अंतिम टैरिफ अवधारित किए जाने तक बिलिंग प्रयोजनों हेतु आवेदन की अंतिम सुनवाई के दौरान दावा किए गए टैरिफ के नब्बे प्रतिशत (90%) तक अंतरिम टैरिफ प्रदान करने पर विचार कर सकता है:

परंतु यह कि यदि आयोग द्वारा अवधारित किया गया अंतिम टैरिफ, अंतरिम टैरिफ से 10% से अधिक से निम्नतर है, तो उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों, यथास्थिति, से वसूली गई अतिरिक्त राशि को उस वित्त वर्ष के 1 अप्रैल को प्रवृत्त 1 वर्ष एसबीआई एमसीएलआर जमा 100 बेसिस प्वाइंट्स के आधार पर निकाली गई दर की 1.20 गुणा पर साधारण ब्याज के साथ वापस करेगा जिस वर्ष में अतिरिक्त वसूली की गई थी।

- (4) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, लाभार्थियों या पारेषण ग्राहकों को, क्षमता प्रभार या पारेषण प्रभार के तौर पर क्रमशः, आयोग द्वारा अनुमोदित और दिनांक 31.3.2024 से लागू टैरिफ का बिल भेजना दिनांक 1.4.2024 से प्रारंभ करके आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार टैरिफ के अनुमोदन की तारीख तक जारी रखेगा:

परंतु यह कि ऊर्जा प्रभार के लिए बिलिंग 1.4.2024 से प्रभावी इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रचालन मानदंडों के अनुसार होगी।

- (5) विद्यमान और नई परियोजना के मामले में, आयोग प्रतिवादियों या उपभोक्ताओं या उपभोक्ता एसोसिएशनों सहित किसी अन्य व्यक्ति से प्राप्त सुझावों और आपत्तियों, या आयोग द्वारा विशेष रूप से अनुज्ञात किसी अन्य व्यक्ति को सुनने के पश्चात् टैरिफ आदेश जारी करेगा।

- (6) नीचे उप-खंड (7) के अध्यक्षीन, ऊपर खंडों (3) और (5) और ऊपर खंडों (4) और (5) के अनुसार अवधारित टैरिफ के अंतर को छह मासिक किस्तों के अधिकतम में टैरिफ अवधि की संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को प्रवृत्त 1 वर्ष एसबीआई एमसीएलआर जमा 100 बेसिस प्वाइंट्स के बराबर दर पर साधारण ब्याज के साथ लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों, यथास्थिति, से वसूल किया जाएगा या उन्हें वापिस किया जाएगा;

परंतु यह कि वसूल या वापस किया जाने वाला बिल आदेश जारी होने से 45 दिनों के अंदर उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा प्रस्तुत किया जाएगा।

परंतु यह और कि इस विनियम के उप-खंड (7) के अनुसार अवधारित सहित ऐसा ब्याज, आदेश जारी होने की तारीख तक देय होगा और छह-मासिक किस्तों की अवधि के दौरान किसी ब्याज की अनुमति नहीं होगी या कोई ब्याज नहीं लगाया जाएगा।

परंतु यह और कि यदि जहाँ पैसा वापिस किया जाना है और आदेश जारी होने से 45 दिनों के बाद उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा बिल प्रस्तुत किए जाने में विलंब है, वहाँ इन विनियमों के अनुसार लागू विलंब भुगतान अधिभार होगा।

- (7) जहाँ अनुमानित अतिरिक्त पूंजी व्यय के आधार पर आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजी लागत, 10% से अधिक से वर्ष दर वर्ष पर व्ययित वास्तविक टूट अप अतिरिक्त पूंजी व्यय से अधिक होता है, वहाँ उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों, यथास्थिति, को संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को प्रवृत्त 1 वर्ष एसबीआई एमसीएलआर जमा 100 बेसिस प्वाइंट्स के आधार पर निकाले गई दर के 1.20 गुणा पर साधारण ब्याज के साथ आयोग द्वारा यथा अनुमोदित अव्ययित अतिरिक्त पूंजी व्यय के तदनु रूप वसूल किए गए टैरिफ को वापस करेगा।

11. **विनिर्दिष्ट परिस्थितियों में सैद्धांतिक अनुमोदन:** किसी विनिर्दिष्ट उत्पादन स्टेशन के लिए या किसी एकीकृत खदान के लिए उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी कानून प्रक्रिया में बदलाव के लिए किसी अतिरिक्त पूंजीकरण का कार्य करते हैं या बड़ी शर्तों पर बल देते हैं, जो लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों को पूर्व सूचना के बाद इस तरह के व्यय के लिए सैद्धांतिक मंजूरी के लिए याचिका दायर कर सकते हैं, यथास्थिति, इस तरह के व्यय के अंतर्निहित मान्यताओं, अनुमानों और औचित्य के साथ, यदि अनुमानित व्यय परियोजना की अनुमोदित की गई पूंजी लागत का 10% या 100 करोड़ रूपए से अधिक हो, जो भी कम हो।

12. **2019-24 की अवधि के लिए टैरिफ का टूटिंग अप:** 2019-24 की अवधि के लिए उत्पादन स्टेशनों, एकीकृत खदानों, और पारेषण प्रणालियों के टैरिफ को 2024-29 की अवधि के लिए टैरिफ याचिका के साथ केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तों) विनियम, 2019 के विनियम 13 के उपबंधों के अनुसार टूट अप किया जाएगा। 2024-29 की अवधि के लिए टैरिफ अवधारण के लिए 1.4.2024 को प्रारंभिक पूंजी लागत का आधार, टूटिंग अप के आधार पर 31.3.2024 को स्वीकृत पूंजी लागत का आधार बनेगा।

13. **2024-29 की अवधि के लिए टैरिफ का टूटिंग अप:** (1) आयोग निम्नलिखित के लिए अगली टैरिफ अवधि हेतु दाखिल टैरिफ याचिका के साथ 2024-29 की अवधि के लिए टूटिंग अप एक्सरसाइज़ करेगा:

(क) टूटिंग अप के समय विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा स्वीकृत 31.03.2029 तक व्ययित अतिरिक्त पूंजी व्यय सहित पूंजी व्यय;

(ख) आयोग द्वारा यथा स्वीकृत अप्रत्यक्षित घटना और विधि में परिवर्तन के कारण 31.03.2029 तक व्ययित अतिरिक्त पूंजी व्यय सहित पूंजी व्यय;

- (ग) आयोग द्वारा यथा स्वीकृत उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण 31.03.2029 तक व्ययित अतिरिक्त पूंजी व्यय।
- (2) 2024-29 की टैरिफ अवधि के लिए उत्पादन स्टेशन (स्टेशनों) की एकीकृत खदान (खदानों) से कोयले या लिग्नाइट की इनपुट कीमत को निम्नलिखित के लिए ढूँड अप किया जाएगा:
- (क) ढूँड अप के समय विवेकपूर्ण जांच के बाद आयोग द्वारा यथा स्वीकृत 31.03.2029 तक व्ययित अतिरिक्त पूंजी व्यय सहित पूंजी व्यय;
- (ख) आयोग द्वारा यथा स्वीकृत अप्रत्याशित घटना और विधि में परिवर्तन के कारण 31.03.2029 तक व्ययित अतिरिक्त पूंजी व्यय सहित पूंजी व्यय;
- (ग) इन विनियमों के विनियम 46 के उपबंधों के अनुसार प्रचालन और रखरखाव व्यय।
- (3) उत्पादन कंपनी, किसी विनिर्दिष्ट उत्पादन स्टेशन के लिए या किसी एकीकृत खदान, या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, के लिए 30.11.2029 तक उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली या उसके घटक के संबंध में ढूँड अप एक्सरसाइज़ को करने के लिए, इन विनियमों के परिशिष्ट-1 के अनुसार आवेदन करेगी।
- (4) उत्पादन कंपनी, किसी विनिर्दिष्ट उत्पादन स्टेशन के लिए या किसी एकीकृत खदान, या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, के लिए वर्ष 2026-27 में टैरिफ के अंतरिम ढूँड अप के लिए आवेदन करेगी यदि टैरिफ अवधि के संबंधित वर्षों के लिए आयोग द्वारा यथा अवधारित वार्षिक नियत लागत से 20% अधिक से वार्षिक नियत लागत में वृद्धि होती है:

परंतु यह कि यदि वास्तविक अतिरिक्त पूंजी व्यय इन विनियमों के अध्याय 7 के उपबंधों के अधीन अनुमत अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय से कम हो या ऋण पर ब्याज दर या आयकर दर में परिवर्तन के कारण टैरिफ में कमी हो, तो उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, को इस उद्देश्य हेतु अंतरिम ढूँड अप याचिका दाखिल करने की आवश्यकता नहीं होगी और वह इन विनियमों के विनियम 10(6) और 10(7) में विनिर्दिष्ट तरीके से, यथास्थिति, आयोग को सूचित करते हुए लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों को, यथास्थिति, अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के अनुरूप या ऋण पर ब्याज दर या आयकर दर में बदलाव के कारण वसूल किए गए अतिरिक्त टैरिफ को वापस करेगा:

परंतु यह और कि उत्पादन कंपनी या ट्रांसमिशन अनुज्ञप्तिधारक, यथास्थिति, लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों को किए गए रिफंड की संगणना के साथ पूरा विवरण ढूँड-अप के समय प्रस्तुत करेगा।

- (5) ढूँड अप के बाद, यदि टैरिफ या पहले से वसूल की गई इनपुट कीमत, टैरिफ या इन विनियमों के अधीन आयोग द्वारा अनुमोदित इनपुट से अधिक या कम होती है, तो उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों, यथास्थिति, को इन विनियमों के विनियम 10(6) और 10(7), यथा लागू, के अनुसार अधिक या कम राशि को वापस करेंगे या वसूल करेंगे।

परंतु यह कि कोयले और लिग्नाइट की इनपुट कीमत के मामले में उत्पादन कंपनी, अनुसूचित ऊर्जा के आधार पर लाभार्थियों को ऐसी अधिक राशि वापस करेंगे या कम राशि को वसूल करेंगे।

अध्याय-4

टैरिफ संरचना

14. **टैरिफ के घटक:** (1) थर्मल उत्पादन स्टेशन से ऊर्जा के प्रदाय के लिए टैरिफ में दो भाग सम्मिलित होंगे, अर्थात् क्षमता प्रभार (विनियम 15 में विनिर्दिष्ट घटकों से बनी वार्षिक नियत लागत की वसूली के लिए) तथा ऊर्जा प्रभार (प्रारंभिक और द्वितीयक ईंधन लागत तथा चूना पत्थर की लागत और किसी भी अन्य अभिकर्मक जहाँ विनियमों के विनियम 16 में विनिर्दिष्ट के अनुसार लागू है, की वसूली के लिए)
- (2) विद्यमान उत्पादन स्टेशनों या नए उत्पादन स्टेशनों, यथास्थिति, में पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कारण अनुपूरक क्षमता प्रभारों और अनुपूरक ऊर्जा प्रभारों वाले अनुपूरक टैरिफ आयोग द्वारा पृथक रूप से अवधारित किए जाएंगे।
- (3) उत्पादन स्टेशन के क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार इन विनियमों के अध्याय 11 के उपबंधों के अनुसार अवधारित किए जाएंगे। इन विनियमों के अध्याय 9 के उपबंधों के अनुसार यथा अवधारित कोयले या लिग्नाइट की इनपुट कीमत, उत्पादन स्टेशन के ऊर्जा प्रभार का हिस्सा होगी।
- (4) हाइड्रो उत्पादन स्टेशन से विद्युत की आपूर्ति के लिए टैरिफ में इन विनियमों के विनियम 15 में संदर्भित घटकों वाली वार्षिक नियत लागत की वसूली के लिए इन विनियमों के विनियम 65 या विनियम 66, यथा लागू, में विनिर्दिष्ट ढंग से प्राप्त किए जाने के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार शामिल होंगे।
- (5) अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली पर विद्युत के पारेषण के लिए टैरिफ में इन विनियमों के विनियम 15 में विनिर्दिष्ट घटकों वाली वार्षिक नियत लागत की वसूली के लिए पारेषण प्रभार शामिल होंगे।
15. **क्षमता प्रभार:** (1) क्षमता प्रभारों को वार्षिक नियत लागतों के आधार पर प्राप्त किया जाएगा। संचार प्रणाली सहित उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली की वार्षिक नियत लागत (एएफसी) में निम्नलिखित घटक शामिल होंगे:

- (क) इक्विटी पर रिटर्न;
 (ख) ऋण पूंजी पर ब्याज;
 (ग) मूल्यह्रास;
 (घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज; और
 (ङ) प्रचालन और रखरखाव व्यय:

परंतु यह कि जहाँ आरएंडएम के बदले में इन विनियमों के विनियम 28 के अनुसार विशेष भत्ते का विकल्प चुना जाएगा, वहाँ उसे पृथक रूप से वसूल किया जाएगा और कार्यशील पूंजी की संगणना के लिए उस पर विचार नहीं किया जाएगा।

- (2) **अनुपूरक क्षमता प्रभार:** अनुपूरक क्षमता प्रभारों को उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली (एएफसीई) के लिए वार्षिक नियत लागत के आधार पर प्राप्त किया जाएगा। उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए वार्षिक नियत लागत में इस विनियम के खंड (1) के उप-खंडों (क) से (ङ) में यथा सूचीबद्ध घटक शामिल होंगे।

16. **ऊर्जा प्रभार:** ऊर्जा प्रभारों को उत्पादन स्टेशन (हाइड्रो को छोड़कर) की उतराई ईंधन लागत (एलएफसी) के आधार पर प्राप्त किया जाएगा और इसमें निम्नलिखित लागतें शामिल होंगी:

- (क) प्राथमिक ईंधन की उतराई ईंधन लागत;
 (ख) द्वितीयक ईंधन तेल खपत की लागत; और
 (ग) लाइमस्टोन या किसी अन्य रीजेंट की लागत, यथा लागू:

परंतु यह कि ईंधन प्रदाता से जुमाने के कारण प्राप्त किसी राशि के साथ करों और शुल्कों की कोई वापसी को ईंधन लागत में समायोजित किया जाएगा:

परंतु यह और कि थर्मल उत्पादन स्टेशन के मामले में पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए अनुपूरक ऊर्जा प्रभारों, यदि कोई हो, को इन विनियमों के विनियम 64 के अनुसार आयोग द्वारा पृथक रूप से अवधारित किया जाएगा।

परंतु यह भी कि एकीकृत खदान (खदानों) से कोयले या लिग्नाइट की आपूर्ति के मामले में प्राथमिक ईंधन की उतराई लागत, इन विनियमों के अनुसार यथा संगणित कोयले या लिग्नाइट, यथास्थिति, की इनपुट कीमत के आधार पर होगी।

17. **थर्मल उत्पादन स्टेशन के लिए टैरिफ हेतु विशेष उपबंध जिन्होंने वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रचालन के 25 वर्ष पूरे कर लिए हैं:** ऐसे थर्मल उत्पादन स्टेशन के संबंध में जिसने वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रचालन के 25 वर्ष पूरे कर लिए हैं और ऐसे उत्पादन स्टेशन से लाभार्थियों को विद्युत की आपूर्ति के लिए विद्युत क्रय करार को नहीं बढ़ाया गया है, उत्पादन कंपनी और लाभार्थी एक व्यवस्था पर सहमत हो सकते हैं लक्ष्य उपलब्धता और प्रोत्साहन के उपबंधों सहित, जहां ऊर्जा प्रभार के अलावा, इन विनियमों के अधीन अवधारित क्षमता प्रभार भी अनुसूचित उत्पादन के आधार पर वसूल किया जाएगा।

अध्याय – 5

पूंजी संरचना

18. **ऋण-इक्विटी अनुपात:** (1) नई परियोजनाओं के लिए, वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को ऋण इक्विटी अनुपात को 70:30 के रूप में माना जाएगा। यदि वास्तव में लगाई गई इक्विटी पूंजी लागत के 30 प्रतिशत से अधिक है तो 30 प्रतिशत के आधिक्य में साम्या मानकीय ऋण का भाग समझी जाएगी:

परंतु यह कि

- i. जहाँ वास्तव में लगाई गई इक्विटी, पूंजी लागत के 30 प्रतिशत से कम है, वहाँ टैरिफ के अवधारण के लिए वास्तविक इक्विटी पर विचार किया जाएगा;
- ii. विदेशी मुद्रा में विनिधान की गई इक्विटी, प्रत्येक विनिधान की तारीख को भारतीय रुपयों में अभिहित की जाएगी;
- iii. परियोजना का निष्पादन करने के लिए प्राप्त किसी अनुदान को ऋण इक्विटी अनुपात पूंजी ढांचे के एक भाग के रूप में नहीं माना जाएगा।

स्पष्टीकरण- यदि परियोजना के वित्त पोषण के लिए, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अंश पूंजी जारी करते समय और इसकी मुक्त आरक्षति से सृजित आंतरिक स्रोतों के विनिधान से कोई प्रीमियम लिया जाता है तो इसे इक्विटी पर प्रतिदाय संगणित करने के प्रयोजन के लिए संदत पूंजी के रूप में संगणित किया जाएगा, यदि इस तरह की प्रीमियम पूंजी और आंतरिक संसाधनों का उपयोग वास्तव में उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिए किया गया हो।

- (2) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, उत्पादन स्टेशन या या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के पूंजी व्यय को पूरा करने के लिए किए जा रहे या किए जाने के लिए आशयित उपयोग के समर्थन में निधियों का आंतरिक स्रोतों से इन्फ्यूजन करने के लिए कंपनी के बोर्ड का संकल्प या सक्षम प्राधिकारी का अनुमोदन प्रस्तुत करेगा;
- (3) 1.4.2024 के पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित उत्पादन स्टेशन और संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के मामले में, 31.3.2024 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए टैरिफ के अवधारण हेतु आयोग द्वारा अनुज्ञात ऋण इक्विटी अनुपात पर विचार किया जाएगा:

परंतु यह कि उत्पादन स्टेशन और संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली जो कि अपना उपयोगी जीवन 1.4.2024 को पूरा कर चुके हैं या 2024-29 की टैरिफ अवधि के दौरान अपना उपयोगी जीवन पूरा करेंगे, यदि वास्तविक रूप से परिनियोजित इक्विटी पूंजी लागत के 30% से अधिक है, तो 30% से अधिक इक्विटी पर टैरिफ संगणना के लिए विचार नहीं किया जाएगा;

परंतु यह और कि दामोदर घाटी निगम के स्वामित्व वाली परियोजनाओं के मामले में, ऋण इक्विटी अनुपात इन विनियमों के विनियम 96 के खंड (2) के उप-खंड (ii) के अनुसार शासित होगा।

- (4) यदि किसी उत्पादन स्टेशन और संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली को 1.4.2024 से पहले प्रचालनरत घोषित किया जाता है परंतु जहाँ ऋण इक्विटी अनुपात का निर्धारण आयोग द्वारा 31.3.2024 को समाप्त अवधि के लिए टैरिफ अवधारण हेतु नहीं किया गया है, वहाँ आयोग ऋण इक्विटी अनुपात इस विनियम के खंड (1) के अनुसार अनुमोदित करेगा।
- (5) टैरिफ अवधारण के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में आयोग द्वारा 1.4.2024 को या उसके पश्चात् उपगत या उपगत होने के लिए आशयित कोई व्यय तथा जीवनकाल विस्तार के लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण व्यय पर इस विनियम के खंड (1) में विनिर्दिष्ट रीति से विचार किया जाएगा।
- (6) अनुपूरक टैरिफ के अवधारण के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में आयोग द्वारा यथा स्वीकृत टैरिफ अवधि के दौरान उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए व्ययित किसी व्यय को इस विनियम के खंड (1) में विनिर्दिष्ट ढंग से चुकाया जाएगा।

अध्याय-6

पूंजी लागत की संगणना

19. **पूंजीगत लागत:** (1) आयोग द्वारा विनियम के अनुसार प्रजावान जांच के पश्चात् उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली की निर्धारित पूंजी लागत विद्यमान तथा नई परियोजनाओं के लिए टैरिफ अवधारण का आधार बनेगी।
- (2) नई परियोजना की पूंजी लागत में निम्नलिखित शामिल होगा:
 - (क) परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक किया गया या किए जाने के लिए आशयित व्यय;
 - (ख) ऋण पर निर्माण और वित्तपोषण प्रभारों के दौरान ब्याज (i) परिनियोजित किए गई निधि के 70% के बराबर है और, परिनियोजित निधियों से 30% से अधिक इक्विटी को मानकीय ऋण के रूप में मानते हुए, सममात्रा आधार पर 30% से अधिक वास्तविक इक्विटी होने की दशा में, या (ii) परिनियोजित निधियों के 30% के कम वास्तविक इक्विटी होने की दशा में ऋण के वास्तविक राशि के बराबर;
 - (ग) निर्माण अवधि के दौरान उपलब्ध ऋण राशि से संबंधित विदेशी मुद्रा जोखिम भिन्नता के कारण कोई लाभ या हानि;
 - (घ) इन विनियमों के अनुसार यथा संगणित निर्माण के दौरान ब्याज और निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय;
 - (ङ) इन विनियमों के अनुसार सीलिंग दरों के अध्यधीन पूंजीगत आरंभिक स्पेयर्स;
 - (च) इन विनियमों के अनुसार अवधारित अतिरिक्त पूंजीकरण और पूंजीकरण विहीनता के कारण हुआ व्यय;
 - (छ) इन विनियमों के विनियम 6 के अधीन यथाविनिर्दिष्ट वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पहले ईंधन लागत से अधिक अशक्त विद्युत की बिक्री के कारण राजस्व का समायोजन;
 - (ज) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पहले आस्तियों का प्रयोग करके पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अर्जित किसी राजस्व का समायोजन;
 - (झ) उठाई-धराई और परिवहन सुविधा सहित राख निपटान उपयोग के कारण होने वाला पूंजी व्यय;
 - (ञ) उत्पादन स्टेशन के अंतिम छोर तक कोयले के परिवहन के लिए रेलवे के लिए बुनियादी ढांचा और इसकी वृद्धि पर होने वाला पूंजी उपगत व्यय, लेकिन इसमें परिवहन लागत और रेलवे को भुगतान की गई कोई अन्य उपयुक्त लागत शामिल नहीं है;
 - (ट) सह-चालन के लिए बायोमास हैंडलिंग उपकरण और सुविधाओं पर होने वाली पूंजी व्यय;
 - (ठ) सीवेज उपचार संयंत्र और संशोधित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए आवश्यक उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली पर होने वाला पूंजी व्यय;
 - (ड) परियोजना हेतु पर्यावरण मंजूरी प्राप्त करने के लिए किसी भी शर्त पर पूर्ति पर होने वाला व्यय;
 - (ण) भारत सरकार की निष्पादन, उपलब्धि और व्यापार (पीएटी) योजना के अधीन मानदंडों के कार्यान्वयन के कारण, थर्मल उत्पादन स्टेशन द्वारा उपगत व्यय होने वाली या अनुमानित पूंजी लागत को आयोग द्वारा पीएटी योजना के अधीन उद्भूत लाभों को लाभार्थियों के साथ बंटवारे पर विचार किया जाएगा।
 - (त) निम्नतर भारों पर उत्पादन स्टेशन के लचीले प्रचालन को समर्थ बनाने के लिए आवश्यक व्यय।
- (3) विद्यमान परियोजना की पूंजी लागत में निम्नलिखित शामिल होगा:-

- (क) आयोग द्वारा दिनांक 1.4.2024 की स्थिति के अनुसार दायित्व, यदि कोई है, का अपवर्जन करके दिनांक 1.4.2024 से पहले विधिवत दूड अप स्वीकृत पूंजी लागत;
- (ख) टैरिफ के अलग-अलग वर्ष के लिए इन विनियमों के अनुसार यथा अवधारित अतिरिक्त पूंजीकरण या पूंजीकरण विहीनता;
- (ग) इस आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार यथास्वीकृत नवीकरण और आधुनिकीकरण पर हुआ पूंजी व्यय;
- (घ) उठाई-धराई और परिवहन सुविधा सहित राख निपटान और उपयोग पर होने वाला पूंजी व्यय;
- (ङ) उत्पादन स्टेशन के प्राप्त स्थल तक कोयले की ढुलाई के लिए रेलवे के बुनियादी ढांचे और उसकी वृद्धि के लिए किया गया पूंजी व्यय, जिसमें परिवहन लागत और रेलवे को भुगतान की गई कोई अन्य उपयुक्त लागत शामिल नहीं है;
- (च) भारत सरकार की निष्पादन, उपलब्धि और व्यापार (पीएटी) योजना के अधीन मानदंडों के कार्यान्वयन के कारण, थर्मल उत्पादन स्टेशन द्वारा उपगत व्यय होने वाली या अनुमानित पूंजी लागत को आयोग द्वारा पीएटी योजना के अधीन उद्भूत लाभों को लाभार्थियों के साथ बंटवारे पर विचार किया जाएगा;
- (छ) निम्नतर भारों पर उत्पादन स्टेशन के लचीले प्रचालन को समर्थ बनाने के लिए आवश्यक व्यय।
- (ज) को-फायरिंग के लिए, बायोमास हैंडलिंग उपकरणों और सुविधाओं के कारण पूंजीगत व्यय; और
- (झ) विधि में परिवर्तन और अप्रत्याशित घटनाओं के कारण व्यय।
- (4) विद्यमान या नए हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के मामले में पूंजीगत लागत में निम्नलिखित शामिल होंगे:
- (क) राष्ट्रीय आर एंड आर नीति और यथा अनुमोदित आर एंड आर पैकेज के अनुरूप परियोजना में अनुमोदित पुनर्वास एवं पुनर्स्थापन (आर एंड आर) योजना की लागत; और
- (ख) प्रभावित क्षेत्र में राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतीकरण योजना (आरजीजीवीवाई) और दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना (डीडीयूजीजेवाई) परियोजना के प्रति विकासकर्ता के 10% योगदान की लागत।
- (ग) हाइड्रो परियोजनाओं के सतत और समयबद्ध विकास के लिए, 10 लाख/मेगावाट से अधिक नहीं के विद्युत संयंत्र के आस-पास स्थानीय अवसंरचना विकसित करने के लिए किए गए व्यय को पूंजीगत लागत का हिस्सा माना जाएगा, और यदि इस कार्य को भारत सरकार द्वारा प्रदान किए गए बजटीय सहायता के अधीन कवर किया जाता है, तो ऐसे कार्यों का वित्त पोषण ऐसी निधियों की प्राप्ति पर समायोजित किया जाएगा।
- परंतु यह कि ऐसी निधियों को केवल तभी स्वीकृत किया जाएगा जब निधियाँ भारत सरकार के परिकरण के खर्च की गई हैं;
- (5) दिवाला और शोधन अक्षमता संहिता, 2016 के अधीन एनसीएलटी कार्यवाहियों के माध्यम से प्राप्त परियोजनाओं के लिए, टैरिफ के अवधारण के लिए पूंजीगत लागत का अनुमोदन करते समय निम्नलिखित पर विचार किया जाएगा:
- (क) पहले से प्रचालन के अधीन परियोजनाओं के लिए, प्राप्त परियोजना की ऐतिहासिक जीएफए या उत्पादन कंपनी द्वारा अधिग्रहण लागत का भुगतान, जो भी निम्नतर हो;
- परंतु यह कि किसी समुचित आयोग की पूर्व अनुमोदित पूंजीगत लागत की अनुपस्थिति में, आयोग प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन लेखीपरीक्षित लेखा के आधार पर उस पर विचार करेगा;
- परंतु यह और कि पहले से प्रचालनगत परियोजना के अधिग्रहण के बाद अतिरिक्त पूंजीगत व्यय की आवश्यकता के मामले में, उस पर इन विनियमों के अध्याय 7 के उपबंधों के अधीन विचार किया जाएगा;
- (ग) उस निर्माणाधीन परियोजना के मामले में जिसके द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन प्राप्त करना बाकी है, अधिग्रहण की तारीख तक अधिग्रहण लागत या वास्तविक लेखापरीक्षित लागत, जो भी निम्नतर हो, पर विचार किया जाएगा; और
- (घ) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के निदेशक मंडल के निवेश अनुमोदन के अनुरूप परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक ऐसी परियोजना के अधिग्रहण के बाद किया गया किसी अतिरिक्त पूंजीगत व्यय पर प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन मामला-दर-मामला आधार पर विचार किया जाएगा।
- परंतु यह कि वाणिज्यिक प्रचालन के बाद, अतिरिक्त पूंजीगत व्यय को इन विनियमों के अध्याय 7 के उपबंधों के अधीन स्वीकृत किया जाएगा।
- (6) निम्नलिखित को विद्यमान और नई परियोजनाओं की पूंजीगत लागत में शामिल नहीं किया जाएगा:
- (क) टैरिफ याचिका में यथा घोषित परियोजना का हिस्सा बनने वाली परंतु उपयोग में नहीं आस्तियाँ;
- (ख) अप्रचलन के कारण वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बाद डी-कैपिटलाइज़ आस्तियाँ;
- (ग) एक परियोजना से अन्य परियोजना में उन्नयन या विस्थापन:
- परंतु यह कि यदि ऐसी आस्ति को सीटीयू के साथ परामर्श में प्रादेशिक विद्युत समिति द्वारा आगे के उपयोग हेतु संस्तुत

किया जाता है, तो ऐसी आस्ति को केवल उसके पुनः परिनियोजन के बाद मूल परियोजना से डी-कैपिटलाइज़ किया जाएगा;

परंतु यह और कि जब तक किसी आस्ति का एक परियोजना से अन्य परियोजना में विस्थापन स्थायी प्रकृति का नहीं होता है, तब तक संबंधित आस्तियों का डी-कैपिटलाइज़ेशन नहीं किया जाएगा।

- (घ) हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के मामले में, पारदर्शी प्रक्रिया का पालन करते हुए राज्य सरकार द्वारा आर्बटित परियोजना साइट प्राप्त करने के लिए परियोजना विकासकर्ता द्वारा किए गए या किए जाने के लिए प्रतिबद्ध कोई व्यय;
- (ङ) विद्यमान उत्पादन या पारेषण परियोजना, यथास्थिति, की भूमि की आनुपातिक लागत, जिसे आयोग द्वारा यथा अनुमति नवीकरणीय ऊर्जा के आधार पर उत्पादन स्टेशन से विद्युत के उत्पादन के लिए उपयोग किया जा रहा है; और
- (च) ऐसी परियोजना के निष्पादन के लिए केन्द्र या राज्य सरकार या किसी सांविधिक निकाय या प्राधिकरण से प्राप्त कोई अनुदान, जिसके लिए पुनः भुगतान का कोई दायित्व नहीं है।

20. पूंजी लागत की प्रज्ञावान जांच: विद्यमान या नई परियोजनाओं की पूंजी लागत की प्रज्ञावान जांच के लिए निम्नलिखित सिद्धांतों को अपनाया जाएगा:

- (1) पिछले ऐतिहासिक आंकड़ों के आधार पर समान परियोजनाओं की पूंजी लागत, थर्मल उत्पादन स्टेशन और पारेषण प्रणाली के मामले में, पूंजी व्यय की प्रज्ञावान जांच में, जहाँ भी लागू हो, पूंजी व्यय वित्त योजना, निर्माण के दौरान ब्याज, निर्माण के दौरान आनुपंगिक व्यय, दक्ष प्रौद्योगिकी के उपयोग, लागत आधिक्य, समय आधिक्य, नीचे विनियम 101 में दी गई प्रतिस्पर्धात्मक बोली के माध्यम से उपकरणों और सामग्रियों की खरीद और ऐसे अन्य मामलों की तर्क संगति की संवीक्षा सम्मिलित की जा सकेगी जिन्हें आयोग द्वारा समुचित समझा जाए:

परंतु यह कि प्रज्ञावान जांच करते समय, आयोग यह भी जांच करेगी कि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जो भी मामला हो, परियोजना के क्रियान्वयन में अपने निर्णयों और फैसलों में विवेक बरत रही है।

- (2) हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों की पूंजी लागत में संशोधन करने के उद्देश्य से, आयोग एक स्वतंत्र अभिकरण या एक विशेषज्ञ निकाय की नियुक्ति कर सकता है:

परंतु यह कि केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम, 2009 के अधीन आयोग द्वारा जारी दिशा-निर्देशों के अधीन पहले से नामित स्वतंत्र अभिकरण नियत परियोजना के पूरा होने तक जारी रहेगी।

- (3) जहाँ उत्पादन कंपनी और लाभार्थियों के बीच वास्तविक पूंजी व्यय की अधिकतम सीमा के बारे में विद्युत क्रय करार हुआ है, तो आयोग इस प्रकार की अधिकतम सीमा की प्रज्ञावान जाँच पर विचार करेगा।
- (4) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, विभिन्न घटकों के बेंचमार्क पूंजी लागत का डेटाबेस बनाने के उद्देश्य से टैरिफ याचिका तथा इन विनियमों के साथ अनुबंध-1 के अधीन विद्यमान और नई परियोजनाओं के क्रियान्वयन के लिए पूंजी लागत प्रस्तुत करेगी।

21. निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी) और निर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय (आईडीसी)

- (1) निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी) की संगणना वास्तविक सीओडी तक निधियों की प्रज्ञावान फेसिंग के कारण वास्तविक ऋण और मानकीय ऋण पर विचार करने के बाद की जाएगी:

परंतु यह कि परिनियोजित निधियों के 30% से अधिक इक्विटी के तदनुरूप मानकीय ऋण पर आईडीसी की अनुमति केवल उन मामलों में होगी जहाँ सममात्रा आधार पर इक्विटी का वास्तविक निषेचन परिनियोजित कुल निधियों के 30% से अधिक है और इसे तिमाही आधार पर संगणित किया जाएगा।

परंतु यह और कि यदि मानकीय ऋण पर आईडीसी को वास्तविक ऋण के निषेचन के पूर्व स्वीकृत किया जाना है, वहाँ ऐसी आईडीसी की संगणना के लिए ब्याज दर संबंधित वर्ष की 1 अप्रैल को यथा लागू 1-वर्ष एसबीआई एमसीएलआर के बराबर होगी।

परंतु यह और कि वास्तविक ऋण के निषेचन के बाद मानकीय ऋण पर आईडीसी, उस संबंधित तिमाही के लिए डब्ल्यूएआरओआई के आधार पर संगणित की जाएगी।

- (2) निर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय (आईडीसी) की संगणना वास्तविक सीओडी तक पूर्व-प्रचालन व्यय को ध्यान में रखते हुए शून्य तारीख से की जाएगी:

परंतु यह कि जमा या अग्रिमों पर ब्याज या किसी अन्य प्राप्ति के कारण वास्तविक सीओडी तक निर्माण अवधि के दौरान अर्जित किसी भी राजस्व को निर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय में कमी के लिए ध्यान में रखा जाएगा।

- (3) सीओडी प्राप्त करने में विलंब के कारण आईडीसी और आईडीसी के कारण अतिरिक्त लागतों के मामले में, किसी विनिर्दिष्ट उत्पादन स्टेशन के लिए या किसी एकीकृत खदान या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, के लिए उत्पादन कंपनी को आईडीसी के मामले में निधियों की प्रज्ञावान फेसिंग सहित ऐसे विलंब के लिए समर्थन दस्तावेजों के साथ विस्तृत स्पष्टीकरणों और विलंब की अवधि के दौरान आईडीसी के विवरण और विलंब के तदनुरूप वसूल किए गए या वसूलीयोग्य परिनिर्धारित जुर्मानों को प्रस्तुत

करना आवश्यक होगा।

- (4) यदि सीओडी प्राप्त करने में विलंब, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी पर आरोप्य नहीं है, ऐसे अतिरिक्त आईडीसी और आईईडीसी को प्रज्ञावान जांच के बाद स्वीकृत किया जा सकता है, और ठेकेदार या प्रदाता या एजेंसी से वसूल किए गए परिनिर्धारित जुर्मानों, यदि कोई हो, को उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली, यथास्थिति, की पूंजीगत लागत में समायोजित किया जाएगा।
- (5) यदि सीओडी प्राप्त करने में विलंब, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या उसके ठेकेदार या प्रदाता या एजेंसी पर आंशिक रूप से या समग्र रूप से आरोप्य हैं, तो ऐसे मामलों में, ऐसे विलंब के कारण आईडीसी और आईईडीसी को प्रज्ञावान जांच के बाद समग्र रूप से या कुल कार्यान्वयन अवधि की तुलना में क्षमा नहीं की गई विलंब की अवधि के तदनु रूप प्रो-राटा आधार पर की जाएगी, और परिनिर्धारित जुर्माने, यदि कोई हो, की वसूली ठेकेदार या प्रदाता या एजेंसी से की जाएगी और कुल कार्यान्वयन अवधि की तुलना में क्षमा नहीं किए गए विलंब के समानुपात में उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा रखी जाएगी।

[नोट: यदि कोई परियोजना 48 महीनों में पूरा करने के लिए अनुसूचित हुई थी और उसे 60 महीनों में पूरा किया गया है। समय सीमा लंघन के 12 महीनों में से, यदि केवल 6 महीने के समय सीमा लंघन को क्षमा किया गया है, तो अनुज्ञेय आईडीसी और आईईडीसी की संगणना 60 महीनों के लिए व्ययित कुल आईडीसी और आईईडीसी को मान कर की जाएगी और 60 महीने की अवधि में 54 महीने के अनुपात में अनुमति दी जाएगी।]

परंतु यह कि उन मामलों में जहाँ सीओडी प्राप्त करने में विलंब, निम्नलिखित गतिविधियों में से किसी का भी अनुमोदन प्राप्त करने में विलंब के कारण एससीओडी से 6 महीने अधिक है, अर्थात्,

- i) वन कटाई, ii) एनएचएआई क्लियरेंस, या iii) रेलवे की अनुमति,

वहाँ प्रज्ञावान जांच के बाद 95% तक की अधिकतम समय सीमा लंघन की अनुमति होगी।

- (6) इस विनियम के खंडों (4) और (5) के उद्देश्य से, वास्तविक ऋण और मानकीय ऋण पर आईडीसी पर इन विनियमों के विनियम 18 के खंड (1) के अधीन विनिर्दिष्ट मानकीय ऋण-इक्विटी अनुपात के अनुसार विचार किया जाएगा।

22. नियंत्रण योग्य और अनियंत्रण योग्य कारक: नई परियोजनाओं की समय सीमा लंघन, लागत वृद्धि, आईडीसी और आईईडीसी का निर्धारण करते हुए निम्नलिखित को नियंत्रण योग्य और अनियंत्रण योग्य कारकों के रूप में माना जाएगा:

- (1) “नियंत्रण योग्य कारकों” में निम्नलिखित शामिल परंतु इन तक सीमित नहीं होंगे:

क. नई परियोजनाओं के कार्यान्वयन में दक्षता, जिसमें ऐसी नई परियोजनाओं के दायरे में अनुमोदित परिवर्तन या सांविधिक प्रभारों में परिवर्तन या विधि में परिवर्तन या अप्रत्याशित घटनाएँ शामिल नहीं हैं; और

ख. ठेकेदार या प्रदाता या उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की एजेंसी के कारण नई परियोजनाओं के निष्पादन में विलंब।

- (2) “अनियंत्रण योग्य कारकों” में निम्नलिखित शामिल परंतु इन तक सीमित नहीं होंगे:

क. अप्रत्याशित घटनाएं;

ख. विधि में परिवर्तन; और

ग. भूमि अधिग्रहण, सिवाय इसके कि जहाँ विलंब के लिए उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी जिम्मेदार हो।

23. आरंभिक स्पेयर्स: निम्नलिखित अधिकतम सीमा संनियमों के अधीन रहते हुए, आरंभिक फालतू पुर्जे संयंत्र एवं मशीनरी लागत की प्रतिशतता के रूप में पंजीकृत होंगे:

(क) कोयला आधारित/लिंग्राइट चालित उष्मीय उत्पादन स्टेशन -	4.0%
(ख) गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय उष्मीय उत्पादन स्टेशन -	4.0%
(ग) पंपित स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशन सहित हाइड्रो उत्पादन स्टेशन -	4.0%

(घ) पारेषण प्रणाली

- (i) पारेषण लाइन - 1.00%

(ii) पारेषण उपकेन्द्र

- हरित क्षेत्र	-	4.00%
- ब्राउन फील्ड	-	6.00%
(iii) श्रृंखला क्षतिपूर्ति उपाय और एचबीडीसी केन्द्र	-	4.00%
(iv) गैस विद्युतरोधित उपकेन्द्र (जीआईएस)		
- हरित क्षेत्र	-	5.00%
- ब्राउन क्षेत्र	-	7.00%
(v) संचार प्रणाली	-	3.50%
(vi) स्टेटिक सिंक्रोनस कंपेंसेटर	-	6.00%

परंतु यह कि:

- i. संयंत्र और मशीनरी लागत को आईडीसी, आईईडीसी, भू-लागत और सिविल कार्य की लागत को छोड़कर मूल परियोजना लागत माना जाएगा। संयंत्र और मशीनरी लागत का आकलन करने के उद्देश्य से उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अपने टैरिफ आवेदन में शीर्ष-वार आईडीसी और आईईडीसी का विक्षेपित विवरण प्रस्तुत करेगी:
- ii. जहाँ उत्पादन स्टेशन में उत्पादन परियोजना के एक भाग के रूप में पारेषण उपकरण है वहाँ इन उपकरणों के आरंभिक फालतू पुर्जों के लिए अधिकतम सीमा संनियम इस विनियम के अंतर्गत पारेषण प्रणाली के विनिर्दिष्ट अधिकतम सीमा संनियम के अनुरूप होंगे।
- iii. जहाँ उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली संस्थापित है, वहाँ कोयले या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों, यथास्थिति, के लिए इस विनियम में विनिर्दिष्ट आरंभिक स्पेयर्स के मानक लागू होंगे।
- iv. पारेषण प्रणाली के लिए प्रयुक्त उच्च वोल्टता भूमिगत केबलों के आरंभिक स्पेयर्स की अनुमति, प्रज्ञावान जाँच करने के बाद मामला-दर-मामला आधार पर एकचुअल्स के आधार पर होगी।

अध्याय – 7

अतिरिक्त पूंजी व्यय की संगणना

24. अंतिम तारीख तक मूल दायरे में अतिरिक्त पूंजीकरण:

- (1) किसी नई परियोजना या विद्यमान परियोजना के बारे में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् और अंतिम तारीख तक कार्य के मूल दायरे के अंतर्गत किया गया या किए जाने के लिए आशयित पूंजी व्यय आयोग द्वारा प्रज्ञावान जाँच के अध्यक्षीन स्वीकार किया जाएगा:
 - (क) कट-ऑफ तारीख तक निष्पादित कार्यों के लिए स्वीकृत दायित्वों के प्रति किया गया भुगतान;
 - (ख) निष्पादन के लिए आस्थगित कार्य;
 - (ग) विनियम 23 के उपबंधों के अधीन रहते हुए कार्य की मूल परिधि के भीतर आरंभिक पूंजी स्पेयर्स की उपाप्ति;
 - (घ) मध्यस्थता के अवार्ड या किसी सांविधिक प्राधिकरण के निर्देशों या आदेश या कानून की किसी कोर्ट की डिक्री के अनुपालन के लिए भुगतान;
 - (ङ) विधि में परिवर्तन या किसी विद्यमान विधि के साथ अनुपालन जो मूल कार्यक्षेत्र के में उपबंधित नहीं है;
 - (च) हाइड्रो परियोजनाओं के निर्बाध और समयबद्ध रूप से विकास के लिए, रु. 10 लाख/मेगावाट से अधिक नहीं के विद्युत संयंत्र के आसपास स्थानीय अवसंरचना को विकसित करने के लिए किए गए व्यय को पूंजी लागत के हिस्से के रूप में माना जाएगा और यदि समान कार्य भारत सरकार द्वारा प्रदान की गई बजट सहायता के अधीन कवर है, तो ऐसे कार्यों का वित्तपोषण ऐसी निधियों की प्राप्त पर समायोजित किया जाएगा;

परंतु यह कि ऐसे व्यय की अनुमति केवल तभी होगी जब व्यय भारत सरकार के परिकरण से किया गया हो; और

(छ) अप्रत्याशित घटनाएं।

परंतु यह कि किसी भी आस्ति के प्रतिस्थापन के मामले में, अतिरिक्त पूंजीकरण, पूंजी विहीनता के स्थान पर प्रतिस्थापित आस्तियों की कुल नियत आस्तियों और संचयी अवक्षयण को समायोजित करने के बाद तय किया जाएगा।

- (2) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, कार्य के मूल दायरे के अंतर्गत सम्मिलित आस्ति वार/कार्य वार निर्माण और व्यय का प्राक्कलन, भावी तारीख पर भुगतान के लिए माने गए दायित्व तथा निष्पादन के लिए आस्थगित कार्यों का विवरण प्रस्तुत करेगा।

25. कट-ऑफ तारीख के पश्चात् मूल दायरे में अतिरिक्त पूंजीकरण

- (1) किसी नई परियोजना या विद्यमान परियोजना के बारे में वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् और अंतिम तारीख तक कार्य के मूल दायरे के अंतर्गत किया गया या किए जाने के लिए आशयित पूंजी व्यय आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन स्वीकार किया जाएगा:

- (क) मध्यस्थता के अवार्ड या किसी सांविधिक प्राधिकरण के निर्देशों या आदेश या कानून की किसी कोर्ट की डिक्री के अनुपालन के लिए किया गया भुगतान;
- (ख) विधि में परिवर्तन या किसी विद्यमान विधि के साथ अनुपालन जो मूल कार्यक्षेत्र के में उपबंधित नहीं है;
- (ग) कार्य के मूल दायरे में राख डाइक की रेजिंग या राख प्रबंधन प्रणाली या राख पॉन्ड से संबंधित स्थगित कार्य;
- (घ) कट-ऑफ तारीख से पूर्व निष्पादित मूल दायरे के अंदर कार्यों के लिए स्वीकृत दायित्व के प्रति किया गया भुगतान;
- (ङ) अप्रत्याशित घटनाएं;
- (च) की गई वास्तविक भुगतान की सीमा तक कट-ऑफ तारीख के बाद निष्पादित और आयोग द्वारा स्वीकृत मूल दायरे के अंदर कार्य; और

- (2) कट-ऑफ तारीख के पश्चात् विद्यमान परियोजना के मूल दायरे के अंतर्गत उपस्थित आस्तियों के प्रतिस्थापन के मामले में, अतिरिक्त पूंजीकरण को आयोग द्वारा कुल नियत आस्तियों और संचयी अवक्षयण में आवश्यक समायोजन करने के बाद निम्नलिखित आधार पर प्रज्ञावान जांच के अधीन स्वीकार किया जा सकता है:

- (क) वह आस्तियाँ जिनका उपयोगी जीवन, परियोजना के उपयोगी जीवन के अनुरूप नहीं है और ऐसी आस्तियाँ इन विनियमों के उपबंधों के अनुसार पूर्ण रूप से मूल्यह्रासित हो गई हैं;
- (ख) विधि में परिवर्तन या अप्रत्याशित घटनाओं के कारण आस्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन आवश्यक है;
- (ग) ऐसी आस्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन, प्रौद्योगिकी की अप्रचलन के कारण आवश्यक है; और
- (घ) ऐसी आस्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन, आयोग द्वारा अन्यथा स्वीकृत किया गया है।
- (ङ) ओ एंड एम व्ययों में कवर किए गए आवर्ती व्ययों को छोड़कर, मामला-दर-मामला आधार पर लीज़ होल्ड भूमि की लीज़ के नवीकरण के संबंध में शामिल अतिरिक्त व्यय।

परंतु यह कि मूल दायरे के अधीन आस्तियों के प्रतिस्थापन के संबंध में और प्रौद्योगिकी के अप्रचलन के कारण, अतिरिक्त पूंजीकरण के रु. 20 लाख से कम के किसी दावे को पूंजी लागत के हिस्से के रूप में नहीं माना जाएगा और इसे मानकीय ओ एंड एम व्यय के माध्यम से पूरा किया जाएगा।

26. मूल दायरे से परे अतिरिक्त पूंजीकरण

- (1) विद्यमान उत्पादन स्टेशन या संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के संदर्भ में किए गए किए जाने वाले अनुमानित पूंजी उपगत व्यय, मूल दायरे से परे प्रज्ञावान जांच के अधीन आयोग द्वारा निम्नलिखित संगणनाओं पर स्वीकार किए जा सकते हैं:

- (क) मध्यस्थता के अवार्ड या किसी सांविधिक प्राधिकरण के आदेश या निर्देशों कानून की किसी कोर्ट की डिक्री के अनुपालन के लिए किया गया भुगतान;
- (ख) विधि में परिवर्तन या किसी विद्यमान विधि का अनुपालन;
- (ग) अप्रत्याशित घटना;
- (घ) समुचित सरकारी अभिकरणों, सांविधिक निकायों द्वारा राष्ट्रीय सुरक्षा या आंतरिक सुरक्षा के लिए सुझाव दिए गए या यथा-निर्देशित संयंत्र की उच्चतर सुरक्षा की जरूरत के कारण किया जाने वाला कोई व्यय;
- (ङ) मामले के आधार पर, कार्य के मूल दायरे में राख के ढेर या राख की उठाई-धराई प्रणाली से संबंधित आस्थगित कार्य:

परंतु यह भी कि यदि किसी व्यय का दावा नवीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) मरम्मत तथा (ओ एंड एम) के अंतर्गत मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय तथा क्षतिपूर्ति भत्ता के अंतर्गत किया गया है तो उस व्यय का दावा इस विनियम के अंतर्गत नहीं किया जा सकता है।

- (च) थर्मल उत्पादन स्टेशन में सीवेज ट्रीटमेंट संयंत्र के जल का उपयोग।

- (छ) बायोमास को-फायरिंग को सक्षम बनाने के लिए बायोमास हैंडलिंग प्रणाली के प्रति और यथा आवश्यकता उत्पादन स्टेशन के लचीले प्रचालन को सक्षम बनाने के लिए आवश्यक कार्य।
- (ज) उत्पादन स्टेशन की प्राप्ति छोर तक कोयले के परिवहन के लिए रेलवे अवसंरचना और उसकी वृद्धि से संबंधित कार्य (किसी परिवहन लागत और रेलवे को किए गए किसी अन्य संलग्न लागत भुगतान को छोड़कर) जो विनियम 24, 25 और 27 के अधीन कवर नहीं किए गए हैं, परंतु बेहतर ईंधन प्रबंधन में परिणत होंगे और जिससे प्रचालन लागतों में कमी आ सकती है, या अन्य ठोस लाभ होंगे:

परंतु यह कि उत्पादन कंपनी को ऐसी योजनाओं की विस्तृत लागत-लाभ विश्लेषण के आधार पर ऐसे कार्यों को कार्यान्वित करने से पहले आयोग को पूर्व अनुमोदन अनिवार्य रूप से प्राप्त करना होगा;

- (झ) कोई अतिरिक्त पूंजी व्यय जो कि एनसीएलटी प्रक्रिया के माध्यम से प्राप्त परियोजनाओं के लिए आवश्यक कार्यों सहित, उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली, यथास्थिति, के दक्ष प्रचालन के लिए आवश्यक हो चुके हैं। दावे को तकनीकी स्पष्टीकरण और लागत लाभ विश्लेषण के साथ पुष्टि की जाएगी।
- (2) रु. 20 लाख से कम के अतिरिक्त पूंजीकरण के किसी दावे पर इस विनियम के खंड (1) के अधीन विचार नहीं किया जाएगा और उसे मानकीय ओ एंड एम व्यय के माध्यम से पूरा किया जाएगा।
- (3) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, की आस्तियों के डी-कैपिटलाइजेशन के मामले में, डी-कैपिटलाइजेशन की तारीख को ऐसी आस्ति की मूल लागत को सकल नियत आस्ति के मूल्य से घटाया जाएगा और इक्विटी के साथ-साथ तदनुरूपी ऋण को क्रमशः बकाया ऋण और इक्विटी से उस में घटाया जाएगा जिसमें संचयी मूल्यहास में तदनुरूप समायोजन और ऋण के संचयी चुकौती के साथ ऐसा डी-कैपिटलाइजेशन हुआ, उस वर्ष को विधिवत रूप से ध्यान में रखते हुए जिसमें उसे पूंजीकृत किया गया।

परंतु यह कि उन मामलों में जहाँ योजना के हिस्से वाली आस्ति को डी-कैपिटलाइज किया गया और जिसमें ऐसी आस्ति का ऐतिहासिक मूल्य उपलब्ध नहीं है, वहाँ डी-कैपिटलाइजेशन के मूल्य की संगणना, आस्ति की प्रतिस्थापन लागत के कम से कम 10% के अधीन पुरानी आस्ति के पूंजीकरण के वर्ष तक 5% प्रति वर्ष द्वारा नई आस्ति के मूल्य को डी-एस्कलेटिंग द्वारा की जाएगी।

27. नवीनीकरण और आधुनिकीकरण के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण

- (1) उत्पादन कंपनी नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) पर व्यय को चुकाने के लिए, उत्पादन स्टेशन या उसकी इकाई के उपयोगी जीवनकाल के परे का विस्तार करने के प्रयोजन से एक विस्तृत परियोजना रिपोर्ट के साथ प्रस्ताव के अनुमोदन के लिए आयोग के समक्ष आवेदन करेगा। परियोजना रिपोर्ट के पूर्ण क्षेत्राधिकार औचित्य, लागत फायदा विश्लेषण, एक निर्देश तारीख से अनुमोदित जीवन विस्तार, वित्तीय पैकेज, व्यय के चरण, पूरा होने की समय-सूची, निर्देश कीमत स्तर, विदेशी मुद्रा सहित काम पूरा होने की अनुमानित लागत, यदि कोई हो, लाभार्थियों के साथ परामर्श का अभिलेख और ऐसी अन्य सूचना दी जाएगी जिसे उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सुसंगत समझा जाए:

परंतु यह कि नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) के लिए आवेदन करने वाली उत्पादन कंपनी इन विनियमों के विनियम 28 के अधीन विशेष भत्ते के लिए पात्र नहीं होगी;

परंतु यह और कि नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) के लिए इच्छुक कंपनी को इस प्रकार के नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) के लिए की सहमति मांगेगी, हो सकता है तथा लाभार्थियों की प्रतिक्रियाएं याचिका के साथ जमा करेगी।

- (2) जहाँ उत्पादन कंपनी, यथास्थिति, नवीनीकरण और आधुनिकीकरण के अपने प्रस्ताव के अनुमोदन के लिए आवेदन करती है वहाँ अनुमोदन, लागत प्राकल्पनों की युक्तियुक्तता, वित्तीय योजना, पूरा होने की समय-सूची, संनिर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी के उपयोग, लागत लाभ विश्लेषण, जीवन विस्तार की प्रत्याशित अवधि, लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों की प्रतिक्रियाएं और ऐसे अन्य तथ्यों पर विधिवत विचार करने के बाद प्रदान किया जाएगा जो आयोग द्वारा सुसंगत समझे जाएं।
- (3) गैस/द्रव ईंधन आधारित मुक्त/संयुक्त चक्रीय थर्मल उत्पादन स्टेशन के मामले में कोई व्यय जो इसके प्रारंभ होने की तारीख से प्रचालन के 25 वर्षों के उपरांत गैस टर्बाइन का नवीनीकरण करने के लिए आवश्यक हो गया हो और कलपुर्जों के घिस जाने अथवा उनकी अनुपलब्धता के कारण स्टेशनों का कार्यकुशल प्रचालन करने के लिए किए गए व्यय की अनुमति प्रज्ञावान जांच के अधीन स्वीकृत हो सकती है:

परंतु यह कि उपभोग्य वस्तुओं और संघटकों और स्पेयर्स पर नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) में शामिल किसी व्यय, जो सामान्यतः गैस टर्बाइनों के मेजर ओवरहॉल के दौरान ओ एंड एम व्ययों में कवर होते हैं, को प्रज्ञावान जांच के बाद स्वीकृत किए जाने वाले व्यय से उपयुक्त रूप से घटाया जाएगा।

- (4) नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) के पूरा होने के बाद उत्पादन कंपनी, यथास्थिति, टैरिफ के अवधारण के लिए याचिका दाखिल करेगी। किए गए व्यय या किए जाने वाले अनुमानित व्यय और प्रज्ञावान जांच के बाद आयोग द्वारा स्वीकृत और स्वीकृत परियोजना लागत से पहले से वसूले गए संचयी मूल्यहास को घटाने के बाद, टैरिफ के अवधारण के लिए आधार बनेगा।

28. कोयला-आधारित/लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन स्टेशन के लिए विशेष भत्ता

- (1) कोयला-आधारित/लिंगाइट चालित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के मामले में उत्पादन कंपनी, नवीनीकरण और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) लेने के बजाय, विधि में परिवर्तन, या कानून के किसी न्यायालय का आदेश या डिक्री, और उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 25 वर्ष पूरा होने के बाद अप्रत्याशित घटना के कारण पूंजी व्यय को छोड़कर विनियमों 24, 25, 26 और 27 में कवर किए गए किसी अतिरिक्त पूंजी व्यय के प्रति व्यय की आवश्यकता को पूरा करने के लिए क्षतिपूर्ति के रूप में इस विनियम में विनिर्दिष्ट मानदंडों के अनुसार 'विशेष भत्ता' लेने का विकल्प चुन सकता है और इस दशा में, पूंजी लागत में आरोही पुनरीक्षण की अनुमति नहीं होगी और लागू प्रचालन मानदंडों में राहत नहीं होगी परंतु विशेष भत्ते को वार्षिक नियत लागत में शामिल किया जाएगा:

परंतु यह कि ऐसा विकल्प उस उत्पादन स्टेशन या यूनिट को उपलब्ध नहीं होगा जिसके लिए नवीनीकरण और आधुनिकीकरण किया गया है और व्यय को आयोग द्वारा इन विनियमों के प्रारंभ के पूर्व स्वीकृत किया गया है, या उस उत्पादन स्टेशन या यूनिट के लिए जो निःशेषित स्थिति में है या शिथिल प्रचालनात्मक तथा कार्य निष्पादन संनियमों के अधीन कार्य कर रही है।

परंतु यह कि एक उत्पादन स्टेशन के लिए विशेष भत्ता भी उपलब्ध होगा, जिसने 2009-14 या 2014-19 या 2019-24 की अवधि के दौरान विशेष भत्ते का लाभ उठाया है, जो उपयोगी कार्यकाल के पूरा होने की तारीख से लागू होता है।

- (2) एक उत्पादन स्टेशन के लिए स्वीकार्य विशेष भत्ता टैरिफ अवधि के लिए रु. 10.75 लाख प्रति मेगावाट प्रति वर्ष होगा।
- (3) उत्पादन स्टेशन द्वारा विशेष भत्ता प्रदान किए जाने की स्थिति में विशेष भत्ते से किया गया या उपयोग किया गया व्यय उत्पादन स्टेशन द्वारा अलग से अनुरक्षित किया जाएगा और उसका विवरण, ऐसे व्यय को प्रस्तुत करने के लिए दिए निदेश के समय, आयोग को उपलब्ध करवाएगा।
- (4) इस विनियम के अधीन अनुज्ञात विशेष भत्ते को नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण के प्रति उपयोग के लिए पृथक निधि में अंतरित किया जाएगा और उपर्युक्त खंड (1) के अनुसार अतिरिक्त पूंजीकरण, और विशेष भत्ते से व्ययित या प्रयुक्त व्यय को जब भी निदेशित हो, आयोग को उपलब्ध करवाया जाएगा।
29. **पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण:** (1) एक उत्पादन कंपनी पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन के लिए विद्यमान उत्पादन स्टेशन में अतिरिक्त पूंजी व्यय की आवश्यकता के लिए, लाभार्थियों के साथ अपना प्रस्ताव साझा करेगी और इस तरह के अतिरिक्त पूंजीकरण के लिए याचिका दायर करेगी।
- (2) उपर्युक्त खंड (1) के अधीन प्रस्ताव में केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा निर्दिष्ट कार्य का विवरण, कार्य का दायरा, व्यय की चरणबद्धता, पूरा होने की अनुसूची, आदि का विवरण विदेशी मुद्रा घटक सहित अनुमानित पूर्ण लागत, यदि कोई हो, लाभार्थियों को टैरिफ पर सांकेतिक प्रभाव की विस्तृत गणना और किसी भी अन्य सूचना को उत्पादन कंपनी द्वारा प्रासंगिक माना जाता है।
- (3) जहाँ उत्पादन कंपनी पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के अनुमोदन के लिए एक आवेदन करती है, वहाँ आयोग लागत अनुमान, वित्तपोषण योजना, पूरा होने की समय-सूची, निर्माण के दौरान ब्याज की तर्कसंगतता पर विचार करने के बाद अनुमोदन प्रदान कर सकता है, उपयोगी कुशल प्रौद्योगिकी, लागत-लाभ विश्लेषण, और ऐसे अन्य कारक जिन्हें आयोग द्वारा सुसंगत माना जा सकता है।
- (4) पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के पूरा होने के बाद, उत्पादन कंपनी टैरिफ अवधारण के लिए एक याचिका दायर करेगी। प्रज्ञावान जांच के बाद आयोग द्वारा किए गए किसी भी उपगत व्यय या अनुमानित व्यय के लिए लागत की तर्कसंगतता और प्रचालन मानदंडों पर प्रभाव के आधार पर टैरिफ का अवधारण होगा।
- (5) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण अनुमोचित देयता, यदि कोई हो, की अनुमति प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन, उस वर्ष के दौरान अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में होगी जिसमें उसका उन्मोचन किया गया है।

अध्याय-8

वार्षिक नियत लागत की संगणना

30. **इक्विटी पर रिटर्न:** (1) इक्विटी पर रिटर्न की संगणना, इन विनियमों के विनियम 18 के अनुसार अवधारित इक्विटी आधार पर रुपए के रूप में की जाएगी।
- (2) विद्यमान परियोजना के लिए इक्विटी पर रिटर्न की संगणना, संचार प्रणाली और रन-ऑफ-रिवर हाइड्रो उत्पादन स्टेशन सहित थर्मल उत्पादन स्टेशन, पारेषण प्रणाली के लिए 15.50% की बेस दर पर और स्टोरेज टाइप हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों, पम्पड स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों और पौंडेज के साथ रन-ऑफ-रिवर उत्पादन स्टेशन के लिए 16.50% की बेस दर पर की जाएगी;
- (3) 01.04.2024 को या उसके बाद सीओडी प्राप्त करने वाली नई परियोजना के लिए इक्विटी पर रिटर्न की संगणना संचार प्रणाली सहित पारेषण प्रणाली के लिए 15.00% की बेस दर पर, थर्मल उत्पादन स्टेशन और रन-ऑफ-रिवर हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के लिए 15.50% की बेस दर पर और स्टोरेज टाइप हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों, पम्पड स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों और पौंडेज के साथ रन-ऑफ-रिवर उत्पादन स्टेशन के लिए 17.00% की बेस दर पर की जाएगी;

परंतु यह कि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली, विधि में परिवर्तन, और अप्रत्याशित घटना के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण सहित मूल दायरे से परे अतिरिक्त पूंजीकरण के संबंध में इक्विटी पर रिटर्न की संगणना, 14% की सीलिंग के अध्यक्षीन, वर्ष के 1 अप्रैल को स्टेट बैंक ऑफ इंडिया की एक-वर्ष की ऋण की मार्जिन लागत दर (एमसीएलआर) जमा 350 बेसिस प्वाइंट्स की बेस दर पर की जाएगी;

परंतु यह और कि:

i. नई परियोजना के मामले में यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, संबंधित आरएलडीसी द्वारा प्रस्तुत की गई रिपोर्ट के आधार पर किसी भी फ्री गवर्नर मोड ऑपरेशन (एफजीएमओ), डाटा टेलिमिटी, भार प्रेषण केन्द्र तक संचार प्रणाली या सुरक्षा प्रणाली के आरंभ हुए बिना वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित की गई पाई जाती है, तो इक्विटी पर रिटर्न की दर आयोग द्वारा यथा निर्धारित ऐसी अवधि के लिए 1.00% द्वारा घटा दी जाएगी;

ii. विद्यमान उत्पादन स्टेशन के मामले में, जब भी इस विनियम के उपर्युक्त (i) के अधीन किसी आवश्यकता में संबंधित आरएलडीसी द्वारा प्रस्तुत रिपोर्ट के आधार पर कमी पाई जाती है, तो उस अवधि के लिए इक्विटी में रिटर्न की दर 1.00% द्वारा घटा दी जाएगी जिसमें कमी बनी रहती है;

iii. थर्मल उत्पादन स्टेशन के मामले में:

क) आईईजीसी विनियम, 2023 के विनियम 45(9) के अधीन यथा विनिर्दिष्ट रैम्प दर को प्राप्त करने में विफलता के मामले में इक्विटी पर रिटर्न की दर 0.25% द्वारा घटा दी जाएगी।

ख) 1.00% की इक्विटी पर रिटर्न की अतिरिक्त दर की सीलिंग के अध्यक्षीन, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा विनिर्दिष्ट रैम्प दर से ऊपर और अधिक प्राप्त 0.50% प्रति मिनट की प्रत्येक वृद्धिशील रैम्प दर के लिए 0.125% की इक्विटी पर रिटर्न की अतिरिक्त दर की अनुमति होगी।

31. **इक्विटी पर रिटर्न पर कर:** (1) इन विनियमों के विनियम 30 के अधीन आयोग द्वारा यथा अनुज्ञात इक्विटी पर रिटर्न की दर को संबंधित वित्तीय वर्ष के प्रभावी दर के साथ जोड़ा जाएगा। प्रभावी कर दर की संगणना, गैर-उत्पादन या गैर-पारेषण व्यवसाय, यथास्थिति, की आय और उस पर संबंधित कर को छोड़कर, प्रत्येक वित्तीय वर्ष की शुरुआत में अनुमानित लाभ और संबंधित उत्पादन कंपनी या ट्रांसमिशन लाइसेंसधारी को उस वित्तीय वर्ष के लिए लागू प्रासंगिक वित्त अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप भुगतान किए जाने वाले कर के आधार पर की जाएगी।

परंतु यह कि यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115ख के अधीन न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) का भुगतान कर रहा है, तो अधिभार और उपकर सहित प्रभावी दर एमएटी दर होगी;

परंतु यह और कि यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी ने धारा 115खक का विकल्प चुना है, तो आयकर अधिनियम, 1961 की धारा 115खक के अधीन यथा विनिर्दिष्ट अधिभार और उपकर सहित कर की दर प्रभावी दर होगी।

(2) इक्विटी पर रिटर्न की दर को तीन दशमलव स्थानों तक राउंड ऑफ किया जाएगा और नीचे दिए गए फॉर्मले के अनुसार संगणित किया जाएगा:

इक्विटी पर पूर्व-कर रिटर्न की दर = बेस दर / (1-टी)

(3) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, किसी वित्तीय वर्ष के वास्तविक सकल आय पर 2024-29 की टैरिफ अवधि से संबंधित आयकर प्राधिकारियों से प्राप्त ब्याज सहित कर की किसी वापसी के लिए विधिवत रूप से समायोजित किसी अतिरिक्त कर मांग, उस पर ब्याज सहित, के साथ भुगतान किए गए वास्तविक कर के आधार पर प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए प्रभावी कर दर को टूटप करेगा। इसके अतिरिक्त, जमा में विलंब या कर राशि के जमा में कमी के कारण उत्पन्न किसी जुर्माने पर, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, के लिए भुगतान किए गए वास्तविक कर की संगणना करते समय विचार नहीं किया जाएगा।

परंतु यह कि यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी धारा 115ख के अधीन न्यूनतम वैकल्पिक कर (एमएटी) को भुगतान कर रहा है, तो उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, अधिभार और उपकर सहित लागू एमएटी दर के साथ प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अंत में इक्विटी पर रिटर्न की कुल दर को टूटप करेगा।

परंतु यह कि यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी धारा 115खक के अधीन कर का भुगतान कर रहा है, तो उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, धारा 115खक के अधीन यथा विनिर्दिष्ट अधिभार और उपकर सहित कर की दर के साथ प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अंत में इक्विटी पर रिटर्न की कुल दर को टूटप करेगा।

परंतु यह कि टूटप अप के बाद इक्विटी पर रिटर्न पर कुल दर की किसी कम-वसूली या अधिक-वसूली को वर्ष-दर-वर्ष आधार पर लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों, यथास्थिति, से वसूल किया जाएगा या उन्हें वापस किया जाएगा।

32. **ऋण पूंजी पर ब्याज:** (1) ऋणों पर ब्याज की संगणना के लिए, इन विनियमों के विनियम 18 में इंगित ढंग से प्राप्त ऋणों को सकल मानकीय ऋणों के रूप में माना जाएगा।

(2) 1.4.2024 को बकाया मानकीय ऋण को सकल मानकीय ऋण से दिनांक 31.3.2024 तक आयोग द्वारा यथा अनुज्ञात संचयी चुकौती घटाकर प्राप्त किया जाएगा।

- (3) 2024-29 की टैरिफ अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए चुकौती को तदनुसूची वर्ष या अवधि के लिए अनुज्ञात मूल्यहास के बराबर माना जाएगा। आस्तियों के डी-कैपिटलाइजेशन के मामले में चुकौती का समायोजन, प्रो-राटा आधार पर संचयी चुकौती को ध्यान में रखकर किया जाएगा, और समायोजन ऐसी आस्ति की डी-कैपिटलाइजेशन की तारीख तक वसूल किए गए संचयी मूल्यहास से अधिक नहीं होना चाहिए।
- (4) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधारी, यथास्थिति, द्वारा ली गई किसी ऋणस्थगन अवधि के होते हुए भी, ऋण की चुकौती को परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से माना जाएगा और वह वर्ष या वर्ष के भाग के लिए अनुज्ञात मूल्यहास के बराबर होगा।
- (5) ब्याज की दर, वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो या आबंटित ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर संगणित ब्याज की भारित औसत दर होगा;
- परंतु यह कि यदि किसी विनिर्दिष्ट वर्ष के लिए कोई वास्तविक ऋण बकाया नहीं है परंतु मानकीय ऋण अभी भी बकाया है, तो परियोजना के लिए ऋण पोर्टफोलियो की ब्याज की अंतिम उपलब्ध भारित औसत दर को माना जाएगा;
- परंतु यह और कि यदि उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली, यथास्थिति, का कोई वास्तविक ऋण नहीं है, तो पारेषण कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधारी के ऋण पोर्टफोलियो के ब्याज की भारित औसत दर को समग्र रूप में माना जाएगा।
- परंतु यह कि उत्पादन कंपनी या उसके यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बाद आरंभ उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संस्थापन के लिए ऋण पर ब्याज की दर, उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के ब्याज की भारित औसत दर होगी, और वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो की अनुपस्थिति में, 14% की सीलिंग के अध्यक्षीन, उत्पादन कंपनी के ब्याज की भारित औसत दर को समग्र रूप में माना जाएगा;
- परंतु यह और कि यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधारी, यथास्थिति, का कोई वास्तविक ऋण नहीं है, तो ऋण के लिए ब्याज की दर को सुसंगत वित्तीय वर्ष के 01 अप्रैल को यथा लागू स्टेट बैंक ऑफ इंडिया के 1-वर्ष एमसीएलआर के रूप में माना जाएगा।
- (6) ऋण पर ब्याज की संगणना, ब्याज के भारित औसत दर को लगाकर वर्ष के मानकीय औसत ऋण पर की जाएगी।
- (7) ऋण के निबंधनों और शर्तों में परिवर्तनों को ऐसे पुनर्वित्तपोषण की तारीख से दर्शाया जाएगा।
33. **मूल्यहास:** (1) मूल्यहास की संगणना, संचार प्रणाली सहित उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली या उसके घटक के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से की जाएगी। संचार प्रणाली सहित उस उत्पादन स्टेशन के सभी यूनिटों या पारेषण प्रणाली के सभी घटकों के टैरिफ के मामले में जिसके लिए एकल टैरिफ अवधारित किया जाना है, मूल्यहास की संगणना व्यक्तिगत यूनिट के मूल्यहास को ध्यान में रखते हुए उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली की वाणिज्यिक प्रचालन की प्रभावी तारीख से की जाएगी:
- परंतु यह कि वाणिज्यिक प्रचालन की प्रभावी तारीख उत्पादन स्टेशन की उन सभी यूनिटों के वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तारीख और संस्थापित क्षमता या पारेषण प्रणाली से सभी घटकों की पूंजी लागत को ध्यान में रखकर निकाली जाएगी, जिनके लिए एकल टैरिफ अवधारित किया जाना आवश्यक है।
- (2) मूल्यहास के उद्देश्य के लिए मूल्य आधार, आयोग द्वारा स्वीकृत आस्ति की पूंजी लागत होगा। उत्पादन स्टेशन के बहुविध यूनिटों या पारेषण प्रणाली के बहुविध घटकों के मामले में, उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली के लिए भारित औसत जीवन लागू होगा। मूल्यहास, वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से प्रभार योग्य होगा। वर्ष के अंश के लिए आस्ति के वाणिज्यिक प्रचालन के मामले में, मूल्यहास प्रो-राटा आधार पर प्रभारित किया जाएगा।
- (3) आस्ति के सैल्वेज मूल्य को 10% के रूप में माना जाएगा, और आस्ति की पूंजी लागत के अधिकतम 90% तक के मूल्यहास की अनुमति होगी:
- परंतु यह कि आईटी उपकरण और सॉफ्टवेयर के लिए सैल्वेज मूल्य को शून्य के रूप में माना जाएगा और आस्तियों के 100% मूल्य को मूल्यहास योग्य माना जाएगा;
- परंतु यह और कि हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के मामले में, करार में यथा प्रदान किया सैल्वेज मूल्य, यदि कोई हो, उत्पादन स्टेशन के विकास के लिए राज्य सरकार के साथ विकासकर्ताओं द्वारा हस्ताक्षरित किया जाएगा:
- परंतु यह भी कि मूल्यहासित मूल्य की संगणना के उद्देश्य से हाइड्रो उत्पादन स्टेशन की आस्तियों की पूंजी लागत, विनियमित टैरिफ पर दीर्घकालिक विद्युत क्रय करार के अधीन विद्युत की बिक्री के प्रतिशत के तदनुसूची होगी:
- परंतु यह भी कि उत्पादन स्टेशन या यूनिट या पारेषण प्रणाली, यथास्थिति, की निम्नतर उपलब्धता के कारण अस्वीकृत मूल्यहास की अनुमति उपयोगी जीवन या विस्तारित जीवन के दौरान बाद के चरण पर वसूल किए जाने के लिए नहीं होगी।
- (4) हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के मामले में लीज के अधीन धारित भूमि और जलाशय के लिए भूमि के अलावा भूमि, मूल्यहास योग्य आस्ति नहीं होगी और उसकी लागत को आस्ति के मूल्यहास मूल्य की संगणना करते समय पूंजी लागत में शामिल नहीं किया जाएगा।

- (5) विद्यमान परियोजनाओं के लिए मूल्यहास की संगणना, उत्पादन स्टेशन और पारेषण प्रणाली की आस्तियों के लिए इन विनियमों के परिशिष्ट-I में विनिर्दिष्ट दरों पर स्ट्रेट लाइन विधि के आधार पर वार्षिक रूप से की जाएगी:
- परंतु यह कि उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली, यथास्थिति, के वाणिज्यिक प्रचालन की प्रभावी तारीख से 12 वर्षों की अवधि के बाद वर्ष समापन के 31 मार्च को शेष मूल्यहास मूल्य को आस्तियों के शेष उपयोगी जीवन में फैलाया जाएगा।
- परंतु यह और कि विद्यमान हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के मामले में उत्पादन कंपनी, लाभार्थियों के साथ परामर्श से, टैरिफ की फ्रंट लोडिंग को कम करने के लिए परिशिष्ट I और परिशिष्ट II में निर्दिष्ट से निम्नतर दर पर मूल्यहास प्रभारित कर सकता है।
- (6) नई परियोजनाओं के लिए मूल्यहास की संगणना, उत्पादन स्टेशन और पारेषण प्रणाली की आस्तियों के लिए इन विनियमों के परिशिष्ट-II में विनिर्दिष्ट दरों पर और स्ट्रेट लाइन विधि के आधार पर वार्षिक रूप से की जाएगी:
- परंतु यह कि उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली, यथास्थिति, के वाणिज्यिक प्रचालन की प्रभावी तारीख से 15 वर्षों की अवधि के बाद वर्ष समापन के 31 मार्च को शेष मूल्यहास मूल्य को आस्तियों के शेष उपयोगी जीवन में फैलाया जाएगा।
- परंतु यह और कि हाइड्रो स्टेशनों के मामले में उत्पादन कंपनी, लाभार्थियों के साथ परामर्श से, टैरिफ की फ्रंट लोडिंग को कम करने के लिए इन विनियमों के परिशिष्ट II में निर्दिष्ट से निम्नतर दर पर मूल्यहास प्रभारित कर सकता है।
- (7) विद्यमान परियोजनाओं के मामले में, 1.4.2024 को शेष मूल्यहास मूल्य को, आस्तियों की सकल मूल्यहास योग्य मूल्य से 31.3.2024 तक आयोग द्वारा यथा स्वीकृत संचयी मूल्यहास को घटाकर निकाला जाएगा।
- (8) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, समुचित स्पष्टीकरण और प्रस्तावित जीवन विस्तार के साथ उपयोगी जीवन के समापन से पूर्व पांच वर्षों के दौरान किए जाने के लिए प्रस्तावित पूंजी व्यय के विवरण प्रस्तुत करेंगे। आयोग, ऐसी प्रस्तुतियों की प्रजावान जांच के आधार पर मूल्यहास का अनुमोदन, उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट के शेष प्रचालन जीवन या पंद्रह वर्ष, जो भी निम्नतर हो, पर मूल्यहास योग्य मूल्य को बराबर रूप से फैलाकर, और पारेषण प्रणाली के मामले में आस्ति के शेष उपयोगी जीवन या 10 वर्षों, जो भी उच्चतर हो, पर मूल्यहास मूल्य को बराबर रूप से फैलाकर करेगा।
- (9) उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली या उसके घटक के संबंध में डी-कैपिटलाइजेशन के मामले में संचयी मूल्यहास का समायोजन, डी-कैपिटलाइज आस्ति द्वारा उसके उपयोगी जीवन के दौरान टैरिफ में वसूल किए गए मूल्यहास को ध्यान में रखकर किया जाएगा।
- (10) जहाँ उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली, उत्पादन स्टेशन के मूल दायरे के अंदर कार्यान्वित है और उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख और उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन की तारीख समान है, वहाँ उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली सहित उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट का मूल्यहास की संगणना, इस विनियम के खंडों (1) से (9) के अनुसार की जाएगी।
- (11) विद्यमान उत्पादन स्टेशन की उस उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के मूल्यहास की संगणना, जिसने अपने उपयोगी जीवन को अभी पूरा नहीं किया है या नया उत्पादन स्टेशन या उसका यूनिट जहाँ उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन की तारीख, उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बाद की है, इन विनियमों के परिशिष्ट-I में विनिर्दिष्ट दरों पर स्ट्रेट लाइन विधि के आधार पर ऐसी उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन की तारीख से वार्षिक रूप में की जाएगी;
- परंतु यह कि ऐसी उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन की तारीख से 12 वर्षों की अवधि के बाद वर्ष समापन के 31 मार्च को शेष मूल्यहास मूल्य को तेरह वर्षों की शेष अवधि या उत्पादन स्टेशन के शेष प्रचालन जीवन, जो भी निम्नतर हो, पर फैलाया जाएगा;
- परंतु यह भी कि यदि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन की तारीख, उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन के 20वें वर्ष के बाद है, परंतु उत्पादन स्टेशन के उपयोगी जीवन के समापन के पहले है, तो उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली (ईसीएस) के मूल्यहास की संगणना, 10% के सैल्वेज मूल्य के साथ स्ट्रेट लाइन विधि के आधार पर ऐसे ईसीएस के प्रचालन की तारीख से वार्षिक रूप से की जाएगी और मूल्यहास योग्य मूल्य को उत्पादन स्टेशन के प्रचालन जीवन तक वसूल किया जाएगा।
- (12) यदि उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन की तारीख, उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन उत्पादन स्टेशन के उपयोगी जीवन के समापन की तारीख के बाद की है, तो ईसीएस के मूल्यहास की संगणना, 10% के सैल्वेज मूल्य के साथ स्ट्रेट लाइन विधि के आधार पर ऐसी उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के प्रचालन की तारीख से वार्षिक रूप से की जाएगी और दस वर्षों या उत्पादन कंपनी और लाभार्थियों द्वारा परस्पर रूप से सहमत अवधि, जो भी उच्चतर हो, में वसूल की जाएगी।
- 34. कार्यशील पूंजी पर ब्याज:** (1) कार्यशील पूंजी में निम्नलिखित कवर होंगे:
- (क) कोयला-आधारित/लिंग्राइट-चलित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए:
- (i) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक या अधिकतम कोयला/लिंग्राइट स्टॉक भंडारण क्षमता, जो भी निम्नतर हो, के तदनु रूप उत्पादन के लिए गैर-पिट-हेड उत्पादन स्टेशनों के लिए 20 दिन और पिट-हेड स्टेशनों के लिए 10 के लिए कोयला या लिंग्राइट, यदि लागू हो, की लागत;

- (ii) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता के तदनुरूपी 15 दिनों के लिए स्टॉक के प्रति लाइनस्टोन।
- (iii) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के तदनुरूपी उत्पादन के लिए कोयला या लिग्नाइट और लाइनस्टोन की लागत के प्रति 30 दिनों के लिए अग्रिम भुगतान;
- (iv) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के तदनुरूपी उत्पादन के लिए दो मास के लिए द्वितीयक ईंधन तेल की लागत, और एक से अधिक द्वितीयक ईंधन तेल के उपयोग के मामले में, मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल के लिए ईंधन तेल स्टॉक की लागत;
- (v) जल प्रभार और सुरक्षा व्यय सहित प्रचालन और रखरखाव व्यय के 20% की दर पर रखरखाव स्पेयर्स;
- (vi) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक पर संगणित विद्युत की बिक्री के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार के 45 दिनों के बराबर प्राप्य राशियाँ; और
- (vii) एक मास के लिए जल प्रभारों और सुरक्षा व्ययों सहित प्रचालन और रखरखाव व्यय।
- (ख) थर्मल उत्पादन स्टेशनों पर आधारित कोयला या लिग्नाइट की उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली:
- (i) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के तदनुरूपी 20 दिनों के लिए स्टॉक के प्रति लाइमस्टोन या रीजेंट की लागत;
- (ii) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के तदनुरूपी उत्पादन के लिए रीजेंट की लागत के प्रति 30 दिनों के लिए अग्रिम भुगतान;
- (iii) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक पर संगणित विद्युत की बिक्री के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार और अनुपूरक ऊर्जा प्रभार के 45 दिनों के बराबर प्राप्य राशियाँ;
- (iv) एक मास के लिए उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में प्रचालन और रखरखाव व्यय;
- (v) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में प्रचालन और रखरखाव व्यय के 20% की दर पर रखरखाव स्पेयर्स।
- (ग) ओपन-साइकिल गैस टर्बाइन/कम्बाइंड साइकल थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए:
- (i) गैस ईंधन और द्रव ईंधन पर उत्पादन स्टेशनों की प्रचालन विधि को ध्यान में रखते हुए, मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के तदनुरूप 15 दिनों के लिए ईंधन लागत;
- (ii) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के तदनुरूप 15 दिनों के लिए द्रव ईंधन स्टॉक, और एके से अधिक द्रव ईंधन के उपयोग के मामले में, गैस ईंधन और द्रव ईंधन के उत्पादन स्टेशनों के प्रचालन को ध्यान में रखते हुए प्रमुख द्रव ईंधन की लागत;
- परंतु यह कि उपर्युक्त को केवल उन उत्पादन स्टेशनों के लिए अनुमति दी जाएगी जिनके पास द्रव ईंधन को स्टोर करने की सुविधाएं हैं।
- (iii) जल प्रभारों और सुरक्षा व्ययों सहित प्रचालन और रखरखाव व्यय के 30% की दर पर रखरखाव स्पेयर्स;
- (iv) गैस ईंधन और द्रव ईंधन पर उत्पादन स्टेशन के प्रचालन की विधि को ध्यान में रखते हुए, मानकीय संयंत्र उपलब्धता कारक पर संगणित विद्युत की बिक्री के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार के 45 दिनों के बराबर प्राप्य राशियाँ;
- (v) एक मास के लिए जल प्रभारों और सुरक्षा व्ययों सहित प्रचालन और रखरखाव व्यय।
- (घ) हाइड्रो उत्पादन स्टेशन (पम्पड स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशन सहित) और पारेषण प्रणाली के लिए:
- (i) वार्षिक नियत लागत के 45 दिनों के समतुल्य प्राप्य राशियाँ;
- (ii) सुरक्षा व्ययों सहित प्रचालन और रखरखाव के 15% की दर पर रखरखाव स्पेयर्स;
- (iii) एक मास के लिए सुरक्षा व्यय सहित प्रचालन और रखरखाव व्यय।
- (2) इस विनियम के खंड (1) के उप-खंडों (क) और (ग) के अधीन कवर किए गए मामलों में ईंधन की लागत, उत्पादन स्टेशन द्वारा उतराई ईंधन लागत (इन विनियमों के विनियम 59 के संबंध में मानकीय पारवहन और हैंडलिंग हानियों को ध्यान में रखकर) और उस प्रत्येक वित्तीय वर्ष के मामले में पूर्ववर्ती वित्तीय वर्ष के लिए जिसके लिए टैरिफ अवधारित किया जाना है, वास्तविक भारित औसत के अनुसार ईंधन की सकल कैलोरिफिक मूल्य पर आधारित होगी:

परंतु यह कि नए उत्पादन स्टेशन के मामले में, प्रथम वित्तीय वर्ष के लिए ईंधन की लागत उतराई ईंधन लागत (इन विनियमों के विनियम 59 के संबंध में मानकीय पारवहन और हैंडलिंग हानियों को ध्यान में रखकर) और उस वाणिज्यिक प्रचालन, जिसके लिए टैरिफ अवधारित किया जाना है, की पूर्ववर्ती तारीख, अशक्त विद्युत के लिए यथा प्रयुक्त, तीन महीनों के लिए वास्तविक भारत औसत के अनुसार ईंधन की सकल कैलोरिफिक मूल्य के आधार पर मानी जाएगी।

- (3) कार्यशील पूंजी पर ब्याज की दर मानकीय आधार पर होगी और उसे 1.4.2024 को या 2024-29 की उस टैरिफ अवधि जिसमें संचार प्रणाली या उसके घटक सहित, यथास्थिति, उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट या पारेषण प्रणाली को वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया गया है, के दौरान वर्ष की 1 अप्रैल, जो भी बाद में हो, को ब्याज की संदर्भित दर पर माना जाएगा:

परंतु यह कि टूटिंग अप के मामले में, कार्यशील पूंजी पर ब्याज की दर को 2024-29 की टैरिफ अवधि के दौरान प्रत्येक वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को ब्याज की संदर्भित दर पर माना जाएगा।

- (4) कार्यशील पूंजी पर ब्याज, इस बात के होते हुए भी कि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी ने किसी बाहरी एजेंसी से कार्यशील पूंजी के लिए ऋण नहीं लिया है, मानकीय आधार पर देय होगा।

35. डी-कमीशनिंग

- (1) उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट, या संचार प्रणाली या उसके घटक सहित पारेषण प्रणाली के मामले में, सीईए या सीटीयू या किसी अन्य सांविधिक प्राधिकरण द्वारा यह प्रमाणित होने के बाद कि पर्यावरण मामलों या सुरक्षा मुद्दों या प्रणाली उन्नयन या उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के लिए उत्तरदायी नहीं होने वाले इन कारकों के संयोजन के कारण किसी आस्ति को प्रचालित नहीं किया जा सकता या प्रतिस्थापित किए जाने की आवश्यकता है, वसूल नहीं किए गए मूल्यहास मूल्य को, ऐसी परियोजना के निस्तारण के बाद, सैल्वेज मूल्य या उगाही मूल्य, जो भी उच्चतर हो, को सम्यक रूप से समायोजित करने के बाद मामला-दर-मामला आधार पर वसूल किए जाने की अनुमति दी जा सकती है।

परंतु यह कि किस्तों की संख्या, जिसमें ऐसे वसूल नहीं किए गए मूल्यहास की अनुमति होगी, सहित वसूली का ढंग आयोग द्वारा मामला-दर-मामला आधार पर विनिर्दिष्ट किया जाएगा।

परंतु यह और कि ऐसी वसूली के साथ संबद्ध किसी विलंब पर किसी वहन लागत की अनुमति नहीं होगी।

36. प्रचालन और रखरखाव व्यय:

(1) थर्मल उत्पादन स्टेशन: (1) थर्मल उत्पादन स्टेशनों के मानकीय प्रचालन और रखरखाव व्यय निम्नानुसार होंगे:

- (1) इस विनियम के खंडों (2), (4) और (5) में संदर्भित उत्पादन स्टेशनों या यूनिटों के अलावा (सर्कुलेटिंग फ्लूडाइस्ड बेड कम्बस्चन (सीएफबीसी) प्रौद्योगिकी पर आधारित सहित) कोयला आधारित और लिग्नाइट चलित:

(रु. लाख/मेगावाट में)

वर्ष	200/210/ 250 मेगावाट सीरीज़	300/330/ 350 मेगावाट सीरीज़	500 मेगावाट सीरीज़	600 मेगावाट सीरीज़	800 मेगावाट सीरीज़ और अधिक
वि.व. 2024-25	40.92	34.04	27.17	25.78	23.20
वि.व. 2025-26	43.07	35.83	28.60	27.13	24.42
वि.व. 2026-27	45.33	37.71	30.10	28.56	25.70
वि.व. 2027-28	47.71	39.69	31.68	30.06	27.05
वि.व. 2028-29	50.21	41.78	33.34	31.64	28.47

परंतु यह भी कि उपर्युक्त में कवर नहीं किए गए 200 मेगावाट से कम साइज़ के यूनिट वाले उत्पादन स्टेशन के प्रचालन और रखरखाव व्यय का अवधारण मामला-दर-मामला आधार पर किया जाएगा।

- (2) टांडा टीपीएस:

(रु. लाख/मेगावाट में)

वर्ष	टांडा टीपीएस (यूनिट 1)
वि.व. 2024-25 से वि.व. 2028-29	42.52

(3) ओपन साइकिल गैस टर्बाइन/कंबाईंड साइकिल उत्पादन स्टेशन:

(रु. लाख/मेगावाट में)

वर्ष	छोटे गैस टरबाइन विद्युत उत्पादन स्टेशनों के अलावा अन्य गैस टरबाइन संयुक्त साइकिल उत्पादन स्टेशन	अगरतला जीपीएस	छोटे गैस टरबाइन विद्युत उत्पादन स्टेशन और त्रिपुरा गैस स्टेशन	उन्नत एफ श्रेणी मशीने
वि.व. 2024-25	18.18	56.48	47.86	32.08
वि.व. 2025-26	19.14	59.44	50.37	33.77
वि.व. 2026-27	20.14	62.57	53.02	35.54
वि.व. 2027-28	21.20	65.85	55.80	37.40
वि.व. 2028-29	22.32	69.31	58.73	39.37

(4) लिग्नाइट-चलित उत्पादन स्टेशन:

(रु. लाख/मेगावाट में)

वर्ष	125 मेगावाट सेट
वि.व. 2024-25	38.81
वि.व. 2025-26	40.85
वि.व. 2026-27	42.99
वि.व. 2027-28	45.25
वि.व. 2028-29	47.62

(5) कोयला रिजेक्ट पर आधारित उत्पादन स्टेशन:

(रु. लाख/मेगावाट में)

वर्ष	ओ एंड एम व्यय
वि.व. 2024-25	38.81
वि.व. 2025-26	40.85
वि.व. 2026-27	42.99
वि.व. 2027-28	45.25
वि.व. 2028-29	47.62

(6) थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए जल प्रभार, सुरक्षा प्रभार, ऐश परिवहन व्यय और पूंजी स्पेयर्स की अनुमति, प्रज्ञावान जांच के बाद पृथक रूप से दी जाएगी:

परंतु यह कि जल प्रभारों की अनुमति प्रज्ञावान जांच के बाद, राज्य सरकार/यूटिलिटीज़ के साथ जल करार या कूलिंग जल प्रणाली के प्रकार और संयंत्र के प्रकार पर निर्धारित जल उपभोग, और पर्यावरण, वन और मौसम परिवर्तन मंत्रालय द्वारा विनिर्दिष्ट मानकों के आधार पर दी जाएगी। इसके संबंध में विवरण याचिका के साथ प्रस्तुत किया जाएगा;

परंतु यह और कि उत्पादन स्टेशन टैरिफ के अवधारण मांगने वाली याचिका के साथ सुरक्षा आवश्यकता और अनुमानित व्यय का आकलन प्रस्तुत करेगा;

परंतु यह भी कि उत्पादन स्टेशन इसे व्ययित करने के लिए समुचित स्पष्टीकरण के साथ टूटिंग अप के समय रु. 10 लाख से अधिक की लागत वाले उपभोग किए गए वर्ष-वार वास्तविक पूंजी स्पेयर्स के विवरण यह सिद्ध करते हुए प्रस्तुत करेगा कि इसका निधिपोषण केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तों) विनियम, 2014 के विनियम 17 के अनुसार क्षतिपूरक भत्ते या विशेष भत्ते के माध्यम से नहीं हुआ है या इसका दावा अतिरिक्त कैपिटलाइजेशन या स्टोर्स या स्पेयर्स के उपभोग और नवीनीकरण और आधुनिकीकरण के रूप में नहीं किया गया है।

(7) विधि में परिवर्तन के कारण उत्पादन कंपनी द्वारा व्ययित किसी अतिरिक्त ओ एंड एम व्यय पर टैरिफ के टूटिंग अप के समय विचार किया जाएगा।

परंतु यह कि ऐसे प्रभाव की अनुमति केवल उस मामले में होगी जिसमें वर्ष में विधि घटना में ऐसे परिवर्तन का समग्र प्रभाव, वर्ष के लिए अनुज्ञात परियोजना के मानकीय ओ एंड एम व्यय के 5% से अधिक होगा।

(8) केन्द्र या राज्य सरकार के स्वामित्व वाली उत्पादन कंपनी के मामले में, मजदूरी या वेतन पुनरीक्षण के कार्यान्वयन के कारण प्रभाव की अनुमति टैरिफ के टूटिंग अप के समय दी जाएगी।

(9) कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण प्रचालन और रखरखाव व्यय, उसकी प्रचालन की तारीख को स्वीकृत पूंजी व्यय (आईडीसी और आईईडीसी को छोड़कर) का 2% होगी, जिसमें 31 मार्च, 2029 को समाप्त होने वाली टैरिफ अवधि के दौरान 5.25% की दर से वार्षिक वृद्धि की जाएगी:

परंतु यह कि जिप्सम या अन्य बाई-प्रोडक्ट्स की बिक्री से अर्जित आय को प्रचालन और रखरखाव व्यय से घटाया जाएगा।

(2) हाइड्रो उत्पादन स्टेशन:

निम्नलिखित प्रचालन और रखरखाव व्यय मानदंड उन हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के लिए लागू होंगे जो 1.4.2024 को तीन या अधिक वर्षों के लिए प्रचालन में रहे:

(रु. लाख में)

विवरण	वि.व. 2024-25	वि.व. 2025-26	वि.व. 2026-27	वि.व. 2027-28	वि.व. 2028-29
टीएचपीएस	40,548.78	42,765.88	45,104.19	47,570.36	50,171.37
केएचईपी	20,749.20	21,883.71	23,080.25	24,342.21	25,673.18
बैरासूल	7,856.31	8,285.87	8,738.92	9,216.74	9,720.68
लोकतक	8,876.09	9,361.41	9,873.26	10,413.10	10,982.46
सलाल	17,208.43	18,149.34	19,141.69	20,188.30	21,292.14
टनकपुर	11,696.62	12,336.16	13,010.67	13,722.05	14,472.34
चमेरा-I	14,397.75	15,184.98	16,015.25	16,890.92	17,814.47
उरी-I	11,755.75	12,398.52	13,076.44	13,791.42	14,545.50
रंगित	6,351.54	6,698.82	7,065.09	7,451.39	7,858.82
चमेरा-II	12,149.92	12,814.25	13,514.89	14,253.85	15,033.21
धौलीगंगा	11,323.06	11,942.18	12,595.14	13,283.81	14,010.13
दुलहस्ती	17,754.67	18,725.45	19,749.30	20,829.14	21,968.02
तीस्ता-V	15,193.93	16,024.69	16,900.88	17,824.97	18,799.59
सीवा-II	8,053.42	8,493.76	8,958.17	9,447.98	9,964.57
टीएलडीपी III	9,281.92	9,789.43	10,324.68	10,889.21	11,484.60
चमेरा III	9,598.50	10,123.32	10,676.83	11,260.61	11,876.31

चुटक	4,259.73	4,492.64	4,738.28	4,997.36	5,270.60
निम्मो बाज़गो	4,346.80	4,584.47	4,835.13	5,099.50	5,378.33
उरी II	9,135.41	9,634.91	10,161.71	10,717.33	11,303.32
पारवती III	10,703.93	11,289.19	11,906.45	12,557.46	13,244.07
किशनगंगा	13,952.53	14,715.42	15,520.01	16,368.60	17,263.59
टीएलडीपी IV	10,697.94	11,282.87	11,899.79	12,550.43	13,236.66
इंदिरा सागर	15,030.66	15,852.50	16,719.27	17,633.43	18,597.57
ओंकारेश्वर	10,183.66	10,740.48	11,327.73	11,947.10	12,600.34
नाथपा झाकरी	48,588.63	51,245.32	54,047.26	57,002.41	60,119.15
रामपुर	18,287.58	19,287.49	20,342.08	21,454.32	22,627.39
कोल्डम	13,113.75	13,830.78	14,587.01	15,384.58	16,225.77
करचम बांगटू	12,612.68	13,302.30	14,029.64	14,796.74	15,605.78
कोपिली	12,038.46	12,743.93	13,490.73	14,281.29	15,118.18
खंडोंग I	2,137.15	2,262.39	2,394.96	2,535.31	2,683.88
खंडोंग II	1,065.60	1,128.04	1,194.15	1,264.12	1,338.20
दोयांग	7,540.48	7,982.36	8,450.13	8,945.31	9,469.52
पनयोर	16,827.77	17,813.88	18,857.79	19,962.87	21,132.70
पारे	16,383.05	17,343.10	18,359.42	19,435.29	20,574.21
ठूरियल	5,120.13	5,420.17	5,737.79	6,074.03	6,429.97
मैथन	3,261.23	3,439.55	3,627.61	3,825.96	4,035.15
पंचेत	3,361.27	3,545.06	3,738.89	3,943.32	4,158.93
तिलैया	1,027.67	1,083.86	1,143.12	1,205.62	1,271.54
तीस्ता ऊर्जा लिमिटेड	27,438.21	28,938.46	30,520.73	32,189.51	33,949.55

- क) 1.4.2024 को या बाद में वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के मामले में, प्रथम वर्ष के प्रचालन और रखरखाव व्यय को 3.5% पर नियत किया जाएगा और क्रमशः 200 मेगावाट से अधिक की संस्थापित क्षमता के साथ स्टेशनों के लिए और 200 मेगावाट से कम या बराबर की संस्थापित क्षमता के साथ स्टेशनों के लिए मूल परियोजना लागत (पुनर्वास एवं पुनर्स्थापन कार्यों, आईडीसी और आईडीसी की लागत को छोड़कर) के 5% होगी और उत्तरवर्ती वर्षों के लिए 5.47% प्रति वर्ष की वार्षिक वृद्धि के अध्याधीन होगी।
- ख) उन हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के मामले में जिन्होंने 1.4.2024 को तीन वर्षों की अवधि पूरी नहीं की है, 2024-25 के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय को 31.3.2024 को लागू प्रचालन और रखरखाव व्यय पर 5.47% की वृद्धि दर लगाने के बाद निकाला जाएगा। टैरिफ अवधि के उत्तरवर्ती वर्षों के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय को 5.47% प्रति वर्ष की वृद्धि दर लगाने के बाद निकाला जाएगा।

ग) हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के लिए प्रतिस्पर्धात्मक बोली द्वारा प्राप्त सुरक्षा व्यय, पूंजी स्पेयर्स और बीमा व्यय की अनुमति प्रजावान जांच के बाद पृथक रूप से दी जाएगी:

परंतु यह कि उत्पादन स्टेशन उसके अनुमानित व्यय के साथ सुरक्षा व्यय, पूंजी स्पेयर्स और बीमा व्यय का मूल्यांकन प्रस्तुत करेंगे, जिसे समुचित स्पष्टीकरण के साथ उपभोग किए गए वर्ष-वार वास्तविक पूंजी व्यय, वास्तविक बीमा और व्ययित सुरक्षा व्यय के विवरणों के आधार पर दूड अप किया जाएगा।

परंतु यह और कि रु. 10 लाख से अधिक पूंजी स्पेयर्स के मूल्य पर, उसके व्ययित करने के लिए समुचित स्पष्टीकरण के साथ दूडिंग अप के समय प्रतिपूर्ति के लिए विचार किया जाएगा और पुष्टि की जाएगी कि इसका दावा अतिरिक्त पूंजीकरण या स्टोर्स और स्पेयर्स के उपभोग और नवीनीकरण और आधुनिकीकरण के भाग के रूप में नहीं किया गया है।

(घ) विधि में परिवर्तन घटना के कारण उत्पादन कंपनी द्वारा किए गए किसी अतिरिक्त ओ एंड एम व्यय पर टैरिफ के दूडिंग अप के समय विचार किया जाएगा।

परंतु यह कि ऐसे प्रभाव की अनुमति केवल तभी होगी यदि वर्ष में विधि में ऐसे परिवर्तन की घटना का समग्र प्रभाव, वर्ष के लिए परियोजना के मानकीय ओ एंड एम व्यय के 5% से अधिक है।

(ङ) केन्द्र या राज्य सरकार के स्वामित्व वाली उत्पादन कंपनी के मामले में, मज़दूरी या वेतन पुनरीक्षण के कार्यान्वयन के कारण प्रभाव की अनुमित टैरिफ के दूडिंग अप के समय पर होगी;

(च) भाखड़ा ब्यास प्रबंधन बोर्ड (बीबीएमबी) और सरदार सरोवर परियोजना (एसएसपी) के उत्पादन स्टेशन और पारेषण प्रणाली के प्रचालन और रखरखाव व्यय का अवधारण, अंतर-राज्यिक जल विवाद अधिनियम, 1956 की धारा-6 क के अधीन क्रमशः पंजाब पुनर्गठन अधिनियम, 1966 और नर्मदा जल योजना, 1980 के उपबंधों को ध्यान में रखकर किया जाएगा।

(3) पारेषण प्रणाली: (क) पारेषण प्रणाली के लिए निम्नलिखित मानकीय प्रचालन और रखरखाव व्यय स्वीकार्य होंगे:

विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
सब-स्टेशन बे के लिए मानदंड (रु. लाख प्रति बे)					
765 केवी	41.34	43.51	45.79	48.20	50.73
400 केवी	29.53	31.08	32.71	34.43	36.23
220 केवी	20.67	21.75	22.90	24.10	25.36
132 केवी और नीचे	15.78	16.61	17.48	18.40	19.35
ट्रांसफार्मरों/रिएक्टरों के लिए मानदंड (रु. लाख प्रति एमवीए या एमवीएआर)					
प्रति एमवीए या प्रति एमवीएआर ओ एंड एम व्यय (रु.लाख प्रति एमवीए या प्रति एमवीएआर)	0.262	0.276	0.290	0.305	0.322
एसी और एचवीडीसी लाइनों के लिए मानदंड (रु. लाख प्रति किमी)					
सिंगल सर्किट (छह या अधिक सब-कंडक्टरों के साथ बंडलड कंडक्टर)	0.861	0.906	0.953	1.003	1.056
सिंगल सर्किट (चार या अधिक सब-कंडक्टरों के साथ बंडलड कंडक्टर)	0.738	0.776	0.817	0.860	0.905
सिंगल सर्किट (ट्रिपल एवं ट्रिपल कंडक्टर)	0.492	0.518	0.545	0.573	0.603
सिंगल सर्किट (सिंगल कंडक्टर)	0.246	0.259	0.272	0.287	0.302
डबल सर्किट (चार या अधिक सब-कंडक्टरों के साथ बंडलड कंडक्टर)	1.291	1.359	1.430	1.506	1.585
डबल सर्किट (ट्रिपल एवं ट्रिपल कंडक्टर)	0.861	0.906	0.953	1.003	1.056
डबल सर्किट (सिंगल कंडक्टर)	0.369	0.388	0.409	0.430	0.453
मल्टी सर्किट (चार या अधिक सब-कंडक्टरों के साथ बंडलड कंडक्टर)	2.266	2.385	2.510	2.642	2.781
मल्टी सर्किट (ट्रिपल एवं ट्रिपल कंडक्टर)	1.509	1.588	1.671	1.759	1.851
एचवीडीसी स्टेशनों के लिए मानदंड					

एचवीडीसी बैक-टू-बैक स्टेशन (रु. लाख प्रति मेगावाट)	2.07	2.18	2.30	2.42	2.55
गजुवाका वीटीवी (रु. लाख/मेगावाट)	1.83	1.92	2.03	2.13	2.24
एचवीडीसी बाइपोल योजना (रु. लाख/मेगावाट)	1.04	1.10	1.16	1.22	1.28

परंतु यह कि जीआईएस बे के लिए ओ एंड एम व्यय को, बे के लिए मानकीय ओ एंड एम व्यय के ओ एंड एम व्यय के 0.70 से गुणा कर निकाला जाएगा;

परंतु यह कि डबल सर्किट क्वाड एसी लाइन के ओ एंड एम व्यय मानदंड, एचवीडीसी बाइ-पोल लाइन के लिए लागू होंगे;

परंतु यह कि ± 500 केवी मुंद्रा-मोहिंदरगढ़ एचवीडीसी बाइपोल योजना (2500 मेगावाट) के ओ एंड एम व्यय की अनुमति, एचवीडीसी बाइपोल योजना के लिए मानकीय ओ एंड एम व्यय के 0.80 से गुणा करके निकालकर दी जाएगी;

परंतु यह और कि उन पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के लिए ओ एंड एम व्यय, जिनकी पारेषण आस्तियाँ एनई प्रदेश (सिक्किम सहित), उत्तराखंड के राज्यों, हिमाचल प्रदेश, जम्मू और कश्मीर के संघ राज्य-क्षेत्रों और लद्दाख, पश्चिम बंगाल की दार्जिलिंग जिला में पूरी तरह से अवस्थित हैं, को उपर्युक्त मानकीय ओ एंड एम व्यय को 1.50 से गुणा करके निकाला जाएगा।

(ख) पारेषण प्रणाली के लिए कुल अनुज्ञेय प्रचालन और रखरखाव व्यय की संगणना, सबस्टेशन बे की संख्या, ट्रांसफार्मर/रिएक्टर/स्टैटिक वार कम्पनसेटर/स्टैटिक सिंक्रोनस कम्पनसेटर (एमवीए/एमवीएआर में) और लाइन लंबाई के किमी को क्रमशः प्रति बे, प्रति एमवीए/एमवीएआर और प्रति किमी प्रचालन और रखरखाव व्यय के लिए लागू मानदंडों के साथ गुणा करके की जाएगी।

(ग) संचार प्रणाली: यूएलडीसी या ऐसी समान योजना के लिए प्रचालन और रखरखाव व्यय को ऐसी संचार प्रणाली से संबंधित मूल परियोजना लागत के 2.0% पर निकाला जाएगा। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, टूटिंग अप के लिए वास्तविक प्रचालन और रखरखाव व्यय प्रस्तुत करेंगे। यू-एनएमएस के मामले में व्यय की अनुमति, प्रज्ञावान जाँच के बाद वास्तविक आधार होगी।

(घ) व्यक्तिगत रूप से रु. 10 लाख से अधिक की लागत वाले सुरक्षा व्यय, पूंजी स्पेयर्स और पारेषण प्रणाली और संबद्ध संचार प्रणाली के लिए प्रतिस्पर्धात्मक बोली के माध्यम से प्राप्त बीमा व्यय की अनुमति प्रज्ञावान जांच के बाद पृथक रूप से दी जाएगी:

परंतु यह कि स्वयं बीमा के मामले में बीमा, बीमा की गई आस्तियों के जीएफए के 0.09% के अधिक नहीं होगा;

परंतु यह कि पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, सुरक्षा आवश्यकता, पूंजी स्पेयर्स और बीमा व्यय के मूल्यांकन के आधार पर अनुमानित सुरक्षा व्यय के साथ प्रस्तुत करेगा जिन्हें इसे व्ययित करने के लिए समुचित स्पष्टीकरण के साथ वर्ष-वार वास्तविक आंकड़ों के विवरण के आधार पर टूट अप करेगा और साथ ही यह पुष्टि करेगा कि स्टोर्स और स्पेयर्स और नवीनीकरण और आधुनिकीकरण की खपत या अतिरिक्त पूंजीकरण के भाग के रूप में इसका दावा नहीं किया गया है।

(ङ) ओ एंड एम व्यय को प्रभावित करने वाले विधि में किसी परिवर्तन के घटित होने पर, प्रभाव की अनुमति टैरिफ के टूटिंग अप के समय पर पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को दी जाएगी।

परंतु यह कि ऐसे प्रभाव की अनुमति केवल तभी होगी यदि वर्ष में विधि में ऐसे परिवर्तन की घटना का समग्र प्रभाव, वर्ष के लिए परियोजना के मानकीय ओ एंड एम व्यय के 5% से अधिक है।

(च) केन्द्र या राज्य सरकार के स्वामित्व वाले पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में, मज़दूरी या वेतन पुनरीक्षण के कार्यान्वयन के कारण प्रभाव की अनुमित टैरिफ के टूटिंग अप के समय पर होगी।

अध्याय - 9

एकीकृत खदान से कोयले या लिग्नाइट की इनपुट कीमत की संगणना

37. ऊर्जा प्रभारों के लिए कोयले या लिग्नाइट की इनपुट कीमत: (1) जहां उत्पादन कंपनी के पास अंतिम उपयोग के रूप में एक या उससे अधिक उसके उत्पादन स्टेशनों में उपयोग के लिए उसे आबंटित एकीकृत खदान (खदानों) से कोयले या लिग्नाइट की आपूर्ति के लिए व्यवस्था है, वहाँ उत्पादन स्टेशन के टैरिफ के ऊर्जा प्रभार घटक का अवधारण, इन विनियमों के अनुसार ऐसी एकीकृत खदानों से कोयले या लिग्नाइट, यथास्थिति, की इनपुट कीमत के आधार पर किया जाएगा।

(2) एकीकृत खदान (खदानों) के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बाद से लेकर आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन कोयले की इनपुट कीमत के अवधारण तक उत्पादन कंपनी, उत्पादन स्टेशन के लिए कोयले की इनपुट कीमत के रूप में एकीकृत खदान (खदानों) से कोयले की ग्रेड के अनुरूप कोल इंडिया लिमिटेड की अधिसूचित कीमत या निवेश अनुमोदन में उपलब्ध अनुमानित कीमत, जो भी निम्नतर हो, को अंगीकार करेगा:

परंतु यह कि इन विनियमों के अधीन अवधारित कोयले की इनपुट कीमत और ऐसे अवधारण से पूर्व यथा अंगीकृत कोयले की इनपुट कीमत के बीच के अंतर को, बिल किए गए कोयले की मात्रा के लिए, इस विनियम के खंड (4) के अनुसार समायोजित किया जाएगा।

- (3) एकीकृत खदान (खदानों) के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बाद से लेकर आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन कोयले की इनपुट कीमत के अवधारण तक उत्पादन कंपनी, लिग्नाइट की अंतरण कीमत या निवेश अनुमोदन में उपलब्ध अनुमानित कीमत, जो भी निम्नतर हो, के लिए आयोग द्वारा यथा अवधारित अंतिम उपलब्ध पूल्ड लिग्नाइट कीमत पर उत्पादन स्टेशन के लिए लिग्नाइट की इनपुट कीमत निर्धारित करेगी:

परंतु यह कि इन विनियमों के अधीन अवधारित लिग्नाइट की इनपुट कीमत और ऐसे निर्धारण से पूर्व यथा निर्धारित लिग्नाइट की इनपुट कीमत के बीच के अंतर को, बिल किए गए लिग्नाइट की मात्रा के लिए, इस विनियम के खंड (4) के अनुसार समायोजित किया जाएगा।

(4) इस विनियम के खंडों (2) या (3) के अधीन इनपुट कीमत की अधिक या कम वसूली के मामले में उत्पादन कंपनी, छह बराबर मासिक किस्तों में टैरिफ अवधि के संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को लागू 1-वर्ष एसबीआई एमसीएलआर जमा 100 बेसिस प्वाइंट्स की बराबर दर पर साधारण ब्याज के साथ अधिक राशि को वापस या कम राशि को वसूल, यथास्थिति, करेगा।

परंतु यह कि आदेश के जारी होने की तारीख तक ब्याज देय होगा और छह-मासिक किस्तों की अवधि के दौरान कोई ब्याज की स्वीकृति नहीं होगी या उसे नहीं लगाया जाएगा।

परंतु यह कि यदि इन विनियमों के विनियम 9 के अधीन विनिर्दिष्ट समयसीमा के अनुसार इनपुट कीमत के अवधारण के लिए याचिका दाखिल करने में विलंब है, तो ऐसे विलंब के लिए उत्पादन कंपनी या खनन कंपनी को कोई वहन लागत की अनुमति नहीं होगी और ऐसे मामलों में, याचिका दाखिल होने की तारीख से 1-वर्ष एसबीआई एमसीएलआर जमा 100 पीपीएस के साधारण ब्याज पर वहन लागत की अनुमति होगी।

38. **कोयले या लिग्नाइट की इनपुट कीमत:** (1) एकीकृत खदान (खदानों) से कोयले या लिग्नाइट की इनपुट कीमत का अवधारण निम्नलिखित घटकों के आधार पर किया जाएगा:

I) रन ऑफ माइन लागत (आरओएम); और

II) अतिरिक्त प्रभार:

क. क्रशिंग प्रभार;

ख. एकीकृत खदान से संबद्ध कोयला हैंडलिंग संयंत्र या वाशरी छोर तक खदान के अंदर परिवहन प्रभार;

ग. खदान छोर पर हैंडलिंग प्रभार;

घ. वाशिंग प्रभार; और

ङ. वाशरी छोर या कोयला हैंडलिंग संयंत्र, यथास्थिति, के बाद और लोडिंग बिंदु तक परिवहन प्रभार:

परंतु यह कि अतिरिक्त प्रभारों के एक या अधिक घटक, खनन गतिविधियों के दायरे और प्रकृति के आधार पर एकीकृत खदान (खदानों) के मामले में लागू हो सकते हैं;

परंतु यह और कि लिग्नाइट की इनपुट कीमत की संगणना प्रौद्योगिकी जैसे कि बकेट एक्सकेवेटर-कन्वेयर या बेल्ट-स्प्रेडर या उसके संयोजन और हैंडलिंग प्रभारों, यदि कोई हो, के आधार पर रन ऑफ माइन (आरओएम) के आधार पर की जाएगी।

- (2) सांविधिक प्रभार, यथा लागू, अनुज्ञात होंगे।

39. **रन ऑफ माइन (आरओएम) लागत:** (1) कोयला खदान (विशेष उपबंध) अधिनियम, 2015 के अधीन नीलामी के माध्यम से आवंटित एकीकृत खदान (खदानों) के मामले में रन ऑफ माइन (आरओएम) लागत को निम्नानुसार प्राप्त किया जाएगा:

$$\text{आरओएम लागत} = (\text{कोयले की उद्धृत कीमत}) + (\text{नियत रिज़र्व कीमत})$$

जहाँ,

- (i) कोयले की उद्धृत कीमत, कोयला खदान विकास और उत्पादन करार में यथा उपबंधित उत्तरवर्ती वृद्धि, यदि कोई हो, के साथ संबंधित कोयला ब्लॉक या खदान के संबंध में कोयले की अंतिम कीमत ऑफर है:

परंतु यह कि उत्पादन कंपनी द्वारा उद्धृत अतिरिक्त प्रीमियम, यदि कोई हो, पर रन ऑफ माइन लागत में विचार नहीं किया जाएगा;

- (ii) नियत रिज़र्व कीमत, कोयला खदान विकास और उत्पादन करार में यथा उपबंधित उत्तरवर्ती वृद्धि, यदि कोई हो, के साथ प्रति टन नियत रिज़र्व कीमत है: और
- (iii) विनियम 41 के अधीन पूंजी लागत और विनियम 42 के अधीन अतिरिक्त पूंजी व्यय, नीलामी रूट के माध्यम से आबंटित एकीकृत खदान (खदानों) के संबंध में आरओएम लागत के उद्देश्य से स्वीकार्य नहीं होगा।
- (2) कोयला खदान (विशेष उपबंध) अधिनियम, 2015 के अधीन आबंटन रूट के माध्यम से आबंटित एकीकृत खदान के मामले में कोयले की रन ऑफ माइन लागत को निम्नानुसार प्राप्त किया जाएगा:

आरओएम लागत = [(वार्षिक निष्कर्षण लागत / (एटीक्यू या वास्तविक उत्पादन, जो भी उच्चतर हो) + खनन प्रभार] + (नियत रिज़र्व कीमत)

जहाँ,

- (i) वार्षिक निष्कर्षण लागत, इन विनियमों के विनियम 43 के अनुसार यथा संगणित कोयले की निष्कर्षण की लागत है;
- (ii) खनन प्रभार, खनन के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खनन विकासकर्ता और प्रचालक को उत्पादन कंपनी को उत्पादन कंपनी द्वारा भुगतान किया गया कोयले का प्रति टन प्रभार है; और
- (iii) नियत रिज़र्व कीमत, कोयला खदान विकास और उत्पादन करार में यथा उपबंधित उत्तरवर्ती वृद्धि, यदि कोई हो, के साथ प्रति टन नियत रिज़र्व कीमत है।
- (3) लिग्नाइट के लिए एकीकृत खदान (खदानों) के मामले में लिग्नाइट की रन ऑफ खदान लागत को निम्नानुसार प्राप्त किया जाएगा:

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

जहाँ,

- (i) वार्षिक निष्कर्षण लागत, इन विनियमों के विनियम 43 के अनुसार यथा संगणित लिग्नाइट की निष्कर्षण की लागत है;
- (ii) खनन प्रभार, खनन के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खनन विकासकर्ता और प्रचालक को उत्पादन कंपनी को उत्पादन कंपनी द्वारा भुगतान किया गया लिग्नाइट का प्रति टन प्रभार है।
- (4) उत्पादन कंपनी, वार्षिक आधार पर कोयले या लिग्नाइट के निष्कर्षण के लिए खनन योजना का पालन करेगा और कोयला नियंत्रक या सक्षम प्राधिकारी से इस आशय का प्रमाणपत्र प्रस्तुत करेगा:

परंतु यह कि खनन योजना से विचलन पर केवल तभी विचार किया जाएगा यदि ऐसे विचलनों को कोयला नियंत्रक द्वारा अनुमोदित किया गया है या सक्षम प्राधिकारी द्वारा पुनरीक्षित खनन योजना का अनुमोदन किया गया है।

- (5) कोयले या लिग्नाइट की रन ऑफ खदान लागत को रूपए प्रति टन के संदर्भ में प्राप्त किया जाएगा।
40. **अतिरिक्त प्रभार:** (1) जहाँ क्रशिंग या परिवहन या हैंडलिंग या वाशिंग, खदान विकासकर्ता और प्रचालक को नियुक्त किए बिना उत्पादन कंपनी या खदान विकासकर्ता और प्रचालक के अलावा किसी एजेंसी द्वारा किया गया है, वहाँ अतिरिक्त प्रभारों को निम्नानुसार प्राप्त किया जाएगा:

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

(ii) परिवहन प्रभार = वार्षिक परिवहन लागत/मात्रा:

परंतु यह कि पृथक परिवहन प्रभार, यथा लागू, पर खदान से वाशरी छोर या एकीकृत खदान (खदानों) से संबद्ध कोयला हैंडलिंग संयंत्र तक और वाशरी छोर या एकीकृत खदान (खदानों) से संबद्ध कोयला हैंडलिंग संयंत्र के बाद और लोडिंग बिंदु तक, यथा स्थिति, विचार किया जाएगा;

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

(iv) वाशिंग प्रभार = वार्षिक वाशिंग लागत/मात्रा।

जहाँ,

(क) वार्षिक क्रशिंग लागत, वार्षिक परिवहन लागत, वार्षिक हैंडलिंग लागत और वार्षिक वाशिंग लागत को निम्नलिखित घटकों के आधार पर प्राप्त किया जाएगा, जिसके लिए उत्पादन कंपनी पृथक रूप से पूंजी लागत प्रस्तुत करेगी:

- (i) मूल्यहास;
- (ii) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;
- (iii) ऋण पर ब्याज;
- (iv) इक्विटी पर रिटर्न;
- (v) खनन प्रभार को छोड़कर, प्रचालन और रखरखाव व्यय;
- (vi) सांविधिक प्रभार, यदि लागू हो।

(ख) मात्रा, संपरीक्षक द्वारा विधिवत प्रमाणित, वर्ष के दौरान क्रश की गई या परिवहन की गई या हैंडल या वाश की गई, यथा स्थिति, टन में कोयले या लिग्नाइट की मात्रा होगी।

- (2) जहाँ क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग, या वाशिंग, उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खदान विकासकर्ता और प्रचालक के दायरे के अंदर हैं, वहाँ कोई अतिरिक्त प्रभारों की स्वीकृति नहीं होगी, चूंकि इन्हें खदान विकासकर्ता और प्रचालक के खनन प्रभार के माध्यम से वसूल किया जाएगा।
- (3) जहाँ क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग, या वाशिंग, उत्पादन कंपनी द्वारा खदान विकासकर्ता और प्रचालक के अलावा किसी एजेंसी को नियुक्त कर किया गया है, वहाँ ऐसी एजेंसियों के वार्षिक प्रभारों को प्रचालन और रखरखाव व्यय के हिस्से के रूप में माना जाएगा, बशर्ते यह कि इन प्रभारों का पता पारदर्शी, प्रतिस्पर्धात्मक बोली प्रक्रिया के माध्यम से लगाया गया है।
- (4) क्रशिंग प्रभारों, परिवहन प्रभारों, हैंडलिंग प्रभारों, और वाशिंग प्रभारों को आयोग द्वारा कोल इंडिया लिमिटेड के प्रभारों या समान रूप से स्थित कोयला खदानों या किसी अन्य संदर्भित प्रभारों पर विचार करते हुए प्रज्ञावान जांच के बाद स्वीकृत किया जाएगा।
- (5) क्रशिंग प्रभारों, परिवहन प्रभारों, हैंडलिंग प्रभारों, और वाशिंग प्रभारों को रुपए प्रति टन के संदर्भ में प्राप्त किया जाएगा।

41. **पूंजी लागत:** (1) वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक एकीकृत खदान (खदानों) के विकास के लिए संपरीक्षक द्वारा विधिवत रूप से प्रमाणित आईडीसी और आईडीसी सहित, किए गए व्यय पर पूंजी लागत प्राप्त करने के लिए विचार किया जाएगा।

(2) व्ययित पूंजी व्यय को आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के बाद स्वीकृत किया जाएगा।

(3) क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग, वाशिंग और खनन प्रचालनों के लिए आवश्यक अन्य खनन गतिविधियों के लिए अवसंरचना पर किए गए पूंजी व्यय को इन विनियमों के अनुसार पृथक रूप से प्राप्त किया जाएगा:

परंतु यह कि जहाँ क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग या वाशिंग को उत्पादन कंपनी द्वारा किया जाता है, वहाँ इन घटकों की अवसंरचनाओं पर व्ययित व्यय को पूंजीकृत किया जाएगा;

परंतु यह और कि जहाँ खदान विकास और प्रचालन, उत्पादन कंपनी द्वारा खदान विकासकर्ता और प्रचालक को नियुक्त कर या खदान विकासकर्ता और प्रचालक के अलावा किसी एजेंसी को नियुक्त कर क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग या वाशिंग के किसी घटक के साथ या बिना उनके किया जाता है, वहाँ खदान विकासकर्ता और प्रचालक या ऐसी एजेंसी द्वारा व्ययित पूंजी व्यय को उत्पादन कंपनी द्वारा पूंजीकृत नहीं किया जाएगा और इनपर इनपुट कीमत के अवधारण के लिए विचार नहीं किया जाएगा।

(4) पूंजी व्यय का अवधारण, खनन योजना, विस्तृत परियोजना रिपोर्ट, खदान समापन योजना, लागत संपरीक्षा रिपोर्ट और आयोग द्वारा यथा उपयुक्त समझे जाने वाले अन्य विवरणों, परंतु इन तक सीमित नहीं, पर विचार करते हुए किया जाएगा।

(5) उन एकीकृत खदान (खदानों) के मामले में जिन्होंने 1.4.2024 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख घोषित की है, 31.3.2024 को समाप्त अवधि के लिए आयोग द्वारा स्वीकृत उनका पूंजी व्यय, इनपुट कीमत की संगणना के लिए आधार बनेगा।

42. **अतिरिक्त पूंजी व्यय:** (1) एकीकृत खदान (खदानों) के संबंध में,

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बाद और पीक रेटेड क्षमता प्राप्त करने की तारीख तक व्ययित व्यय या व्ययित किए जाने के लिए अनुमानित व्यय को प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन आयोग द्वारा स्वीकृत किया जा सकता है और उसे निम्नलिखित गणना पर खनन योजना या उस वर्ष में वास्तविक निष्कर्षण में, जो भी अधिक हो, यथा विनिर्दिष्ट वर्ष की वार्षिक लक्ष्य मात्रा के तदनु रूप अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में टैरिफ अवधि के संबंधित वर्ष में पूंजीकृत किया जाएगा:

(क) खनन योजना के अनुसार गतिविधियों पर व्ययित व्यय;

- (ख) निष्पादन के लिए स्थगित कार्यों के लिए व्यय और वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पूर्व निष्पादित कार्यों के लिए अभिज्ञात गैर-चुकाए गए दायित्व;
- (ग) किसी सांविधिक प्राधिकारियों के निर्देशों या आदेशों के अनुपालन में किए जाने वाले आवश्यक कार्यों के लिए व्यय;
- (घ) कानून की किसी कोर्ट या मध्यस्थता के अवार्ड के अनुपालन से उत्पन्न दायित्व;
- (ङ) खनन योजना के अनुसार भूमि की खरीद और विकास के लिए व्यय;
- (च) अपने उपयोगी जीवन के पूरा होने पर प्रतिस्थापन के लिए अतिरिक्त भारी अर्थ मूविंग मशीनरी की खरीद के लिए व्यय; और
- (छ) विधि में परिवर्तन या अप्रत्याशित घटना के कारण दायित्व;

परंतु यह कि किसी आस्तियों के प्रतिस्थापन के मामले में, अतिरिक्त पूंजीकरण को सकल नियत आस्तियों और डी-कैपिटलाइजेशन के कारण प्रतिस्थापित आस्तियों के संचयी मूल्यहास को समायोजित करने के बाद प्राप्त किया जाएगा;

परंतु यह और कि उत्पादन कंपनी, भारी अर्थ मूविंग मशीनरियों जैसे भारी खनन उपकरणों की खरीद और प्रतिस्थापन के लिए दिशानिर्देश तैयार करेगी और इसे लाभार्थियों के साथ साझा करेगी और अपनी याचिका के साथ आयोग को प्रस्तुत करेगी।

- (2) एकीकृत खदान (खदानों) के संबंध में, पीक रेटेड क्षमता प्राप्त करने की तारीख के बाद, किया गया या किए जाने के लिए अनुमानित व्यय को आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के बाद स्वीकृत किया जाएगा, और निम्नलिखित गणना पर खनन योजना में यथा विनिर्दिष्ट वर्ष की वार्षिक लक्ष्य मात्रा के तदनु रूप अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में पूंजीकृत किया जाएगा:

- (क) खनन योजना के अनुसार गतिविधियों, यदि कोई हो, पर व्ययित व्यय;
- (ख) किसी सांविधिक प्राधिकारियों के निर्देशों या आदेशों के अनुपालन में किए जाने वाले आवश्यक कार्यों के लिए व्यय;
- (ग) कानून की किसी कोर्ट या मध्यस्थता के अवार्ड के अनुपालन से उत्पन्न दायित्व;
- (घ) खनन योजना के अनुसार भूमि की खरीद और विकास के लिए व्यय;
- (ङ) विधि में परिवर्तन या प्रत्याशित घटनाओं के कारण देयताएं;

परंतु कि किसी आस्तियों के प्रतिस्थापन के मामले में, अतिरिक्त पूंजीकरण सकल नियत आस्तियों, संचयी मूल्यहास और अवपूंजीकरण के कारण प्रतिस्थापित आस्तियों के ऋण के पुनः भुगतान के समायोजन के बाद होगा।

- (3) निम्नलिखित संगणनाओं पर व्यय को इन विनियमों के प्रयोजन के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में विचार नहीं किया जाएगा:

- (क) किया गया व्यय लेकिन आस्तियों के रूप में पूंजीकृत नहीं किया गया को सेवा के रूप में नहीं रखा गया (प्रगति में पूंजी कार्य);
- (ख) खदान क्लोजर व्यय;
- (ग) खदान योजना के अधीन कवर नहीं किए गए कार्य पर व्यय जब तक कि इस विनियम के खंड (2) के खंड (1) के उपखण्ड (छ) या खंड (2) के उपखंड (ड.) के अधीन कवर नहीं किया गया;
- (घ) उपयोगी जीवन के पूरा होने के कारण या तकनीक के अप्रचलन के कारण आस्तियों के अप्रचलन के कारण प्रतिस्थापन पर व्यय यदि इस प्रकार की आस्तियों की मूल लागत को सकल नियत आस्तियों से अवपूंजीकृत नहीं किया गया है।

- 43. वार्षिक निष्कर्षण लागत:** एकीकृत खदान की वार्षिक निष्कर्षण लागत में निम्नलिखित संघटकों को शामिल किया गया।

- (i) मूल्यहास;
- (ii) ऋण पर ब्याज;
- (iii) इक्विटी पर रिटर्न;
- (iv) खदान प्रभार को शामिल न करते हुए प्रचालन एवं रखरखाव व्यय;
- (v) कार्यपूंजी पर ब्याज;
- (vi) खदान क्लोजर व्यय, यदि खदान प्रभार में शामिल नहीं किया गया; और

(vii) सांविधिक प्रभार, यदि लागू है।

44. **पूँजी संरचना, इक्विटी पर रिटर्न और ऋण पर ब्याज:** (1) एकीकृत खदान के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को ऋण इक्विटी अनुपात और पीक रेटिड क्षमता प्राप्त करने की तारीख को ऋण इक्विटी अनुपात इन विनियमों के विनियम 18 के खंड (1) के अधीन यथाविनिर्दिष्ट ढंग से विचार किया जाएगा:

परंतु 1.4.2024 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से लिग्नाइट के संबंध में एकीकृत खदान के लिए, 31.3.2024 को समाप्त अवधि के लिए आयोग द्वारा अनुमत ऋण इक्विटी अनुपात इनपुट कीमत की संगणना के लिए आधार होगा।

(2) एकीकृत खदान के लिए, इन विनियमों के अधीन आयोग द्वारा अनुमत अतिरिक्त पूँजी व्यय के लिए ऋण इक्विटी अनुपात पर इस विनियम के खंड (1) के अधीन विनिर्दिष्ट ढंग से विचार किया जाएगा।

(3) इक्विटी पर रिटर्न को 14% की बेस दर पर इस विनियम के खंड (1) के अधीन इक्विटी बेस पर रूपया शर्तों पर संगणित किया जाएगा।

(4) इस विनियम के खंड (3) के अनुसार इक्विटी पर रिटर्न की बेस दर इन विनियमों के विनियम 31 विनिर्दिष्ट ढंग से संगणित प्रभावी कर दर के साथ सकल की जाएगी।

(5) इस विनियम के खंड (1) के अधीन अवधारित मानकीय ऋण सहित, यदि कोई है, ऋण पर ब्याज इन विनियमों के विनियम 32 के खंड (2) से (7) के अनुसार वास्तविक ऋण पोर्टफोलियों के आधार पर संगणित ब्याज की भारित औसत दर पर विचार करते हुए किया जाएगा।

45. **अवक्षयण:** (1) एकीकृत खदान के संबंध में मूल्यहास स्ट्रेट लाइन पद्धति लागू करते हुए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से संगणित किया जाएगा:

परंतु कि लिग्नाइट की एकीकृत खदान के संबंध में अनुमत मूल्यहास पद्धति जिसे वाणिज्यिक प्रचालन या 31.3.2024 से पूर्व घोषित किया गया, लिग्नाइट के इनपुट कीमत के अवधारण के लिए लागू करना जारी रहेगा।

(2) मूल्यहास के प्रयोजन के लिए मूल्य बेस आयोग द्वारा अनुमत आस्ति की पूँजी लागत होगा:

परंतु कि,

- (i) अनुदान से खरीदी गई फ्रीहोल्ड भूमि या आस्तियों को मूल्यहास आस्तियों के रूप में विचार नहीं किया जाएगा और उनकी लागत आस्तियों के मूल्यहास योग्य मूल्य की संगणना करते हुए पूँजी लागत से बाहर किया जाएगा;
- (ii) जहाँ फ्रीहोल्ड भूमि का आबंटन सशर्त है और उसकी वापसी अपेक्षित है, इस प्रकार की भूमि की लागत आयोग द्वारा प्रज्ञावान जाँच के अधीन, मूल्यहास के प्रयोजन के लिए मूल्य बेस का भाग होगी; और
- (iii) लीजहोल्ड भूमि लीज अवधि या एकीकृत खदान के शेष जीवन, जो भी कम हो, पर परिशोधित की जाएगी।

(3) आस्ति का साल्वेज मूल्य को आस्ति के पूँजी लागत के 5% के रूप में विचार किया जाएगा:

परंतु कि साल्वेज मूल्य निम्नानुसार होगा:

- (i) आईटी उपकरण और सॉफ्टवेयर के लिए शून्य;
- (ii) शून्य या भूमि के लिए राज्य सरकार के साथ उत्पादन कंपनी द्वारा सहमति के अनुसार; और
- (iii) विशेषीकृत खदान उपकरण के लिए कंपनी अधिनियम 2013 के अधीन निगमित कार्य मंत्रालय द्वारा यथाअधिसूचित

(4) एकीकृत खदान के संबंध में मूल्यहास इन विनियमों के परिशिष्ट III में विनिर्दिष्ट प्रत्याशित उपयोगी जीवन के आधार पर या मूल्यहास दरों को लागू करते हुए वार्षिक आधार पर होगी:

परंतु कि विशेषीकृत खदान उपकरण कंपनी अधिनियम 2013 के अधीन निगमित कार्य मंत्रालय द्वारा यथाअधिसूचित मूल्यहास दर और उपयोगी जीवन के अनुसार अवक्षयित होगी।

46. **प्रचालन और रखरखाव खर्च:** (1) एकीकृत खदान के संबंध में प्रचालन और रखरखाव खर्चों की निम्नानुसार अनुमति होगी:

- (क) 31 मार्च 2029 को समाप्त टैरिफ अवधि के लिए कोयले के एकीकृत खदान (खदानों) के संबंध में प्रचालन और रखरखाव खर्चों की अनुमति आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन टैरिफ अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए अनुमानित व्यय के आधार होगी;
- परंतु कि इस खंड के अंतर्गत अनुमत्त प्रचालन और रखरखाव खर्च 31 मार्च 2029 को समाप्त टैरिफ अवधि के लिए वास्तविक खर्चों के आधार पर टूटप होगी।
- (ख) 31 मार्च 2024 को या उससे पूर्व आरंभ किए गए लिग्नाइट के एकीकृत खदान के संबंध में 31 मार्च 2029 को समाप्त टैरिफ अवधि के लिए प्रचालन और रखरखाव खर्च 2023-24 के दौरान आयोग द्वारा यथास्वीकृत और 5.25% प्रतिवर्ष की दर पर वृद्धि के रूप में प्रचालन रखरखाव खर्चों पर आधारित होंगे;
- (ग) 31 मार्च 2024 के बाद आरंभ किए गए लिग्नाइट की एकीकृत खदान के संबंध में 31 मार्च 2019 को समाप्त टैरिफ अवधि के लिए प्रचालन और रखरखाव खर्चों की आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन टैरिफ अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए उतराई प्रचालन और रखरखाव खर्चों के आधार पर अनुमति होगी;

परंतु कि इस खंड के अंतर्गत अनुमत्त प्रचालन और रखरखाव खर्च 31 मार्च 2029 को समाप्त टैरिफ अवधि के लिए वास्तविक खर्चों के आधार पर टूटप होगी।

(2) जहाँ एकीकृत खदान के विकास और प्रचालन को खदान विकासकर्ता और प्रचालक को नियुक्त करते हुए उत्पादन कंपनी द्वारा किया जाता है, इस प्रकार के खदान विकासकर्ता के खदान प्रभारी और प्रचालक को इस विनियम के खंड (1) के अधीन प्रचालन और रखरखाव खर्चों में शामिल नहीं किया जाएगा;

(3) जहाँ खदान विकासकर्ता और ऑपरेटर से भिन्न एजेंसी को क्रशिंग या परिवहन या संचालन या वाशिंग या उसके किसी समन्वय के लिए पारदर्शी प्रतिस्पर्त्मक बोली प्रक्रिया के माध्यम से उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त किया जाता है, इस प्रकार की एजेंसी के वार्षिक प्रभारों को आयोग द्वारा प्रज्ञावान जांच के अध्यक्षीन इस विनियम के खंड (1) के अधीन प्रचालन एवं रखरखाव खर्चों के भाग के रूप में माना जाएगा।

47. कार्यपूजी पर ब्याज: (1) कोयले के एकीकृत खदान की कार्यपूजी निम्नलिखित को कवर करेगी:

- (i) संगत वर्ष के लिए वार्षिक लक्ष्य मात्रा की तदनुसूची उत्पादन के 7 दिनों के लिए कोयला स्टॉक की इनपुट लागत;
- (ii) खदान विकासकर्ता के खदान प्रभारी और प्रचालक को छोड़कर प्रचालन और रखरखाव खर्चों के @15% की दर पर ईंधन और लुब्रिकेंट, विस्फोटक सहित स्टोर एवं स्पेयर का उपभोग और उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खदान विकासकर्ता अथवा प्रचालक से भिन्न एजेंसी के वार्षिक प्रभार; और
- (iii) खदान विकासकर्ता के खदान प्रभारी और प्रचालक को छोड़कर एक माह के लिए प्रचालन और रखरखाव खर्चों और उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खदान विकासकर्ता और प्रचालक से भिन्न एजेंसी के वार्षिक प्रभार।

(2) लिग्नाइट की एकीकृत खदान की कार्यपूजी निम्नलिखित को कवर किया जाएगा:

- (i) वर्ष के लिए वार्षिक लक्ष्य मात्रा की तदनुसूची उत्पादन के 7 दिनों के लिए लिग्नाइट स्टॉक की इनपुट लागत;
- (ii) खदान विकासकर्ता के खदान प्रभारी और प्रचालक को छोड़कर प्रचालन और रखरखाव खर्चों के @20% की दर पर ईंधन और लुब्रिकेंट, विस्फोटक सहित स्टोर एवं स्पेयर का उपभोग और उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खदान विकासकर्ता अथवा प्रचालक से भिन्न एजेंसी के वार्षिक प्रभार; और
- (iii) खदान विकासकर्ता के खदान प्रभारी और प्रचालक को छोड़कर एक माह के लिए प्रचालन और रखरखाव खर्चों और उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खदान विकासकर्ता और प्रचालक से भिन्न एजेंसी के वार्षिक प्रभार।

(3) कार्यपूजी पर ब्याज की दर और भुगतान इन विनियमों के विनियम 34 के खंड (3) और (4) के अनुसार अवधारित किए जाएंगे।

48. खदान क्लोजर व्यय: (1) जहाँ खदान क्लोजर उत्पादन कंपनी द्वारा किया जाता है, उक्त जमा राशियों पर अर्जित ब्याज, यदि कोई है, के समायोजन के बाद खदान योजना के अनुसार एसक्रो खाते में जमा रकम खदान क्लोजर व्यय के रूप में स्वीकृत की जाएगी:

परंतु कि,

क) एकीकृत खदान के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पूर्व खदान योजना के अनुसार एसक्रो खाते में जमा रकम अलग से दर्शायी जाएगी और ऋण दर से संबद्ध वार्षिकी के रूप में एकीकृत खदान के उपयोगी जीवन से वसूल की जाएगी;

ख) खदान योजना या खदान क्लोजर के लिए किए गए किसी खर्च के अनुसार एसक्रो खाते में जमा रकम को इनपुट कीमत को संगणित करने के लिए पूंजी लागत से बाहर किया जाएगा;

ग) जहाँ खदान क्लोजर के लिए किया गया खर्चा टैरिफ अवधि 2024-29 के अनुसार एसक्रो खाते से प्राप्त प्रतिपूर्ति से अधिक या कम होता है, कमी या अधिकता को समायोजनों के लिए परवर्ती वर्षों में ले जाया जाएगा।

(2) खदान क्लोजर के लिए रकम को खदान योजना के अनुसार एसक्रो खाते में जमा करवाई जाएगी और टैरिफ अवधि के किसी वर्ष के दौरान खदान क्लोजर के लिए किए गए खर्च का ध्यान किए बिना इनपुट कीमत के भाग के रूप में वसूल किया जाएगा।

(3) जहाँ खदान क्लोजर उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खदान विकासकर्ता और प्रचालक के कार्यक्षेत्र के अंदर है और खदान क्लोजर व्यय खदान विकासकर्ता और प्रचालक के खदान प्रभार का भाग है, खदान क्लोजर व्यय खदान प्रभार से पूरे किए जाएंगे और कोई खदान क्लोजर व्यय अलग से उत्पादन कंपनी के लिए ग्राह्य नहीं होंगे:

परंतु कि,

क) खदान विकासकर्ता और प्रचालक द्वारा या उत्पादन कंपनी द्वारा एसक्रो खाते में जमा रकम और खदान क्लोजर के लिए किए गए व्यय के लिए एसक्रो खाते से प्राप्त किसी रकम पर इनपुट कीमत की संगणना के लिए विचार नहीं किया जाएगा; और

ख) इन विनियमों के विनियम 32 में विनिर्दिष्ट पद्धति के अनुसार वास्तविक ऋण पोर्टफोलियों के आधार पर संगणित ब्याज की भारित औसत दर पर विचार करते हुए ऋण लागत के बीच अंतर और वर्ष में एसक्रो खाते से प्राप्त ब्याज और एसक्रो खाते में जमा रकम मामला दर मामला आधार पर खदान क्लोजर खर्चों के भाग के रूप में संबंधित वर्ष के कोयला या लिग्नाइट की इनपुट कीमत में समायोजित किया जाएगा;

(4) जहाँ खदान क्लोजर एकीकृत खदान के उपयोगी जीवन के भाग के लिए केवल उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खदान विकासकर्ता और प्रचालक के कार्यक्षेत्र के अंदर है और उत्पादन कंपनी शेष उपयोगी जीवन के लिए खदान क्लोजर को हाथ में लेती है, उत्पादन कंपनी द्वारा ली गई अवधि के दौरान खदान क्लोजर का संव्यवहार इस विनियम के खंड (1) के अनुसार होगा और खदान विकासकर्ता और प्रचालक द्वारा ली गई अवधि के दौरान खदान क्लोजर इस विनियम के खंड (3) के अनुसार होगा:

परंतु कि एकीकृत खदान के उपयोगी जीवन के अंत में खदान क्लोजर का संव्यवहार मामला दर मामला आधार पर आयोग द्वारा निर्णित किया जाएगा।

(5) इस विनियम के अनुसार किया गया खदान क्लोजर व्यय कोयला खदान (विशेष उपबंध) अधिनियम 2015 के अधीन बोली रूट के माध्यम से आवंटित एकीकृत खदान के मामले में लागू नहीं होंगे।

49. इनपुट कीमत का अवधारणः(1)कोयला या लिग्नाइट की इनपुट कीमत निम्नानुसार अवधारित की जाएगी:

इनपुट कीमत = (आरओएम लागत + अतिरिक्त प्रभार)

(2) अधिक भार निराकरण में कमी के कारण समायोजन से उदभूत क्रेडिट, जीसीवी समायोजन और गैर टैरिफ आय, यदि कोई है, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट ढंग से अलग से निपटाई जाएगी।

(3) सांविधिक प्रभारों की, यथालागू, अनुमति होगी।

50. इनपुट प्रभारों की वसूलीः(1)कोयला या लिग्नाइट की इनपुट प्रभारों की निम्नानुसार वसूली की जाएगी:

इनपुट प्रभार = (इनपुट कीमत x आपूर्ति किए कोयले या लिग्नाइट की मात्रा) + यथालागू, सांविधिक प्रभार

परंतु कि जहाँ एकीकृत खदान से कोयले की इनपुट कीमत पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर माह में कोयले के अनुरूप ग्रेड के लिए कोयला इंडिया लि. की अधिसूचित कीमत पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर की 20% से अधिक होती है, लाभार्थी (लाभार्थियों) की पूर्व सहमति उत्पादन कंपनी द्वारा प्राप्त करना अपेक्षित होगा;

परंतु यह भी कि जहाँ लाभार्थियों की इस प्रकार सहमतियां उपलब्ध नहीं है, इस प्रकार की एकीकृत खदान से कोयले की इनपुट कीमत इस प्रकार नियत की जाएगी कि एकीकृत खदान से कोयले की इनपुट कीमत पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर माह में कोयले के अनुरूप ग्रेड के लिए कोयला इंडिया लि. की अधिसूचित कीमत पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर के 20% से अधिक नहीं होती;

परंतु यह भी कि कोयले की इनपुट कीमत पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर उसकी अपेक्षा विद्युत क्रय करार के अवधि में उच्चतर ऊर्जा प्रभार नहीं होती जिसे मौजूदा विद्युत क्रय करार की निबंधन एव शर्तों के अनुसार प्राप्त किया जाना होगा।

(2) उत्पादन कंपनी एकीकृत खदान के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रत्येक माह के लिए कोयले के अनुरूप ग्रेड के लिए कोयला इंडिया लि. की अधिसूचित कीमत और कोयले की इनपुट कीमत पर आधारित तुलनात्मक ऊर्जा प्रभार दर कार्यान्वित करेगी और उसे लाभार्थियों में शेयर करेगी।

51. अत्यधिक भार निराकरण (ओबी समायोजन) की कमी के कारण समायोजन:

- (1) उत्पादन कंपनी खदान योजना में विनिर्दिष्ट अत्यधिक भार का निराकरण करेगा।
- (2) वर्ष के दौरान अत्यधिक भार निराकरण की कमी की स्थिति में, उत्पादन कंपनी को परवर्ती तीन वर्षों के दौरान, अत्यधिक भार निराकरण की अधिकता, यदि कोई है, के लिए इस प्रकार की कमी को समायोजित करने की अनुमति होगी।
- (3) वर्ष के दौरान अत्यधिक भार निराकरण की अधिकता के मामले में, उत्पादन कंपनी को परवर्ती तीन वर्षों के दौरान कमी के लिए, यदि कोई है, समायोजन हेतु इस प्रकार की अधिकता को आगे ले जाने की अनुमति होगी।
- (4) जहाँ किसी वर्ष के अत्यधिक भार निराकरण की कमी इस विनियम के खंड (2) के अनुसार उत्पादन कंपनी द्वारा वेतन नहीं बनाया जाता, उस वर्ष के लिए अत्यधिक भार निराकरण (ओबी समायोजन) की कमी के कारण समायोजन निम्नानुसार होगा:

$$\text{ओबी समायोजन} = (\text{वर्ष के दौरान अत्यधिक भार निराकरण की कमी के लिए समायोजन का घटक}) \times (\text{वर्ष के दौरान खदान प्रभार} + \text{वर्ष के दौरान प्रचालन और रखरखाव खर्च})$$

जहाँ,

- i) वर्ष के दौरान अत्यधिक निराकरण की कमी के लिए समायोजन का घटक निम्नानुसार संगणित किया गया:

[[वर्ष के दौरान निष्कर्षित कोयला या लिग्नाइट की वास्तविक मात्रा x खदान योजना के अनुसार वार्षिक स्ट्रिपिंग अनुपात) – (वर्ष के दौरान निराकरण किए गए अत्यधिक भार की वास्तविक गुणवत्ता / खदान योजना के अनुसार वार्षिक स्ट्रिपिंग अनुपात)/वार्षिक लक्षित मात्रा];

- ii) वार्षिक स्ट्रिपिंग अनुपात खदान योजना में यथाविनिर्दिष्ट कोयले या लिग्नाइट की एक यूनिट के लिए निराकरण किए जाने वाले अत्यधिक भार की मात्रा का अनुपात है।
- iii) खदान प्रभार खदान के लिए, जहाँ भी लागू हो उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खदान विकासकर्ता और प्रचालक को उत्पादन कंपनी द्वारा प्रदत्त कोयले या लिग्नाइट के प्रति टन प्रभार है।
- iv) खदान प्रभार और प्रचालन तथा रखरखाव खर्च वार्षिक लक्ष्य खर्च मात्रा की तदनुसूची रूपया प्रति टन के अनुसार होंगे।

(5) अत्यधिक भार निराकरण की कमी के कारण समायोजन से संबंधित इस विनियम के उपबंध कोयला खदान (विशेष उपबंध) अधिनियम 2015 के अधीन नीलामी रूप के माध्यम से आर्बटित एकीकृत खदान के मामले में लागू नहीं होंगे।

52. जीसीवी में कमी के कारण समायोजन (जीसीवी समायोजन) : (1) यदि वर्ष में एकीकृत खदान से निष्कर्षित कोयले के भारित औसत जीसीवी इस प्रकार के खदान के लिए कोयले के घोषित जीसीवी से अधिक है तो जीसीवी के समायोजन की अनुमति नहीं होगी।

(2) यदि वर्ष में एकीकृत खदान से निष्कर्षित कोयले की भारित औसत जीसीवी इस प्रकार के खदान के कोयले के घोषित जीसीवी से कम है, उस वर्ष में जीसीवी समायोजन निम्नानुसार होगा:

(क) जहाँ एकीकृत खदान को कोयला खदान (विशेष उपबंध) अधिनियम 2015 के अधीन नीलामी रूप के माध्यम से आर्बटित किया जाता है:

जीसीवी समायोजन= (कोयले की उदधृत कीमत + नियत रिजर्व कीमत x [(कोयले का घोषित जीसीवी – वर्ष में निष्कर्षित कोयले का भारित औसत जीसीवी)/(कोयले का घोषित जीसीवी])

जहाँ,

i) कोयले की उदधृत कीमत कोयला खदान विकास और उत्पादन करार में यथाप्रदत्त परवर्ती वृद्धि, यदि कोई है, सहित संबंधित कोयला ब्लॉक या खदान के संबंध में कोयले का अंतिम कीमत प्रस्ताव है:

परंतु कि बोली में उत्पादन कंपनी द्वारा उदधृत अतिरिक्त प्रीमियम यदि कोई है पर; और विचार नहीं किया जाएगा और

ii) कोयले का घोषित जीसीवी बोली में यथाविनिर्दिष्ट या उदधृत कोयले का जीसीवी होगा।

(ख) जहाँ एकीकृत खदान को कोयला खदान (विशेष उपबंध) अधिनियम 2015 के अधीन आबंटन रूट के माध्यम से आबंटित किया जाता है:

जीसीवी समायोजन= (वार्षिक निष्कर्षण लागत / एटीक्यू) + खदान प्रभार] x [(कोयले का घोषित जीसीवी – वर्ष में निष्कर्षित कोयले का भारित औसत जीसीवी)/(कोयले का घोषित जीसीवी)]

जहाँ,

i.) वार्षिक निष्कर्षण लागत इन विनियमों के विनियम 43 के अनुसार यथासंगणित कोयले के निष्कर्षण की लागत है;

ii.) खदान प्रभार खदान के लिए, जहाँ भी लागू हो उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त खदान विकासकर्ता और प्रचालक को उत्पादन कंपनी द्वारा प्रदत्त कोयले या लिग्नाइट के प्रति टन प्रभार है; और

iii.) कोयले का घोषित जीसीवी कोयला नियंत्रक द्वारा यथाअनुमोदित या खदान योजना के अनुसार औसत जीसीवी होगा।

53. गैर टैरिफ आय के कारण समायोजन (एनटीआई समायोजन): (1)कोयला खदान (विशेष उपबंध) अधिनियम 2015 के अधीन यथा अनुमत्त कोयले की मर्चेन्ट बिक्री या कोयला इंडिया लि. को कोयले की आपूर्ति से कोयले के एकीकृत खदान के मामले में वाशरी रिजेक्ट की बिक्री से आय और लाभ, यदि कोई है जैसे किसी वर्ष के लिए गैर टैरिफ आय (एनटीआई समायोजन) के कारण समायोजन निम्नानुसार होगा:

एनटीआई समायोजन= (2/3) x (वर्ष के दौरान कुल गैर टैरिफ आय) / (वर्ष के दौरान निष्कर्षित कोयले या लिग्नाइट की वास्तविक मात्रा)

(2) इस विनियम के अनुसार गैर टैरिफ आय के कारण समायोजन कोयला खदान (विशेष उपबंध) अधिनियम 2015 के अधीन बोली रूट के माध्यम से आबंटित एकीकृत खदान के मामले में लागू नहीं होंगे।

परंतु कि यदि वास्तविक निष्कर्षण 82 से कम है, कोई एनटीआई समायोजन निष्कर्षण की कुल लागत के वसूल होने तक नहीं किए जाएंगे।

54. क्रेडिट समायोजन नोट: (1)ओबी समायोजन, जीसीवी समायोजन, और एनटीआई समायोजन के कारण उदभूत क्रेडिट किसी वर्ष के लिए क्रेडिट समायोजन के माध्यम से निपटाया जाएगा।

(2) क्रेडिट समायोजन नोट उस वर्ष के लिए ओबी समायोजन, जीसीवी समायोजन या एनटीआई समायोजन, यथास्थिति के कारण विनिर्दिष्ट अंतिम प्रयोक्ता उत्पादन स्टेशनों के पक्ष में निम्नानुसार जारी किया जाएगा:

(i) उस वर्ष में आपूर्ति किए गए कोयले या लिग्नाइट की वर्ष X मात्रा के लिए ओबी समायोजन;

(ii) उस वर्ष में आपूर्ति किए गए कोयले या लिग्नाइट की वर्ष X मात्रा के लिए जीसीवी समायोजन; और

(iii) उस वर्ष में आपूर्ति किए गए कोयले या लिग्नाइट की वर्ष X मात्रा के लिए एनटीआई समायोजन।

(3) क्रेडिट समायोजन में रकम को क्रेडिट समायोजन नोट के जारी होने की तारीख के बाद आपूर्ति किए गए कोयले या लिग्नाइट के प्रभारों के लिए समायोजित किया जाएगा। एकीकृत खदान इस प्रकार के समायोजन के वार्षिक समाधान विवरण तैयार करेंगे और उसे सभी अंतिम प्रयोक्ता संयंत्रों को प्रस्तुत करेंगे और उसे अपनी वेबसाइट पर भी प्रकाशित करेंगे।

55. गुणवत्ता परिमाणन: एकीकृत खदान से आपूर्ति किए गए कोयले या लिग्नाइट की गुणवत्ता कोयला मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा विनिर्दिष्ट क्रियाविधि और मार्गनिर्देशों के अनुसार तीसरा पक्ष सेम्पलिंग के माध्यम से लोडिंग प्वाइंट पर परिमाणन किया जाएगा और कोयले की गुणवत्ता के इस प्रकार के परिमाणन का रिकार्ड मांग पर लाभार्थियों को उपलब्ध करवाया जाएगा।

56. विशेष उपबंध: इन विनियमों के अध्याय 5 से 8 के उपबंध अध्याय 9 में उल्लिखित या विशेष रूप से उपलब्ध करवाई गई सीमा को छोड़कर एकीकृत खदान के मामले में लागू नहीं होंगे:

परंतु कि एकीकृत खदान से कोयला या लिग्नाइट की इनपुट कीमत के अवधारण के लिए अपेक्षित वित्तीय पैरामीटर, यदि विशेष रूप से उपलब्ध नहीं करवाए गए या अध्याय 9 में उल्लेख नहीं किया गया, कोयला या लिग्नाइट आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिए यथालागू इन विनियमों के उपबंधों के अनुसार विचार किया जाएगा।

अध्याय – 10

ऊर्जा प्रभार के घटक

57. ऊर्जा प्रभार और अनुपूरक ऊर्जा प्रभार : थर्मल उत्पादक स्टेशनों के संबंध में ऊर्जा प्रभार और अनुपूरक ऊर्जा प्रभार में प्राथमिक ईंधन की उतराई ईंधन लागत, द्वितीयक ईंधन तेल की खपत की लागत और पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण अभिकर्मकों की लागत शामिल होगी।

58. प्राथमिक ईंधन की उतराई ईंधन लागत: किसी भी महीने के लिए प्राथमिक ईंधन की उतराई ईंधन लागत में ग्रेड और ईंधन की गुणवत्ता के आधार पर ईंधन का आधार मूल्य या इनपुट मूल्य शामिल होगा और लागू सांविधिक प्रभार, रेल या सड़क या किसी अन्य द्वारा परिवहन प्रभार तथा लदाई, उतराई और रख-रखाव प्रभार के रूप में वैधानिक प्रभार शामिल किया जाएगा:

परन्तु कि सरकार द्वारा अधिसूचित कीमतों के अलावा अन्य कीमत पर ईंधन की खरीद हेतु विचार किया जा सकता है, यदि यह पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से प्रतिस्पर्धी बोली पर आधारित है;

परन्तु यह कि प्राथमिक ईंधन की उतराई ईंधन लागत को मात्रा और गुणवत्ता के आधार पर किसी भी समायोजन सहित उत्पादक कंपनी द्वारा भुगतान किए गए वास्तविक बिल के आधार पर किया जाएगा;

परन्तु यह भी कि कोयला आधारित या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादक स्टेशन के मामले में, सकल कैलोरी मान को तृतीय-पक्ष नमूने द्वारा मापा जाएगा और तृतीय-पक्ष नमूने सुविधा की ओर खर्च को लाभार्थियों द्वारा प्रतिपूर्ति किया जाएगा।

59. पारगमन और रख-रखाव हानियाँ: कोयले और लिग्नाइट के लिए, पारगमन और रख-रखाव हानियाँ निम्नलिखित मानदंडों के अनुसार होंगी: -

थर्मल उत्पादक स्टेशन	पारगमन और रख-रखाव संचालन हानि (%)
पिट हेड	0.20%
गैर-पिट हेड	0.80%
गैर पिट हेड मल्टी मॉडल परिवहन (मल्टीपल पार ट्रांस शिपमेंटी को शामिल करते हुए परिवहन के दो या दो से अधिक का प्रयोग करते हुए।)	1.00%

परन्तु कि पिट-हेड स्टेशनों के मामले में, यदि कोयला या लिग्नाइट को पिट-हेड की खदानों के अलावा अन्य स्रोतों से खरीदा जाता है, जो रेल के माध्यम से स्टेशन तक पहुँचाया जाता है, तो गैर-पिट हेड स्टेशन के लिए लागू होने वाले पारगमन और संचालन के

नुकसान लागू होंगे;

परंतु यह कि आयातित कोयले के मामले में, पिट-हेड स्टेशन के लिए लागू पारगमन और संचालन के नुकसान लागू होंगे।

60. प्राथमिक ईंधन का सकल कैलोरीफिक मूल्य: (1) इन विनियमों के विनियम 64 के अनुसार ऊर्जा प्रभार की संगणना के लिए सकल कैलोरीफिक मूल्य, 'जीसीवी से प्राप्त' के अनुसार किया जाएगा।

(2) देशी कोयले के जीसीवी का परिमाणन मार्गनिर्देशों के अनुसार उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त एजेंसी के माध्यम से तीसरा पक्ष सेम्पलिंग के आधार पर किया जाएगा यदि इसे केन्द्रीय सरकार द्वारा जारी किया जाता है और उत्पादन कंपनी ईंधन आपूर्ति करार (करारों) के अनुसार क्षतिपूर्ति की वसूली सुनिश्चित करेगी और उत्पादन स्टेशन के लाभार्थियों को उसके लाभ पास करेगी।

परंतु कि तीसरा पक्ष सेम्पलिंग की अनुपस्थिति में विनियमों के विनियम 64 के अनुसार ऊर्जा प्रभारों की संगणना 'बिल के रूप में जीसीवी' के अनुसार की जाएगी।

परंतु यह कि उत्पादन स्टेशन कोयला मंत्रालय द्वारा प्रमाणित एजेंसी के माध्यम से प्राप्तकर्ता और बिलिंग पर किए गए तीसरा पक्ष सेम्पलिंग होगा और ईंधन आपूर्तिकरार (करारों) के अनुसार क्षतिपूर्ति की वसूली सुनिश्चित करेगा और उत्पादन स्टेशन के लाभार्थियों को उसके लाभ पास करेगा।

परंतु यह कि कोयला मंत्रालय द्वारा प्रमाणित एजेंसी के माध्यम से किसी तीसरा पक्ष सेम्पलिंग की अनुपस्थिति में, जीसीवी पर सप्लायर द्वारा 'बिल के रूप में' के आधार पर विचार किया जाएगा।

(3) एकीकृत कोयला खदान के मामले में, अंतिम प्रयोक्ता उत्पादन स्टेशन पर प्राप्त कोयले का जीसीवी 200 किलोमीटर से आगे या वास्तविक जो भी कम हो प्रत्येक 100 मीटर दूरी के लिए खदान अंत पर परिमाणित जीसीवी से 15 किलोकैलोरी/केजी द्वारा समायोजित किया जाएगा जो इस शर्त के अध्याधीन होगा कि कुल में इस प्रकार का समायोजन 300 किलो कैलोरी/केजी से कम नहीं होगा।

परंतु यह कि विस्तृत अध्ययन के बाद आयोग उत्पादन स्टेशन पर प्राप्त करने के लिए कोयले की डिलीवरी से कुल मूल्य श्रृंखला से क्लोरिफिक मूल्य को प्रभावित करने वाले विभिन्न घटकों पर विचार करते हुए उत्पादन स्टेशन पर घरेलू कोयले के सकल क्लोरिफिक मूल्य पर आने के लिए तंत्र को योजित कर सकता है।

(4) 'बिल के रूप में जीसीवी और प्राप्त किए गए के रूप में जीसीवी' के बीच क्लोरिफिक मूल्य में कोई हानि कोयले के आयात के माध्यम से या कोयला प्राप्त करने वाले उत्पादन स्टेशनों के लिए स्वीकार्य नहीं हैं।

(5) उत्पादक कंपनी, जीसीवी और ईंधन की कीमत यानी घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, आरएलएनजी, तरल ईंधन आदि के संबंध में उत्पादक स्टेशन के लाभार्थियों को इन नियमों के अनुबंध- I (भाग I) में निर्धारित प्रपत्र 15 के अनुसार विवरण प्रदान करेगी।

परंतु यह कि आयातित कोयले के सम्मिश्रण अनुपात, ई-नीलामी कोयले के अनुपात, और अवधि के दौरान उत्पादन के लिए प्रयुक्त प्राप्त आधार पर ईंधनों के भारित औसत जीसीवी के अतिरिक्त विवरण, संबंधित माह के बिलों के साथ अलग से प्रदान किया जाएगा;

परंतु यह कि जीसीवी के मापदंडों के बिल और विवरण की प्रतियां और ईंधन की कीमत जैसे घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, आरएलएनजी, तरल ईंधन आदि, घरेलू कोयले के साथ आयातित कोयले के सम्मिश्रण अनुपात का विवरण, ई-नीलामी कोयले के अनुपात को भी उत्पादक कंपनी की वेबसाइट पर प्रदर्शित किया जाएगा।

61. **अभिकर्मक की उतराई लागत:** (1) जहां विशिष्ट अभिकर्मक जैसे चूना पत्थर, सोडियम बाइकार्बोनेट, यूरिया बनाम निर्जल अमोनिया का उपयोग पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने के लिए उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संचालन के दौरान किया जाता है, इस तरह के अभिकर्मकों की उतराई लागत प्रतिस्पर्धी बोली, लागू वैधानिक प्रभार और परिवहन लागत के माध्यम से अभिकर्मक की खपत और खरीद मूल्य के आधार पर निर्धारित की जाएगी।

(2) विशिष्ट अभिकर्मक के मानक खपत को पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों को पूरा करने हेतु स्थापित विभिन्न तकनीकों के लिए, इन विनियमों के विनियम 70 में विनिर्दिष्ट किया जाएगा।

अध्याय - 11

क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार की संगणना

62. थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए क्षमता प्रभार की संगणना और भुगतान:

(1) एक थर्मल उत्पादन स्टेशन की निर्धारित लागत की संगणना वार्षिक आधार पर इन नियमों के तहत निर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर और क्षमता प्रभार के तहत मासिक आधार पर की जाएगी। एक उत्पादन स्टेशन के लिए देय कुल क्षमता प्रभार इसके लाभार्थियों द्वारा उनके संबंधित प्रतिशत शेयर या आवंटन केंद्र की क्षमता में आवंटन के अनुसार साझा किया जाएगा। क्षमता प्रभार दो भागों में अर्थात् माह के पीक घंटे के लिए क्षमता प्रभार और माह के आफ पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार निम्नानुसार वसूल किया जाएगा।

(2) एक कैलेंडर माह के लिए थर्मल उत्पादन स्टेशन के लिए देय क्षमता प्रभार की संगणना निम्न सूत्रों के अनुसार की जाएगी:

महीने का क्षमता प्रभार (सीसी_{एन}) =

महीने के पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार (सीसी_{पीएन}) +

महीने के ऑफ-पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार (सीसी_{ओपीएन})

जहाँ,

$$\text{सीसी}_{p1} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/12) \times (\text{पीएएफएम}_{p1}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/12)\}]$$

$$\text{सीसी}_{p2} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/6) \times (\text{पीएएफएम}_{p2}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/6)\}] - \text{सीसी}_{p1}$$

$$\text{सीसी}_{p3} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/4) \times (\text{पीएएफएम}_{p3}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/4)\}] - (\text{सीसी}_{p1} + \text{सीसी}_{p2})$$

$$\text{सीसी}_{p4} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/3) \times (\text{पीएएफएम}_{p4}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/3)\}] - (\text{सीसी}_{p1} + \text{सीसी}_{p2} + \text{सीसी}_{p3})$$

$$\text{सीसी}_{p5} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (5/12) \times (\text{पीएएफएम}_{p5}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (5/12)\}] - (\text{सीसी}_{p1} + \text{सीसी}_{p2} + \text{सीसी}_{p3} + \text{सीसी}_{p4})$$

$$\text{सीसी}_{p6} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/2) \times (\text{पीएएफएम}_{p6}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (1/2)\}] - (\text{सीसी}_{p1} + \text{सीसी}_{p2} + \text{सीसी}_{p3} + \text{सीसी}_{p4} + \text{सीसी}_{p5})$$

$$\text{सीसी}_{p7} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (7/12) \times (\text{पीएएफएम}_{p7}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (7/12)\}] - (\text{सीसी}_{p1} + \text{सीसी}_{p2} + \text{सीसी}_{p3} + \text{सीसी}_{p4} + \text{सीसी}_{p5} + \text{सीसी}_{p6})$$

$$\text{सीसी}_{p8} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (2/3) \times (\text{पीएएफएम}_{p8}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (2/3)\}] - (\text{सीसी}_{p1} + \text{सीसी}_{p2} + \text{सीसी}_{p3} + \text{सीसी}_{p4} + \text{सीसी}_{p5} + \text{सीसी}_{p6} + \text{सीसी}_{p7})$$

$$\text{सीसी}_{p9} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (3/4) \times (\text{पीएएफएम}_{p9}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (3/4)\}] - (\text{सीसी}_{p1} + \text{सीसी}_{p2} + \text{सीसी}_{p3} + \text{सीसी}_{p4} + \text{सीसी}_{p5} + \text{सीसी}_{p6} + \text{सीसी}_{p7} + \text{सीसी}_{p8})$$

$$\text{सीसी}_{p10} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (5/6) \times (\text{पीएएफएम}_{p10}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (5/6)\}] - (\text{सीसी}_{p1} + \text{सीसी}_{p2} + \text{सीसी}_{p3} + \text{सीसी}_{p4} + \text{सीसी}_{p5} + \text{सीसी}_{p6} + \text{सीसी}_{p7} + \text{सीसी}_{p8} + \text{सीसी}_{p9})$$

$$\text{सीसी}_{p11} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (11/12) \times (\text{पीएएफएम}_{p11}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (11/12)\}] - (\text{सीसी}_{p1} + \text{सीसी}_{p2} + \text{सीसी}_{p3} + \text{सीसी}_{p4} + \text{सीसी}_{p5} + \text{सीसी}_{p6} + \text{सीसी}_{p7} + \text{सीसी}_{p8} + \text{सीसी}_{p9} + \text{सीसी}_{p10})$$

$$\text{सीसी}_{p12} = [(0.20 \times \text{एएफसी}) \times (\text{पीएएफएम}_{p12}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } (0.20 \times \text{सीसी})] - (\text{सीसी}_{p1} + \text{सीसी}_{p2} + \text{सीसी}_{p3} + \text{सीसी}_{p4} + \text{सीसी}_{p5} + \text{सीसी}_{p6} + \text{सीसी}_{p7} + \text{सीसी}_{p8} + \text{सीसी}_{p9} + \text{सीसी}_{p10} + \text{सीसी}_{p11})$$

$$\text{सीसी}_{op1} = (0.80 \times \text{एएफसी}) \times (1/12) \times (\text{पीएएफएम}_{op1}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (1/12)\}$$

$$\text{सीसी}_{op2} = [(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (1/6) \times (\text{पीएएफएम}_{op2}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (1/6)\}] - \text{एएफसी}_{op1}$$

$$\text{सीसी}_{op3} = [(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (1/4) \times (\text{पीएएफएम}_{op3}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (1/4)\}] - (\text{एएफसी}_{op1} + \text{एएफसी}_{op2})$$

$$\text{सीसी}_{op4} = [(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (1/3) \times (\text{पीएएफएम}_{op4}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (1/3)\}] - (\text{सीसी}_{op1} + \text{सीसी}_{op2} + \text{सीसी}_{op3})$$

$$\text{सीसी}_{op5} = [(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (5/12) \times (\text{पीएएफएम}_{op5}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (5/12)\}] - (\text{सीसी}_{op1} + \text{सीसी}_{op2} + \text{सीसी}_{op3} + \text{सीसी}_{op4})$$

$$\text{सीसी}_{op6} = [(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (1/2) \times (\text{पीएएफएम}_{op6}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (1/2)\}] - (\text{सीसी}_{op1} + \text{सीसी}_{op2} + \text{सीसी}_{op3} + \text{सीसी}_{op4} + \text{सीसी}_{op5})$$

$$\text{सीसी}_{op7} = [(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (7/12) \times (\text{पीएएफएम}_{op7}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (7/12)\}] - ((\text{सीसी}_{op1} + \text{सीसी}_{op2} + \text{सीसी}_{op3} + \text{सीसी}_{op4} + \text{सीसी}_{op5} + \text{सीसी}_{op6}))$$

$$\text{सीसी}_{op8} = [(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (2/3) \times (\text{पीएएफएम}_{op8}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (2/3)\}] - (\text{सीसी}_{op1} + \text{सीसी}_{op2} + \text{सीसी}_{op3} + \text{सीसी}_{op4} + \text{सीसी}_{op5} + \text{सीसी}_{op6} + \text{सीसी}_{op7})$$

$$\text{सीसी}_{op9} = [(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (3/4) \times (\text{पीएएफएम}_{op9}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (3/4)\}] - (\text{सीसी}_{op1} + \text{सीसी}_{op2} + \text{सीसी}_{op3} + \text{सीसी}_{op4} + \text{सीसी}_{op5} + \text{सीसी}_{op6} + \text{सीसी}_{op7} + \text{सीसी}_{op8})$$

$$\text{सीसी}_{op10} = [(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (5/6) \times (\text{पीएएफएम}_{op10}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (5/6)\}] - (\text{सीसी}_{op1} + \text{सीसी}_{op2} + \text{सीसी}_{op3} + \text{सीसी}_{op4} + \text{सीसी}_{op5} + \text{सीसी}_{op6} + \text{सीसी}_{op7} + \text{सीसी}_{op8} + \text{सीसी}_{op9})$$

$$\text{सीसी}_{op11} = [(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (11/12) \times (\text{पीएएफएम}_{op11}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (11/12)\}] - (\text{सीसी}_{op1} + \text{सीसी}_{op2} + \text{सीसी}_{op3} + \text{सीसी}_{op4} + \text{सीसी}_{op5} + \text{सीसी}_{op6} + \text{सीसी}_{op7} + \text{सीसी}_{op8} + \text{सीसी}_{op9} + \text{सीसी}_{op10})$$

$$\text{सीसी}_{op12} = [(0.80 \times \text{एएफसी}) \times (\text{पीएएफएम}_{op12}/\text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } (0.80 \times \text{एएफसी})] - (\text{सीसी}_{op1} + \text{सीसी}_{op2} + \text{सीसी}_{op3} + \text{सीसी}_{op4} + \text{सीसी}_{op5} + \text{सीसी}_{op6} + \text{सीसी}_{op7} + \text{सीसी}_{op8} + \text{सीसी}_{op9} + \text{सीसी}_{op10} + \text{सीसी}_{op11})$$

परंतु यह कि उत्पादन स्टेशन या इसकी ईकाई के मामले में नवीकरण एवं आधुनिकीकरण के या उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की स्थापना के कारण यथास्थिति, बंद होने की स्थिति में उत्पादन कंपनी को केवल ओएण्डएम व्यय तथा केवल ऋण पर ब्याज वसूल करने की अनुमति होगी।

जहाँ,

सीसी_{एम} = महीने का क्षमता प्रभार;

सीसी_{अधिक} = महीने के अधिक उपभोग वाले घंटों का क्षमता प्रभार;

सीसी_{कम} = महीने के कम उपभोग वाले घंटों का क्षमता प्रभार;

सीसी_{सिएन} = किसी विशेष अवधि में महीने के अधिक उपभोग वाले घंटों का क्षमता प्रभार;

सीसी_{ओपीएन} = किसी विशेष अवधि में महीने के कम उपभोग वाले घंटों का क्षमता प्रभार;

एफसी = वार्षिक नियत लागत;

पीएफएम_{पीएन} = किसी अवधि में महीने के अंत में अधिक उपभोग वाले घंटों में प्राप्त संयंत्र उपलब्धता घटक;

पीएफएम_{ओपीएन} = किसी अवधि में महीने के अंत में कम उपभोग वाले घंटों में प्राप्त संयंत्र उपलब्धता घटक;

एनएपीएफ = मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक।

(3) माह में "पीक" और "आफ पीक" घंटों के लिए मानकीय संयंत्र उपलब्धता घटक इन नियमों के विनियमन 70 के खंड (ए) में निर्दिष्ट एनएपीएफ के बराबर होंगे। एक दिन के दौरान "पीक" और "आफ पीक" अवधि के घंटे की संख्या क्रमशः चार और बीस होगी। दिन के दौरान पीक और आफ पीक अवधि संबंधित आरएलडीसी द्वारा कम से कम एक सप्ताह पहले घोषित की जाएगी।

परन्तु कि संबंधित पणधारकों की टिप्पणियों पर विधिवत विचार करने के बाद पीक घंटों को अधिकतम संभावित सीमा तक क्षेत्र के पीक घंटों की अधिकता के अनुरूप घोषित करेगा।

परन्तु यह कि विभिन्न क्षेत्रों में लाभार्थियों वाले एक उत्पादन स्टेशन के संबंध में, उस क्षेत्र के पीक घंटे के तदनु रूप होगा जिसमें शेयर के आवंटन की प्रतिशतता के अनुसार इसके अधिकांश लाभार्थी स्थित है।

एनएपीएफ पर आधारित संचयी आफ पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार की वसूली में कमी पीएफ की अधिक उपलब्धि, यदि कोई है, से आफ सेट करने की अनुमति होगी और संचयी पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार की परिणामी काल्पनिक अधिक वसूली की अनुमति होगी।

परन्तु यह कि किसी अवधि के भीतर, एनएपीएफ के आधार पर संचयी गैर-पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार की वसूली में कमी, पीएफ की अति-उपलब्धि द्वारा पूरा करने की अनुमति नहीं दी जाएगी, यदि कोई हो, और उस अवधि में संचयी आफ पीक घंटों के लिए क्षमता प्रभार की अधिक वसूली नहीं की जायेगी :

(4) माह (पीएफएम) के लिए संयंत्र उपलब्धता घटक निम्नलिखित सूत्र के अनुसार संगणित किया जाएगा:

$$\text{पीएफएम} = 10000 \times \sum_{i=1}^n \frac{DC_i}{[N \times IC \times (100 - AUX_n - AUX_{en})]} \%$$

जहाँ ,

एयूएसएन = सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग

एयूएसइएन = सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में उत्सर्जन प्रणाली के लिए मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग जहां लागू हो।

डीसीआई = औसत घोषित क्षमता (एक्स-बस मेगावाट में), अवधि के ith दिन के लिए अर्थात् माह या वर्ष जैसा कि मामला हो सकता है, जैसा कि दिन समाप्त होने के बाद संबंधित लोड प्रेषण केंद्र द्वारा प्रमाणित किया जाता है।

आईसी = उत्पादन स्टेशन की स्थापित क्षमता (MW में)

एन = अवधि के दौरान दिनों की संख्या

टिप्पण: डीसीआई और आईसी वाणिज्यिक प्रचालन के तहत घोषित नहीं इकाइयों की क्षमता को बाहर करेंगे। संबंधित अवधि के दौरान आईसी में परिवर्तन के मामले में, इसका औसत मूल्य लिया जाएगा।

(5) उक्त संगणित एफसी पात्रता के अलावा, थर्मल उत्पादन स्टेशन दिए गए वर्ष के लिए अनुमोदित एफसी के लिए 1.00 प्रतिशत तक के प्रोत्साहन की अनुमति होगी जिसे निम्नलिखित के अनुसार मासिक रूप से बिल किया जाएगा।

$$\text{प्रोत्साहन} = (1.00\% \times \beta \times \text{सीसी}_y) / 12$$

जहाँ,

β = आरपीसी द्वारा यथापरिमाणित उस उत्पादन स्टेशन के लिए औसत मासिक फ्रिक्वेंसी अनुक्रिया प्रदर्शन जिसे आयोग के अनुमोदन से एनएलडीसी द्वारा निर्धारित पद्धति के अनुसार प्राथमिक अनुक्रिया पर विचार करते हुए संगणित किया जाएगा और β रेंज 0 से 1 के बीच होगी।

परंतु यह कि प्रोत्साहन केवल प्रतिदेय होगा यदि बीटा मूल्य 0.30 प्रतिशत से अधिक है।

सीसी_y = वर्ष के लिए क्षमता प्रभार

(6) क्षमता प्रभार के अतिरिक्त, प्रोत्साहन इन विनियमों के विनियम 70 के खंड (ख) यथाविनिर्दिष्ट संचयी आधार पर प्राप्त मानकीय वार्षिकी संयंत्र भार घटक के तदनुरूपी एक्स बस ऊर्जा की अधिकता में अनुसूचित उत्पादन के तदनुरूपी आफ पीक घंटों के दौरान एक्स बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए @55 पैसे /किलोवाट घंटे और पीक घंटों के दौरान एक्स बस अनुसूचित ऊर्जा के लिए @75 पैसे / किलोवाट घंटे के उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट को संदेय होगा।

63. थर्मल उत्पादन स्टेशन आधारित कोयले या लिग्नाइट के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार की संगणना और भुगतान

(1) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की नियत लागत इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट मानदण्डों पर आधारित वार्षिक आधार पर संगणित होगी और अनुपूरक क्षमता प्रभार के अधीन मासिक आधार पर वसूल की जाएगी। कुल अनुपूरक क्षमता प्रभार उत्पादन स्टेशन के लिए प्रतिदेय है और उत्पादन स्टेशन की क्षमता में आवंटन या उनकी संबंधित प्रतिशतता शेयर के अनुसार इसके लाभार्थियों द्वारा शेयर किया जाएगा।

(2) कलैण्डर माह के लिए कोयले या लिग्नाइट उत्पादन स्टेशन को प्रतिदेय अनुपूरक क्षमता प्रभार निम्नलिखित फामूले के अनुसार संगणित किया जाएगा:

$$\text{एससीसी}_1 = (\text{एएफसी}_e) \times (1/12) \times (\text{पीएएफएम}_1 / \text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(\text{एएफसी}_e) \times (1/12)\}$$

$$\text{एससीसी}_2 = [(\text{एएफसी}_e) \times (1/6) \times (\text{पीएएफएम}_2 / \text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(\text{एएफसी}_e) \times (1/6)\}] - \text{एससीसी}_1$$

$$\text{एससीसी}_3 = [(\text{एएफसी}_e) \times (1/4) \times (\text{पीएएफएम}_3 / \text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(\text{एएफसी}_e) \times (1/4)\}] - (\text{एससीसी}_1 + \text{एससीसी}_2)$$

$$\text{एससीसी}_4 = [(\text{एएफसी}_e) \times (1/3) \times (\text{पीएएफएम}_4 / \text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(\text{एएफसी}_e) \times (1/3)\}] - (\text{एससीसी}_1 + \text{एससीसी}_2 + \text{एससीसी}_3)$$

$$\text{एससीसी}_5 = [(\text{एएफसी}_e) \times (5/12) \times (\text{पीएएफएम}_5 / \text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(\text{एएफसी}_e) \times (5/12)\}] - (\text{एससीसी}_1 + \text{एससीसी}_2 + \text{एससीसी}_3 + \text{एससीसी}_4)$$

$$\text{एससीसी}_6 = [(\text{एएफसी}_e) \times (1/2) \times (\text{पीएएफएम}_6 / \text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(\text{एएफसी}_e) \times (1/2)\}] - (\text{एससीसी}_1 + \text{एससीसी}_2 + \text{एससीसी}_3 + \text{एससीसी}_4 + \text{एससीसी}_5)$$

$$\text{एससीसी}_7 = [(\text{एएफसी}_e) \times (7/12) \times (\text{पीएएफएम}_7 / \text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(\text{एएफसी}_e) \times (7/12)\}] - (\text{एससीसी}_1 + \text{एससीसी}_2 + \text{एससीसी}_3 + \text{एससीसी}_4 + \text{एससीसी}_5 + \text{एससीसी}_6)$$

$$\text{एससीसी}_8 = [(\text{एएफसी}_e) \times (2/3) \times (\text{पीएएफएम}_8 / \text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(\text{एएफसी}_e) \times (2/3)\}] - (\text{एससीसी}_1 + \text{एससीसी}_2 + \text{एससीसी}_3 + \text{एससीसी}_4 + \text{एससीसी}_5 + \text{एससीसी}_6 + \text{एससीसी}_7)$$

$$\text{एससीसी}_9 = [(\text{एएफसी}_e) \times (3/4) \times (\text{पीएएफएम}_9 / \text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(\text{एएफसी}_e) \times (3/4)\}] - (\text{एससीसी}_1 + \text{एससीसी}_2 + \text{एससीसी}_3 + \text{एससीसी}_4 + \text{एससीसी}_5 + \text{एससीसी}_6 + \text{एससीसी}_7 + \text{एससीसी}_8)$$

$$\text{एससीसी}_{10} = [(\text{एएफसी}_e) \times (5/6) \times (\text{पीएएफएम}_{10} / \text{एनएपीएएफ}) \text{ अधिकतम सीमा के अधीन } \{(\text{एएफसी}_e) \times (5/6)\}] - (\text{एससीसी}_1 + \text{एससीसी}_2 + \text{एससीसी}_3 + \text{एससीसी}_4 + \text{एससीसी}_5 + \text{एससीसी}_6 + \text{एससीसी}_7 + \text{एससीसी}_8 + \text{एससीसी}_9)$$

$$\text{एससीसी}_{11} = \left[\frac{(\text{एफसी}_e) \times (11/12) \times (\text{पीएफएम}_{11} / \text{एनएपीएफ})}{(\text{एससीसी}_1 + \text{एससीसी}_2 + \text{एससीसी}_3 + \text{एससीसी}_4 + \text{एससीसी}_5 + \text{एससीसी}_6 + \text{एससीसी}_7 + \text{एससीसी}_8 + \text{एससीसी}_9 + \text{एससीसी}_{10})} \right] -$$

$$\text{एससीसी}_{12} = \left[\frac{(\text{एफसी}_e) \times (\text{पीएफएम}_{12} / \text{एनएपीएफ})}{(\text{एससीसी}_3 + \text{एससीसी}_4 + \text{एससीसी}_5 + \text{एससीसी}_6 + \text{एससीसी}_7 + \text{एससीसी}_8 + \text{एससीसी}_9 + \text{एससीसी}_{10} + \text{एससीसी}_{11})} \right] -$$

परंतु यह कि नवीकरण और आधुनिकीकरण के कारण शटडाउन के अधीन उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट के मामले में, उत्पादन कंपनी को केवल उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में ऋण पर ब्याज और ओएण्डएम व्यय की वसूली की अनुमति होगी।

जहां

एससीसी_{एन} = माह के लिए अनुपूरक क्षमता प्रभार;

एफसी_इ = उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के वार्षिक नियत लागत;

पीएफएम_{एन} = माह के अंत तक प्राप्त संयंत्र उपलब्धता घटक;

एनएपीएफ = मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक

(3) अनुपूरक क्षमता प्रभार के प्रयोजन के लिए माह के लिए मानकीय संयंत्र उपलब्धता घटक इन विनियमों के विनियम 62 के खंड (3) में विनिर्दिष्ट ढंग से विचार किया जाएगा। पीएफएम इन विनियमों के विनियम 62 के खंड (4) के अनुसार किया जाएगा।

64. कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए अनुपूरक ऊर्जा प्रभार और थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए ऊर्जा प्रभार की संगणना और भुगतान:

(1) ऊर्जा प्रभार प्राथमिक एवं द्वितीयक ईंधन लागत तथा लाइमस्टोन उपभोग लागत (जहां लागू हो) को कवर करेगा और माह के ऊर्जा प्रभार दर पर (ईंधन तथा लाइमस्टोन कीमत समायोजन सहित) एक्स पावर संयंत्र आधार पर कैलेण्डर माह के दौरान इस प्रकार के लाभार्थी को आपूर्ति की जाने वाली अनुसूचित कुल ऊर्जा के लिए प्रत्येक लाभार्थी द्वारा संदेय होगी। माह के लिए उत्पादन कंपनी को संदेय कुल ऊर्जा प्रभार निम्नलिखित होगा:

$$\text{ऊर्जा प्रभार} = (\text{रुपये/किलोवाटघण्टे में ऊर्जा प्रभार}) \times \{ \text{किलोवाटघण्टे में माह के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स बस)} \}$$

(2) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के कारण अनुपूरक ऊर्जा प्रभार सहायक ऊर्जा उपभोग और अभिकर्मक उपभोग के कारण विभेदक ऊर्जा प्रभारों को कवर करेगा और माह के अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर पर एक्स पावर संयंत्र आधार पर कैलेण्डर माह के दौरान इस प्रकार के लाभार्थी को आपूर्ति किए जाने वाली अनुसूचित कुल ऊर्जा के लिए प्रत्येक लाभार्थी द्वारा संदेय होगी। माह के लिए उत्पादन कंपनी को संदेय कुल अनुपूरक ऊर्जा प्रभार निम्नलिखित होगा:

$$\text{अनुपूरक ऊर्जा प्रभार} = (\text{रुपये/किलोवाटघण्टे में अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर}) \times \{ \text{किलोवाटघण्टे में माह के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स बस)} \}$$

(3) एक्स पावर संयंत्र आधार पर रुपये प्रति किलोवाट घण्टे में ऊर्जा प्रभार दर और अनुपूरक ऊर्जा प्रभार दर निम्नलिखित फार्मूले के अनुसार तीन डेसिमल स्थानों के लिए निर्धारित की जाएगी:

(क) कोयला आधारित और लिग्नाइट फायर स्टेशनों के लिए ईसीआर

$$\text{ईसीआर} = \left[\frac{(\text{एसएचआर} - \text{एसएफसी} \times \text{सीवीएसएफ}) \times \text{एलपीपीएफ} / \text{सीवीपीएफ}}{(\text{एलसी} \times \text{एलपीएल})} \right] \times 100 / (100 - \text{एयूएक्स}) + (\text{एसएफसी} \times \text{एलपीएसएफआई})$$

(ख) कोयला एवं लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए अनुपूरक ईसीआर

$$\text{अनुपूरक ईसीआर} = (\Delta \text{ईसीआर}) + \left[\frac{(\text{एसआरसी} \times \text{एलपीआर} / 10)}{(100 - (\text{एयूएक्स}_{\text{एन}} + \text{एयूएक्स}_{\text{इएन}}))} \right]$$

(ग) गैस एवं तरल ईंधन आधारित स्टेशनों के लिए

$$\text{ईसीआर} = \text{एसएचआर} \times \text{एलपीएफ} \times 100 / \{ (\text{सीवीपीएफ}) \times (100 - \text{एयूएक्स}) \}$$

जहां

एयूएक्स = प्रतिशतता में मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग

सीवीपीएफ = (क) उत्पादन स्टेशन पर स्टोरेज के दौरान भिन्नता के कारण कोयला आधारित स्टेशनों घटा 85 किलोकैलोरी/किलोग्राम के लिए किलोकैलोरी प्रति किलोग्राम में विनियम 60 के अनुसार जीसीवी पर विचार करते हुए भारित औसत सकल क्लेरिफिक मूल्य;

(ख) लिग्नाइट, गैस और तरल ईंधन आधारित स्टेशनों के लिए यथालागू प्रति मानक क्यूबिक मीटर या प्रति लीटर, किलोकैलोरी प्रति किलोग्राम में यथाप्राप्त प्राथमिक ईंधन के भारित औसत सकल क्लेरिफिक मूल्य;

(घ) विभिन्न स्रोतों से ईंधन के मिश्रण के मामले में, प्राथमिक ईंधन के भारित औसत सकल क्लेरिफिक मूल्य मिश्रित अनुपात के समानुपात में होगा:

सीवीएसएफ = किलोकैलोरी प्रति मिलीलीटर में द्वितियक ईंधन का क्लेरिफिक मूल्य;

ईसीआर = सेन्ट आउट रुपये प्रति किलोवाट घंटे में ऊर्जा प्रभार दर;

एसचारआर = किलोकैलोरी प्रति किलोवाट घंटे में सकल स्टेशन हीट दर;

एलसी = किलोग्राम प्रति किलोवाट घंटे में मानकीय लाइमस्टोन उपभोग;

एनपीएल = रुपये प्रति किलोग्राम में लाइमस्टोन की भारित औसत उतराई लागत;

एलपीपीएफ = माह के दौरान यथालागू प्रति मानक क्यूबिक मीटर या प्रति लीटर, रुपये प्रति किलोग्राम में प्राथमिक ईंधन की भारित औसत उतराई ईंधन लागत (विभिन्न स्रोतों से ईंधन के मिश्रण के मामले में प्राथमिक ईंधन की भारित औसत उतराई ईंधन लागत मिश्रण अनुपात के समानुपात में होगी);

एसएफसी = मिलीलीटर प्रति किलोवाट घंटे में मानकी विनिर्दिष्ट ईंधन तेल उपभोग;

एलपीएसएफआई = माह के दौरान रुपये/मिलीलीटर में द्वितियक ईंधन की भारित औसत उतराई ईंधन लागत;

(Δईसीआर) = इन विनियमों में यथाविनिर्दिष्ट मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग सहित ईसीआर और (एयूएक्स_{एन} + एयूएक्स_{इएन}) के समतुल्य उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली सहित पुनरीक्षित सहायक ऊर्जा उपभोग सहित ईसीआर के बीच अंतर;

एसआरसी = पुनरीक्षित उत्सर्जन मानकों के कारण विनिर्दिष्ट अभिकर्मक उपभोग (ग्राम/किलोवाटघंटे में);

एलपीआर = उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए अभिकर्मक की भारित औसत उतराई कीमत (रुपये/किलोवाटघंटे में)

परंतु कि गैस या तरल ईंधन आधारित स्टेशन के लिए ऊर्जा प्रभार दर माह के दौरान संबंधित प्रादेशिक विद्युत समिति के सदस्य सचिव के प्रमाणन पर आधारित निर्बाध चक्र प्रचालन के लिए समायोजित की जाएगी।

मिश्रण के माध्यम से किफायती प्रचालन के दृष्टतमीकरण या ईंधन की कमी के कारण कंट्रेक्ट की गई विद्युत की आपूर्ति के लिए उनके विद्युत क्रय करार में लाभार्थियों और उत्पादन कंपनी द्वारा यथा सहमत से भिन्न कोयला आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन द्वारा ईंधन आपूर्ति की वैकल्पिक स्रोत के आंशिक या पूर्ण उपयोग के मामले में, ईंधन आपूर्ति के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग की उत्पादन स्टेशन को अनुमति होगी।

परंतु यह कि ईंधन के वैकल्पिक स्रोत की भारित औसत कीमत इस विनियम के खण्ड (5) के अनुसार संगणित ईंधन की बेस कीमत के 30% से अधिक नहीं होगी और इस प्रकार के मामले में लाभार्थियों से पूर्व अनुमति पूर्व शर्त नहीं होगी जब तक कि अन्यथा विद्युत क्रय करार में विशेष रूप से सहमति न हो:

परंतु यह कि जहां ईंधन आपूर्ति के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग पर ईंधन की भारित औसत कीमत पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर उस वर्ष के लिए आयोग द्वारा यथाअनुमोदित आधार ऊर्जा प्रभार दर के 30% से अधिक होती है या पूर्ववर्ती माह के लिए ऊर्जा प्रभार दर के 20% से अधिक होती है, जो भी कम हो, उस पर विचार किया जाएगा और उस स्थिति में लाभार्थी से पूर्व परामर्श अग्रिम रूप से कम से कम तीन दिनों में किया जाएगा।

(4) इस विनियम के खंड 3 में कुछ भी निर्दिष्ट होने के बावजूद, आयोग ईंधन की कमी पर विचार करने के बाद अलग आदेश (आदेशों) के माध्यम से ईंधन के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग के लिए लाभार्थी की सहमति की अपेक्षा और मिश्रण अनुपात भिन्न हो सकता है।

(5) जहां बायोमास ईंधन कोयले सहित मिश्रण के लिए प्रयोग किए जाते हैं, बायोमास ईंधन की उतराई लागत यथालागू कर तथा ड्यूटी को शामिल करते हुए उत्पादन स्टेशन के अपलोडिंग प्वाइंट पर बायोमास की डिलीवर की गई लागत पर आधारित होगी। मिश्रित ईंधन की ऊर्जा प्रभार दर प्राधिकार द्वारा यथाविनिर्दिष्ट या बायोमास की वास्तविक उपभोग, जो भी कम हो, मिश्रित अनुपात पर आधारित बायोमास के उपभोग पर विचार करते हुए की जाएगी।

(6) प्रत्येक उत्पादन स्टेशन के लिए जारी किए जाने वाले विनिर्दिष्ट टैरिफ आदेशों के माध्यम से आयोग टैरिफ अवधि के आरंभ में ऊर्जा प्रभार दर अनुमोदित करेगा। अनुमोदित ऊर्जा प्रभार दर टैरिफ अवधि के प्रथम वर्ष के लिए आधार ऊर्जा प्रभार दर होगी। परवर्ती वर्षों के लिए आधार ऊर्जा प्रभार दर प्रतिस्पर्धात्मक बोली मार्गनिर्देशों के अंतर्गत समय समय से आयोग द्वारा यथाअधिसूचित भुगतान प्रयोजनों के लिए वृद्धि दरों द्वारा आधार ऊर्जा प्रभार दर की वृद्धि के बाद संगणित ऊर्जा प्रभार होगी।

(7) इन विनियमों के विनियम 63 और विनियम 64 में यथाप्रदत्त टैरिफ संरचना इस प्रकार के स्टेशनों के लिए वार्षिक नियत लागत (एएफसी), मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक (एनएपीएफ), संस्थापित क्षमता (आईसी), मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग (एयूएक्स), और ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर) को विनिर्दिष्ट करते हुए नाभिकीय उत्पादन स्टेशनों के लिए एटोमिक ऊर्जा विभाग, भारत सरकार द्वारा अंगीकार किया जा सकता है।

65 हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार की संगणना और भुगतान:

(1) हाइड्रो उत्पादन स्टेशन की निर्धारित लागत की संगणना वार्षिक आधार पर की जाएगी, जो इन नियमों के तहत निर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर होगी, और मासिक आधार पर क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन सहित) और ऊर्जा प्रभार के तहत वसूली जाएगी, जो कि लाभार्थी अपने संबंधित आवंटन के अनुपात में, उत्पादन स्टेशन की बिक्री योग्य क्षमता में, अर्थात्, होम स्टेट को फ्री विद्युत देने की क्षमता को छोड़कर देय होगा :

परन्तु कि उत्पादन स्टेशन की पहली इकाई के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख और उत्पादन स्टेशन के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बीच, अवधि के दौरान, वार्षिक नियत लागत इस प्रकार की अवधि के दौरान ऊर्जा प्रभार भुगतान और क्षमता प्रभार को अवधारित करने के प्रयोजन के लिए उत्पादन स्टेशन के लिए पूर्ण लागत के नवीनतम अनुमान पर आधारित अनंतिम रूप से होगी।

(2) एक कैलेंडर माह के लिए हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के लिए संदेय क्षमता प्रभार (प्रोत्साहन सहित) होगा:

$$\text{एएफसी} \times 0.5 \times \text{एनडीएम} / \text{एनडीवाई} \times (\text{पीएएफएम} / \text{एनएपीएफ}) \text{ (रुपए में)}$$

जहाँ,

एएफसी = वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक नियत लागत, रुपए में

एनएपीएफ = प्रतिशत में मानकीय संयंत्र उपलब्धता घटक

एनडीएम = महीने में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

पीएएफएम = माह के दौरान प्राप्त संयंत्र उपलब्धता घटक, प्रतिशतता में

(3) पीएएफएम की संगणना निम्नलिखित फार्मूला के अनुसार की जाएगी:

$$\text{पीएएफएम} = 10000 \times \sum_{i=1}^N \frac{DC_i}{(N \times IC \times (100 - AUX))} \%$$

जहाँ,

एयूएक्स = प्रतिशत में मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग

डीसीआई = महीने की *i*th दिन के लिए घोषित क्षमता (एक्स-बस मेगावाट में) जिसे स्टेशन दिन में समाप्त होने के बाद नोडल भार प्रेषण केन्द्र द्वारा यथाप्रमाणित कम से कम तीन (3) घंटे के लिए डिलीवर कर सकता है।

आईसी = पूर्ण उत्पादन स्टेशन की स्थापित क्षमता (मेगावाट में)

एन = महीने में दिनों की संख्या

(4) उक्त यथा संगणित एएफसी पात्रता के अतिरिक्त, हाइड्रो उत्पादन स्टेशन को दिए गए वर्ष के लिए अनुमोदित क्षमता प्रभार के 3% तक के प्रोत्साहन की अनुमति होगी जिसे निम्नलिखित के अनुसार मासिक रूप से बिल किया जाएगा।

$$\text{प्रोत्साहन} = (3\% \times \beta \times \text{सीसी}_y) / 12$$

जहां,

β = आरपीसी द्वारा यथाप्रमाणित उस उत्पादन स्टेशन के लिए औसत मासिक फ्रिक्वेंसी अनुक्रिया प्रदर्शन जिसे आयोग के अनुमोदन से एनएलडीसी द्वारा निर्धारित पद्धति के अनुसार प्राथमिक अनुक्रिया पर विचार करते हुए संगणित किया जाएगा और β रेंज 0 से 1 के बीच होगी।

परंतु यह कि प्रोत्साहन केवल प्रतिदेय होगा यदि बीटा मूल्य 0.30 प्रतिशत से अधिक है।

CC_y = वर्ष के लिए क्षमता प्रभार

(5) ऊर्जा प्रभार संगणित ऊर्जा प्रभार दर पर एक्स बस आधार पर कैलेण्डर माह के दौरान फ्री ऊर्जा को छोड़कर, यदि कोई है, लाभार्थी को आपूर्ति की जाने वाली अनुसूचित कुल के लिए प्रत्येक लाभार्थी द्वारा संदेय होगा। माह के लिए उत्पादन कंपनी को संदेय कुल ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होगा

$$\text{ऊर्जा प्रभार} = (\text{रुपये/किलोवाटघंटे में ऊर्जा प्रभार दर}) \times \{\text{किलोवाटघंटे में माह के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस)}\} \times (100 - \text{एफईएचएस}) / 100,$$

(6) हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के लिए एक्स पावर संयंत्र आधार पर रुपये प्रति किलोवाटघंटे में ऊर्जा प्रभार दर इस विनियम के खण्ड (8) के उपबंधों के अध्यक्षीन निम्नलिखित फार्मूले पर आधारित तीन डेसीमल स्थानों तक निर्धारित किया जाएगा:

$$\text{ईसीआर} = \text{एएफसी} \times 0.5 \times 10 / \{\text{डीई} \times (100 - \text{एयूएक्स}) \times (100 - \text{एफईएचएस})\}$$

जहां,

डीई = निम्न खंड (7) में उपबंधों के अध्यक्षीन, मेगावाट घंटे में, हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक डिजाइन ऊर्जा।

एफईएचएस = इन विनियमों के विनियम 76 के अधीन व्याख्या-III में यथाउल्लिखित प्रतिशत में, होम स्टेट के लिए फ्री ऊर्जा।

(7) यदि वर्ष के दौरान हाइड्रो उत्पादन स्टेशन की बिक्री योग्य अनुसूचित ऊर्जा (एक्स बस) उत्पादन स्टेशन के नियंत्रण से आगे कारणों के लिए बिक्री योग्य डिजाइन ऊर्जा (एक्स बस) से कम है, उत्पादन स्टेशन तत्काल आगामी वर्ष में डीएसएम ऊर्जा के लिए समायोजन के बाद छः बराबर ब्याजमुक्त मासिक किशतों में ऊर्जा प्रभार में कमी की प्रत्यक्ष रूप से वसूली कर सकता है और टैरिफ अवधि के अंत तक ट्रेंडिंग अप के अध्यक्षीन होगा।

परंतु यह कि हाइड्रो उत्पादन स्टेशन से वास्तविक उत्पादन हाइड्रोलॉजी घटक के कारण चार वर्षों की सतत अवधि के लिए डिजाइन ऊर्जा से कम है, उत्पादन स्टेशन तब स्टेशन के डिजाइन ऊर्जा के पुनरीक्षण के लिए संगत हाइड्रोलॉजी डाटा सहित केन्द्रीय विद्युत अधिकरण से संपर्क करेगा।

(8) टैरिफ अवधि 2019-24 के दौरान बिक्री योग्य डिजाइन ऊर्जा (एक्स बस) से कम रही बिक्री योग्य अनुसूचित ऊर्जा (एक्स बस) के कारण ऊर्जा प्रभारों में कोई कमी जो उत्पादन स्टेशन के नियंत्रण से बाहर थी और जिसे उक्त टैरिफ अवधि के दौरान वसूल नहीं किया जा सका, इस विनियम के खंड (7) के अनुसार वसूल की जाएगी।

(9) यदि इस विनियम के खंड (5) के अनुसार संगणित एक हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के लिए ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर), प्रति किलोवाट में एक सौ बीस पैसे से अधिक हो, और एक साल में वास्तविक बिक्री योग्य ऊर्जा $\{\text{डीई} \times (100 - \text{एयूएक्स}) \times (100 - \text{एफईएचएस}) / 10000\}$ मेगावाट, से अधिक हो जाती है तो उक्त की अधिकता में ऊर्जा के लिए ऊर्जा प्रभार केवल एक सौ तीस पैसे प्रति किलोवाट पर बिल किया जाएगा।

(10) उक्त के अलावा, प्रोत्साहन दिन के दौरान (24 घंटे) औसत बिक्री योग्य अनुसूचित ऊर्जा की अधिकता में दिन के पीक घंटों के दौरान बिक्री योग्य अनुसूचित ऊर्जा की तदनुसूची आरओआर स्टेशन हाइड्रो उत्पादन स्टेशन @ 50 पैसे/किलोवाटघंटे में संदेय होगा।

66. पम्पड स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार की संगणना और भुगतान:

(1) पम्पड स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों की नियत लागत इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट मानदण्डों पर आधारित वार्षिक आधार पर संगणित किया जाएगा और क्षमता प्रभार के रूप में मासिक आधार पर वसूल किया जाएगा। क्षमता प्रभार उत्पादन स्टेशन की बिक्री योग्य क्षमता में उनके संबंधित आबंटन के समानुपात में लाभार्थियों द्वारा संदेय होगा।

परंतु कि उत्पादन स्टेशन के पहले यूनिट के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख और उत्पादन स्टेशन की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बीच अवधि के दौरान वार्षिक नियत लागत इस प्रकार की अवधि के दौरान क्षमता प्रभार भुगतान को निर्धारित करने के प्रयोजन के लिए उत्पादन स्टेशन के लिए पूर्ण लागत के नवीनतम अनुमान के आधार पर होगी।

(2) कैलेण्डर माह के लिए पम्पड स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशन को संदेय क्षमता प्रभार निम्नलिखित होगा:

(एएफसी x एनडीएम / एनडीवाई) (रुपयें में), यदि माह के दौरान वास्तविक उत्पादन माह के दौरान स्टेशन द्वारा उपभोग किए गए पंपिंग ऊर्जा का $\geq 75\%$ है और $\{(एएफसी x एनडीएम / एनडीवाई) x (पीक घंटों के दौरान माह के दौरान वास्तविक उत्पादन/माह के दौरान स्टेशन द्वारा उपभोग की गई पंपिंग ऊर्जा का 75\%) (रुपयें में)\}$, यदि माह के दौरान वास्तविक उत्पादन माह के दौरान स्टेशन द्वारा उपभोग की गई पंपिंग ऊर्जा का $< 75\%$ है।

जहाँ,

एएफसी = वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वार्षिक नियत लागत, रुपए में

एनडीएम = महीने में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

परंतु कि वास्तविक उत्पादन पर आधारित वर्ष के अंत में और वर्ष के दौरान स्टेशन द्वारा उपभोग की गई वास्तविक पंपिंग ऊर्जा में समायोजन होगा।

(3) ऊर्जा प्रभार एक्स पावर संयंत्र आधार पर कैलेण्डर माह के दौरान 20 पैसे प्रति किलोवाट घंटे, यदि कोई है, की औसत ऊर्जा प्रभार दर के बराबर फ्लैट दर पर उच्चतर उन्नत जलाशय में कमतर उन्नत जलाशय से जल की पंपिंग में प्रयुक्त ऊर्जा के 75% प्लस डिजाइन ऊर्जा की अधिकता में लाभार्थी को आपूर्ति की जाने वाली अनुसूचित कुल ऊर्जा के लिए प्रत्येक लाभार्थी द्वारा संदेय होगा।

(4) माह के उत्पादन कंपनी को संदेय ऊर्जा प्रभार निम्नानुसार होगा:

$$= 0.20 \times \{ \text{किलोवाटघण्टा में महीने के लिए अनुसूचित ऊर्जा (एक्स बस) - (महीने के लिए डिजाइन ऊर्जा (डीईएम) + ऊर्जा का 75\% कम ऊंचाई वाले जलाशय से महीने के उच्च उन्नयन जलाशय तक पानी को पंप करने में उपयोग किया जाता है) } \} / 100$$

जहाँ,

डीईएम = हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के लिए निर्दिष्ट माह के लिए ऊर्जा डिजाइन, मेगावाट घंटे में

परन्तु एक महीने में अनुसूचित ऊर्जा महीने के लिए डिजाइन ऊर्जा से कम हो और प्लस 75% ऊर्जा का उपयोग कम ऊंचाई वाले जलाशय से महीने के उच्च ऊंचाई वाले जलाशय तक पानी पंप करने में किया जाता है, तो लाभार्थियों द्वारा संदेय ऊर्जा प्रभार शून्य होगा।

परंतु यह कि यदि निम्नतर जलाशय से उच्चतर जलाशय में जल की पंपिंग के लिए ऊर्जा उत्पादन कंपनी द्वारा व्यवस्थित की जाती है तो उत्पादन स्टेशन की एक्स बस तक पंपिंग ऊर्जा के लिए प्रभार उत्पादन स्टेशन की बिक्री योग्य क्षमता में उनके संबंधित आबंटन के लिए समानुपात में लाभार्थियों द्वारा संदेय होगा।

(5) उत्पादन कंपनी प्राकृतिक जल के दैनिक प्रवाह को ऊपरी उन्नयन जलाशय में और ऊपरी उन्नयन जलाशय के जलाशयों और प्रति घंटे के आधार पर कम ऊंचाई वाले जलाशय का रिकॉर्ड बनाए रखेगी। पानी के प्राकृतिक प्रवाह सहित उपलब्ध पानी के साथ पीक घंटे की आपूर्ति को अधिकतम करने के लिए जनरेटर की आवश्यकता होगी। यदि यह स्थापित किया गया है कि जनरेटर जानबूझकर या अन्यथा

बिना किसी वैध कारण के, कम ऊंचाई वाले जलाशय से पानी को पंप करने के लिए उच्च-ऊंचाई की अवधि तक पंप नहीं कर रहा है या अपनी क्षमता के अनुसार विद्युत पैदा नहीं कर रहा है या पानी के प्राकृतिक प्रवाह को बर्बाद कर रहा है, तो दिनका क्षमता प्रभार लाभार्थी द्वारा संदेय नहीं होगा। इस प्रयोजन के लिए, यूनिट की कटौती / स्टेशन जिसमें नियोजित कटौती और एक वर्ष में 15% तक जबरन कटौती शामिल हैं, पंप किए गए पानी या पानी के प्राकृतिक प्रवाह की ऊर्जा का उपयोग करके विद्युत उत्पन्न करना या न करना को ऑफ-पीक अवधि के दौरान कम ऊंचाई वाले जलाशय से उच्च ऊंचाई तक पानी पंप नहीं करने के वैध कारण के रूप में माना जाएगा:

परन्तु वर्ष के दौरान वसूल किए गए कुल क्षमता प्रभार को 15% से अधिक वाले वर्ष में कुल मशीन की कटौती की स्थिति में निम्नलिखित तरीके से समानुपातिक आधार पर समायोजित किया जाएगा:

$$(एसीसी) \text{ adj} = (एसीसी) \text{ आर} \times (100 - एटीओ) / 85$$

जहाँ ,

(एसीसी) adj - समायोजित वार्षिक क्षमता प्रभार

(एसीसी) आर - वसूल किया वार्षिक क्षमता प्रभार

एटीओ - ब्लात एवं नियोजित आउटेज सहित वर्ष के लिए प्रतिशतता में कुल आउटेज

परन्तु यह कि ग्रिड कोड की अनुसूचीकरण क्रियाविधि के अनुसार, उत्पादन स्टेशन को दिन के सभी समयब्लॉक के लिए डेअहेड आधार पर अपनी मशीन की उपलब्धता को दैनिक आधार पर घोषित करना अपेक्षित होगा।

(6) संबंधित भार प्रेषण केन्द्र से उपलब्ध होने वाली सभी ऊर्जा के अनुकूलतम उपयोग के लिए, लाभार्थियों से परामर्श करते हुए, हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के लिए अनुसूची को अंतिम रूप देंगे, जिसे उत्पादन स्टेशन में उनके संबंधित आवंटनों के समानुपात में सभी लाभार्थियों के लिए अनुसूचित किया जाएगा।

67. अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली और संचार प्रणाली के लिए पारेषण प्रभार की संगणना और भुगतान:

(1) पारेषण प्रणाली या पारेषण प्रणाली का भाग बनने वाली संचार प्रणाली की नियत लागत की संगणना इन विनियमों में अंतर्विष्ट संनियमों के अनुसार वार्षिक आधार पर यथासमुचित संकलित की जाएगी और प्रणाली के उन प्रयोक्ताओं से पारेषण प्रभारों के रूप में मासिक आधार पर वसूल की जाएगी जो इस विनियम के खंड (2) में विनिर्दिष्ट ढंग से इन प्रभारों को शेयर करेगी।

(2) पारेषण प्रणाली या उसके भाग के कैलेण्डर माह के लिए संदेय पारेषण प्रभार (प्रोत्साहन सहित) को निम्नानुसार एसी एवं डीसी प्रणाली के लिए अलग से प्रत्येक क्षेत्र के लिए संगणित किया जाएगा:

एसी प्रणाली के लिए:

क) टीएएफएम_{एन} के लिए $\leq 98.00\%$

$$\text{एएफसी}_{\text{एक्स}} (\text{एनडीएम}_{\text{एन}} / \text{एनडीवाई}) \times (\text{टीएएफएम}_{\text{एन}} / 98.00\%)$$

ख) टीएएफएम_{एन} के लिए: $98.00\% < \text{टीएएफएम}_{\text{एन}} < 98.50\%$

$$\text{एएफसी}_{\text{एक्स}} (\text{एनडीएम}_{\text{एन}} / \text{एनडीवाई}) \times (1)$$

ग) टीएएफएम_{एन}: $98.50\% < \text{टीएएफएम}_{\text{एन}} \leq 99.75\%$

$$\text{एएफसी}_{\text{एक्स}} (\text{एनडीएम}_{\text{एन}} / \text{एनडीवाई}) \times (\text{टीएएफएम}_{\text{एन}} / 98.50\%)$$

घ) टीएएफएम_{एन} के लिए $> 99.75\%$

$$\text{एएफसी}_{\text{एक्स}} (\text{एनडीएम}_{\text{एन}} / \text{एनडीवाई}) \times (99.75\% / 98.50\%)$$

जहाँ,

एएफसी = रुपये में वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट वास्तविक नियत लागत

एनडीएम_{एन} = माह में दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

टीएफएम_{एन} = परिशिष्ट IV के अनुसार संगणित प्रतिशत में, के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता घटका

एचवीडीसी बाई-पोल लिंक्स और एचवीडीसी बेक-टू-बेक स्टेशन के लिए:

टीसी₁ = एफसी x (एनडीएम₁ / एनडीवाई) x (टीएफएम₁/एनएटीएफ)

टीसी₂ = एफसी x (एनडीएम₂ / एनडीवाई) x (टीएफएम₂/एनएटीएफ) - टीसी₁

टीसी₃ = एफसी x (एनडीएम₃ / एनडीवाई) x (टीएफएम₃/एनएटीएफ) - (टीसी₁ + टीसी₂)

टीसी₄ = एफसी x (एनडीएम₄ / एनडीवाई) x (टीएफएम₄/एनएटीएफ) - (टीसी₁ + टीसी₂ + टीसी₃)

.....टीसी₁₁ = एफसी x (एनडीएम₁₁/एनडीवाई) x (टीएफएम₁₁/ एनएटीएफ) - (टीसी₁ + टीसी₂+....+ टीसी₁₀)

टीसी₁₂= एफसी x (टीएफवाई/ एनएटीएफ) - (टीसी₁+ टीसी₂+....+ टीसी₁₁);

यदि,

(i) टीएफएम : 95.00% < टीएफएम < 97.50%, then टीएफएम = एनएटीएफ;

(ii) टीएफएम : 97.50% ≤ टीएफएम ≤ 99.75%, then एनएटीएफ = 97.50%; और

(iii) टीएफएम के लिए ≥ 99.75%, then टीएफएम = 99.75% और एनएटीएफ = 97.50%.

जहाँ,

टीसी_{एन} = प्रोत्साहन सहित पारेषण प्रभार

एफसी = वर्ष के लिए रूपये में विनिर्दिष्ट वार्षिक नियत प्रभार

एनएटीएफ = प्रतिशत में मानकीय वार्षिक पारेषण उपलब्धता

एनडीएम_{एन} = वित्तीय वर्ष के अंत तक दिनों की संख्या

एनडीवाई = वर्ष में दिनों की संख्या

टीएफएम_{एन} = परिशिष्ट IV के अनुसार संगणित प्रतिशत में, के अंत तक पारेषण उपलब्धता घटका

टीएफवाई = वर्ष के लिए प्रतिशत में पारेषण उपलब्धता घटका

(3) पारेषण प्रभार दीर्घकालिक ग्राहकों या डीआईसी या जीएनए अनुदानग्राही द्वारा उनकी शेयरिंग के अनुसार विभिन्न एनईटीएफ वाले और उसके बाद पारेषण प्रणाली के भाग के लिए अलग से संगणित किए जाएंगे। संचार प्रणाली के प्रभार पारेषण प्रभारों का भाग होंगे और दीर्घकालिक ग्राहकों द्वारा शेयर किए जाएंगे।

68. **विचलन प्रभार:** (1) उत्पादन स्टेशनों के लिए वास्तविक निवल अंतःक्षेपण और अनुसूचित निवल अंतःक्षेपण के बीच भिन्नताएं और लाभार्थियों के लिए वास्तविक निवल आहरण और अनुसूचित निवल आहरण के बीच भिन्नताओं को उनकी संबंधित भिन्नताओं के रूप में माना जाएगा और इस प्रकार के विचलनों के लिए प्रभारों को केविआ (विचलन व्यवस्थापन तंत्र और संबद्ध मामले) विनियम, 2022 द्वारा शासित किए जाएंगे।

(2) प्रत्येक उत्पादन स्टेशन और लाभार्थी के वास्तविक निवल विचलन को केन्द्रीय पारेषण प्रयोज्यता सीटीयू द्वारा संस्थापित विशेष ऊर्जा मीटरों के माध्यम से उसकी सीमा पर मीटरित किया जाएगा और संबंधित प्रादेशिक भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रत्येक 15 मिनट के समयब्लॉक के लिए मेगावाट घंटे में संगणित किया जाएगा।

अध्याय - 12**प्रचालन के मानदंड**

69. **टैरिफ और प्रोत्साहन की वसूली:** (1) उत्पादन कंपनी द्वारा क्षमता प्रभार, ऊर्जा प्रभार, अनुपूरक क्षमता प्रभार, अनुपूरक ऊर्जा प्रभार, पारेषण प्रभार और प्रोत्साहन की वसूली और पारेषण अनुज्ञिसधारी इन विनियमों के विनियम 70 से विनियम 72 में विनिर्दिष्ट प्रचालनगत मानदंडों की उपलब्धि पर आधारित होगा।

(2) आयोग ऐसे किसी भी उत्पादन स्टेशनों, जिसके लिए शिथिल मानदंड विनिर्दिष्ट किए गए हैं, के संबंध में इन विनियमों के विनियम 70(ग) में विनिर्दिष्ट स्टेशन हीट दर के मानदंडों को स्वयं पुनरीक्षित कर सकेगा।

थर्मल उत्पादन स्टेशन के लिए प्रचालन के मानदंड

70. **यहां दिए गए प्रचालन के मानदंड थर्मल उत्पादन स्टेशनों पर लागू होंगे:**

(क) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक (एनएपीएएफ)

(क) खण्ड (ख), (ग), (घ), और (ड.) के अलावा सभी उत्पादन स्टेशन के लिए 85% ;

(ख) 31.03.2024 को वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 30 वर्षों के पूरा होने पर कोयला एवं लिग्नाइट आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिए 83%;

(ग) नीपको के निम्नलिखित गैस आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए:

असम जीपीएस	70%
अगरतला जीपीएस	85%
त्रिपुरा जीपीएस	85%

(घ) सीएफबीसी तकनीक का प्रयोग करने वाले लिग्नाइट फायर उत्पादन स्टेशन और कोयला रिजेक्ट पर आधारित उत्पादन स्टेशन:

1. वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से पहले तीन वर्ष - 68.50%

2. वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के तीन वर्ष पूरे होने के बाद - 75%

(ड.) एनएलसी इंडिया लिमिटेड के निम्नलिखित लिग्नाइट-फायर थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए।

- | | |
|------------------------------------|-------|
| 1. टीपीएस-II स्टेट-I और स्टेट-II | : 80% |
| 2. बरसिंगसर (सीएफबीसी) | : 75% |
| 3. टीपीएस -II एक्सपेंशन (सीएफबीसी) | : 70% |
| 4. टीपीएस -1 एक्सपेंशन | : 85% |
| 5. न्यू नेवेली टीपीएस | : 80% |

(ख) प्रोत्साहन के लिए मानकीय वार्षिक संयंत्र भार घटक (एनएपीएएफ):

(क) नीचे दिए गए खंड ख के अधीन कवर किए गए को छोड़कर सभी थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए 85%

(ख) 31.03.2024 को वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 30 वर्षों के पूरा होने पर कोयला एवं लिग्नाइट आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिए 83%;

(ग) सकल स्टेशन हीट दर

(क) 01.04.2009 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख प्राप्त करने वाले मौजूदा थर्मल उत्पादन स्टेशन

(i) नीचे दिए गए खंड (ii) में कवर किए गए से भिन्न कोयला आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन के लिए:

200-300 मेगावाट सेट	500 मेगावाट सेट (उप-विवेचनीय)
2,415 किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा	2,375 किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा

टिप्पणी – 1

500 मेगावाट और उक्त यूनितों के संबंध में जहाँ बायलर फीड पम्प विद्युत से प्रचालित किए जाते हैं उनके संबंध में सकल स्टेशन हीट दर उक्त विनिर्दिष्ट सकल स्टेशन हीट दर से 40 किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा से कम होगी।

टिप्पणी – 2

200/210/250 मेगावाट और उससे अधिक के सेटों और 500 मेगावाट और उससे अधिक के सेटों के सम्मिश्रण वाले उत्पादन स्टेशनों के लिए, मानकीय सकल स्टेशन हीट दर सम्मिश्रण की भारत औसत सकल स्टेशन हीट दर होगी।

टिप्पणी – 3

उक्त मानकीय सकल स्टेशन हीट दर ग्रिड कोड के अनुसार विनिर्दिष्ट क्षतिपूर्ति के अतिरिक्त है। उत्पादन कंपनी उक्त मानकीय सकल हीट दर के अतिरिक्त क्षतिपूर्ति पर विचार करते हुए यूनित भार घटक पर आधारित होगी।

टिप्पणी – 4

200 मेगावाट सेट से कम की यूनित क्षमता के लिए सकल स्टेशन हीट दर, को मामले दर मामले के आधार पर निपटाया जाएगा।

(ii) एनटीपीसी लिमिटेड के निम्नलिखित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए:

टांडा टीपीएस	2,750 किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा
--------------	-------------------------------

(iii) लिग्नाइट-फायर थर्मल उत्पादन स्टेशन

टीपीएस-II (स्टेज I एवं II) : 2,880 किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा

टीपीएस-I (एक्सपेंशन) : 2,710 किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा

(iv) ओपन साइकल गैस टरबाईन/समन्वित साइकल उत्पादन स्टेशन : निम्नलिखित गैस – आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन के लिए:

उत्पादन स्टेशन का नाम	समन्वित साइकल (किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा)	ओपन साइकल (किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा)
गंधार जीपीएस	2,040	2,960
कावास जीपीएस	2,050	3,010
अंता जीपीएस	2,075	3,010
दादरी जीपीएस	2,000	3,010
औरैया जीपीएस	2,100	3,045
फ़रीदाबाद जीपीएस	1,975	2,900

कायमकुलम जीपीएस	2,000	2,900
असम जीपीएस	2,600	3,578
अगरतला जीपीएस	2,600	3,578
रत्नागिरि	1,820	2,641

(ख) 1.4.2009 को या उसके बाद वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्राप्त करने वाले थर्मल उत्पादन स्टेशन:

(i) कोयला आधारित तथा लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए:

200-300 मेगावाट सेट के लिए: : 1.05 X डिजाइन हीटर दर (किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा)

500 मेगावाट सेट और उससे ऊपर के लिए: 1.045 X डिजाइन हीटर दर (किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा)

जहाँ उत्पादन यूनिट की डिजाइन हीट दर से 100% एमसीआर, शून्य प्रतिशत मेक अप, डिजाइन कोयला तथा डिजाइन कूलिंग जल तापमान/बैक दबाव की शर्तों पर आपूर्तिकर्ता द्वारा गारंटीकृत यूनिट हीट दर अभिप्रेत है।

परंतु यह कि डिजाइन हीट रेट यूनिटों के दबाव तथा तापमान दर पर निर्भर करते हुए, न्यूनतम डिजाइन टरबाइन साइकल हीट दर और न्यूनतम डिजाइन बॉयलर कुशलता नीचे दी गई सारणी के अनुसार होगी:

दबाव रेटिंग(केजी/सीएम ²)	150	170	170
एसएचटी/आरएचटी(⁰ C)	535/535	537/537	537/565
बीएफपी का प्रकार	इलेक्ट्रिकल ड्राइवन	टरबाइन ड्राइवन	टरबाइन ड्राइवन
अधिकतम टरबाइन हीटर दर (किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा)	1955	1950	1935
न्यूनतम बॉयलर क्षमता (%)			
उप-बिटूमिनश इण्डियन कोयला (%)	86	86	86
बिटूमिनश आयायित कोयला(%)	89	89	89

दबाव रेटिंग (केजी/सीएम ²)	247	247	260	270	270
एसएचटी/आरएचटी (⁰ C)	537/565	565/593	593/593	593/593	600/600
बीएफपी का प्रकार	टरबाइन ड्राइवन				
अधिकतम टरबाइन हीटर दर (किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा)	1900	1850	1814	1810	1790
न्यूनतम बॉयलर क्षमता (%)					
उप-बिटूमिनश इण्डियन कोयला (%)	86.00	86.00	86.00	86.50	86.50
बिटूमिनश आयायित कोयला (%)	89.00	89.00	89.50	89.50	89.50

* लिग्नाइट चालित थर्मल उत्पादन स्टेशन के लिए न्यूनतम बॉयलर क्षमता 76% तक होगी (प्रचूर्णित के लिए) और आधारित बॉयलर 80% (फ्लूडाइज्ड बेड के लिए)।

यदि डिजाइन किया गया टरबाइन साइकल हीट दर और बॉयलर कुशलता इन मूल्यों से बेहतर है तो उसे डिजाइन यूनिट हीट दर की संगणना के लिए विचार किया जाएगा।

परंतु यह कि यदि यूनिट के दबाव और तापमान पैरामीटर उक्त दर से अलग हैं तो नजदीकी श्रेणी के यूनिट की अधिकतम डिजाइन हीट दर ली जाएगी:

परंतु यह भी कि जहां यूनिट की हीट दर को गारंटीकृत नहीं किया गया है लेकिन टरबाइन साइकल हीट दर और बॉयलर कुशलता को उसी आपूर्तिकर्ता या विभिन्न आपूर्तिकर्ताओं द्वारा अलग से गारंटीकृत किया गया है तो यूनिट की डिजाइन हीट दर गारंटीकृत टरबाइन साइकल हीट दर और बॉयलर कुशलता का प्रयोग करते हुए होगी:

परंतु यह कि जहां बॉयलर कुशलता उप-बिटूमिनश भारतीय कोयले के लिए 86% से कम और बिटूमिनश आयायित कोयले के लिए 89% तो वहाँ स्टेशन हीट दर की संगणना के लिए क्रमशः उप-बिटूमिनश भारतीय कोयले तथा बिटूमिनश आयायित कोयले के लिए 86% और 89% के रूप में माना जाएगा:

परंतु ड्राई कूलिंग प्रणाली पर आधारित यूनिट, अधिकतम टरबाइन साइकल हीट दर पर उक्त सारणी में नीचे दिए गए मूल्य से 6% अधिक या वास्तविक डिजाइन के अनुसार, जो भी कम हो, विचार किया जाएगा;

परंतु यह भी कि कोयला आधारित उत्पादन स्टेशन के मामले में, यदि एक या अधिक उत्पादन यूनिटों को 1.4.2024 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया गया था, तो उन उत्पादन यूनिटों तथा कि तब 1.4.2024 को या उसके बाद वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित उत्पादन यूनिटों के लिए हीट दर मानदंड इस विनियम के उपखंड (ग) (क) (i) के अनुसार मानदंडों या उक्त पद्धति तक या 2019-24 टैरिफ अवधि के दौरान आयोग द्वारा विचार किए गए हीट दर मानदंडों का निम्नतम होंगे।

परंतु यह कि रिजेक्ट कोयले पर आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिए आयोग मामला दर मामले आधार पर स्टेशन हीट दर को अनुमोदित करेगा।

टिप्पणी: उन उत्पादन यूनिटों के मामले में जहां बॉयलर हीट पंप विद्युत से प्रचालित है वहां यूनिट की अधिकतम डिजाइन हीट दर टरबाइन चालित बॉयलर फीड पंप सहित उक्त निर्धारित यूनिट की अधिकतम डिजाइन हीट दर से 40 किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा कम होगी।

(ii) एनटीपीसी लिमिटेड के निम्नलिखित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए:

कांति टीपीएस	2,500 किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा
--------------	-------------------------------

(iii) एनएलसी इंडिया लि. के निम्नलिखित लिग्नाइट उत्पादन स्टेशनों के लिए:

वरिसंगसर (2X125 मेगावाट)	2,525 किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा
--------------------------	-------------------------------

(ग) 1.4.2009 को या उसके बाद वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख वाले गैस आधारित/तरल आधारित थर्मल उत्पादन यूनिटो/ब्लॉक (ब्लॉकों के लिए):

प्राकृतिक गैर और आरएलएनजी के लिए= 1.050 X यूनिट/ब्लॉक की डिजाइन हीट दर किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा)

तरल ईंधन के लिए=1.071 X तरल ईंधन के लिए यूनिट/ब्लॉक की डिजाइन हीट दर (किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा)

जहाँ यूनिट की डिजाइन हीट दर से 100% एमसीआर पर यूनिट के लिए गारंटीकृत हीट दर होगी और उन्हीं शर्तों पर, तथा ब्लॉक की डिजाइन हीट दर से अभिप्राय 100% एमसीआर, स्थान स्थितियों, शून्य प्रतिशत मेक अप, डिजाइन कूलिंग जल तापमान/बैक दबाव पर ब्लॉक के लिए गारंटीकृत हीट दर होगी।

(घ) कोयला एवं लिग्नाइट आधारित उत्पादन स्टेशनों या उसके यूनिटों के संबंध में, (उन उत्पादन स्टेशनों या यूनिटों को छोड़कर जिनके लिए शिथिल मानदंडों को विनिर्दिष्ट किया गया है) और 31.3.2024 तक आरंभ किए गए (2009 से पूर्व और 2009 के बाद), इस खंड के उपखंड (क) और (ख) में यथा विनिर्दिष्ट सकल स्टेशन हीट दर मानदंड संबंधित उत्पादन स्टेशनों या उसके यूनिटों के शेष प्रचालनगत जीवन के लिए इस प्रकार के उत्पादन स्टेशनों या उसके यूनिटों के लिए लागू रहेंगे।

(घ) द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग:

(क) कोयला आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिए: 0.50 एमएल/किलोवाटघण्टा

(ख) वॉल (फ्रन्ट/रियर/साइड) फायर्ड बॉयलरों के साथ कोयला आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिए: 1.00 एमएल/किलोवाटघण्टा

(ग) लिग्नाइट चालित स्टेशनों के लिए (फ्ल्वराइज और सीएफबीसी): 1.0 एमएल/किलोवाटघण्टा

(घ) डीवीसी के कोयला आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिए:

मेजिया टीपीएस (यूनिट 1 से 3)	1.00 एमएल/किलोवाटघण्टा
मेजिया टीपीएस (यूनिट 4)	1.00 एमएल/किलोवाटघण्टा

(ड.) कोल रिजेक्ट्स पर आधारित उत्पादन स्टेशन के लिए : 2.0 एमएल/किलोवाटघण्टा

(ग) सहायक ऊर्जा उपभोग:

(क) नीचे (ख) के सिवाए कोयला आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिए:

क्र.सं.	उत्पादन स्टेशन	नेचुरल ड्राफ्ट कूलिंग टावर के बिना या उसके साथ
(i)	200-300 मेगावाट सीरिज	8.50%
(ii)	500 मेगावाट और उससे अधिक	
	स्टीम ड्राइवन बॉयलर फीड पम्प	5.25%
	इलेक्ट्रिकली ड्राइवन बॉयलर फीड पम्प	8.00%
(iii)	600 मेगावाट और उससे अधिक	
	स्टीम ड्राइवन बॉयलर फीड पम्प	5.25%
	इलेक्ट्रिकली ड्राइवन बॉयलर फीड पम्प	8.00%

परंतु यह कि इंडयूज ड्राफ्ट कूलिंग टावरों सहित और जहाँ ट्यूब टाइप कोयला मिल का उपयोग किया जाता है, के लिए मानदंडों में क्रमशः 0.5% और 0.8% की और वृद्धि की जाएगी:

परंतु यह भी कि निम्नानुसार अतिरिक्त सहायक ऊर्जा उपभोग की शुष्क कूलिंग प्रणाली युक्त संयंत्रों के लिए अनुमति दी जाएगी।

ड्राई कूलिंग स्टेशन के प्रकार	(सकल उत्पादन का %)
मकैनिकल ड्राफ्ट फैन्स सहित डायरेक्ट कूलिंग एयर कूल्ड	1.0%
टरबाइन और नेचुरल ड्राफ्ट टावर की प्रेशर वसूली सहित इनडायरेक्ट कूलिंग सिस्टम इम्पलॉयइंग जेट कंडेन्सर	0.5%

टिप्पण: 200 मेगावाट सेट से कम की यूनिट क्षमता के लिए सहायक ऊर्जा उपभोग को मामला दर मामला आधार पर निपटाया जाएगा।

(ख) अन्य कोयला-आधारित स्टेशन के लिए:

(i)	टांडा थर्मल पावर स्टेशन	12.00%
-----	-------------------------	--------

(ii)	चन्द्रपुर टीपीएस (2x250 मेगावाट) (डीवीसी)	9.50%
------	---	-------

(ग) गैस टरबाइन/समन्वित साइकल उत्पादन स्टेशन के लिए:

- (i) समन्वित साइकल : 2.75%
- (ii) ओपन साइकल : 1.00%

परंतु कि जहाँ गैस आधारित उत्पादन स्टेशन इलेक्ट्रिक मोटर चालित गैस बूस्टर कम्प्रेसर का प्रयोग कर रहा है, वहाँ समन्वित साइकल मोड के मामले में सहायक ऊर्जा उपभोग (स्टीम टरबाइन उत्पादकों के लिए एयरकूल कंडेन्सरों के प्रभाव सहित) 3.30% होगी:

परंतु यह कि 0.35% की अतिरिक्त सहायक ऊर्जा उपभोग की मैकेनिकल ड्राफ्ट फैन सहित प्रत्यक्ष कूलिंग एयरकूल कंडेन्सरों वाले संयुक्त साइकल उत्पादन स्टेशनों के लिए अनुमति होगी।

- (iii) त्रिपुरा सीसीपीपी : 3.50%
- (iv) ओटीपीसी पलटाना सीसीपीपी : 3.50%

(घ) लिग्नाइट-फायर थर्मल उत्पादन स्टेशन के लिए:

(i) 200 MW सेट तथा ऊपर सभी उत्पादन स्टेशनों के लिए:

सहायक ऊर्जा उपभोग मानदंड उक्त (ड.) (क) पर कोयला आधारित उत्पादन स्टेशनों के सहायक ऊर्जा उपभोग मानदंडों से 0.5% अधिक होंगे।

परंतु यह कि सीएफबीसी प्रोद्योगिकी का उपयोग करने वाले लिग्नाइट चालित स्टेशनों के लिए, सहायक ऊर्जा उपभोग मानदंड उक्त खण्ड (ड.) (क) पर कोयला आधारित उत्पादन स्टेशनों के सहायक ऊर्जा उपभोग मानदंडों से 1.5% अधिक होंगे।

सीएफबीसी टेक्नोलॉजी इस्तेमाल कर रहे एनईसी के बरसिंगसर उत्पादन स्टेशन के लिए : 12.50%

(iii) एनएलसी इंडिया लि. के टीपीसी-I (विस्तार) और टीपीएस-II स्टेज-I एवं II .:

टीपीसी -II स्टेज-I और स्टेज-II	10.00%
टीपीसी -II (विस्तार)	12.50%

(ड.) कोल रिक्वेस पर आधारित उत्पादन स्टेशन के लिए: 10%

(च) थर्मल उत्पादन स्टेशनों की उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली (एयूएक्सएन) के लिए सहायक ऊर्जा उपभोग के मानदंड:

तकनीकी का नाम	एयूएक्सएन (उत्पादन सकल % के रूप में)
(1)सल्फर डाइऑक्साइड के उत्सर्जन की कमी के लिए:	
क) एफजीडी प्रणाली आधारित वेट लाइमस्टोन (बिना गैस के गैसहीटर)	1.0%
ख) लाइम स्प्रे ड्रायर या सेमी ड्रायर एफजीडी प्रणाली	1.0%
ग) ड्राई सॉरबेन्ट इंजेक्शन सिस्टम (सोडियम बाइकार्बोनेट सहित)	शून्य
घ) सीएफबीसी पावर प्लांट के लिए (फरनेस इंजेक्शन)	शून्य
ड.) एफजीडी प्रणाली आधारित समुद्री जल (बिना गैस के	1.00%

तकनीकी का नाम	एयूएक्सएन (उत्पादन सकल % के रूप में)
गैसहीटर)	
(2)नाइट्रोजन के ऑक्साइड के उत्सर्जन की कमी के लिए:	
क) चयनित नॉन-केटालिटिक कमी प्रणाली	शून्य
क) चयनित केटालिटिक कमी प्रणाली	0.2%

परंतु कि जहाँ प्रौद्योगिकी 'गैस टू गैस' हीटर सहित संस्थापित की जाती है, उक्त विनिर्दिष्ट एयूएक्सएन में सकल उत्पादन के 0.20% तक की वृद्धि होगी।

(च) अभिकर्मक के उपभोग के लिए मानदंड:

(1)सल्फरडाइऑक्साइड के उत्सर्जन के कटौती के लिए विभिन्न

सहायक ऊर्जा उपभोग मानदंड प्रौद्योगिकी के लिए विनिर्दिष्ट अभिकर्मकों की मानकीय उपभोग निम्नानुसार होगा:

(क) बेट लाइम स्टोन आधारित ईंधन गैस डी-सल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली के लिए: विनिर्दिष्ट लाइम स्टोन उपभोग (जी/किलोवाटघण्टा) निम्नलिखित फार्मूले द्वारा किया जाएगा:

$$[K \times \text{मानकीय हीट दर (किलोकैलोरी/किलोवाटघण्टा)} \times \text{कोयला का सल्फर सामग्री (\%)/किलोकैलोरी/केजी में सीवीपीएफ}] \times [85/\text{एलपी}]/\text{जी/किलोवाटघण्टा}$$

जहाँ,

जीसीवी = (क) इन विनियमों के विनियम 60 के अनुसार संगणित कोयला आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए किलोकैलोरी प्रति किलोग्राम में कोयले के भारित औसत सकल क्लेरिफिक मूल्य;

(ख) लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए यथालागू, किलोकैलोरी प्रति किलोग्राम में, यथाप्राप्त लिग्नाइट का भारित औसत सकल क्लेरिफिक मूल्य:

परंतु यह कि के का मूल्य 600 एमजी/एनएम³ के SO₂ उत्सर्जन मानदंड के अनुपालन के लिए यूनितों हेतु (26.8 x डिजाइन एसओ₂ निराकरण कुशलता/73%) या 100/200 एमजी/एनएम³ के एसओ₂ उत्सर्जन मानदंड सहित के साथ अनुपालन करते हुए (35.2 x डिजाइन एसओ₂ निराकरण कुशलता /96%) के समतुल्य होगा;

परंतु यह कि लाइन स्टोन शुद्धता 85% से कम नहीं होगी।

(ख) लाइम स्प्रे ड्रायर या अर्धड्राई फ्लू गैस डीसल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली: विनिर्दिष्ट लाइम उपभोग फार्मूले को लागू करते हुए [6 x 90/एलपी] जी/किलोकैलोरी 90% या अधिक लाइम की शुद्धता पर आधारित होगा;

(ग) ड्राइ सॉरवेन्ट अंतःक्षेपण के लिए (सोडियम बाइकार्बोनेट का प्रयोग करते हुए): सोडियम बाइकार्बोनेट का विनिर्दिष्ट उपभोग 100% शुद्धता पर 2 ग्राम प्रति घण्टे होगा।

(घ) सीएवीसी प्रौद्योगिकी (फरनेस अंतःक्षेपण) आधारित उत्पादन स्टेशन: सीएफवीसी आधारित उत्पादन स्टेशन (फरनेस अंतःक्षेपण) के लिए विनिर्दिष्ट लाइम स्टोन उपभोग निम्नलिखित फार्मूले से संगणित किया जाएगा:

$$[62.9 \times \text{एस} \times \text{एसएचआर/सीवीपीएफ}] \times [85/\text{एलपी}]$$

जहाँ

एस=प्रतिशतता में सल्फर सामग्री,

एलपी=प्रतिशतता में लाइम स्टोन शुद्धता,

एसएचआर= किलोकैलोरी प्रति किलोवाटघंटे में सकल स्टेशन हीट दर,

सीवीपीएफ=(क) लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशनों के लिए यथालागू किलोकैलोरी प्रति किलोवाटघंटे यथा प्राप्त लिग्नाइट के भारित औसत सकल क्लेरिफिक मूल्य;

(ड.) समुद्र जल आधारित फ्लू गैस डीसल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली के लिए: समुद्र जल आधारित फ्लू गैस डीसल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली में प्रयुक्त अभिकर्मक शून्य होगा।

(2) नाइट्रोजन के आक्साइड के कटौती के लिए विभिन्न प्रौद्योगिकी के लिए विनिर्दिष्ट अभिकर्मक का मानकीय उपभोग निम्नानुसार होगा:

(क) चयनात्मक गैर उत्प्रेरक कटौती (एसएनसीआर) प्रणाली: एसएनसीआर की विनिर्दिष्ट यूरिया उपभोग यूरिया की 100% शुद्धता पर 1.2ग्राम प्रति किलोवाट घंटा होगा।

(ख) चयनात्मक उत्प्रेरक कटौती (एससीआर) प्रणाली: एससीआर प्रणाली का विनिर्दिष्ट अमोनिया उपभोग अमोनिया की 100% शुद्धता पर 0.6ग्राम प्रति किलोवाट घंटा होगा।

71. हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के लिए प्रचालन के मानदंड: नीचे दिए गए प्रचालन के मानदंड हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के लिए लागू होंगे:

(क) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक (एनएपीएएफ) : (1) निम्नलिखित मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता घटक (एनएपीएएफ) हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के लिए लागू होंगे:

(क) पूल जलाशय स्तर और 8% तक के न्यूनतम ड्रॉ डाउन स्तर तक के बीच शीर्ष भिन्नता सहित स्टोरेज एवं पोंडेज प्रकार के संयंत्र और जहाँ संयंत्र उपलब्धता सिल्ट द्वारा प्रभावी नहीं हुई है: 90%;

(ख) पूल जलाशय स्तर और 8% से अधिक ड्रॉ डाउन स्तर तक के बीच शीर्ष भिन्नता सहित स्टोरेज एवं पोंडेज प्रकार के संयंत्र के मामले में और जब संयंत्र उपलब्धता सिल्ट प्रभावित नहीं हुई, तो डीपीआर में परियोजना प्राधिकारियों द्वारा यथाप्रदत्त माहवार पिक्किंग क्षमता (सीईए या राज्य सरकार द्वारा यथाअनुमोदित) एनएपीएएफ के निर्धारण का आधार होगी;

(ग) पोंडेज प्रकार के संयंत्र जहाँ संयंत्र उपलब्धता सिल्ट द्वारा महत्वपूर्ण रूप से प्रभावित हुई है: 85%;

रन आफ रिबर उत्पादन स्टेशन: विगत अनुभव से संतुलित जहाँ उपलब्ध/संगत हो, 10 दिन के डिजाइन ऊर्जा डाटा के आधार पर अवधारित संयंत्रवार एनएपीएएफ द्वारा किया जाएगा।

(2) इसके आगे का भत्ता विशेष परिस्थितियों के अधीन अर्थात् अमानकीय सिल्ट समस्या या अन्य स्थितियां और अभिज्ञात संयंत्र सीमाओं के अधीन एनएपीएएफ अवधारण में आयोग द्वारा किया जा सकता है।

(3) 5% का आगे के भत्ते की उत्तर पूर्व क्षेत्र में कठिनाइयों के लिए अनुमति दी जा सकती है।

(4) उक्त के आधार पर, पहले से प्रचालन में हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के मानकीय वार्षिक उपलब्धता घटक (एनएपीएएफ) निम्नानुसार होगा: -

स्टेशन	संयंत्र का प्रकार	संयंत्र क्षमता यूनिटों की संख्या x मेगावाट	एनएपीएएफ (%)
टीएचडीसी			
टीएचपीएस	स्टोरेज	4x250	77
केएचईपी	स्टोरेज	4x100	66
एनएचपीसी स्टेशन	संयंत्र का नाम	संयंत्र क्षमता यूनिटों की संख्या x मेगावाट	एनएपीएएफ (%)

स्टेशन	संयंत्र का प्रकार	संयंत्र क्षमता यूनिटों की संख्या x मेगावाट	एनएपीएफ (%)
बेरासियूल	पॉन्डेज	3x60	85
लोकतक	पॉन्डेज	3x35	88
सलाल	आरओआर	6x115	70
टनकपुर	आरओआर	3x31.4	70
चमेरा-I	पॉन्डेज	3x180	90
यूरी I	आरओआर	4x120	80
रंगित	पॉन्डेज	3x20	90
चमेरा-II	पॉन्डेज	3x100	87
धौलीगंगा	पॉन्डेज	4x70	85
दुलहस्ती	पॉन्डेज	3x130	90
तीस्ता-V	पॉन्डेज	3x170	87
सेवा-II	पॉन्डेज	3x40	86
टीएलडीपी III	पॉन्डेज	4x33	80
चमेरा III	पॉन्डेज	3x77	87
चटक	आरओआर	4x11	48
नीमू बाजगो	पॉन्डेज	3x15	70
यूरी II	आरओआर	4x60	80
पारबती III	पॉन्डेज	4x130	45
टीएलडीपी IV	पॉन्डेज के साथ आरओआर	4x40	90
किशनगंगा	पॉन्डेज के साथ आरओआर	3x110	83
तीस्ता III	पॉन्डेज	6x200	85
एनएचडीसी			
इन्दिरा सागर	स्टोरेज	8x125	87
ओमकेश्वर	पॉन्डेज	8x65	90
नीपको			
कोपीली I	स्टोरेज	4x50	69
खंदोंग	स्टोरेज	2x25	67
कोपीली II	स्टोरेज	1x25	69
दोयांग	स्टोरेज	3x25	65
रंगानदी	पॉन्डेज	3x135	85

स्टेशन	संयंत्र का प्रकार	संयंत्र क्षमता यूनिटों की संख्या x मेगावाट	एनएपीएएफ (%)
तूरियल	स्टोरेज	2x30	75
एनटीपीसी			
कोलदम	पॉन्डेज के साथ आरओआर	4x200	90
एसजेवीएनएल			
नाथपा झाकरी	पॉन्डेज	6x250	87
रामपुर	पॉन्डेज	6x68.67	83
डीवीसी			
पंचेत	स्टोरेज	2x40	80
तलैया	स्टोरेज	2x2	80
मैथॉन	स्टोरेज	3x20	80
करचम वांगू	पॉन्डेज के साथ आरओआर	4x261.25	90

(ख) पंप स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के मामले में, डाउनस्ट्रीम जलाशय से अपस्ट्रीम जलाशय तक पंपिंग जल के लिए अपेक्षित विद्युत की मात्रा उत्पादन स्टेशन के बस बार तक पारेषण और वितरण हानियों को लाभार्थियों विधिवत रूप से लेते हुए लाभार्थियों द्वारा व्यवस्थित किया जाएगा। बदले में लाभार्थियों को पीक घंटों के दौरान उत्पादन स्टेशनों से कमतर उन्नत जलाशय से उच्चतर उन्नत जलाशय से जल की पंपिंग में प्रयुक्त ऊर्जा के 75% के समतुल्य ऊर्जा के लिए पात्र होंगे और उत्पादन स्टेशन पीक घंटों के दौरान विद्युत की इस प्रकार की मात्रा की आपूर्ति के लिए बाध्यता के अधीन होंगे:

परंतु कि आफ पीक घंटों के दौरान ऊर्जा के वांछित स्तर की आपूर्ति के लिए विफल लाभार्थियों के मामले में, पीक घंटों के दौरान स्टेशन से उनकी ऊर्जा पात्रता में समानुपातिक कमी होगी:

परंतु यह कि लाभार्थी पूर्णतया या आंशिक रूप से उत्पादन स्टेशन से क्षमता के उनके शेयर को निर्दिष्ट या अभ्यर्पित कर सकता है या क्षमता को केन्द्र सरकार द्वारा पुनः आवंटित किया जा सकता है, और उस स्थिति में, क्षमता के स्वामी या अभ्यर्पित आफ पीक घंटों में उत्पादन स्टेशन के लिए समतुल्य ऊर्जा की व्यवस्था के लिए उत्तरदायी होंगे, और उसी तरह से पीक घंटों के दौरान तदनुसूची ऊर्जा के लिए पात्र होंगे जैसा कि मूल लाभार्थी पात्र था।

(ग) सहायक ऊर्जा उपभोग (एईसी):

स्टेशन का नाम	एईसी	
	200 मेगावाट से अधिक संस्थापित क्षमता	200 मेगावाट तक संस्थापित क्षमता
सरफेस		
रूटीन एक्सीटेशन	0.7%	0.7%
स्टेटिक	1.0%	1.2%
अंडरग्राउंड		

स्टेशन का नाम	ईसी	
	200 मेगावाट से अधिक संस्थापित क्षमता	200 मेगावाट तक संस्थापित क्षमता
रूटीन एक्सीटेशन	0.9%	0.9%
स्टैटिक	1.2%	1.3%

पारेषण प्रणाली के लिए प्रचालन के मानदंड

72. मानकीय वार्षिक पारेषण प्रणाली उत्पादकता घटक (एनएटीएएफ):

(क) वार्षिक नियत लागत की वसूली के लिए, एनएटीएएफ निम्नानुसार होगा:

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

परंतु यह कि एचवीडीसी बाइ-पोल लिंकों के लिए मानकीय वार्षिक पारेषण उपलब्धता कारक वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रथम बारह महीनों के लिए 85% होगा।

(ख) प्रोत्साहन के लिए, एनएटीएएफ निम्नानुसार होगी:

- (1) एसी प्रणाली: 98.50%;
- (2) एचवीडीसी बाइपोल लिंक और एचवीडीसी बैक टू बैक स्टेशन: 97.50%:

परंतु कि 99.75% से आगे उपलब्धता के लिए कोई प्रोत्साहन संदेय नहीं होगा:

परंतु यह और कि एसी के लिए, वास्तविक आउटेज घंटों पर दो ट्रिपिंग प्रतिवर्ष तक उपलब्धता की संगणना के लिए विचार किया जाएगा। वर्ष में दो ट्रिपिंग के बाद, आउटेज के अतिरिक्त 12 घंटों पर वास्तविक आउटेज घंटों के अतिरिक्त विचार किया जाएगा:

परंतु यह भी कि उत्पादन स्टेशन से विद्युत की निकासी को प्रभावित करने वाले पारेषण घटक के आउटेज के मामले में, आउटेज घंटों को 2 के घटक द्वारा गुणा किया जाएगा।

73. उप स्टेशन में सहायक ऊर्जा उपभोग

- (1) एसी प्रणाली: वातानुकूलन, प्रकाश तथा अन्य उपस्कर में उपभोग के प्रयोजन के लिए एसी उपस्टेशन में सहायक ऊर्जा उपभोग के लिए प्रभारों का वहन पारेषण अनुज्ञसिधधारियों द्वारा किया जाएगा और इसमें मानकीय प्रचालन और रखरखाव खर्चें शामिल हैं।
- (2) एचवीडीसी उप स्टेशन: एचवीडीसी उप स्टेशनों में सहायक ऊर्जा उपभोग के लिए, केन्द्र सरकार एक या अधिक आईएसजीएस से समुचित शेयर का आवंटन कर सकेगी। इस प्रकार की विद्युत के लिए प्रभारों का वहन मानकीय प्रचालन तथा रखरखाव खर्चों से पारेषण अनुज्ञसिधधारी द्वारा किया जाएगा।

अध्याय-13

अनुसूचीकरण लेखांकन और बिलिंग

74. अनुसूची: उत्पादन स्टेशन के लिए अनुसूचीकरण और प्रेषण के लिए रीति ग्रिड संहिता में यथाविनिर्दिष्ट रूप में होगी।

75. मीटरिंग और लेखांकन : मीटरिंग और लेखांकन के लिए ग्रिड संहिता के उपबंध लागू होंगे।

76. बिलिंग और प्रभारों का संदाय: (1) बिलों को इन विनियमों के अनुसार मासिक आधार पर पारेषण अनुज्ञसिधधारी द्वारा पारेषण प्रभारों के लिए और उत्पादन कंपनी द्वारा क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार के लिए जुटाया जाएगा और भुगतानों को उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञसिधधारियों को, यथास्थिति प्रत्यक्ष रूप से लाभार्थी या दीर्घकालिक ग्राहकों द्वारा किया जाएगा:

स्पष्टीकरण I:

परंतु यह कि लाभार्थी या दीर्घकालिक ग्राहक के प्राधिकृत व्यक्ति के कार्यालय में मूल रूप से विधेयक की भौतिक प्रति को, यथास्थिति, या उत्पादन कंपनी के अधिकृत हस्ताक्षर-कर्ता या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, की आधिकारिक ईमेल आई डी के माध्यम से मूल विधेयक की स्कैन की गई प्रति को, बिल की प्रस्तुति की वैध मान्यता होगी:

स्पष्टीकरण II:

प्राधिकृत हस्ताक्षर-कर्ता या हस्ताक्षर-कर्ताओं (केवल आधिकारिक पदनाम) को कंपनी के प्रबंध निदेशक या मुख्य कार्यकारी अधिकारी द्वारा अग्रिम रूप से अधिसूचित किया जाएगा और प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्ता की सूची में किसी भी परिवर्तन को, इसी तरीके से प्रेषित किया जायेगा।

(2) थर्मल उत्पादन स्टेशन के लिए क्षमता प्रभार का संदाय, उत्पादन स्टेशन की संस्थापित क्षमता में माह के लिए उनकी प्रतिशतता शेयर के अनुसार (अनाबंटित क्षमता में से किसी आबंटन सहित) उत्पादन स्टेशन लाभार्थियों द्वारा शेयर किया जाएगा लाभार्थियों द्वारा उस मास के लिए उनकी प्रतिशतता अंश के अनुसार बांटा जाएगा।

हाइड्रो उत्पादन स्टेशन के लिए क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार का संदाय विक्रय योग्य क्षमता में (टिप्पणी 3 के अनुसार होमस्टेट को निःशुल्क ऊर्जा की तदनुसूची क्षमता की कटौती के बाद अवधारित की जानेवाली) उनके शेयर के अनुपात में (अनाबंटित क्षमता में से किसी आबंटन सहित) उत्पादन स्टेशन के लाभार्थियों द्वारा शेयर किया जाएगा।

स्पष्टीकरण-I

केन्द्रीय क्षेत्र उत्पादन स्टेशनों की कुल क्षमता में प्रत्येक लाभार्थी के शेयर या आबंटन को अनाबंटित क्षमता में से किए गए किसी आबंटन सहित केन्द्रीय सरकार द्वारा यथावधारित किया जाएगा। शेयरों को संस्थापित क्षमता की प्रतिशतता में प्रयुक्त किया जाएगा और माह के दौरान वे मानकीय रूप से नियत बने रहेंगे। केन्द्रीय सरकार के निर्णय के आधार पर आबंटन में परिवर्तनों को अनाबंटित क्षमता में से आबंटनों में तत्काल परिवर्तन के लिए आपात स्थिति के मामलों को छोड़कर कैलेण्डर माह के आरंभ के कम से कम तीन दिन पूर्व अग्रिम रूप से सदस्य सचिव, प्रादेशिक ऊर्जा समिति द्वारा प्रेषित किए जाएंगे। लाभार्थी के कुल क्षमता शेयर इसकी क्षमता शेयर तथा अनाबंटित भाग से आबंटन का योग होगा।

स्पष्टीकरण-II

लाभार्थी अपने आबंटित फर्म के शेयर के अभ्यर्पित भाग को अन्य राज्यों के अन्दर या बाहर क्षेत्र अभ्यर्पित करने का प्रस्ताव कर सकते हैं। ऐसे मामलों में, विद्युत अंतरण की तकनीकी संभाविता और उत्पादन कंपनी द्वारा क्षेत्र के भीतर या बाहर अन्य राज्यों से किए गए विशिष्ट करारों पर निर्भर करते हुए, लाभार्थी के शेयर केन्द्रीय सरकार द्वारा कलेंडर मास के प्रारंभ होने पर भावी रूप में एक विनिर्दिष्ट अवधि (पूर्ण माहों में) के लिए पुनः आबंटित किए जा सकेंगे। जब इस प्रकार से पुनः आबंटन कर दिया जाए, शेयर अभ्यर्पित करने वाले लाभार्थी अभ्यर्पित शेयरों के लिए क्षमता प्रभारों का संदाय करने के दायी नहीं होंगे। उपरोक्तानुसार अभ्यर्पित और पुनः आबंटित क्षमता के लिए क्षमता प्रभार उस राज्य या राज्यों द्वारा किया जाएगा जिन्हें अभ्यर्पित क्षमता आबंटित की गई है। उपरोक्तानुसार क्षमता के पुनः आबंटन की अवधि के सिवाय, उत्पादन स्टेशन के लाभार्थी, आबंटित क्षमता अंशों के शेयरों अनुसार पूर्ण क्षमता प्रभारों का संदाय करना जारी रखेंगे। इस प्रकार के कोई पुनः आबंटन या उसके प्रत्यर्पण से कम से कम तीन दिन पूर्व में अग्रिम में सदस्य सचिव, प्रादेशिक विद्युत समिति द्वारा सभी संबंधित को प्रेषित किए जाएंगे।

स्पष्टीकरण-III

एफईएचएस= प्रतिशतता में होमस्टेट के लिए निःशुल्क ऊर्जा प्रतिशत में, और 13 प्रतिशत या वास्तविक जो भी कम हो, के रूप में ली जाएगी:

परंतु यह कि उन मामलों में जहां हाइड्रो परियोजना का स्थान, बोली की दो पारदर्शी प्रक्रिया प्रक्रम का अनुसरण करते हुए राज्य सरकार द्वारा विकासकर्ता को दिए जाते हैं, वहां 'निःशुल्क ऊर्जा' उत्पादन स्टेशन की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से 10 वर्ष की अवधि के लिए प्रत्येक परियोजना प्रभावित परिवार को प्रत्येक माह 'निःशुल्क' लागत पर प्रदान की जाने वाली विद्युत के 100 यूनिटों को तदनुसूची ऊर्जा के अतिरिक्त 13 प्रतिशत के रूप में ली जाएगी:

परंतु यह कि उत्पादन कंपनी वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख 10 वर्ष की अवधि के लिए कंपनी प्रत्येक परियोजना से प्रभावित प्रत्येक परिवार को प्रत्येक माह लागत के निशुल्क प्रदान की गई बिजली की 100 यूनिटों के तदनुसूची ऊर्जा की विस्तृत मात्रा प्रस्तुत करेगी।

77. सांविधिक प्रभारों की वसूली: उत्पादन कंपनी राज्य और केंद्र सरकार द्वारा लगाए गए सांविधिक प्रभार जैसे विद्युत प्रभार, जल उपकर इन नियमों में निर्दिष्ट मानदंडों पर विचार करके वसूल करेगी। यदि विद्युत ड्यूटी सहायक ऊर्जा उपभोग के लिए प्रयुक्त की जाती है तो विद्युत ड्यूटी की इस प्रकार की रकम उत्पादन स्टेशन के मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग के लिए लागू होगी (कॉलोनी की उपभाग को छोड़कर) और माह के दौरान उनकी अनुसूचित प्रेषण के अनुपात में प्रत्येक लाभार्थी को संविभाजित की जाएगी।

78. पारेषण प्रभारों की शेयरिंग: (1) पारेषण प्रभारों की शेयरिंग को शेयरिंग विनियम द्वारा अभिशासित किया जाएगा।

(2) पारेषण प्रणाली का भाग बनने वाली संचार प्रणाली के संबंध में इन विनियमों के अधीन अवधारित प्रभारों को शेयरिंग विनियमों के अनुसार लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों द्वारा शेयर किया जाएगा:

परंतु यह कि केन्द्रीय भाग से भिन्न संचार प्रणालियों के संबंध में इन विनियमों के अधीन अवधारित प्रभारों को संबंधित लाभार्थियों से संबंधित पूंजी लागत के समानुपात में हिताधिकारियों द्वारा शेयर किया जाएगा।

79. छूट: (1)

उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा बिलों की प्रस्तुति के पांच दिनों की अवधि के अंदर राष्ट्रीय इलेक्ट्रॉनिक निधि अंतरण (एनईएफटी) या वास्तविक समय सकल व्यवस्थापन (आरटीजीएस) भुगतान मोड के माध्यम से प्रस्तुति पर साख पत्र के माध्यम से उत्पादक कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा बिलों के भुगतान के लिए, 1.50% की अनुमति होगी।

परंतु कि यदि विभिन्न छूट तंत्र पीपीए में प्रदान की जाती है तो उसे पीपीए के उपबंधों द्वारा अधिशासित किया जाएगा।

स्पष्टीकरण: '5 दिनों' की संगणना के मामले में, किसी भी अवकाश पर विचार किए बिना दिनों की संख्या को लगातार गिना जाएगा। हालांकि, यदि अंतिम दिन या पांचवे दिन आधिकारिक अवकाश है, तो छूट के प्रयोजन से दिन को तत्काल उत्तरवर्ती कार्यदिवस के रूप में माना जाएगा (आधिकारिक राज्य सरकार के कैलेंडर के अनुसार, जहां बिल की पावती या प्राप्ति के प्रयोजन के लिए प्राधिकृत हस्ताक्षर – कर्ता या लाभार्थी के प्रतिनिधि का कार्यालय स्थित है)।

(2) जहां उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा बिल प्रस्तुत किए जाने के 5 दिनों के पश्चात और 30 दिनों की अवधि के अंदर भुगतान किया जाता है वहां 1 प्रतिशत की छूट अनुमति होगी।

80. विलंब भुगतान अधिभार: (1) इन विनियमों के अधीन संदेय प्रभारों के लिए किसी बिल का भुगतान में किसी बिलों की प्रस्तुति की तारीख से 45 दिनों की अवधि के आगे लाभार्थी या दीर्घकालिक ग्राहक, यथास्थिति, द्वारा विलंब होता है, समय समय से, यथासंशोधित, विद्युत मंत्रालय – विद्युत (विलंब भुगतान अधिभार और संबद्ध मामले) नियमावली 2022 में यथाविनिर्दिष्ट विलंब भुगतान अधिभार उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, द्वारा उद्गृहीत किया जाएगा।

परंतु यह कि यदि भिन्न एलपीएस तंत्र पीपीए में उपलब्ध करवाया जाता है तो उसे पीपीए के उपबंधों द्वारा अधिशासित किया जाएगा।

(2) जब तक कि पार्टियों द्वारा अन्यथा करार न हो, लाभार्थी या दीर्घकालिक ग्राहक द्वारा संदेय प्रभारों को बकाया प्रभारों पर विलंब भुगतान अधिभार के लिए पहले समायोजित किया जाएगा और उसके बाद दीर्घकालित अतिदेय बिल से आरंभ होने वाले, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, द्वारा बिल किए गए मासिक प्रभारों के लिए किया जाएगा।

अध्याय 14

लाभों की शेयरिंग

81. मानदंडों में भिन्नता के कारण लाभों की शेयरिंग: (1) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को नीचे दिए गए लागू नियंत्रणीय पैरामीटरों के वास्तविक कार्य प्रदर्शन के आधार पर लाभ निकाला जाएगा:

(1) स्टेशन हीट दर;

(2) द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग; और

(3) सहायक ऊर्जा उपभोग।

(2) नियंत्रणीय पैरामीटरों के कारण उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, द्वारा वित्तीय लाभों को वार्षिक आधार पर उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों, यथास्थिति, के बीच शेयर किया जाएगा। इस विनियम के खंड (1) में दर्शाये गए प्रचालन पैरामीटरों के कारण हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों से भिन्न उत्पादन स्टेशनों के मामले में निम्नलिखित फार्मूले के अनुसार संगणित लाभों को उत्पादन स्टेशनों और लाभार्थियों के बीच 1:1 के अनुपात में शेयर किया जाएगा

(3) निवल लाभ=(ईसीआर_{एन} - ईसीआर_ए)x अनुसूचित उत्पादन

जहां,

ईसीआर_{एन} = स्टेशन हीट दर, सहायक ऊर्जा उपभोग और द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग के लिए विनिर्दिष्ट मानदंडों के आधार पर संगणित मानकीय ऊर्जा प्रभार दर।

ईसीआर_ए - वास्तविक स्टेशन हीट दर, वास्तविक सहायक ऊर्जा उपभोग और वास्तविक द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग के आधार संगणित वास्तविक ऊर्जा प्रभार दर।

परंतु यह कि हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के मामले में, मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग से कम रहे वास्तविक सहायक ऊर्जा उपभोग के कारण निवल लाभ निम्नलिखित फार्मूले के अनुसार संगणित किया जाएगा बशर्ते कि विक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा से अधिक है और इसे उत्पादन स्टेशन और लाभार्थियों के बीच 1:1 के अनुपात में शेयर किया जाएगा:

(i) जब विक्रय योग्य अनुसूचित उत्पादन, मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग के आधार पर विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा से अधिक है और वास्तविक सहायक ऊर्जा खपत के आधार पर विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा से कम या बराबर है:

निवल लाभ (मिलियन रुपये) = [(एमयू में विक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन) - (एमयू में मानकीय सहायक ऊर्जा की उपभोग के आधार पर विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा)] x [1.30 या ईसीआर, जो भी कम हो]

(ii) जब विक्रय योग्य अनुसूचित उत्पादन वास्तविक सहायक ऊर्जा उपभोग के आधार पर विक्रय योग्य डिजाइन ऊर्जा से अधिक है:

निवल लाभ (मिलियन रुपये) = {एमयू में विक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन - [(एमयू में विक्री योग्य अनुसूचित उत्पादन x (100-प्रतिशत में मानकीय ईसीआर)/(100-% में वास्तविक ईसीआर)]} x (1.30 या ईसीआर, जो भी निम्नतर है)

82. ऋण के पुनर्वित्त पोषण या पुनः संरचना के कारण ब्याज में बचत की शेयरिंग: (1) यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, द्वारा ऋण के पुनर्वित्त पोषण या पुनः संरचना से संबद्ध लागत के लिए लेखांकन के बाद ब्याज पर निवल बचतें होती हैं तो उसे उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और लाभार्थियों, यथास्थिति, के बीच 1:1 के अनुपात में शेयर किया जाएगा।

(2) विवाद के मामले में, कोई भी पार्टी विवाद के निपटारे के लिए केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग (कारोबार का संचालन) विनियम, 2023 के अनुसार आवेदन कर सकता है:

परंतु यह कि लाभार्थी या दीर्घकालिक ग्राहक ऋण के पुनः वित्त पोषण से उत्पन्न किसी भी विवाद की अनिर्णयितता के दौरान उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दावा किए गए ब्याज के कारण किसी भुगतान पर कोई रोक नहीं लगाएंगे।

83. ग्रीड कोड के विनियम 48 (3) (ड.) और विनियम 49 (1) (1) में उल्लिखित निवल लाभों की शेयरिंग, जब तक कि नियमावली में या केन्द्रीय सरकार द्वारा जारी मार्गनिर्देशों में विशेष रूप से प्रदत्त न किया गया हो, 1:1 के अनुपात में होगा।

84. गैर-टैरिफ आय की शेयरिंग: भूमि या भवनों के किराए, ईको पर्यटन, स्क्रैप की विक्री और विज्ञापनों से उत्पादन स्टेशन और पारेषण प्रणाली के मामले में गैर टैरिफ निवल आय को उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों, यथास्थिति, के बीच 1:1 के अनुपात में शेयर किया जाएगा।

85. स्वच्छ विकास तंत्र लाभों की शेयरिंग: स्वच्छ विकास तंत्र के अधीन अनुमोदित उत्सर्जन कटौती परियोजनाओं से कार्बन क्रेडिट की प्राप्तियों को निम्नलिखित ढंग से शेयर किया जाएगा:

(क) सीडीएम के कारण सकल प्राप्तियों का 100% उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली, यथास्थिति, के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बाद प्रथम वर्ष में परियोजना विकासकर्ता द्वारा रखा जाएगा;

(ख) दूसरे वर्ष में, लाभार्थियों का शेयर 10% होगा जो 50% तक पहुंचने प्रत्येक वर्ष 10% तक क्रमिक रूप से वृद्धि होगी, जिसके बाद प्राप्तियों को उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, और लाभार्थियों द्वारा समान अनुपात में शेयर किया जाएगा।

86. पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के अन्य कारोबार से आय की शेयरिंग: पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के अन्य कारोबार से आय को केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अन्य कारोबार के लिए पारेषण आस्तियों के उपयोग से प्राप्त राजस्व की शेयरिंग) विनियम, 2020 में यथा विनिर्दिष्ट ढंग से दीर्घकालिक ग्राहक के साथ शेयर किया जाएगा।

अध्याय 15

प्रकीर्ण उपबंध

87. प्रचालनीय मानदंड सीमा मानदंड होंगे: इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रचालन मानदंड सीमा मानदंड हैं और उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, और उन्नत मानदंडों से सहमति के लिए लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों को बाधित नहीं करेंगे और उन्नत मानदंडों के मामले में सहमति होने पर, इस प्रकार के उन्नत मानदंड टैरिफ के अवधारण के लिए लागू होंगे।

88. सीमा टैरिफ से विचलन: (1) इन विनियमों में अवधारित टैरिफ सीमा टैरिफ होगा। उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और लाभार्थी या दीर्घकालिक ग्राहक, यथास्थिति, कम टैरिफ प्रभार के लिए पारस्परिक रूप से सहमत हो सकते हैं।

(2) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी प्रचालनगत पैरामीटरों से विचलन के लिए सहमति पर, प्रचालनगत और रखरखाव खर्चों में कमी, इकटिटी पर कम रिटर्न और इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रोत्साहन पर इन विनियमों की वैधता से अनधिक अवधि के लिए कम टैरिफ प्रभार का विकल्प चुन सकते हैं।

(3) यदि उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी इस प्रकार के मामले में पुनर्भुगतान की अपेक्षा पर आधारित कम मूल्यहास के कारण इन विनियमों की वैधता से अनधिक अवधि के लिए कम टैरिफ प्रभार का विकल्प चुनते हैं, उपयोगी जीवन के दौरान उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को इन विनियमों में उपयोगी जीवन के बाद वसूल करने की अनुमति होगी।

(4) आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट सीमा टैरिफ से विचलन उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और लाभार्थी या दीर्घकालिक ग्राहक, यथास्थिति, द्वारा सहमति की तारीख से प्रभावी होगी।

(5) उत्पादन कंपनी और उत्पादन स्टेशन के लाभार्थियों या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और पारेषण प्रणाली के दीर्घकालिक ग्राहक को ऊपर वर्णित खंड(1) से (3) के अनुसार कम टैरिफ प्रभारित करने के लिए आयोग से संपर्क करना अपेक्षित होगा। खंड (1) से (3) के अधीन वास्तविक रूप से प्रभारित टैरिफ और लेखों के ब्योरे दूअप समय में प्रस्तुत किए जाएंगे।

(6) जहाँ उत्पादन कंपनी और इसके लाभार्थियों या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी और इसके दीर्घकालिक ग्राहक इस विनियम के खंड (1) से (3) के अनुसार विशेष उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली के संबंध में कम टैरिफ प्रभारित करने के लिए पारस्परिक रूप से सहमत हुए हैं, उक्त सहमत टैरिफ को इन विनियमों के अनुसार पूंजी लागत और अतिरिक्त पूंजी व्यय पर आधारित टूइंग अप के समय पर पुनरीक्षित उर्ध्वगामी पुनरीक्षित नहीं किया जाएगा:

परंतु कि जहाँ टूइंग अप टैरिफ सहमत टैरिफ से कम है, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी केवल इस प्रकार के टूइंग अप टैरिफ को प्रभारित करेगा:

परंतु यह कि सहमत टैरिफ और टूइंग अप टैरिफ के बीच अन्तर इन विनियमों के विनियम 10(7) और 10(8) के अनुसार पार्टियों के बीच व्यवस्थित किया जाएगा।

89. पूर्ववर्ती टैरिफ अवधि के संबंध में आस्थगित कर देयता: 31 मार्च, 2009 तक की अवधि के लिए आस्थगित कर देयता, जब वह कार्यान्वित की जाती है, तत्कालीन लाभार्थियों या दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों, यथास्थिति, से उत्पादन कंपनियों या पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा प्रत्यक्ष रूप से वसूली योग्य होगी। 1.4.2009 से 31.3.2024 तक उद्भूत अवधि के लिए आस्थगित कर देयता, यदि कोई है, लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों, यथास्थिति से वसूली योग्य नहीं होगी।

90. विदेशी विनिमय दर भिन्नता की हेजिंग: (1) उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, उत्पादन स्टेशन या पारेषण प्रणाली के लिए, लिए गए विदेशी विनिमय ऋण के ब्याज और पुनः भुगतान के संबंध में उनके स्वविवेक पर अंशतः या पूर्ण रूप से विदेशी विनिमय एक्सपोजर को हेज कर सकेंगे।

(2) यदि याचिकाकर्ता अपनी अनुमोदित हेजिंग नीति पर आधारित हेजिंग व्यवस्था (व्यवस्थाओं) में प्रवेश करता है, याचिकाकर्ता 30 दिनों के अंदर इस प्रकार की व्यवस्था (व्यवस्थाओं) में प्रवेश करने के बारे में या प्रवेश के बारे में संबंधित लाभार्थियों को सूचित करेगा।

(3) प्रत्येक उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उस अवधि में जिसमें यह उत्पन्न होती है खर्च के रूप में वर्ष दर वर्ष आधार पर संगत वर्ष में मानकीय विदेशी ऋण के तदनुरूपी विदेशी विनिमय दर भिन्नता की हेजिंग की लागत वसूल करेगा और इस प्रकार की विदेशी विनिमय दर भिन्नता की तदनुरूपी अतिरिक्त रूपया देयता की विदेशी ऋण के लिए अनुमति नहीं होगी।

(4) उस सीमा तक जहाँ उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी विदेशी विनिमय एक्सपोजर को हेज करने में समर्थ नहीं है, संगत वर्ष में ब्याज भुगतान के लिए तथा मानकीय विदेशी मुद्रा के तदनुरूपी ऋण पुनः भुगतान के लिए अतिरिक्त रूपया दायित्व अनुज्ञेय होगा, परंतु यह उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या इसके आपूर्तिकर्ताओं या संविदाकारों को आरोप्य नहीं है।

91. मध्यस्थता का अधिनिर्णय: उन मामले में जहाँ ब्याज भुगतान सहित मूल रकम वाले मध्यस्थता के अधिनिर्णय के कारण पूंजी कार्य के संबंध में देयता है, वास्तविक रूप से अदा की गई मूल रकम को पूंजीकृत किया जाएगा।

परंतु कि मध्यस्थता अधिनिर्णय से संबद्ध कोई ब्याज रकम और वास्तविक रूप से अदा की गई रकम को इन विनियमों के विनियम 10(6) और 10(7) के अधीन विनिर्दिष्ट दर पर वहन लागत सहित किशतों में वसूल किया जाएगा।

परंतु यह भी कि किशतों की इस प्रकार की संख्या को प्रतिपूर्ति की जाने वाली रकम पर निर्भर करते हुए मामला दर मामला आधार पर आयोग द्वारा निर्णित किया जाएगा।

92. हेजिंग या विदेशी विनिमय दर भिन्नता (एफईआर) की लागत की वसूली:

(1) प्रत्येक उत्पादन कंपनी और पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उस अवधि में जिससे यह उत्पन्न होती है आय या व्यय के रूप में वर्ष दर वर्ष आधार पर हेजिंग और विदेशी विनिमय दर भिन्नता की लागत को वसूल करेगी।

(2) हेजिंग या विदेशी विनिमय दर की भिन्नता की वसूली आयोग के समक्ष किसी आवेदन के बिना लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों, यथास्थिति, से उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, द्वारा प्रत्यक्ष रूप से की जाएगी।

परंतु यह कि हेजिंग या विदेशी विनिमय दर की भिन्नता की लागत के कारण दावा की गई रकम के लिए लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों, यथास्थिति, द्वारा किसी आपत्तियों के मामले में, उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, इसके निर्णय के लिए आयोग के समक्ष उपयुक्त आवेदन कर सकते हैं।

93. अंतरराज्यिक विद्युत का वहन करने वाली गैर आईएसटीएस लाइनों की अनुमोदन प्रक्रिया: एसटीयू और आरपीसी की सिफारिशों पर आधारित सीईए द्वारा यथाप्रमाणित प्राकृतिक आईएसटीएस लाइनों से भिन्न मौजूदा अंतःराज्यिक पारेषण लाइनों पर आईएसटीएस प्रणालियों के रूप में विचार किया जाएगा।

परंतु यह कि यह पारेषण लाइनें संबंधित आरपीसी और आएलडीसी के साथ परामर्श करते हुए सीटीयू द्वारा यथाअभिज्ञात नियमित आधार पर अंतरराज्यिक विद्युत के अंतरण और निकासी के लिए प्रयुक्त की जा रही है;

परंतु यह कि इस प्रकार की पारेषण प्रणाली प्रचालन के अधीन है और उपयुक्त मीटरिंग प्रणाली विद्युत के फ्लो को रिकॉर्ड करने के लिए मौजूद है;

परंतु यह भी कि उचित तंत्र इसके सीओडी के बाद इस प्रकार की पारेषण प्रणाली के रखरखाव के लिए अस्तित्व में है;

परंतु यह कि इस प्रकार की लाइनों को सिंगल राज्य के लाभार्थी (लाभार्थियों) के एकमात्र प्रयोजन के लिए विकसित नहीं किया गया।

(1) मौजूदा अंतःराज्यिक लाइनों को जिन्हें आईएसटीएस प्रणाली के रूप में नियोजित किया गया था, को आईएसटीएस लाइनों के रूप में भी विचार किया गया।

परंतु यह कि इस प्रकार की लाइनों को सिंगल राज्य के लाभार्थी (लाभार्थियों) के एकमात्र प्रयोजन के लिए विकसित नहीं किया गया;

परंतु यह कि इस प्रकार की पारेषण प्रणाली प्रचालन के अधीन है और उपयुक्त मीटरिंग प्रणाली विद्युत के प्रवाह को रिकॉर्ड करने के लिए मौजूद है;

परंतु यह भी कि उचित तंत्र इसके सीओडी के बाद इस प्रकार की पारेषण प्रणाली के रखरखाव के लिए अस्तित्व में है;

(2) आरएलडीसी के साथ परामर्श करते हुए सीटीयू इस प्रकार के सभी गैर आईएसटीएस का पता लगाएगा जिन्हें यह सुनिश्चित करने के बाद आईएसटीएस विद्युत अंतरण के लिए प्रयुक्त किया जा रहा है कि विद्युत के प्रवाह की इस प्रकार की प्रकृति स्थायी हो गई है।

(3) कोई नयी आईएसटीएस लाइनों को अब से राज्य पारेषण प्रयोज्यता द्वारा नियोजित एवं विकसित नहीं किया जाएगा जब तक कि आरपीसी के परामर्श से सीटीयू द्वारा सहमति और विद्युत मंत्रालय द्वारा अनुमोदित नहीं किया जाता।

(4) नयी पारेषण लाइनें जिन्हें योजना स्थिति में आईएसटीएस के रूप में कल्पना की गई है उन्हें आईएसटीएस प्रणाली के भाग के रूप में विचार किया जाएगा;

परंतु यह कि इस प्रकार की लाइनों को सिंगल राज्य के लाभार्थी (लाभार्थियों) के एकमात्र प्रयोजन के लिए विकसित नहीं किया गया;

परंतु यह कि इस प्रकार की पारेषण प्रणाली प्रचालन के अधीन है और उपयुक्त मीटरिंग प्रणाली विद्युत के प्रवाह को रिकॉर्ड करने के लिए मौजूद है;

परंतु यह भी कि उचित तंत्र इसके सीओडी के बाद इस प्रकार की पारेषण प्रणाली के रखरखाव के लिए अस्तित्व में है;

(5) इस प्रकार के सभी आईएसटीएस का टैरिफ इन विनियमों के उपबंधों के आधार पर अनुमोदित किया जाएगा और इस प्रकार की प्रणाली का नियत प्रभार की संबंधित आरपीसी द्वारा प्रमाणित उपलब्धता के आधार पर अनुमति होगी और केविविआ (अंतरराज्यिक पारेषण प्रभारों की शेयरिंग और हानियां) 2020 में विनिर्दिष्ट तंत्र के अनुसार वसूल किये जाने की अनुमति होगी।

94. आवेदन फीस और प्रकाशन व्यय: निम्नलिखित फीस प्रभार और व्यय की इसमें विनिर्दिष्ट ढंग से लाभार्थी द्वारा प्रत्यक्ष रूप से प्रतिपूर्ति की जाएगी:

(1) टैरिफ के अनुमोदन के लिए आवेदन में नोटिस के प्रकाशन पर किए गए व्यय और आवेदन दाखिल करने की फीस की आयोग के स्वविवेक पर, लाभार्थियों या दीर्घकालिक ग्राहकों, यथास्थिति, से प्रत्यक्ष रूप से उत्पादन कंपनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, द्वारा वसूल किए जाने की अनुमति दी जा सकती है।

(2) फीस एवं प्रभारों की समय समय से यथासंशोधित केविविआ (अंतरराज्यिक पारेषण प्रभारों और हानियों की शेयरिंग) विनियम, 2020 के अनुसार अवधारित अंतरराज्यिक पारेषण प्रणालियों में उनके समानुपात में उत्पादन स्टेशन या दीर्घ कालिक ग्राहकों या डीआईसी द्वारा उनके आबंटन के समानुपात में लाभार्थियों द्वारा प्रत्यक्ष रूप से प्रतिपूर्ति की जाएगी।

(3) समय समय से यथासंशोधित या उसके किसी परवर्ती संशोधन से केविविआ (प्रादेशिक भार पारेषण केन्द्र के एवं और प्रभारों और अन्य संबद्ध मामले) विनियम, 2009 के अधीन उत्पादन कंपनियों और अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों (डीम्ड अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों सहित) द्वारा अदा किए गए फीस एवं प्रभार।

(4) केविविआ (फीस का संदाय) विनियम, 2012 के अनुसार (डीम्ड अंतरराज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों सहित) द्वारा अदा अनुज्ञप्ति फीस।

(5) जम्मू एवं कश्मीर जल संसाधन (विनियम और प्रबंधन) अधिनियम 2010 के उपबंधों के अनुसार राज्य जल संसाधन विकास प्राधिकरण जम्मू को एनएचपीसी लि. द्वारा अदा अनुज्ञप्तिधारी फीस।

(6) आयोग लिखित में रिकॉर्ड किए जाने वाले कारणों के लिए और प्रभावित पार्टियों की सुनवाई के बाद किसी फीस या व्ययों की प्रतिपूर्ति, जिसे आवश्यक समझा जाता है, की अनुमति दे सकता है।

95. एनएलसी इण्डिया लि. से संबंधित विशेष उपबंध: एनएलसी इण्डिया लि. अर्थात् टीपीएस II (स्टेज I और II) और टीपीएस I (एक्सपेंशन) के मौजूदा उत्पादन स्टेशनों का टैरिफ, जिनका टैरिफ, टैरिफ अवधियों 2004-09, 2009-14 और 2014-19 निवल नियत आस्ति अप्रोच का अनुपालन करते हुए अवधारित किया गया है, निवल नियत आस्ति अप्रोच को अंगीकार करते हुए अवधारित किया जाना जारी रहेगा।

96. दामोदर वैली कापॉरेशन से संबंधित विशेष उपबंधः(1) खंड (2) के अध्याधीन विनियम दामोदर वैली कापॉरेशन लि. द्वारा स्वामित्व परियोजनाओं के टैरिफ के अवधारण के लिए लागू होगा।

(2) निम्नलिखित विशेष उपबंध डीवीसी द्वारा स्वामित्व परियोजनाओं के टैरिफ के अवधारण के लिए लागू होंगे।

(i) पूंजी लागत: उत्पादन तथा अंतरराज्यिक पारेषण में इसके संविभाजन की सीमा तक दामोदर वैली कापॉरेशन अधिनियम 1948 की धारा 32 और 33 के अनुसार 'विद्युत' को आवंटित व्यय टैरिफ के अवधारण के प्रयोजन के लिए पूंजी लागत का आधार होगा:

परंतु कि उचित स्वविवेक जांच के बाद डीवीसी के प्रधान कार्यालय, प्रादेशिक कार्यालयों, प्रशासनिक और तकनीकी केन्द्रों पर किए गए पूंजी व्यय पूंजी लागत का भाग भी होंगे।

(ii) ऋण इक्विटी अनुपात: 1.1.1992 से पूर्व आरंभ की गई डीवीसी की सभी परियोजनाओं का ऋण इक्विटी अनुपात 50:50 होगा और उसके बाद आरंभ की गई परियोजनाओं का 70:30 होगा।

(iii) मूल्यहास: दामोदर वैली कापॉरेशन अधिनियम 1948 की धारा 40 के अनुसार भारत के नियंत्रक एवं महालेखा परीक्षक द्वारा अवधारित मूल्यहास दर डीवीसी की परियोजनाओं के मूल्यहास की संगणना के लिए प्रयुक्त होंगे।

(iv) दामोदर वैली कापॉरेशन अधिनियम 1948 की धारा 40 के अधीन निधिया: दामोदर वैली कापॉरेशन अधिनियम 1948 की धारा 40 के अनुसार स्थापित निधि (निधियों) को टैरिफ के माध्यम से वसूल की जाने वाली व्यय की मदों के रूप में माना जाएगा।

(v) 2008 की सिविल अपील संख्या 4289 में माननीय सर्वोच्च न्यायालय के अधिनिर्णय के अनुसार अनुषंगी गतिविधियों के लिए व्यय।

97. डीवीएमबी और एसएसपी से संबंधित विशेष उपबंध: भाखड़ा बीज मैनेजमेंट बोर्ड (बीबीएमबी) और सरदार सरोवर परियोजना (एसएसपी) के उत्पादन स्टेशन और पारेषण प्रणाली का टैरिफ क्रमशः अंतरराज्यिक जल विवाद अधिनियम 1956 की धारा 6 का के अधीन पंजाब पुनर्गठन अधिनियम 1966 और नर्मदा जल योजना 1980 के उपबंधों पर विचार करने के बाद अवधारित किया जाएगा।

98. कुछेक अंतरराज्यिक उत्पादन परियोजनाओं से संबंधित विशेष उपबंध: (1) इन्दिरा सागर उत्पादन परियोजनाओं के उत्पादन स्टेशन और पारेषण प्रणाली तथा इस प्रकार की अन्य अंतरराज्यिक उत्पादन परियोजनाओं को मामला दर मामला आधार पर अवधारित किया जाएगा।

99. सेंट्रल ट्रांसमिशन यूटिलिटी ऑफ इण्डिया लि. (सीटीयूआईएल) से संबंधित विशेष उपबंध: सीटीयूआईएल के फीस एवं प्रभारों को पृथक विनियम के माध्यम से आयोग द्वारा अलग से अनुमति दी जाएगी:

परंतु यह कि जब तक इस प्रकार के विनियम आयोग द्वारा जारी नहीं किए जाते, सीटीयूआईएल के व्ययों को पावरग्रिड कापॉरेशन इण्डिया लि. (पीजीसीआईएल) द्वारा वहन किया जाएगा जिसे अलग याचिका के माध्यम से अतिरिक्त ओएण्डएम खर्चों के रूप में पीजीसीआईएल द्वारा वसूल किया जाएगा।

100. पारेषण बहुसंख्यक घटक: केविविआ (टैरिफ की निबंधन व शर्तें) विनियम, 2001 के 410क के अनुसार जेवीटी रूट के माध्यम से निष्पादित पारेषण परियोजनाओं के लिए ग्राह्य पारेषण बहुसंख्यक घटक पारेषण अनुज्ञप्ति के जारी होने की तारीख से 25 वर्षों की अवधि के लिए उपलब्ध होगा।

101. प्रतिस्पर्धात्मक बोली के माध्यम से सार्वजनिक प्राप्ति: विनिर्दिष्ट उत्पादन स्टेशन के लिए या एकीकृत खदान के लिए या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के लिए उत्पादन कंपनी प्रतिस्पर्धात्मक बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से उपकरण, कार्य और सेवाओं को प्राप्त करेगी।

परंतु कि कुछेक अपवादात्मक परिस्थितियों के अतर्गत, उपकरण, कार्य और सेवाओं को समय समय से लागू और भारत सरकार द्वारा जारी मानकीय वित्तीय नियमावली के अधीन यथाप्रदत्त अन्य पद्धतियों के माध्यम से प्राप्त किया जा सकता है।

102. शिथिल करने की शक्ति: आयोग, लिखित में अभिलिखित किए जाने वाले कारणों के लिए, इन विनियमों के किसी भी उपबंध को स्वप्रेरणा से या किसी इच्छुक व्यक्ति द्वारा किए गए आवेदन पर शिथिल कर सकता है।

103. कठिनाई दूर करने की शक्ति: यदि इन विनियमों के उपबंधों को प्रभावी बनाने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है तो आयोग, आदेश द्वारा ऐसे उपबंध जो अधिनियम के उपबंधों या आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट अन्य विनियमों के उपबंधों से असंगत न हो, बना सकेगा जो इन विनियमों के उद्देश्यों को प्रभावी करने में कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक रूप में पाया जाए।

104. स्व-प्रेरणा आदेश और पद्धति निर्देशों को जारी करना: आयोग समय समय से इन विनियमों के प्रभावी कार्यान्वयन के संबंध में और आकस्मिक मामलों या उसके सहायक मामलों के संबंध में जिसे आयोग उपयुक्त समझता है, आदेश और पद्धति निर्देश जारी कर सकता है।

हरप्रीत सिंह प्रुथी, सचिव

[विज्ञापन-III/4/असा./237/2024-25]

परिशिष्ट-I

मूल्यहास अनुसूची

क्र.सं.	आस्ति का विवरण	मूल्यहास दर (सालवेज मूल्य=10%) एसएलएम
क	पूर्ण स्वामित्व में भूमि	0.00%
ख	पट्टे पर ली गई भूमि	
(क)	भूमि में निवेश के लिए	3.34%
(ख)	स्थल की क्लियरिंग की लागत के लिए	3.34%
(ग)	हाइड्रो उत्पादन स्टेशन की स्थिति में जलाशय के लिए भूमि	3.34%
ग	नई खरीदी गई आस्तियां	
क	उत्पादन स्टेशन में संयंत्र एवं मशीनरी	
(i)	हाइड्रो इलेक्ट्रिक	5.28%
(ii)	स्टीम-विद्युत एनएचआरबी एवं वेस्ट हीट रिकवरी बॉयलर	5.28%
(iii)	डीजल विद्युत एवं गैस संयंत्र	5.28%
ख	कूलिंग टावर एवं चक्करदार जल प्रणाली	5.28%
ग	हाइड्रो विद्युत स्टेशन के भाग के रूप में जलीय कार्य जिसमें निम्नलिखित शामिल हैं	
(i)	बांध, स्पिलवे, वियर्स, नहर, पुनः बनाए गए पक्के फ्ल्यूम्स एवं साइफन	5.28%

(ii)	पुनः पक्के की गई पाइपलाइनें एवं सर्ज टैंक, स्टील पाइप लाइन, स्लूस गेट, स्टील सर्ज टैंक, जलीय नियंत्रण वाल्व एवं अन्य जलीय कार्य	5.28%
घ	भवन एवं सिविल इंजीनियरिंग कार्य	
(i)	कार्यालय एवं शोरूम	3.34%
(ii)	तापीय विद्युत उत्पादन संयंत्र वाले	3.34%
(iii)	जल विद्युत उत्पादन संयंत्र वाले	3.34%
(iv)	लकड़ी से बने अस्थायी खड़ी संरचना	100.00%
(v)	कच्ची सड़क से भिन्न सड़कें	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
ड.	ट्रांसफार्मर्स, कियोस्क, सब-स्टेशन, उपकरण एवं अन्य नियत साधित्र (संयंत्र सहित)	
(i)	ट्रांसफार्मर नींव सहित 100 कि. वोल्ट एम्पियर एवं ऊपर के रेटिंग वाले	5.28%
(ii)	अन्य	5.28%
च	स्विचगियर, केबल कनेक्शन सहित	5.28%
छ	लाइटनिंग अरेस्टर	
(i)	स्टेशन टाइप	5.28%
(ii)	पोल टाइप	5.28%
(iii)	सिन्क्रोनस कंडेंसर	5.28%
क्र.सं.	आस्ति का विवरण	मूल्यहास दर (सालवेज मूल्य=10%) एसएलएम

ज	बैटरियां	9.50%
(i)	ज्वाइंट बॉक्स तथा डिस्कनेक्टेड बॉक्स सहित भूमिगत केबल	5.28%
(ii)	केबल डक्ट प्रणाली	5.28%
झ	केवल सपोर्ट सहित ओवरहेड लाइन	
(i)	66 केवी से अधिक के टर्मिनल वॉल्टेज पर फैब्रिकेटेड स्टील प्रचालन पर लाइनें	5.28%
(ii)	13.2 कि. वाट से अधिक, लेकिन 66 किलोवाट से अधिक नहीं टर्मिनल वॉल्टेज पर स्टील सपोर्ट प्रचालन पर लाईन	5.28%
(iii)	स्टील या रिइनफोर्सड कंक्रीट स्पोर्ट्स लाइनें	5.28%
(iv)	शोधित लकड़ी स्पोर्ट्स पर लाइनें	5.28%
ञ	मीटर	5.28%
ट	स्व नोदित वाहन	9.50%
ठ	वातानुकूलित संयंत्र	
(i)	स्टेटिक	5.28%
(ii)	पोर्टेबल	9.50%
ड.(i)	कार्यालय फर्नीचर एवं साजसज्जा	6.33%
(ii)	कार्यालय उपकरण	6.33%
(iii)	फिटिंग एवं साधित्रों सहित आंतरिक वायरिंग	6.33%
(iv)	स्ट्रीट लाइट की फिटिंगें	5.28%

ढ	किराये पर लिए गए साधित्र	
(i)	मोटरोँ के अलावा	9.50%
(ii)	मोटर्स	6.33%
ण	संचार उपकरण	
(i)	रेडियो एवं उच्चवारम्बारता कैरियर प्रणाली	15.00%
(ii)	टेलीफोन लाइन एवं टेलीफोन	15.00%
(iii)	फ़ाइबर ऑप्टिक	6.33%
त	सूचना प्रौद्योगिकी उपकरण साफ्टवेयर सहित	15.00%
थ	कोई अन्य आस्ति जो उपरोक्त में सम्मिलित नहीं है	5.28%

नोट: जहां विशेष आस्ति का जीवन परियोजना के उपयोगी जीवन से कम है, ऐसी विशेष आस्ति का उपयोगी जीवन कंपनी अधिनियम, 2013 और उसके बाद के संशोधन के प्रावधानों के अनुसार माना जाएगा।

परिशिष्ट-II

नई परियोजना के लिए मूल्यहास अनुसूची

क्र.सं.	आस्ति का विवरण	मूल्यहास दर (सालवेज मूल्य=10%) एसएलएम
क	पूर्ण स्वामित्व में भूमि	0.00%
ख	पट्टे पर ली गई भूमि	
(क)	भूमि में निवेश के लिए	3.34%
(ख)	क्लीयरिंग स्थल की लागत	3.34%
(ग)	हाइड्रो उत्पादन स्टेशन की दशा में जलाशय के लिए भूमि	3.34%

ग	नई खरीदी गई आस्तियां	
क	उत्पादन स्टेशन में संयंत्र एवं मशीनरी	
(i)	जल विद्युत	4.22%
(ii)	स्टीम-विद्युत एनएचआरबी एवं वेस्ट हीट रिकवरी बॉयलर	4.22%
(iii)	डीजल विद्युत एवं गैस संयंत्र	4.22%
ख	कूलिंग टावर एवं चक्करदार जल प्रणाली	4.22%
ग	जल विद्युत स्टेशन के भाग के रूप में जलीय कार्य जिसमें निम्नलिखित शामिल हैं	
(i)	बांध, स्पिलवे, वियर्स, नहर, पुनः बनाए गए पक्के फल्यूम्स एवं साइफन	4.22%
(ii)	पुनः पक्के की गई पाइपलाइनें एवं सर्ज टैंक, स्टील पाइप लाइन, स्लूस गेट, स्टील सर्ज टैंक, जलीय नियंत्रण वाल्व एवं अन्य जलीय कार्य	4.22%
घ	भवन एवं सिविल इंजीनियरिंग कार्य	
(i)	कार्यालय एवं शोरूम	3.34%
(ii)	तापीय विद्युत उत्पादन संयंत्र वाले	3.34%
(iii)	जल विद्युत उत्पादन संयंत्र वाले	3.34%
(iv)	लकड़ी से बने अस्थायी खड़ी संरचना	100.00%
(v)	कच्ची सड़क से भिन्न सड़कें	3.34%
(vi)	अन्य	3.34%
ड.	ट्रांसफार्मर्स, कियोस्क, सब-स्टेशन, उपकरण एवं अन्य नियत साधित्र (संयंत्र सहित)	
(i)	ट्रांसफार्मर नींव सहित 100 कि. वोल्ट एम्पियर एवं ऊपर के रेटिंग वाले	4.22%

(ii)	अन्य	4.22%
च	स्विचगियर, केबल कनेक्शन सहित	4.22%
छ	लाइटनिंग अरेस्टर	
(i)	स्टेशन टाइप	4.22%
(ii)	पोल टाइप	4.22%
(iii)	सिन्क्रोनस कंडेंसर	4.22%
क्र.सं.	आस्ति का विवरण	मूल्यहास दर (सालवेज मूल्य=10%) एसएलएम
ज	बैटरियां	9.50%
(i)	ज्वाइंट बॉक्स तथा डिस्कनेक्टेड बॉक्स सहित भूमिगत केबल	4.22%
(ii)	केबल डकट प्रणाली	4.22%
झ	केवल सपोर्ट सहित ओवरहेड लाइन	
(i)	66 केवी से अधिक के टर्मिनल वॉल्टेज पर फैब्रिकेटेड स्टील प्रचालन पर लाइनें	4.22%
(ii)	13.2 कि. वाट से अधिक, लेकिन 66 किलोवाट से अधिक नहीं टर्मिनल वॉल्टेज पर स्टील सपोर्ट प्रचालन पर लाइन	4.22%
(iii)	स्टील या रिइनफोर्सड कंक्रीट स्पोर्टस लाइनें	4.22%
(iv)	शोधित लकड़ी स्पोर्टस पर लाइनें	4.22%
ञ	मीटर	4.22%
ट	स्व नोदित वाहन	9.50%

ठ	वातानुकूलित संयंत्र	
(i)	स्टैटिक	4.22%
(ii)	पोर्टेबल	9.50%
ड.(i)	कार्यालय फर्नीचर एवं साजसज्जा	6.33%
(ii)	कार्यालय उपकरण	6.33%
(iii)	फिटिंग एवं साधित्रों सहित आंतरिक वायरिंग	6.33%
(iv)	स्ट्रीट लाइट की फिटिंगें	4.22%
ढ	किराये पर लिए गए साधित्र	
(i)	मोटरोँ के अलावा	9.50%
(ii)	मोटर्स	6.33%
ण	संचार उपकरण	
(i)	रेडियो एवं उच्चवारम्बारता कैरियर प्रणाली	15.00%
(ii)	टेलीफोन लाइन एवं टेलीफोन	15.00%
(iii)	फ़ाइबर ऑप्टिक	6.33%
त	सूचना प्रौद्योगिकी उपकरण साफ्टवेयर सहित	15.00%
थ	कोई अन्य आस्ति जो उपरोक्त में सम्मिलित नहीं है	4.22%

नोट : जहां विशेष आस्ति का जीवन परियोजना के उपयोगी जीवन से कम है, ऐसी विशेष आस्ति का उपयोगी जीवन कंपनी अधिनियम, 2013 और उसके बाद के संशोधन के प्रावधानों के अनुसार माना जाएगा।

परिशिष्ट-III

एकीकृत खदान के लिए मूल्यहास अनुसूची

एकीकृत खदान के लिए मूल्यहास अनुसूची		
क्र.सं.	आस्ति का विवरण	वर्षों में लाइफ
1	भूमि फ्रीहोल्ड@	999
2	भूमि लीजहोल्ड	&&&
3	टेम्परेरी ब्रुटियां	1
4	एचईएमएम\$	8
5	रोड, ब्रिज, कलवरटस, हेलीपैड	25
6	मुख्य संयंत्र बिल्डिंग	30
7	मशीनरी के अतिरिक्त एचईएमएम	15
8	जल आपूर्ति, ड्रेनेज एवं सीवरेज	15
9	फर्नीचर एवं फिक्चरस	15
10	कार्यालय उपकरण (उपकरणों) के अतिरिक्त कम्प्यूटर	15
11	अस्पताल (उपकरणों)	15
12	ईडीपी, डब्ल्यूपी मशीनरी, सेटकॉम एवं संचार उपकरण	15
13	इलेक्ट्रिकल स्थापना	15
14	स्व प्रोपेल्ड वाहन	10
15	कम्प्यूटर सॉफ्टवेयर	6.33
16	लैबोरेट्री एवं कार्यशाला उपकरण	15
17	खदान डेवलपमेंट व्यय और मूल्यांकन और एक्सप्लोरेशन #	खदान का जीवन या 20, जो भी कम हो
18	मूल्यांकन और एक्सप्लोरेशन #	खदान का जीवन या 20, जो भी कम हो
19	अन्य उपरोक्त कवर नहीं किए गए	15
*	निम्नलिखित आस्तियों के अलावा अन्य सालवेज मूल्य होंगे - क.आईटी उपकरण, सॉफ्टवेयर शून्य (0) ख.शून्य या भूमि में राज्य सरकार की सहमति ग.मंत्रालय कार्पोरेट अफेयर्स खदान डेवलपमेंट व्यय, मूल्यांकन और एक्सप्लोरेशन जीरो (0) द्वारा यथाविनिर्दिष्ट विशेष खदान उपकरण के लिए	
@	याचिकाकर्ता को प्रस्तुत करना है यदि फ्रीहोल्ड भूमि रिटर्न के लिए किसी शर्तों से संबद्ध है। यदि हाँ तो शर्तों और अवधि को प्रस्तुत करें जिसके बाद भूमि को वापस किया जाना है इस प्रकार के मामले में भूमि इस प्रकार के व्योरो के आधार पर मूल्यहास योग्य होगी	

&&&	याचिकाकर्ता द्वारा, लीज करार/खदान लाइफ/राइट अवधि
\$	प्रत्येक एचईएमएम की लागत सहित वैयक्तिक एचईएमएम की सूची अलग से उपलब्ध करवाई जानी है।
#	जेनरिक रूप से खदान विकास व्यय आर्थिक क्षमता को सुनिश्चित करने के बाद उपयोज्य स्थिति में खदान को लाने के लिए किया गया व्यय है और निर्णय खदान को विकसित करने के लिए खदान स्वामी द्वारा लिया जाना है। इस शीर्ष को भरते समय संभव सीमा तक ब्योरे अलग से दिए जाने हैं। मूल्यांकन और एक्सप्लोरेशन व्यय मानकीयतः तकनीकी संभाव्यता के मूल्यांकन और वाणिज्यिक संभाव्यता, एक्सप्लोर करने के अधिकारों का अधिग्रहण इत्यादि के संबंध में गतिविधियों के लिए व्यय, टोपोग्राफिकल, जियोलॉजिकल, जियोकैमिकल और जियो भौतिक अध्ययन, एक्सप्लोरेटी ड्रिलिंग, ट्रेनचिंग, सेम्पलिंग द्वारा मिनरल से संबद्ध किए गए मानकीय रूप से खर्चे हैं। इस शीर्ष के अधीन भरते समय संभव सीमा तक ब्योरे अलग से दिए जाएं।

परिशिष्ट- IV

किसी मास के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता घटक की संगणना करने की प्रक्रिया

1. प्रत्येक एसी और एचवीडीसी पारेषण प्रणाली के लिए किसी N^{वें} कलेंडर मास हेतु पारेषण प्रणाली उपलब्धता घटक (टीएफएम) को पृथक रूप से संबंधित पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा संगणित किया जाएगा, संबंधित आरएलडीसी द्वारा सत्यापित किया जाएगा तथा संबद्ध क्षेत्र की क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य सचिव द्वारा प्रमाणित किया जाएगा और पारेषण प्रभारों के शेयरिंग के अनुसार समूहबद्ध किया जाएगा। एसीप्रणाली के मामले में, पारेषण प्रणाली उपलब्धता की संगणना प्रत्येक क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली और अंतर-क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली के लिए अलग से की जाएगी। एचवीडीसी प्रणाली के मामले में, पारेषण प्रणाली उपलब्धता की संगणना सभी अंतर-राज्यिक एचवीडीसी प्रणाली के लिए समेकित आधार पर की जाएगी।

2. N^{वें} कलेंडर मास ("टीएफपीएन") के लिए पारेषण प्रणाली की उपलब्धता घटक की संगणना निम्नलिखित पर विचार करके की जाएगी:

ii) एसी पारेषण लाइनें: एसी पारेषण लाइन के प्रत्येक परिपथ को एक अल्प घटक के रूप में माना जाएगा।

ii) इंटर-कनेक्टिंग ट्रांसफार्मर (आईसीटी): प्रत्येक आईसीटी बैंक (तीन एकल फेज के ट्रांसफार्मर एक साथ) एक अल्प घटक होगा।

iii) स्टेटिक वीएआर कम्पेंसेटर (एसवीसी): एसवीसी ट्रांसफार्मर सहित एसवीसी एक अल्प घटक बनेगा।

iv) बस रिएक्टर/स्विचबल लाइन रिएक्टर: प्रत्येक बस रिएक्टर/स्विचबल लाइन रिएक्टर को एक अल्पघटक के रूप में माना जाएगा।

v) एचवीडीसी बाईपोल लिंक्स: एचवीडीसी लिंक के प्रत्येक पोल, दोनो सिरो पर अनुषंगी उपस्करों सहित, को एक अल्प घटक के रूप में माना जाएगा।

vi) एचवीडीसी बैक टू बैक स्टेशन: एचवीडीसी बैक टू बैक स्टेशन के प्रत्येक ब्लॉक को एक अल्प घटक के रूप में माना जाएगा। यदि उससे जुड़ी एसी लाइन (एचवीडीसी बैक टू बैक स्टेशन के जरिए अंतर क्षेत्रीय विद्युत अंतरण के लिए अनिवार्य) उपलब्ध नहीं है तो एचवीडीसी बैक टू बैक स्टेशन ब्लॉक को भी अनुपलब्ध माना जाएगा।

vii) स्टेटिक सिंक्रोनस कंपेंसेशन ("एसटीएटीसीओएम"): प्रत्येक एसटीएटीसी ओएम को अलग अल्प घटक माना जाएगा।

3. पारेषण प्रणाली के एसी और एचवीडीसी अंश की उपलब्धता की संगणना पारेषण अल्प घटकों की प्रत्येक श्रेणी पर विचार करके की जाएगी:

एसी प्रणाली के लिए % टीएफएम:

$$\frac{(ओ \times एवीओ) + (पी \times एवीपी) + (क्यू \times एवीक्यू) + (आर \times एवीआर) + (यू \times एवीयू)}{(ओ + पी + क्यू + आर + यू)} \times 100$$

जहां

ओ=एसी लाइनों की कुल संख्या

एवीओ=ओ नं. एसी लाइनों की उपलब्धता

पी=बस रिएक्टर/स्विचएबल लाइन रिएक्टरों की कुल संख्या

एवीपी=बस रिएक्टर/स्विचएबल लाइन रिएक्टरों की पी संख्या की उपलब्धता

क्यू=आईसीटीएस की कुल संख्या

एवीक्यू=आईसीटीएस की क्यू संख्या की उपलब्धता

आर=एसवीसी की कुल संख्या

एवीआर=एसवीसी की आर संख्या की उपलब्धता

यू= एसटीएटीसी ओएम की कुल संख्या

एवीयू= एसटीएटीसीओएमयू नंबर की उपलब्धता

एचवीडीसी प्रणाली के लिए टीएफएमएन (% में):

$$\frac{\sum_{x=1}^s C_{xpb}(\text{act}) \times AV_{xpb} + \sum_{y=1}^t C_y(\text{act}) b_{tb} \times AV_{ytb}}{\sum_{x=1}^s C_{xpb} + \sum_{y=1}^t C_y b_{tb}} \times 100$$

जहाँ,

सीएक्सवीपी(act) = एक्सएचएचवीडीसी पोल की कुल वास्तविक संचालित क्षमता

सीएक्सवीपी = x^{th} एचवीडीसी पोल की कुल रेटेड क्षमता

एवीएक्सवीपी = x^{th} एचवीडीसी पोल की उपलब्धता

सीवाईबीटीबी(act) = y^{th} एचवीडीसी बैक-टू-बैक केंद्र ब्लॉक की कुल वास्तविक संचालित क्षमता

सीवाईबीटीबी = y^{th} एचवीडीसी बैक-टू-बैक स्टेशन ब्लॉक की कुल रेटेड क्षमता

एवीवाईडीटीबी = y^{th} एचवीडीसी बैक-टू-बैक स्टेशन ब्लॉक की उपलब्धता

एस = एचवीडीसी पोल की कुल संख्या

टी = एचवीडीसी बैक टू बैक ब्लॉकों की कुल संख्या

4. प्रत्येक श्रेणी के पारेषण अल्पघटक की उपलब्धता की संगणना भारित घटक, विचाराधीन कुल घंटे और उस श्रेणी के प्रत्येक अल्पघटक के लिए घंटों की अनुपलब्धता के आधार पर की जाएगी। पारेषण अल्पघटक की प्रत्येक श्रेणी की उपलब्धता की संगणना करने के लिए सूत्र परिशिष्ट-V में दिए गए हैं। पारेषण तत्वों की प्रत्येक श्रेणी के लिए भारित घटक को निम्नानुसार माना जाएगा:

(क) एसी लाइन के प्रत्येक सर्किट के लिए- लाइन में उप-कंडक्टर की संख्या X सीकेटी-केएम;

(ख) प्रत्येक एचवीडीसी पोल के लिए- रेटेड एमडब्ल्यू क्षमता

(ग) प्रत्येक आईसीटी बैंक के लिए - रेटेड एमवीए क्षमता

(घ) एसवीसी के लिए- रेटेड एमवीआर क्षमता (इंडक्टिव एवं कैपेसिटिव)

(ङ.) बस रिएक्टर/स्विचेबल लाइन रिएक्टर के लिए - रेटेड एमवीएआर क्षमता

(च) दो क्षेत्रीय ग्रिडों को जोड़ने वाली एचवीडीसी बैंक टू बैंक स्टेशन के लिए- प्रत्येक ब्लॉक की रेटेड एमडब्ल्यू क्षमता

(छ) एसटीएटीसीओएम के लिए- कुल रेटेड एमवीएआर क्षमता।

5. निम्नलिखित कारणों से आउटेज के अंतर्गत पारेषण अल्पघटकों को उपलब्ध के रूप में माना जाएगा:

i. आयोग द्वारा अनुमोदित मौजूदा प्रणाली में एक अन्य पारेषण योजना के अनुरक्षण यान ए अल्पघटक या नवीकरण/ उन्नयन/ अतिरिक्त पूंजीकरण के निर्माण के लिए की गई बंदी। यदि अन्य पारेषण स्कीम पारेषण अनुज्ञासिधारी से संबंधित है तो सदस्य सचिव, आरपीसी मानी गई उपलब्धता अवधि को उसके द्वारा कार्य के लिए विचारित अवधि तक सीमित कर सकता है। उपलब्धता के संबंध में विवाद के मामले में, मामला 30 दिनों के भीतर अध्यक्ष, सीईए को भेजा जा सकता है।

ii. आरएलडीसी के दिशानिर्देशों के अनुसार स्विचरिएक्टरों की मैनुअल ट्रिपिंग और ओवर वॉल्टेज को प्रतिबंधित करने के लिए पारेषण लाइन की स्विचिंग आफ।

iii. विद्युत मंत्रालय द्वारा अनुमोदित किसी अन्य अवसंरचना परियोजना या इस प्रकार की पारेषण लाइन के संशोधन या शिफ्टिंग सहित एनएचएआई, रेलवे और बॉर्डर रोड संगठन की परियोजनाओं के कारण पारेषण लाइन का शटडाउन। सदस्य सचिव आरपीसी अंतर्गस्त कार्य के लिए उसके द्वारा उचित रूप से विचार की जाने वाली डीमड उपलब्धता अवधि को नियंत्रित कर सकता है;

परंतु कि डीमड उपलब्धता के अलावा, पारेषण लाइन के इस प्रकार के शटडाउन की प्रक्रिया में अंतर्गस्त कोई अन्य लागतें डीआईसी द्वारा वहन नहीं की जाएगी।

परंतु कि इस प्रकार की डीमड उपलब्धता केवल उस अवधि के लिए विचार किया जाएगा जिसके लिए डीआईसी को इस प्रकार की पारेषण लाइनों के शटडाउन द्वारा प्रभावित नहीं किया जाता।

6. निम्नलिखित आकस्मिकताओं के लिए, सदस्य सचिव, आरपीसी द्वारा प्रमाणित पारेषण अल्पघटकों के आउटेज समय को विचाराधीन अवधि के अंतर्गत अल्पघटकों के कुल समय से अपवर्जित कर दिया जाएगा।

i) पारेषण अनुज्ञासिधारियों के नियंत्रण से आगे अप्रत्याशित घटनाओं के कारण घटकों का आउटेज। तथापि, यदि वह आउटेज अप्रत्याशित घटना के कारण है (डिजाइन असफलता नहीं) सदस्य सचिव आरपीसी द्वारा सत्यापित किया जाएगा। उस घटक के लिए उचित बहाली समय पर सदस्य सचिव आरपीसी द्वारा विचार किया जाएगा और उचित समय से आगे घटक की बहाली के लिए पारेषण अनुज्ञासिधारी द्वारा लिया गया कोई अतिरिक्त समय पारेषण अनुज्ञासिधारी को प्रदान किए गए आउटेज समय के रूप में माना जाएगा। सदस्य सचिव आरपीसी उचित बहाली समय के प्राक्कलन के लिए पारेषण अनुज्ञासिधारी या किसी विशेषज्ञ से परामर्श कर सकता है। ईआरएस के माध्यम से बहाल किया गया सर्किट पर यथाउपलब्ध के रूप में विचार किया जाएगा;

ii) पारेषण अनुज्ञासिधारी की वजह से न होने वाली किसी ग्रिड घटना/बाधा द्वारा आउटेज, उदाहरणार्थ ग्रिड बाधाओं के कारण किसी अन्य अभिकरण के स्वामित्व वाले उपकेन्द्रों या बेज में ऐसे दोष जिनके कारण पारेषण अनुज्ञासिधारी के अल्पघटकों का आउटेज और लाइनों, आईसीटी, एचवीडीसी आदि की ट्रिपिंग हुई। तथापि, यदि किसी ग्रिड घटना/बाधा के पश्चात प्रणाली को मानकीय बनाते समय

आरएलडीसी से निदेशों की प्राप्ति पर घटकों को युक्तियुक्त समय के भीतर पुनःस्थापित नहीं किया जाता है तो घटकों को पुनःस्थापना के लिए आरएलडीसी के निदेशों के जारी होने के पश्चात आउटेज की अवधि के लिए अनुपलब्ध के रूप में माना जाएगा।

iii. आउटेज अवधि जिसे इस खण्ड के उपखण्ड (i) और (ii) के प्रयोजन के लिए बाहर किया जा सकता है, निम्नानुसार घोषित किया जाएगा:

क. सदस्य सचिव आरपीसी द्वारा एक माह तक अधिकतम;

ख. आरपीसी के निर्णय के बाद एक माह से आगे और तीन माह तक;

ग. आयोग द्वारा तीन माह के आगे जिसके लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारी आउटेज और बहाली समय लाइन को कम करने के लिए लिए गए कदमों और कारणों सहित आयोग से संपर्क करेगा।

7. संचरण प्रणाली की उपलब्धता के प्रमाणन के लिए समय सीमा: (1) संबंधित आरपीसी के सदस्य सचिव द्वारा उपलब्धता के प्रमाणीकरण के लिए निम्नलिखित अनुसूची का पालन किया जाएगा:

- आरएलडीसी/संघटकों को पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा टीएएफएन संगणना और दस्तावेजी प्रमाण (यदि कोई है) सहित आउटेज डाटा प्रस्तुत करना- आगामी माह की 5 तारीख तक;
- आरएलडीसी/संघटकों द्वारा आउटेज डाटा की समीक्षा और उसे संबंधित आरपीसी को अग्रेषित करना – माह की 20 तारीख तक;
- संबंधित आरपीसी द्वारा उपलब्धता प्रमाणपत्र जारी करना - अगले मास की 3 तारीख तक।

परिशिष्ट-V

प्रत्येक श्रेणी के पारेषण अल्पघटक की उपलब्धता की संगणना करने के लिए सूत्र

एसी पारेषण प्रणाली के लिए

$$\text{एवीओ (एसी लाइनों के ओ नं. की उपलब्धता)} = \frac{\sum_{i=1}^p W_i(T_i - TNA_i)/T_i}{\sum_{i=1}^p W_i}$$

$$\text{एवीक्यू (आईसीटी के क्यू नं. की उपलब्धता)} = \frac{\sum_{k=1}^q W_k(T_k - TNA_k)/T_k}{\sum_{k=1}^q W_k}$$

$$\text{एवीआर (एसवीसी के आर नं. की उपलब्धता)} = \frac{\sum_{l=1}^r W_l(T_l - TNA_l)/T_l}{\sum_{l=1}^r W_l}$$

$$\text{एवीपी (स्विचड बस रिएक्टरों के पी नं. की उपलब्धता)} = \frac{\sum_{m=1}^p W_m(T_m - TNA_m)/T_m}{\sum_{m=1}^p W_m}$$

$$\text{एवीयू (स्टैटकॉम के यू नं. की उपलब्धता)} = \frac{\sum_{n=1}^u W_n(T_n - TNA_n)/T_n}{\sum_{n=1}^u W_n}$$

$$\text{एवीएक्सबीपी (व्यक्तिगत एचवीडीसी पोल की उपलब्धता)} = \frac{(T_x - TNA_x)}{T_x}$$

$$\text{एवीवाईबीटीबी (व्यक्तिगत एचवीडीसी बैक-टू-बैक ब्लॉकों की उपलब्धता)} = \frac{(T_y - TNA_y)}{T_y}$$

एचवीडीसी ट्रांसमिशन प्रणाली के लिए

आरंभ किए गए नए एचवीडीसी के लिए लेकिन 12 माह पूरे नहीं किए;

पहले 12 महीनों के लिए: [(एवीएक्सवीपी या एवीबाइवीटीकी) x95% / 85%], 95% की सीमा के अधीन।

जहाँ,

ओ= एसी लाइनों की कुल संख्या;

एवीओ= एसी लाइनों की 'ओ' संख्या की उपलब्धता;

पी= बस रिएक्टरों की कुल संख्या/ स्विचेबल लाइन रिएक्टर;

एवीपी= बस रिएक्टर/ स्विचेबल लाइन रिएक्टरों की 'पी' संख्या की उपलब्धता;

क्यू= आईसीटी की कुल संख्या;

एवीक्यू= आईसीटी की 'क्यू' संख्या की उपलब्धता;

आर= एसवीसी की कुल संख्या;

एवीआर= एसवीसी की 'आर' संख्या की उपलब्धता;

यु= एसटीएटीसीओएम की कुल संख्या;

एवीयु= एसटीएटीसीओएम की 'यु' संख्या की उपलब्धता;

डब्लूआई= पारेषण लाइन के लिए भारित घटक;

डब्लूके= आईसीटी के लिए भारित घटक;

डब्लूएल= एसवीसी के प्रेरक और संधारित्र संचालन के लिए भारित घटक;

डब्लूएम= एमटी बस रिएक्टर के लिए भारित घटक;

डब्लूएन= एसटीएटीसीओएम के लिए भारित घटक।

T_i, T_k, T_l, \dots - i^{th} एसीलाइन के कुल घंटे, k^{th} आईसीटी, l^{th} एसवीसी, m^{th} स्विचड बस रिएक्टर

T_m, T_n, T_x, T_y & n^{th} एसटीएटीसीओएम, x^{th} एचवीडीसीपोल, y^{th} एचवीडीसी बैक-टू-बैक ब्लॉक (पैरा 5 की प्रक्रिया में दिए गए कारणों के लिए पारेषण अनुज्ञसिधारी को न दी गई आउटेज के लिए समय अवधि को छोड़कर) विचारार्थ समय अवधि के दौरान-

T_{NAi}, T_{NAk} - i^{th} एसी लाइन के लिए, k^{th} आईसीटी, l^{th} एसवीसी, m^{th} स्विचड बस रिएक्टर, एसटीएटीसीओएम, x^{th} एचवीडीसी पोल और y^{th} एचवीडीसी बैक-टू-बैक ब्लॉक के लिए (प्रक्रिया के पैरा 5 $T_{NAi}, T_{NAx}, T_{NAy}$ के रूप में लिए गए पारेषण अनुज्ञसिधारी को T_{NAi}, T_{NAm} , की न आउटेज के लिए समय अवधि को छोड़कर) *गैर उपलब्धता घंटे*

**टैरिफ अवधारण करने के लिए
टैरिफ फाइल करने वाले प्ररुप (थर्मल)
मुख्य टैरिफ प्ररुप**

भाग-I

परिशिष्ट-I

थर्मल केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइल करने हेतु मुख्य टैरिफ प्ररुप और अन्य जानकारी की जांच सूची

प्ररुप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररुप (ताप) का शीर्षक	टिक
प्ररुप- 1	टैरिफ का सारांश	
प्ररुप-1 (I)	दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण	
प्ररुप -1 (II)	रिटर्न आन इक्विटी दर्शाने वाला विवरण	
प्ररुप -2	संयत्र के लक्षण	
प्ररुप -3	टैरिफ की संगणना के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर	
प्ररुप - 4	विदेशी ऋण के ब्यौरे	
प्ररुप - 4A	विदेशी ईक्विटी के ब्यौरे	
प्ररुप -5	विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश	
प्ररुप - 6	सीओडी तक वित्तीय पैकेज	
प्ररुप - 7	परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे	
प्ररुप - 8	विभिन्न परियोजनाओं को कारपोरेट ऋण के आबंटन का विवरण	
प्ररुप -9	सीओडी के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररुप - 10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण	
प्ररुप - 11	मूल परियोजना लागत पर अवक्षयण की संगणना	
प्ररुप - 12	अवक्षयण का विवरण	
प्ररुप - 13	वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना	
प्ररुप - 14	आईडीसी और वित्तीय प्रभारों की संगणना के लिए ड्रा डाउन अनुसूची	
प्ररुप - 15	ऊर्जा प्रभारों को संगणना के लिए ईंधन के संबंध में प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे	
प्ररुप - 16	ऊर्जा प्रभार दर की संगणना के लिए चूना पत्थर के संबंध में प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे	
प्ररुप -17	पूंजी स्पेयर्स के संबंध में प्रस्तुत की जाने वाली सूचना	
प्ररुप - 18	गैर-टैरिफ आय	
प्ररुप -19	जल प्रभार का विवरण	
प्ररुप -20	सांविधिक प्रभार का विवरण	

भाग-I

थर्मल केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइल करने हेतु सहायक प्ररूप/दस्तावेजों की सूची

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (ताप) का शीर्षक	टिक
प्ररूप -क	प्राक्कलित पूंजी लागत का सारांश	
प्ररूप -ख	कोयला/लिग्नाइट आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप -ग	गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप -घ	संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों के ब्यौरे	
प्ररूप -ङ	नई परियोजनाओं के लिए चर वस्तुओं, पैरामीटरों, वैकल्पिक पैकेजों आदि का ब्यौरा	
प्ररूप -च	लागत आधिक्य के मामले में	
प्ररूप -छ	समय आधिक्य के मामले में	
प्ररूप -ज	परियोजना के उपयोगी जीवन काल के अन्तान्त के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप -झ	अवधि के दौरान आस्ति पूंजीविहीनता का विवरण	
प्ररूप -ञ	बहियों के अनुसार पूंजी संवर्धन दावा	
प्ररूप -ट	अपवर्जन के अधीन दावाकृत मदों/आस्तियों/कार्यों को दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप -ठ	पूंजी लागत का विवरण	
प्ररूप -ड	चालू पूंजी संकर्म का विवरण	
प्ररूप -ढ	मानकीय ऋण पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप -ण	कार्य पूंजी पर बयाज की संगणना	
प्ररूप -त	सीओडी तक और वास्तविक सीओडी तक निर्माण के दौरान आनुषंगिक व्यय	
प्ररूप -थ	सीओडी और वास्तविक सीओडी तक विभिन्न पैकेजों के अंतर्गत व्यय	
प्ररूप -द	वास्तविक नकद व्यय	
प्ररूप -ध	देयता फ्लो विवरण	
प्ररूप -न	याचिका में शामिल मुद्दों का सारांश	

थर्मल केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइल करने हेतु सहायक दस्तावेजों की सूची

क्र.सं.	जानकारी/दस्तावेज	टिक
1	समामेलन का प्रमाणपत्र, कारोबार आरंभ करने का प्रमाणपत्र, संगम-ज्ञापन और संगम-अनुच्छेद (के.वि.वि.आ. को पहली बार टैरिफ के लिए आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा स्थापित नए केन्द्रों के लिए)	
2	क. नए केन्द्रों और सुसंगत वर्षों के लिए केन्द्र के सीओडी पर सभी अनुसूचियों और परिशिष्टों सहित केन्द्र वार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे ख. विद्यमान केन्द्रों के लिए सुसंगत वर्षों हेतु सभी अनुसूचियों और परिशिष्टों सहित केन्द्र वार और कारपोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे	

3	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियों	
4	पूंजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियां	
5	विदेशी ईक्विटी के लिए ईक्विटी भागीदारी करार और आवश्यक अनुमोदन की प्रतियां	
6	फायदाग्रहियों, यदि कोई हों, के साथ बी.पी.एस.ए/पीपीए की प्रतियां	
7	समय और अधिक लागत, यदि लागू हो, के लिए कारणों की ब्यौरे-वार टिप्पणी प्रस्तुत किए जाने वाले समर्थनकारी दस्तावेजों की सूची क. विस्तृत परियोजना रिपोर्ट ख. सीपीएम विश्लेषण ग. पीईआरटी चार्ट एवं बार चार्ट घ. समय एवं अधिक लागत के लिए औचित्य	
8	उत्पादन कंपनी यूनितवार/ स्टेजवार/स्टेशनवार लागत लेखाकरण रिकार्ड, लागत विवरण, स्टेटमेंट्स, अनुसूचियों आदि सहित लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट की प्रति और उसके पश्चात वर्ष 2021-22 में मध्यावधि टू अप के समय पहले दो वर्षों अर्थात् 2019-20 और 2020-21 के लिए और टैरिफ अवधि 2019-24 की शेष अवधि के लिए वर्ष 2024-25 में अंतिम टू अप के समय भारत सरकार को यथाप्रस्तुत कंपनी स्तर पर समेकित रिपोर्ट प्रस्तुत करेगी। शुरुआती टैरिफ फाइल करने के मामले में अद्यतन उपलब्ध लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट प्रस्तुत की जानी चाहिए।	
9	कोई अन्य संगत सूचना (कृपया स्पष्ट करें)	
10.	उत्पादन केन्द्र के स्तरों के बीच और किसी वास्तविक अतिरिक्त पूंजीकरण के तुलनपत्र के साथ समाधान	
11.	बीबीएमबी सुसंगत लागू अधिनियमों के अनुसार रिकॉर्ड बनाए हुए है। यहाँ निर्दिष्ट प्ररूप बीबीएमबी के साथ उपलब्ध जानकारी के लिए उपयुक्त नहीं हो सकता है। बीबीएमबी टैरिफ फाइलिंग फॉर्म को संशोधित कर सकता है ताकि टैरिफ उद्देश्य के लिए आवश्यक जानकारी प्रस्तुत करने के लिए उन्हें उपलब्ध जानकारी के अनुसार उपयुक्त रूप से प्रस्तुत किया जा सके।	

टिप्पण 1: याचिका की इलैक्ट्रॉनिक प्रति (वर्ड फारमेट में) तथा इन फारमेटों (एक्सेल फारमेट) के अनुसार विस्तृत संगणना के ब्यौरे तथा कोई अन्य जानकारी ई-फाइलिंग वेबसाइट में अपलोड करनी होगी और पेन ड्राइव / फ्लैश ड्राइव के रूप में भी प्रस्तुत की जाएगी।

भाग-1

प्ररूप- 1

सारांश शीट

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम : _____

स्थान (क्षेत्र/जिला/राज्य): _____

क्र.सं.	विशिष्टियां	इकाई	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	अवक्षयण	लाख रुपये						
1.2	ऋण पर ब्याज	लाख रुपये						

क्र.सं.	विशिष्टियां	इकाई	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.3	रिटर्न आन ईक्विटी ¹	लाख रुपये						
1.4	कार्य पूंजी पर ब्याज	लाख रुपये						
1.5	प्रचालन और रख-रखाव व्यय	लाख रुपये						
1.6	प्रतिकर भत्ता (यदि लागू हो)	लाख रुपये						
	कुल	लाख रुपये						
2	प्राथमिक ईंधन							
2.1	फायदाग्राहीयों द्वारा अनुमोदित एफएसए के अनुसार अवसारित ईंधन लागत (कोयला/गैस/आरएलएनजी/द्रव)	रुपए/टन						
	ईंधन मात्रा का (%)	(%)						
2.2	फायदाग्राहीयों द्वारा अनुमोदित या कोयल मात्रा के आबंटन के अनुसार एफएसए, यदि कोई हो, के अनुसार अवसारित ईंधन लागत (एकीकृत खदान से कोयला)							
	ईंधन मात्रा का (%)							
2.3	फायदाग्राहीयों द्वारा अनुमोदित एफएसए के अनुसार अवसारित ईंधन लागत आयातित कोयला	रुपए/टन						
	ईंधन मात्रा का (%)	(%)						
2.4	एफएसए के अलावा अवसारित ईंधन लागत (कोयला/गैस/आरएलएनजी/द्रव)	रुपए/टन						
	ईंधन मात्रा का (%)	(%)						
2.5	एफएसए के अलावा अवसारित ईंधन की लागत आयातित कोयला							
	ईंधन मात्रा का (%)							
3	द्वितीयक ईंधन							
3.1	द्वितीयक ईंधन तेल लागत	रुपए/यूनिट						
	ऊर्जा प्रभार दर एक्स-बस (पैसा/किलोवाट घंटा) ^{2क,2ब,2ग,2घ}	रुपए/यूनिट						

(याचिकाकर्ता)

नोट:

1. सगंणना के व्यौरे विनियम के अनुसार विचार किए गए इक्विटी के साथ प्रस्तुत किए जाने है।

2क: यदि साथ-साथ बहु ईंधन का प्रयोग किया जाता है तो व्यष्टिक रुप से व्यष्टिक ईंधन के संबंध में 2 विवरण दें।

2ख: गैस/द्रव ईंधन चालित संयंत्रों की दशा में, ओपन साइकल प्रचालन और संयुक्त साइकल प्रचालन के लिए विद्युत प्रभार की दर पृथक रूप से संगणित की जाएगी।

2ग: भेजी जाने वाली अनुसूचित एक्स-बस के आधार पर कुल ऊर्जा प्रभार तय किया जाएगा।

2घ: ऊर्जा प्रभार दर विनियम 43 के अनुसार मास के लिए ईंधन लागत (लागतों) और जीसीवी (एस) के आधार पर होंगे।

2ङ. यदि मामले में 2.1 से 2.5 के लिए सार उपलब्ध नहीं है, तो समेकित विवरण प्रस्तुत करना होगा।

भाग-I

प्ररूप-1(I)

याचिकाकर्ता का नाम: _____

उत्पादन केन्द्र का नाम: _____

दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण- (क+ख)

क्र.सं.	विशिष्टियां	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण					
4	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
6	इति पूंजी लागत					
7	औसत पूंजी लागत					

मानक दर पर आरओई के लिए दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण (क)

क्र.सं.	विशिष्टियां	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण					
4	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
6	इति पूंजी लागत					
7	औसत पूंजी लागत					

**14.00% की सीलिंग के अध्वधीन एक वर्ष एमसीएलआर + 350 बीपीएस पर
आरओई के लिए पात्र दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण (ख)**

क्र.सं.	विशिष्टियां	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	प्रारंभिक पूंजी लागत					

क्र.सं.	विशिष्टियां	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
2	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण					
4	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
6	इति पूंजी लागत					
7	औसत पूंजी लागत					

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप-1(IIक)

याचिकाकर्ता का नाम: _____

उत्पादन केन्द्र का नाम: _____

मानक दर पर रिटर्न आन इक्विटी को दर्शाने वाला विवरण :

क्र.सं.	विशिष्टियां	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	रिटर्न आन इक्विटी					
1	कुल प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
2	घटाएं : प्रारंभिक इक्विटी में समायोजन					
3	वर्ष के दौरान समायोजन					
4	नियत प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान इक्विटी में संवृद्धि					
7	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण के कारण कमी					
8	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी					
9	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि					
10	नियत समापन इक्विटी (सामान्य)					
11	औसत इक्विटी (सामान्य)					
12	आर ओ ई की दर					
12	कुल रिटर्न आन इक्विटी					

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप-1(IIख)

याचिकाकर्ता का नाम: _____

उत्पादन केन्द्र का नाम: _____

एसबीआई एमसीएलआर से जुड़ी इक्विटी पर रिटर्न दर्शाने वाला विवरण:

क्र. सं.	विशिष्टियां	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	रिटर्न आन इक्विटी (विधि में परिवर्तन, ईसीएस, अप्रत्याशित घटना के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण सहित कार्य के मूल दायरे से परे)					
1	कुल प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
2	घटाएं : प्रारंभिक इक्विटी में समायोजन					
3	वर्ष के दौरान समायोजन					
4	नियत प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान इक्विटी में संवृद्धि					
7	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण के कारण कमी					
8	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी					
9	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि					
10	नियत समापन इक्विटी (सामान्य)					
11	औसत इक्विटी (सामान्य)					
12	आरओई की दर (14.00% की सीलिंग के अध्वधीन एक वर्ष एसबीआई एमसीएलआर+350 बीपीएस)					
12	कुल रिटर्न आन इक्विटी					

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप-2

संयंत्र विशेषताएं

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

यूनिट (यूनिटें)/ब्लॉक(ब्लॉक्स)/पैरामीटर्स	इकाई-I	इकाई-II	इकाई-III		
संस्थापित क्षमता (एमडब्ल्यू)						
निवेश अनुमोदन के अनुरूप अनुसूची सीओडी						
वास्तविक सीओडी/टेकेन ओवर की तारीख (यथा लागू)						

पिट हेड या गैर पिट हेड या एकीकृत खदान						
एकीकृत खदान से दूरी (किमी), यदि लागू हो						
बायलर विनिर्माता का नाम						
टर्बाइन जनरेटर विनिर्माता का नाम						
टर्बाइन इनलेट पर मुख्य वाष्प दाब (केजी/सीएम ²) एबीएस ¹						
टर्बाइन इनलेट का मुख्य वाष्प तापमान (°सी) ¹						
टर्बाइन इनलेट पर पुनर्ताप वाष्पदाब (केजी/सीएम ²) ¹						
टर्बाइन इनलेट पर पुनर्ताप वाष्प तापमान (°सी) ¹						
एमसीआर स्थितियों के अंतर्गत टर्बाइन इनलेट पर मुख्य वाष्प प्रवाह (टन/घंटे) ²						
वीडब्ल्यूओ कंडीशन के अंतर्गत टर्बाइन पर मुख्य वाष्प प्रवाह (टन/घंटा) ²						
एमसीआर/रेटेड कंडीशन के अंतर्गत इकाई सकल इलेक्ट्रिकल आउटपुट (एमडब्ल्यू) ²						
वीडब्ल्यूओ कंडीशन के अंतर्गत इकाई सकल इलेक्ट्रिकल आउटपुट (एमडब्ल्यू) ²						
गारंटीड डिजाइन सकल टर्बाइन साइकल ताप दर (केसीएएल/केडब्ल्यूएच) ³						
वह कंडीशन जिस पर डिजाइन टर्बाइन साइकल ताप दर गारंटीड है।						
% एमसीआर						
% मेकअप जल खपत						
मेक अप जल प्रणाली की डिजाइन क्षमता						
इनलेट कूलिंग प्रणाली की डिजाइन क्षमता						
डिजाइन शीतल जल तापमान (°से)						
पृष्ठ दाब						
बीएमसीआर कंडीशन के अंतर्गत सुपर हीटर आउटलेट पर वाष्प प्रवाह (टन/घंटा)						
बीएमसीआर कंडीशन के अंतर्गत सुपर हीटर आउटलेट पर वाष्प दाब (केजी/सीएम ²)						
बीएमसीआर कंडीशन के अंतर्गत सुपर हीटर आउटलेट पर वाष्प तापमान (°से)						
बीएमसीआर कंडीशन पर रिहीटर आउटलेट पर वाष्प तापमान (°से)						
डिजाइन /गारंटीड बायलर कार्य कुशलता (%) ⁴						
घरेलू/आयातित कोयले के सम्मिश्रण युक्त एवं सम्मिश्रण रहित डिजाइन फ्यूल						
कूलिंग टावर का प्रकार						

कूलिंग प्रणाली का प्रकार ⁵						
बायलर फीड पम्प का प्रकार ⁶						
कोल मिल के प्रकार						
ईंधन विवरण ⁷						
-प्राथमिक ईंधन						
-द्वितीयक ईंधन						
-वैकल्पिक ईंधन						
एसओएक्स नियंत्रण प्रणाली के प्रकार						
एनओएक्स नियंत्रण प्रणाली के प्रकार						
एसपीएम नियंत्रण प्रणाली का विवरण						
विशेष लक्षण/स्थल विनिर्दिष्ट लक्षण⁸						
विशेष प्रौद्योगिकीय लक्षण⁹						
पर्यावरणीय विनियम से संबंधित लक्षण¹⁰						
कोई अन्य विशेष लक्षण						
1. टर्बाइन एमसीआर कंडीशन पर						
2. 0% (शून्य) मेकअप और डिजाइन शीतल जल तापमान						
3. सकल उत्पादन 0% (शून्य) मेकअप और डिजाइन शीतल जल तापमान आधारित टीएमसीआर आउटपुट पर						
4. ईंधन के उच्चतर ताप मान (एचएचवी) और बीएमसीआर आउटपुट आधारित कोयला निष्पादन सहित						
5. समुद्र कूलिंग, प्राकृतिक ड्राफ्ट कूलिंग, इंडयूस्ड ड्राफ्ट कूलिंग आदि के माध्यम से वन्स सी कूलिंग आदि।						
6. मोटर चालित, स्टीम टर्बाइन चालित आदि।						
7. कोयला या प्राकृतिक गैस या नाफथा या लिग्नाइट आदि।						
8. कोई स्थल विनिर्दिष्ट विशेषताएं जैसे मैरी- गो-राउंड, फ्रंट/रियर/साइड्स फायर्ड बॉयलर, विसिनिटी टूसी, इंटेक/मेकअप जल प्रणाली आदि, मार्जक आदि। ऐसी सभी विशेषताओं को विनिर्दिष्ट करें।						
9. कोई विशेष प्रौद्योगिकीय लक्षण जैसे गैस टर्बाइन में अग्रणी श्रेणी की एफए प्रौद्योगिकी आदि						
10. पर्यावरणीय विनियम से संबंधित विशेषताएं जैसे एफजीडी, ईएसपी आदि						
टिप्पणी 1: विनियम में विनिर्दिष्ट शर्तों के अंतर की दशा में, विनिर्माता के संशोधन कर्ष भी प्रस्तुत किए जाएंगे।						
टिप्पणी 2: नए केन्द्रों की दशा में, उपरोक्त जानकारी के साथ-साथ हीट बेलेंस डायग्राम प्रस्तुत किए जाने हैं।						
टिप्पणी 3: वाक्यांश एमसीआर, बीएमसीआर, एचएचवी, निष्पादन कोयला, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा अधिसूचित सीईए विद्युत संयंत्र एवं विद्युत लाइनों का निर्माण करने के लिए तकनीकी मानक विनियम-2010 में यथापरिभाषित						

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप-3

टैरिफ की संगणना करने के लिए विचार किए गए मानकीय पैरामीटर

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

विशिष्टियां	इकाई	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
इक्विटी पर रिटर्न की आधारभूत दर	%						
अतिरिक्त पूंजीकरण रिटर्न ऑन इक्विटी की आधार दर	%						
प्रभावी कर दर ⁴	%						
लक्ष्य उपलब्धता (एनएपीएफ)	%						
पीक घंटे	%						
ऑफ-पीक घंटे	%						
IS-औसत मासिक फ्रीक्वेंसी प्रतिक्रिया प्रदर्शन ⁵	0-1						
सहायक ऊर्जा खपत	%						
सकल केन्द्र ताप दर	किलोकैलोरी/किलोवाट घंटा						
विनिर्दिष्ट ईंधन तेल खपत	एमएल/किलोवाट घंटा						
कार्य पूंजी के लिए कोयला/लिग्नाइट की लागत ¹	मास में						
कार्य पूंजी के लिए मुख्य गौण ईंधन तेल की लागत ¹	मास में						
कार्य पूंजी के लिए ईंधन लागत ²	मास में						
कार्य पूंजी के लिए द्रव ईंधन स्टाक लागत ²	मास में						
ओ एंड एम व्यय	लाख रुपए / एमडब्ल्यू						
कार्य पूंजी के लिए रखरखाव पुर्जे	ओ और एम का %						
कार्य पूंजी के लिए प्राप्य	मास में						
प्राथमिक ईंधन की भंडारण क्षमता	एमटी						
एसबीआई 1 वर्ष एमसीएलआर जमा 325 बेसिस प्वाइंट ³	%						
घरेलू कोयला/आयातित कोयले का मिश्रण अनुपात							
रीजेंट के उपभोग के लिए मानदंड							
बेट लाइमस्टोन एफजीडी के लिए विनिर्दिष्ट लाइमस्टोन उपभोग							
लाइम स्ट्रे ड्रायर या सेमि-ड्राई एफजीडी के लिए विनिर्दिष्ट लाइमस्टोन उपभोग							
सोडियम वाइकार्बोनेट का विनिर्दिष्ट उपभोग							
सीएफबीसी आधारित उत्पादन स्टेशन के लिए विनिर्दिष्ट लाइमस्टोन उपभोग							
एसएनसीआर का विनिर्दिष्ट यूरिया उपभोग							
एससीआर का विनिर्दिष्ट अमोनिया उपभोग							
कोयला या लिग्नाइट, यथा लागू का अभिवहन और हैंडलिंग प्रभार							

नोट:1) कोयला आधारित/लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्र के लिए।

- 2) गैस ईंधन तथा तरल ईंधन पर प्रचालन पद्धति पर सम्यक रूप से विचार करते हुए गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र।
- 3) सुसंगत तारीख का उल्लेख करें।
- 4) प्रभावी कर दर की गणना विनियम 31 यानी वास्तविक कर (या अग्रिम कर) / कुल आय के अनुसार की जाती है, जहां कुल आय कर से पहले लाभ को संदर्भित करती है।
- 5) आरपीसी प्रमाणन के आधार पर टूटिंग अप के समय प्रस्तुत किया जाए।

(याचिकाकर्ता)

विदेशी ऋण के ब्यौरे

(याचिका के अधीन परियोजना को लागू ऋणों के संबंध में ब्यौरे)

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख या 31.3.2019 को विनिमय दर इनमें से जो भी बाद में हो

31.3.2019 को विनियम दर

क्र.सं.	वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रारंभ)	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उससे आगे			
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	2	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)
	मुद्रा1												
क.1	आहरण की तारीख को या वर्ष की अवधि के प्रारंभ की तारीख ²												
2	मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
B	हेजिंग के मामले में ³												
1	हेजिंग की तारीख को												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												
	मुद्रा2												
क.1	निकासी की तारीख ²												
2	मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
ख	हेजिंग की दशा में ³												
1	हेजिंग की तारीख को												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												
	मुद्रा3 और उससे आगे												
क.1	निकासी की तारीख पर ²												
2	मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख												
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख												
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर												
ख	हेजिंग की दशा में ³												
1	हेजिंग की तारीख को												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												

1. मुद्रा का नाम, अर्थात् यूएस\$, डीएम, आदि में उल्लिखित किया जाना है।

2. वर्ष में एक से अधिक निकासी की दशा में, प्रत्येक निकासी की तारीख को मुद्रा की दर दी जानी है।

3. वर्ष के दौरान एक से अधिक हेजिंग या भाग हेजिंग की दशा में, हेजिंग के ब्यौरे, प्रत्येक हेजिंग के ब्यौरे प्रस्तुत किए जाने हैं।

4. यथा लागू कर (जैसे रोका गया कर) के ब्यौरे, जिनमें कर में परिवर्तन भी सम्मिलित है, वह तारीख जिससे परिवर्तन हुआ है, स्पष्ट रूप से उपदर्शित की जाए।

विदेशी इक्विटी के ब्यौरे

(याचिका के अधीन परियोजना को लागू केवल इक्विटी इन्फ्यूजन के बारे में ब्यौरे)

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

इंफ्यूजन की तारीख को विनिमय दर _____

क्र.सं.	वित्तीय वर्ष	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उससे आगे			
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	रकम (लाख रुपये)
	मुद्रा¹												
क.1	इंफ्यूजन की तारीख पर ²												
2													
3													
	मुद्रा²												
क.1	इंफ्यूजन की तारीख पर ²												
2													
3													
	मुद्रा³												
क.1	इंफ्यूजन की तारीख पर ²												
2													
3													
	मुद्रा¹ और उससे आगे												
क.1	इंफ्यूजन की तारीख पर ²												
2													
3													

1. मुद्रा का नाम, अर्थात् यूएस\$, डीएम, आदि में उल्लिखित किया जाना है।

2. वर्ष के दौरान एक से अधिक कर इक्विटी इंफ्यूजन की दशा में, प्रत्येक इंफ्यूजन की तारीख को मुद्रा की दर दी जानी है।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप-5

विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

परियोजना के लिए आयोग के आदेश की अंतिम तारीख	दिनांक (डीडी-एमएम-वाईवाईवाईवाई)	
उस याचिका सं. का संदर्भ जिसमें उपर्युक्त आदेश पारित किया गया था	याचिका सं.	
आयोग द्वारा उपर्युक्त आदेश में उस अवधि की अंतिम तारीख के अनुसार जिसके लिए टैरिफ अनुमोदित है निम्नलिखित विवरण (क्या स्वीकृत और/या उनपर विचार किया गया) दें:		
पूंजी लागत	(लाख रुपये में)	
उपर्युक्त में शामिल अनुन्मुक्त देयताओं की राशि (और स्वीकृत पूंजी लागत का भाग)		
उपर्युक्त स्वीकृत पूंजी लागत के समनुरूप अन-डिस्चार्ज्ड देयताओं की राशि (परंतु जो नकद आधार पर अनुमत की जा रही पूंजी लागत का भाग न हो)		
सकल मानकीय ऋण		
संचयी संदेय		
शुद्ध मानकीय ऋण		
मानकीय इक्विटी		
संचयी मूल्य ह्रास		
फ्रीहोल्ड भूमि		

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप-6

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्तीय पैकेज

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

वा.प्र. की तारीख को परियोजना लागत¹ _____केन्द्र की वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख² _____

1	यथा अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को यथास्वीकृत	
	मुद्रा और रकम ³		मुद्रा और रकम ³		मुद्रा और रकम ³	
	2	3	4	5	6	7
ऋण-I	यूएस \$	200एम				
ऋण -II						
ऋण- III						
और उससे आगे						
इक्विटी-						
विदेशी						
घरेलू						
कुल इक्विटी						
उधार : इक्विटी अनुपात						

टिप्पणः

1. अर्थात् यूएस \$ =80 रुपये की विनिमय दर पर 80 करोड़ रुपये + 200 एम अमेरिकी डालर या रुपये 1680 करोड़ जिसमें 200 एम अमेरिकी डालर शामिल है।
2. प्रत्येक यूनिट के सीओडी की तारीख को वाणिज्यिक प्रचालन संबंधी विवरण प्रदान करें।
3. उदाहरणार्थ: यूएस \$ 200 मि. आदि।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I
प्ररूप - 7

परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	पैकेज 6
1	2	3	4	5	6	7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.3.2024 /वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम 3,4,5,13,15						
ब्याज के प्रकार ⁶						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारित दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁷						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁸						
क्या कोई कैपस/फ्लोर है ⁹	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
यदि उपरोक्त हां है तो कैपस/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि ¹⁰						

से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति ¹²						
प्रतिसंदाय किस्त ^{13,14}						
आधारित विनिमय दर ¹⁶						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है?						
यदि उपरोक्त हां तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें ¹⁷						

टिप्पण:

1. ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, एफसीआई, पीएफसी आदि।
2. ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस \$ डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2024 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे।
4. क्या ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त ऋण के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप दिए जाने हैं।
5. यदि विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों के लिए पृथक रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने है।
6. ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है।
7. आधारित दर से पीएलआर, एमसीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत है जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों पर लागू आधारीक दर को भी संलग्न किया जाए।
8. मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है।
9. समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं।
10. विलम्बन अवधि से यह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं।
11. प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है।
12. प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत है जिस पर ऋण मासिक, तिमाही, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है।
13. जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक, रूप से भी दी जाए।

14. यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक रूप से दी जाए।
15. विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए।
16. आधारित विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2024 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत है।
17. हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें।
18. विदेशी ऋण के मामले में मूल धन के पुनर्भुगतान की प्रत्येक तारीख और ब्याज के भुगतान पर विचारित विनिमय दर का विवरण दें।
19. ट्रयूंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
20. ट्रयूंग अप के समय, पहले विचार किए गए ऋण के पुनर्वित्त के ब्यौरे प्रस्तुत करें। उस तारीख को ऐसे ब्यौरे जिसको पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त ऋण की रकम, पुनर्वित्त ऋण के निबंधन तथा शर्तें, पुनर्वित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि।

(याचिकाकर्ता)

भाग -I

प्ररूप - 8

विभिन्न परियोजनाओं को के आबंटित ऋण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	टिप्पणियां
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.03.2024/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम ^{3,4,5,13,15}						
ब्याज का प्रकार ⁶						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁷						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁸						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है ⁹	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	
यदि उपरोक्त हां है तो कैप्स/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि ¹⁰						

से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति ¹²						
प्रतिसंदाय किस्त ^{13,14}						
आधारित विनिमय ¹⁶						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है ?						
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें ¹⁷						
	विभिन्न परियोजनाओं को ऋण पैकेजों का विवरण					
परियोजना का नाम						कुल
परियोजना 1						
परियोजना 2						
परियोजना 3 और उससे आगे						

टिप्पण :

1. ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, आईएफसी, पीएफसी आदि।
2. ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस \$, डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2024 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे।
4. क्या ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त ऋण के लिए प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररूप में पृथक रूप से दिए जाने हैं। तथापि मूल ऋण के ब्यौरे भी उसी प्ररूप में अलग से दिये जाए।
5. यदि याचिका में विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररूप में सभी यूनितों के लिए पृथक रूप से प्ररूप में ब्यौरे दिए जाने हैं।
6. ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है।
7. आधारित दर से एमसीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत हैं जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों को लागू आधारित दर को भी संलग्न किया जाए।
8. मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है।
9. समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं।
10. विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं है।

11. प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है।
12. प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक तिमाही अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है।
13. जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक रूप से भी दी जाए।
14. यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक रूप से दी जाए।
15. विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए।
16. आधारित विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2024 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत हैं।
17. हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें।
18. विदेशी ऋण के मामले में मूल की प्रतिसंदाय की प्रत्येक तारीख और ब्याज संदाय की तारीख पर विचारित विनिमय दर का ब्यौरा प्रदान करें।
19. टूटंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
20. टूटंग अप के समय, पहले विचार किए गए ऋण के पुर्नवित्त के ब्यौरे प्रस्तुत करें। उस तारीख को ऐसे ब्यौरे जिसको पुर्नवित्त किया गया है, पुर्नवित्त ऋण की रकम, पुर्नवित्त ऋण के निबंधन तथा शर्तें, पुर्नवित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I
प्ररूप- 9

सीओडी के पश्चात अतिरिक्त पूंजीकरण का वर्ष वार विवरण

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम
सीओडी
वित्त वर्ष के लिए

क्रम सं.	कार्य/उपस्कर का शीर्ष	दावा किया गया एसीई (वास्तविक/ प्रक्षेपित)				विनियम जिसके अंतर्गत दावा किया गया	औचित्य	आयोग द्वारा स्वीकृत लागत, यदि कोई
		प्रोद्भव आधार	स्तंभ 3 में शामिल सम्पादित न की गई देयता	नकद आधार	स्तंभ 3 में शामिल की गई आईडीसी			
1	2	3	4	(5 = 3 - 4)	6	7	8	9

1. यदि परियोजना पूरी कर ली गई है और लागत को विगत के किसी टैरिफ अधिसूचना(अधिसूचनाओं) के अंतर्गत स्वीकृत किया गया है तो (प्राधिकारी का नाम, द्वारा पहले ही जारी टैरिफ अधिसूचना के प्रयोजनार्थ यथास्वीकृत लागत का विवरण देते हुए स्तंभ 9 भरें। (टैरिफ आदेश की प्रति संलग्न करें)।
2. उपर्युक्त सूचना टैरिफ अवधि 2024-29 के प्रत्येक वर्ष/अवधि के लिए अलग से प्रस्तुत किए जाने की जरूरत है।
3. आस्तियों के गैर पूंजीकरण के मामले में स्तंभ 1,2,3 और में अलग से विवरण प्रस्तुत किया जाना चाहिए। इसके अतिरिक्त, इन आस्तियों की मूल बुक वैल्यू और पूंजीकरण का वर्ष को स्तंभ 8 में प्रस्तुत किया जाना चाहिए। जहां डि कैप्स अनुमानित आधार पर हैं, उन्हें अलग से दर्शाया जाना चाहिए।
4. यदि किसी आस्ति को गैर-सेवा योग्य ठहराया गया है उसे उस वर्ष के दौरान गैर पूंजीकृत के रूप में माना जाएगा और ऐसी आस्ति की मूल मूल्य स्तंभ 3 में दर्शाया जाना चाहिए। और यदि कोई इम्पेयर्ड कीमत है तो इसके पूंजीकरण का उल्लेख स्तंभ 8 में किया जाना चाहिए।
5. प्रत्येक आस्ति के पूंजीकरण का औचित्य उस विनियम के अनुरूप होना चाहिए जिसके अंतर्गत दावा किया गया है और उस आस्ति के पूंजीकरण की आवश्यकता का उल्लेख किया जाए।
6. याचिकाकर्ता एसीई के रूप में दावाकृत मात्रा और व्यक्तिगत लागतों के साथ व्यक्तिगत मदों की सूची प्रस्तुत करेगा।

इकट्टी										
आंतरिक संसाधन										
अन्य (कृपया स्पष्ट करें)										
कुल										

टिप्पणः

- वर्ष 1 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के वित्तीय वर्ष को निर्दिष्ट करता है और वर्ष 2 और वर्ष 3 आदि क्रमशः पश्चातवर्ती वित्तीय वर्ष है।
- अपेक्षित अतिरिक्त पूंजीकरण को पूरा करने वाले ऋण के ब्यौरे प्ररूप 7 या 8, जो भी सुसंगत हो, के अनुसार दिए जाने चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-I

प्ररूप- 11

अवक्षयण दर की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(लाख रुपये में)

क्र.सं.	आस्तियों का नाम ¹	31.3.2024 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को, जो भी बाद में हो तथा 31.3.2029 तक तत्पश्चात प्रत्येक वर्ष के लिए उत्तरवर्ती सकल ब्लॉक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.3.2029 तक प्रत्येक वर्ष के लिए अवक्षयण रकम
1	2	3	4	5= स्तंभ 3 X स्तंभ 4
1	भूमि*			
2	भवन			
3	और उससे आगे			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
	कुल			
	अवक्षयण की भारित			
	औसत दर (%)			

* फ्री होल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि का विवरण अलग-अलग दिया जाए

टिप्पण:

1.आस्तियों के नाम अधिसूचना में संलग्न अवक्षयण अनुसूची में उल्लिखित आस्तियों के विवरण के अनुसार होने चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- 12

अवक्षयण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(लाख रुपये में)

क्रम सं.	विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	प्रारंभित पूंजीगत लागत						
2.	अंतिम पूंजीगत लागत						
3.	औसत पूंजीगत लागत						
4.	फ्रीहोल्ड भूमि						
5.	अवक्षयण की दर						
6.	अवक्षयणीय मूल्य						
7.	अवधि के आरंभ में शेष उपयोगी जीवनकाल						
8.	अवशिष्ट अवक्षयण योग्य मूल्य						
9.	अवक्षयण (अवधि के लिए)						
10.	अवक्षयण (वार्षिकीकृत)						
11.	अवधि के अंत में संचयी मूल्यहास						
12.	घटाएं: दिनांक 01.4.2009 को घटाई गई असम्पादित देयता के कारण संचयी मूल्यहास समायोजन						
13.	घटाएं: गैर पूंजीकरण के कारण संचयी अवक्षयण समायोजन						
14.	अवधि की समाप्ति पर निवल संचयी अवक्षयण						

1. एफईआरवी विवरण के मामले में प्रयोज्य अवधि के लिए सूचना दें।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप - 13

वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारत औसत दर की संगणना¹

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(राशि लाख रुपयों में)

विशिष्टियां	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
ऋण-1						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण -2						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण-3 और उससे आगे						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						

विशिष्टियां	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
ऋण पर ब्याज						
कुल ऋण						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋण पर ब्याज						
ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर						

टिप्पण:

1. विदेशी ऋण की दशा में भारतीय रुपए में संगणना करके प्रस्तुत किया जाना है। तथापि, मुद्रा की संगणना इसी प्ररूप में पृथक रूप से प्रस्तुत की जानी है।

(याचिकाकर्ता)

क्रम सं.	ड्रा डाउन	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर एन (सीओडी)		
	विशिष्टियां	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.1.4	--									
	--									
	--									
1.1	कुल विदेशी ऋण									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी विनिमय दर फेर फार									
	हेजिंग लागत									
1.2	भारतीय ऋण									
1.2.1	भारतीय ऋण ¹									
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--	
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	भारतीय ऋण ²									
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--	

क्रम सं.	ड्रा डाउन विशिष्टियां	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर एन (सीओडी)		
		विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में रकम (लाख रुपये)
2.2	ली गई भारतीय इक्विटी	--	--		--	--		--	--	
	लगाई गई कुल इक्विटी									

टिप्पण :

1. ऋण और इक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा किए जाने के लिए समरूप आधार पर की जाएगी। शुरु में उच्चतर इक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है। परिनियोजित कुल निधियों के 30%से अधिक आधिक्य इक्विटी के तदनु रूप मानकीय ऋण पर आईडीसी केवल तभी होगी यदि समरूप आधार पर इक्विटी का वास्तविक अंतःक्षेपण परिनियोजित कुल निधियों के 30% से अधिक है और इसकी संगणना तिमाही आधार पर की जाएगी।
2. उपरोक्त संगणना के लिए प्रयुक्त लागू ब्याज दर, जिसमें पुनः नियत तारीख भी है, को पृथक रूप से दिया जाएगा।
3. बहु एकक परियोजना की दशा में, प्रयुक्त पूंजीकरण के व्यौरों को दिया जाना है।
4. यदि मानकीय ऋण पर आईडीसी की अनुमति वास्तविक ऋण के अंतःक्षेपण से पूर्व दी जानी है, तो ऐसी आईडीसी की संगणना के लिए ब्याज दर संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को यथा लागू 1-वर्ष एसबीआई एमसीएलआर के बराबर होगी। वास्तविक ऋण के अंतःक्षेपण के बाद मानकीय ऋण पर आईडीसी की संगणना संबंधित तिमाही के लिए डब्ल्यूएआरओआई के आधार पर की जाएगी।

(याचिकाकर्ता)

क्रम सं.	मास-वार	इकाई	2024-29 की अवधि के लिए विद्यमान संयंत्रों के लिए वर्ष-वार और मास-वार विवरण (पूर्ववर्ती 12 मास के लिए)							
			घरेलू स्रोत (1)	घरेलू स्रोत (एन)	एकीकृत खदान (बास्केट)	एकीकृत खदान (कैप्टिव)	ई-ऑक्शन	आयातित	अन्य (विनिर्दिष्ट करें)
	कोयला की जीसीवी	केजी)								
27	स्टेशन पर यथा प्राप्त आपूर्ति घरेलू कोयला की जीसीवी	(केसीएल/ केजी)								
28	स्टेशन पर यथा प्राप्त आरंभिक स्टॉक के आयातित कोयला की जीसीवी	(केसीएल/ केजी)								
29	स्टेशन पर यथा प्राप्त आरंभिक स्टॉक के आयातित कोयला की जीसीवी	(केसीएल/ केजी)								
30	यथा प्राप्त कोयला/लिग्नाइट की भारित औसत जीसीवी	(केसीएल/ केजी)								

(* समायोजन के लिए कारण और समर्थन दस्तावेज के साथ समायोजन की अवधि विनिर्दिष्ट करें)

टिप्पण:

1. सीसीजीटी केन्द्रों के लिए प्राकृतिक/गैस/द्रव ईंधन और कोयला/लिग्नाइट आधारित ताप संयंत्रों के लिए गौण ईंधन के लिए ऐसे ही ब्यौरे दिए जाएं।
2. यथा बिल की गई और यथाप्राप्त जीसीवी, कोयले की मात्रा और कीमत को सांविधिक लेखापरीक्षक द्वारा यथाप्रमाणित प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
3. यथा बिल किए गए और यथा प्राप्त जीसीवी के बीच अंतर से निपटने के लिए की गई कार्रवाई को याचिका के साथ प्रस्तुत किया जाए।
4. ऊर्जा प्रभारों के प्राक्कलन के लिए स्रोत वार ईंधन के विवरण, आयोग द्वारा यथा अपेक्षित उपर्युक्त प्ररूप में मास वार संगणना के साथ वर्ष वार में प्रदान किया जाए।
5. प्रत्येक स्रोत के लिए विवरण पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाए। एक स्रोत से अधिक के मामले में, अतिरिक्त स्तंभ जोड़ा जाए।
6. कोयला कंपनी द्वारा प्रभारित राशि का ब्रेक-अप पृथक रूप से प्रदान किया जाए।
7. उत्पादन स्टेशनसे एकीकृत खदानों की दूरी, यदि लागू हो, पृथक रूप से प्रदान की जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- 16

ऊर्जा प्रभार दर की संगणना के लिए चूना पत्थर का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

क्र.सं.	मास	इकाई	पूर्ववती के लिए	पूर्ववती के लिए	पूर्ववती के लिए
			3 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2024 से)	2 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2024 से)	1 मास के लिए (यथास्थिति सीओडी से या तारीख 1.4.2024 से)
1	चूना पत्थर प्रदाय करने वाली कंपनी द्वारा प्रदाय किए गए चूना पत्थर की मात्रा	(एमएमटी)			
2	चूना पत्थर प्रदाय करने वाली कंपनी द्वारा प्रदाय की गई मात्रा में समायोजन (+/-)	(एमएमटी)			
3	चूना पत्थर प्रदाय करने वाली कंपनी द्वारा प्रदाय किया गया चूना पत्थर(1+2)	(एमएमटी)			
4	प्रदाय किया कुल चूना पत्थर (3-4)	(एमएमटी)			
5	चूना पत्थर प्रदाय करने वाली कंपनी द्वारा प्रभारित रकम	(रुपए)			
6	चूना पत्थर प्रदाय करने वाली कंपनी द्वारा प्रभारित की गई रकम में समायोजन (+/-)	(रुपए)			
7	कुल प्रभारित रकम (6+7)	(रुपए)			
8	रेल/पोत/सड़क परिवहन द्वारा परिवहन प्रभार	(रुपए)			
9	रेल/परिवहन कंपनी द्वारा प्रभारित की गई रकम में समायोजन (+/-)	(रुपए)			
10	विलंबन प्रभार, यदि कोई हो	(रुपए)			
11	परिवहन प्रभार (8+/-9-10)	(रुपए)			
12	प्रदाय किए गए चूना पत्थर, जिसमें परिवहन भी है, के लिए प्रभारित कुल रकम (7+11)	(रुपए)			

टिप्पण :

1. प्ररूप को क्रमानुसार वर्षवार भरें जिसमें फायदाग्राहियों की आवश्यकता और प्रोदभूत लाभ का विस्तृत ब्यौरा सपष्ट रूप से दर्शित हो।
2. यदि आरंभिक पुर्जे किसी भी उपस्कर ाके साथ क्रय किए जाते हैं तो उन पुर्जों की लागत पुथक रूप से उपर्दित की जानी चाहिए अर्थात रोटर 50 करोड आरंभिक पुर्जे- 5 करोड रुपये।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- 17

पूंजीगत स्पेयर्स के बारे में विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

क्र.सं.	पूंजी स्पेयर्स और व्यय का विवरण		अतिरिक्त पूंजीकरण के एक भाग के रूप में दावा की गई	प्रतिपूर्ति भत्ता ² के माध्यम से वित्तपोषित (यदि लागू हो)	विशेष भत्ता द्वारा वित्त पोषित (यदि लागू हो)	स्टोर्स एवं स्पेयर्स के एक भाग के रूप में दावा का गई
	स्पेयर्स के नाम	रु. लाख में राशि				
1						
2						
3						
4						
5						
6						

क्र.सं.	पूँजी स्पेयर्स और व्यय का विवरण		अतिरिक्त पूँजीकरण के एक भाग के रूप में दावा की गई	प्रतिपूर्ति भत्ता ² के माध्यम से वित्तपोषित (यदि लागू हो)	विशेष भत्ता द्वारा वित्त पोषित (यदि लागू हो)	स्टोर्स एवं स्पेयर्स के एक भाग के रूप में दावा का गई
	स्पेयर्स के नाम	रु. लाख में राशि				
7						
8						

1) व्यक्तिगत रूप से रु. 10 लाख तक की लागत वाले किसी स्पेयर्स का दावा नहीं किया जाएगा।

2) जिन स्पेयर्स को पूर्व में प्रतिपूर्ति भत्ते के माध्यम से खरीदा गया है, उन्हें प्रस्तुत किया जाएगा।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- 18

गैर-टैरिफ आय

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

क्र.सं.	मानदंड	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1.	भूमि या भवनों या ईको-टूरिज़्म के किराए से आयोग						
2.	स्क्रेप की बिक्री से आय						
3.	विज्ञापनों से आय						

टिप्पण: टूटिंग अप के समय प्रस्तुत किया जाएगा।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- 19

जल प्रभारों का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

क्र.सं.	जल प्रभारों का विवरण (जल उपकरण को छोड़कर)		आबंटित मात्रा	वास्तविक जल उपभोग			85% पीएलएफ पर मानकीय उपभोग	विनिर्दिष्ट दर (सरकारी अधिसूचना या करार के अनुसार)	जल का छलकाव (प्रतिशत में)	दावाकृत राशि
	स्रोत का नाम और मात्रा	राशि	इकाई....	संयंत्र	संयंत्र के अलावा	कुल	इकाई			
1										
2										
3										
4										
5										
6										

नोट-1: जल प्रभारों में स्वामी से संबद्ध व्ययों अर्थात्, जनशक्ति, पम्पिंग प्रभारों आदि को छोड़कर केवल विद्युत के उत्पादन के लिए उपभोग किए गए जल के लिए केवल तृतीय पक्ष/सरकारी इकाई को प्रदत्त व्यय शामिल होंगे।

नोट-2: सरकारी इकाई द्वारा विनिर्दिष्ट दर के संबंध में सहायक दस्तावेज प्रस्तुत किए जाएंगे।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- 20

सांविधिक प्रभारों का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

विशिष्टियाँ	यूनिट दर	यूनिटों की संख्या	दावाकृत राशि
विद्युत शुल्क			
जल उपकर			
...			
...			
...			

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- क

नई परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत प्राक्कलन का सार और आरंभ की अनुसूची

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

**नई परियोजनाएं
पूंजी लागत प्राक्कलन**

पूंजी लागत प्राक्कलन अनुमोदित करने वाला निदेशक मंडल/एजेंसी:		
पूंजी लागत प्राक्कलनों के अनुमोदन की तारीख:		
	वर्तमान दिवस लागत	संपूर्ण लागत
अनुमोदित प्राक्कलनों का कीमत स्तर	वर्ष _____ की तिमाही _____ के अंत को	स्टेशन की अनुसूचित सीओडी को
पूंजी लागत प्राक्कलनों के लिए माने गई विदेशी विनिमय दर		
आईडीसी, आईडीसी एवं एफसी को छोड़कर पूंजी लागत (रु. लाख)		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो (मिलियन US \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रु. लाख)		
आईडीसी, आईडीसी, एफसी, एफईआरवी एवं हेजिंग लागत को छोड़कर पूंजी लागत (रु. लाख)		
आईडीसी, आईडीसी, एफसी, एफईआरवी एवं हेजिंग लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो (मिलियन US \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (रु. लाख)		
कुल आईडीसी, आईडीसी, एफसी, एफईआरवी एवं हेजिंग लागत (रु. लाख)		
माने गए करों एवं शुल्कों की दर		
आईडीसी, आईडीसी, एफसी, एफईआरवी एवं हेजिंग लागत को छोड़कर पूंजी लागत		

विदेशी संघटक, यदि कोई हो (मिलियन US \$ या सुसंगत मुद्रा में)	
घरेलू संघटक (रु. लाख)	
आईडीसी, आईईडीसी एवं एफसी सहित पूंजी लागत (रु. लाख)	
आरंभ की अनुसूची	
निवेश अनुमोदन के अनुसार यूनिट-I/ब्लॉक-I की अनुसूचित सीओडी	
निवेश अनुमोदन के अनुसार यूनिट-II/ब्लॉक-II की अनुसूचित सीओडी	

अंतिम यूनिट/ब्लॉक की अनुसूचित सीओडी	

टिप्पणः

1. निवेश अनुमोदन पत्र की प्रति संलग्न की जाए।
2. पूंजी लागत के विवरण यथा लागू प्ररूप ख या ग के अनुसार प्रस्तुत किए जाएं।
3. आईडीसी एवं वित्त प्रभारों के विवरण प्ररूप-14 के अनुसार प्रस्तुत किए जाएं।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- ख

गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

नए कोयला/लिंग्राइट आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत का ब्रेक-अप

(रुपए लाख में राशि)

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	सीओडी ⁶ को वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
			वास्तविक आय				
1	2	3	4	5	6	7	8
1	भूमि और स्थल विकास की लागत						
1.1	भूमि*						
1.2	सुधार और पुनर्वास (आर एंड आर)						
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास						
	कुल भूमि और स्थल विकास						
2	संयंत्र और उपस्कर						
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड						
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड						
2.3	बीओपी यांत्रिक						
2.3.1	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली						
2.3.2	सीडब्ल्यू प्रणाली						
2.3.3	डीएम जल संयंत्र						
2.3.4	विशुद्धीकरण संयंत्र						
2.3.5	क्लोरीनीकरण संयंत्र						
2.3.6	ईंधन प्रहस्तन और भंडारण प्रणाली						
2.3.7	राख उठाने की प्रणाली						
2.3.8	कोयला उठाने की प्रणाली						
2.3.9	रोलिंग स्टाक और लोकोमोटिव						
2.3.10	एमजीआर						

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	सीओडी ⁶ को वास्तविक पूँजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परितर्वन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूँजी व्यय
			वास्तविक आय				
1	2	3	4	5	6	7	8
2.3.11	वायु कम्प्रेसर प्रणाली						
2.3.12	वातानुकूलन और संवातन प्रणाली						
2.3.13	अग्निशामक प्रणाली						
2.3.14	एचपी/एलपी पाइपिंग						
2.3.15	एफजीडी प्रणाली, यदि कोई हो						
2.3.16	समुद्री जल इन्टेक के लिए गैर लवणीकरण संयंत्र						
2.3.17	जेट्टी में बाह्य कोयला प्रहस्तन, यदि कोई हो						
	कुल बीओपी मेकेनिकल						
2.4	बीओपी इलैक्ट्रिकल						
2.4.1	स्विचयार्ड पैकेज						
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज						
2.4.3	स्विच गियर पैकेज						
2.4.4	केबल, केबल प्रसुविधा और ग्राउंडिंग						
2.4.5	प्रकाश						
2.4.6	आपातकालीन डीजी सेट						
	कुल बीओपी इलैक्ट्रिकल						
2.5	नियंत्रण एवं यंत्रिकरण (सी एंड आई) पैकेज						
	करों और शुल्कों को छोड़कर कुल संयंत्र और उपस्कर						
2.6	कर और शुल्क						
3	आरंभिक पुर्जे						
4	सिविल संकर्म						
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन						

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	सीओडी ⁶ को वास्तविक पूँजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परितर्जन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूँजी व्यय
			वास्तविक आय				
1	2	3	4	5	6	7	8
4.2	सीडब्ल्यू प्रणाली						
4.3	कूलिंग टावर						
4.4	डीएम जल संयंत्र						
4.5	विशुद्धीकरण संयंत्र						
4.6	क्लोरीनीकरण संयंत्र						
4.7	ईंधन उठाई धराई और भंडारण प्रणाली						
4.8	कोयला उठाई धराई संयंत्र						
4.9	एमजीआर और मार्शलिंग यार्ड						
4.10	राख उठाई-धराई प्रणाली						
4.11	राख व्ययन क्षेत्र विकास						
4.12	अग्निशामक प्रणाली						
4.13	नगर क्षेत्र और कालोनी						
4.14	अस्थायी संनिर्माण और समर्थकारी संकर्म						
4.15	सड़क और जल निकासी						
	कुल सिविल संकर्म						
5	संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय						
5.1	इरेक्शन परीक्षण और आरंभ						
5.2	स्थल पर्यवेक्षण						
5.3	प्रचालकों का प्रशिक्षण						
5.4	संनिर्माण बीमा						
5.5	औजार और संयंत्र						
5.6	आरंभ करने वाला ईंधन						
	कुल संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय						

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	सीओडी ⁶ को वास्तविक पूँजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण*	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूँजी व्यय
			वास्तविक आय				
1	2	3	4	5	6	7	8
6	उपरिशीर्ष						
6.1	स्थापना						
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग						
6.3	संपरीक्षा और लेखा						
6.4	आकस्मिकता						
	कुल उपरिशीर्ष						
7	कुल पूँजी लागत आईडीसी और एफसी को छोड़कर						
8	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत						
8.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)						
8.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)						
8.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर (एफईआरवी)						
8.4	हेजिंग लागत						
	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत का योग						
9	पूँजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है						

* फ्री होल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि का विवरण अलग-अलग प्रदान करें

टिप्पण:

- लागत अंतर की स्थिति में इस अंतर के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पण दिया जाना चाहिए जिसमें इस तथ्य का स्पष्ट उल्लेख हो कि लागत की यह अधिकता उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से बाहर की बात थी।
- समय और लागत दोनों की अधिकता की स्थिति में इस समय और लागत की अधिकता के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पण दिया जाना चाहिए जिसमें इसके लिए उत्तरदायी अभिकरण का स्पष्ट उल्लेख हो और क्या यह समय तथा लागत आधिक्य उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से बाहर था।

3. समय आधिक्य के कारण लागत पर पड़ने वाले निहितार्थों, यदि कोई हों, को अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी से विभिन्न पैकेजों में कीमतों में वृद्धि, आईडीसी में अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी वृद्धि और आईडीसी में अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी में वृद्धि का पृथक् रूप से विवरण देते हुए प्रस्तुत किया जाए।
4. समय आधिक्य के लिए प्रत्येक कारण का परियोजना की लागत पर पड़ने वाले प्रभाव की गणना की जानी चाहिए और उसके साथ में आवश्यक दस्तावेज और समर्थनकारी कार्य प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
5. आकलन सहित कार्य के मूल दायरे पर शुरुआती स्पेयर्स सहित आस्ति/संकर्म वार संतुलित कार्य की सूची सकारात्मक रूप से प्रस्तुत की जायेगी।
6. लागत, प्रबंधन प्रमाणपत्र या संपरीक्षक प्रमाणपत्र के आधार पर होनी चाहिए। यदि प्रबंधन प्रमाणपत्र पर आधारित हो, तो संपरीक्षक प्रमाणपत्र याचिका दाखिल करने के 90 दिनों के अंदर प्रस्तुत की जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप - ग

गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में राशि)

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
1	2	3	4	5	6	7	8
1	भूमि और स्थल विकास की लागत						
1.1	भूमि*						
1.2	सुधार और पुनर्वास (आर एंड आर))						
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास						
	कुल भूमि और स्थल विकास						
2	संयंत्र और उपस्कर						
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड						
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड						
2.3	डब्ल्यू एचआरबी आइलैंड						
2.4	बीओपी यांत्रिक						
2.4.1	ईंधन उठाई धराई और भंडारण प्रणाली						
2.4.2	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली						
2.4.3	सीडब्ल्यू प्रणाली						
2.4.4	कूलिंग टावर						
2.4.5	डीएम जल संयंत्र						
2.4.6	विशुद्धीकरण संयंत्र						
2.4.7	क्लोरीनीकरण संयंत्र						
2.4.8	वातानुकूलन और संवातन प्रणाली						

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
1	2	3	4	5	6	7	8
2.4.9	अग्निशामक प्रणाली						
2.4.10	एचपी/एलपी पाइपिंग						
	कुल बीओपी यांत्रिक						
2.5	कुल बीओपी इलैक्ट्रिक						
2.5.1	स्विचयार्ड पैकेज						
2.5.2	ट्रांसफार्मर पैकेज						
2.5.3	स्विच गियर पैकेज						
2.5.4	केबल, केबल प्रसुविधा और ग्राउंडिंग						
2.5.5	प्रकाश						
2.5.6	आपातकालीन डीजी सेट						
	कुल बीओपी इलैक्ट्रिकल						
2.6	नियंत्रण एवं यंत्रीकरण (सी एंड आई) पैकेज						
	कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क सम्मिलित नहीं है						
2.7	कर और शुल्क						
3	आरंभिक पुर्जे						
4	सिविल संकर्म						
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन						
4.2	बाह्य जलापूर्ति प्रणाली						
4.3	सीडब्ल्यू प्रणाली						
4.4	कूलिंग टावर						
4.5	डीएम जल संयंत्र						

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूँजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूँजी व्यय
1	2	3	4	5	6	7	8
4.6	विशुद्धीकरण संयंत्र						
4.7	ईंधन उठाई धराई और भंडारण प्रणाली						
4.8	नगरक्षेत्र और कालोनी						
4.9	अस्थायी संनिर्माण और समर्थकारी संकर्म						
4.10	सड़क और जल निकासी						
4.11	अग्निशामक प्रणाली						
	कुल सिविल संकर्म						
5	संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय						
5.1	निर्माण, परीक्षण और स्थापना						
5.2	स्थल पर्यवेक्षण						
5.3	प्रचालकों का प्रशिक्षण						
5.4	संनिर्माण बीमा						
5.5	औजार और संयंत्र						
5.6	आरंभ करने वाला ईंधन						
	कुल संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय						
6	उपरिशीर्ष						
6.1	स्थापना						
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग						
6.3	संपरीक्षा और लेखा						
6.4	आकस्मिकता						
	कुल उपरिशीर्ष						
7	आईडीसी और एफसी को छोड़कर पूँजीलागत						

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	निवेश अनुमोदन के अनुरूप मूल प्राक्कलन के अनुसार	वास्तविक पूंजीगत व्यय	दायित्व/ उपबंध	परिवर्तन (3-4-5)	परिवर्तन के विशिष्ट कारण	अंतिम तारीख तक वास्तविक/अनुमानित पूंजी व्यय
1	2	3	4	5	6	7	8
8	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत						
8.1	संनिर्माण के दौरान व्याज (आईडीसी)						
8.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)						
8.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर (एफईआरवी)						
8.4	हेजिंग लागत						
	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत का योग						
9	पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है						

* फ्रीहोल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि का विवरण अलग-अलग प्रदान करें

टिप्पणः

- लागत अंतर की स्थिति में इस अंतर के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पण दिया जाना चाहिए जिसमें इस तथ्य का स्पष्ट उल्लेख हो कि लागत की यह अधिकता उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से बाहर की बात थी।
- समय और लागत दोनों की अधिकता की स्थिति में इस समय और लागत की अधिकता के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पण दिया जाना चाहिए जिसमें इसके लिए उत्तरदायी अभिकरण का स्पष्ट उल्लेख हो और क्या यह समय तथा लागत आधिक्य उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से बाहर था।
- समय आधिक्य के कारण लागत पर पड़ने वाले निहितार्थों, यदि कोई हो, को विभिन्न पैकेजों में अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी सीओडी में कीमतों में वृद्धि, अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी सीओडी में आईडीसी में वृद्धि और अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी में आईडीसी की वृद्धि का विवरण देते हुए पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाये।
- समय आधिक्य के लिए प्रत्येक कारण का परियोजना की लागत पर पड़ने वाले प्रभाव की गणना की जानी चाहिए और उसके साथ में आवश्यक दस्तावेज और समर्थनकारी कार्य प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
आकलन सहित कार्य के मूल दायरे पर शुरुआती स्पेयर्स सहित आस्ति/संकर्म वार संतुलित कार्य की सूची सकारात्मक रूप से प्रस्तुत की जायेगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- घ

संनिर्माण /प्रदाय/सेवा पैकेज का ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(राशि रु. लाख में)

क्र.सं.	नाम/संनिर्माण सं./प्रदाय/सेवा पैकेज	पैकेज क	पैकेज ख	पैकेज ग	...	सभी पैकेज की कुल लागत
1	कार्य की परिधि ¹ (यथा लागू लागत के शीर्ष के आधार पर)					
2	क्या आईसीबी/डीसीबी/विभागीय/निक्षेप कार्य के माध्यम से प्रदान किया गया है					
3	प्राप्त बोली की सं.					
4	प्रदान करने की तारीख					
5	कार्य आरंभ करने की तारीख					
6	कार्य पूरा करने की तारीख					
7	कार्य का मूल्य ² (रुपए लाख में)					
8	कीमत में फर्म या वृद्धि सहित					
9	पूरा होने या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, जो भी पहले हो, तक वास्तविक व्यय (रुपये लाख में)					
10	कर तथा शुल्क और आईडीसी (लाख रुपये)					
11	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत (लाख रुपये)					
12	उप-योग (9+10+11) (लाख रुपये)					

टिप्पण :

1. किसी भी पैकेज में कार्य की परिधि संभावित सीमा तक प्ररूप 5 में कोयला/लिग्नाइट आधारित संयंत्र के लिए पूंजी लागत ब्यौरों की पुष्टि में उपदर्शित की जानी चाहिए। गैस/द्रव ईंधन आधारित परियोजना की दशा में सुसंगत शीर्षों में उसी रीति में ब्रेक डाउन प्ररूप 5 के अनुसार होगा।
2. यदि यहां कोई ऐसा पैकेज हो, जिसे भारतीय रुपए और विदेशी मुद्रा में दर्शित किया जाना है, तो उसे पृथक रुप से मुद्रा विनिमय दर और तारीख, अर्थात् 1.4.2024 की यूएस \$ =80 की दर से 80 करोड़ रुपए+यूएस \$+50एम =480 करोड़ रुपए के साथ दर्शित किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

नई परियोजना के लिए चर वस्तुओं, पैरामीटर्स ऐच्छिक पैकेज आदि का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

यूनिट साइज		
यूनिटों की सं.		
हरित क्षेत्र/विस्तार		
क्र.सं.	चर वस्तुएं	(डिजाइन प्रचालन रैंज) मूल्य
1	कोयले की गुणवत्ता	
2	राख अंतर्वस्तु	
3	नमी धारित	
4	बायलर क्षमता	
5	सस्पेन्डेड कण वस्तु	
6	राख उपयोग	
7	बायलर कन्फिगरेशन	
8	टर्बाइन ताप दर	
9	सीडब्ल्यू तापमान	
10	जल स्रोत	
11	जल स्रोत की दूरी	
12	क्लेरीफायर	
13	आयल अनलोड करने का मोड	
14	कोयला अनलोडिंग तंत्र	
15	फ्लाई एश निपटान का प्रकार एवं दूरी	
16	तली की राख निस्तारण प्रकार एवं दूरी	
17	मुद्रा प्रकार	
18	फाउंडेशन टाइप (चिमनी)	
19	जल स्तर	
20	भूकम्प संबंधी एवं वायु जोन	
21	घनीभूत शीतन विधि	
22	गैर लवणीकरण/आर ओ संयंत्र	
23	निष्क्रमण वोल्टेज स्तर	

24	कोयले का प्रकार (घरेलू/आयातित)	
पैरामीटर/चर		मूल्य
पूरा करने की अनुसूची		
भुगतान की शर्तें		
निष्पादन गारंटी देयता		
कीमत का आधार (फर्म/वृद्धि से जुड़ी)		
उपकरण आपूर्तिकर्ता(उद्गम का देश)		
वैकल्पिक पैकेज		हां/नहीं
गैर लवणीकरण संयंत्र/आरओ संयंत्र		
एमजीआर		
रेलवे साइडिंग		
जेट्टी पर अनलोडिंग उपकरण		
रोलिंग स्टॉक/लोकोमोटिव		
एफजीडी संयंत्र		
टाई प्वाइंट तक पारेषण लाइन की लम्बाई (कि.मी. में)		

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- च

लागत की अधिकता का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
1	भूमि और स्थल विकास की लागत					
1.1	भूमि*					
1.2	सुधार और पुनर्वास (आर एंड आर))					
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास					
2	संयंत्र और उपस्कर					
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.3	बीओपी यांत्रिक					
2.3.1	ईंधन उठाई धराई और भंडारण प्रणाली					
2.3.2	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली					
2.3.3	डीएम जल संयंत्र					
2.3.4	विशुद्धीकरण संयंत्र					
2.3.5	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
2.3.6	ईंधन रखरखाव एवं भंडारण प्रणाली					
2.3.7	राख प्रहस्तन प्रणाली					
2.3.8	कोयला प्रहस्तन संयंत्र					

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
2.3.9	रोलिंग स्टॉक और लोकोमोटिव					
2.3.10	एमजीआर					
2.3.11	वायु दाव प्रणाली					
2.3.12	वातानुकूलन एवं वातायन प्रणाली					
2.3.13	अग्नि शमन प्रणाली					
2.3.14	एचपी/एलपी पाइपिंग					
	कुल बीओपी यांत्रिक					
2.4	कुल बीओपी इलैक्ट्रिक					
2.4.1	स्विचयार्ड पैकेज					
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज					
2.4.3	स्विच गियर पैकेज					
2.4.4	केबल, केबल प्रसुविधा और ग्राउंडिंग					
2.4.5	प्रकाश					
2.4.6	आपातकालीन डीजी सेट					
	कुल बीओपी इलैक्ट्रिकल					
2.5	नियंत्रण एवं यंत्रीकरण (सी एंड आई) पैकेज					
	कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क सम्मिलित नहीं है					
3	आरंभिक पुर्जे					
4	सिविल संकर्म					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन					
4.2	सीडब्ल्यू प्रणाली					

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
4.3	कूलिंग टावर					
4.4	डीएम जल संयंत्र					
4.5	विशुद्धीकरण संयंत्र					
4.6	क्लोरिनेशन संयंत्र					
4.7	ईंधन उठाई धराई और भंडारण प्रणाली					
4.8	कोयला प्रहस्तन संयंत्र					
4.9	एमजीआर और मार्शलिंग यार्ड					
4.10	राख प्रहस्तन प्रणाली					
4.11	राख निस्तारण क्षेत्र विकास					
4.12	अग्नि शमन प्रणाली					
4.13	नगरक्षेत्र और कालोनी					
4.14	अस्थायी संनिर्माण और समर्थकारी संकर्म					
4.15	सड़क और जल निकासी					
	कुल सिविल संकर्म					
5	संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय					
5.1	निर्माण, परीक्षण और स्थापना					
5.2	स्थल पर्यवेक्षण					
5.3	प्रचालकों का प्रशिक्षण					
5.4	संनिर्माण बीमा					
5.5	औजार और संयंत्र					
5.6	आरंभ करने वाला ईंधन					
	कुल संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के					

क्र.सं.	ब्रेक डाउन	बोर्ड ऑफ मेम्बर्स द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत		
	व्यय					
6	उपरिशीर्ष					
6.1	स्थापना					
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग					
6.3	संपरीक्षा और लेखा					
6.4	आकस्मिकता					
	कुल उपरिशीर्ष					
7	आईडीसी और एफसी को छोड़कर पूंजी लागत					
8	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत					
8.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)					
8.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)					
8.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर (एफईआरवी)					
8.4	हेजिंग लागत					
	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत का योग					
9	पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है					

* फ्रीहोल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि का विवरण अलग-अलग प्रदान करें

टिप्पण: लागत अधिकता के लिए प्रत्येक कारण के प्रभाव का परिकलन किया जाना चाहिए और इसके साथ में आवश्यक दस्तावेज तथा समर्थनकारी कार्यकरण प्रस्तुत किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- छ

समय की अधिकता का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

क्रम सं.	क्रियाकलाप/ कार्यो/सेवा का विवरण	माल अनुसूची (योजना के अनुरूप)		वास्तविक अनुसूची (वास्तविक के अनुसार)		लिया गया अधिक समय दिन	विलम्ब के कारण	प्रभावित अन्य क्रियाकलाप (प्रभावित क्रियाकलापों की क्रम संख्या का उल्लेख करें)
		प्रारंभ तारीख	पूरा करने की तारीख	प्रारंभ करने की वास्तविक तारीख	पूरा करने की वास्तविक तारीख			
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....							

1. समय की अधिकता होने के मामले में प्रत्येक कारण से हुए विलम्ब को संगणित करना चाहिए और उसके प्रमाण स्वरूप आवश्यक दस्तावेज एवं समर्थनकारी कामकाज का उल्लेख होना चाहिए।
2. विशेष क्रियाकलापों का उल्लेख करें।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- ज

परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के अन्तान्त के दौरान अतिरिक्त गैर पूंजीकरण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____
सीओडी _____

(राशि रु. लाख में)

क्रम सं.	वर्ष	प्रत्येक इकाई/केन्द्र के उपयोगी जीवन काल के अंतिम पांच वर्षों के दौरान जोड़ा गया संकर्म/उपकरण	दावाकृत एसीई (वास्तविक/प्रक्षेपित)				विनियम जिसके अंतर्गत दावा किया गया	औचित्य	समय विस्तार पर प्रभाव
			प्रोद्धवन आधार	स्तंभ 4 में सम्मिलित निष्पादित न की गई देयता	नकद आधार	स्तंभ 4 में शामिल आईडीसी			
1	2	3	4	5	(6 = 4 - 5)	7	8	9	10

टिप्पण:

1. पूंजी संवर्धनों के लिए किए गए लागत लाभ विश्लेषण को इन स्कीमों के अनुमोदन हेतु याचिका के साथ प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
2. प्रत्येक आस्ति के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय दावा हेतु औचित्य उस विनियम से संगत होना चाहिए जिसके अंतर्गत दावा किया गया है और आस्ति के पूंजीकरण की जरूरत का उल्लेख किया जाए।
3. याचिकाकर्ता, एसीई के रूप में दावाकृत व्यक्तिगत लागतों और मात्रा के साथ व्यक्तिगत मदों की सूची प्रस्तुत करेगा।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- झ

अवधि के दौरान आस्ति गैर-पूँजीकरण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम
क्षेत्र

राज्य

जिला

(राशि रु. लाख में)

क्रम सं.	आस्ति का नाम	पूँजीकरण विहीनता की प्रकृति (क्या अपवर्जन के अंतर्गत या अतिरिक्त पूँजी व्यय के रूप में दावा किया गया)	पूँजीकृत की गई आस्ति का मूल मूल्य	वह वर्ष जब उसका प्रारंभ हुआ	पूँजीकरण विहीनता की तारीख तक प्राप्त किया गया अवक्षयण	आरओई मानकीय दर पर अर्जित है या एसबीआई एमसीएलआर+350 बीपीएस पर
1	2	3	4	5	6	7
1						
2						
3						
4						
5						

टिप्पण:- वर्षवार विवरण दिया जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- ज

बहियों की तुलना में दावाकृत पूंजीकरण का समाधान

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____
सीओडी _____

(राशि रु. लाख में)

क्र.सं.	विशिष्टियाँ	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	आईएनडी एस के अनुसार अंतिम सकल ब्लॉक					
2	जोड़ें/घटाएं: समायोजन					
3	आईजीएपी के अनुसार अंतिम सकल ब्लॉक					
4	आईएनजी एस के अनुसार आरंभिक सकल ब्लॉक					
5	जोड़ें/घटाएं: समायोजन*					
6	आईजीएपी के अनुसार आरंभिक सकल ब्लॉक					
7	बहियों के अनुसार कुल संवर्धन (छ = 3 - 5)					
8	घटाएं: अन्य चरणों से संबंधित संवर्धन (चरण वार ब्रेकअप दें)					
9	तत्काल परियोजना/यूनिट/चरण से संबंधित निवल संवर्धन					
10	घटाएं: अपवर्जन (अननुज्ञेय मद/दावाकृत नहीं किए गए)					
11	दावाकृत निवल अतिरिक्त पूंजी व्यय (प्रोद्भूत आधार पर)					
12	घटाएं: अनुमोचित देयताएं (आईजीएपी के अनुसार)					
13	जोड़ें: स्वीकृत आस्तियों/कार्यों के तदनुरूप, अनुमोचित देयताओं का उन्मोचन (आईजीएपी के अनुसार)					
14	दावाकृत निवल अतिरिक्त पूंजी व्यय (नकद आधार पर)					

टिप्पण: (1) प्ररूप को पंरीक्षक द्वारा प्रमाणित किया जाए और उनके शासित निकाय द्वारा निर्धारित दिशानिर्देशों के अनुसार प्रमाणपत्र जारी किया जाए।

(2) किसी व्यय को शामिल नहीं करने के लिए कारण स्पष्ट शब्दों में दिया जाए। * ब्रेक-अप विनिर्दिष्ट किया जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- ट

अपवर्जन के अंतर्गत दावा किए गए कार्यों/मदों/आस्तियों को दर्शाने वाला विवरण:

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम
सीओडी

(राशि रु. लाख में)

क्रम सं.	कार्य/उपकरण का शीर्षक	अपवर्जन के अंतर्गत दावा किया गया एसीई				औचित्य
		प्राङ्गवन आधार	स्तंभ 3 में शामिल अनिष्पादित देयता	नकद आधार	स्तंभ 3 में शामिल आईडीसी	
1	2	3	4	(5 = 3 - 4)	6	7

टिपपणी:-1 टैरिफ में अनुमति न दी गई आस्ति पर दावा किया गया अपवर्जन के समर्थन में आयोग का विशेष आदेश तारीख, याचिका सं., राशि जिसकी अनुमति नहीं दी गई आदि का उल्लेख होना चाहिए।

2. अंतर इकाई अंतरण, अंतरण की प्रकृति अर्थात् अस्थायी या स्थायी, का उल्लेख होना चाहिए। यह प्रमाणित किया जाए कि अपवर्जन की मांग केवल प्राप्तकर्ता केन्द्र के लिए की गई है न कि प्रेषण केन्द्र या दोनों केन्द्रों के लिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- ठ

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

पूंजी लागत का विवरण
(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

(राशि लाख रुपयों में)

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को		
		उपचय आधार ²	अनुमोचित देयताएं	नकद आधार
क	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सकल ब्लाक राशि			
	ख) उपर्युक्त क (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त क (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त क (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त क (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त क (क) में आईईडीसी की राशि			
ख	क) अवधि के अनुसार सकल ब्लाक राशि में संवृद्धि (प्रत्यक्ष क्रय)			
	ख) उपर्युक्त ख (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त ख (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त ख (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त ख (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त ख (क) में आईईडीसी की राशि			
ग	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में संवृद्धि (सीडब्ल्यू आई पी से अंतरित)			
	ख) उपर्युक्त ग (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त ग (क) में एफसी की राशि			

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को		
		उपचय आधार ²	अनुमोचित देयताएं	नकद आधार
	घ) उपर्युक्त ग (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त ग (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त ग (क) में आईईडीसी की राशि			
घ	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि का अपमार्जन			
	ख) उपर्युक्त घ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त घ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त घ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त घ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त घ (क) में आईईडीसी की राशि			
ङ	क) बहियों के अनुसार अंतिम सकल ब्लाक राशि			
	ख) उपर्युक्त ङ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त ङ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त ङ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त ङ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त ङ (क) में आईईडीसी की राशि			

टिप्पण:

1. सुसंगत तारीख/तारीखों से यूनिट/यूनिटों/केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख और वित्तीय वर्ष प्रारंभ होने एवं समाप्त होने की तारीख अभिप्रेत है।
2. आईजीएएपी के अनुसार

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- ड

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

प्रगतिरत पूंजीगत कार्य का विवरण
(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

(राशि लाख रुपयों में)

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को		
		उपचय आधार	अनुमोचित देयताएं	नकद आधार
क	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सीडब्ल्यू आईपी राशि			
	ख) उपर्युक्त क (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त क (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त क (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त क (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त क (क) में आईईडीसी की राशि			
ख	क) वर्ष के दौरान सीडब्ल्यू आईपी में संवर्धन			
	ख) उपर्युक्त ख (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त ख (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त ख (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त ख (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त ख (क) में आईईडीसी की राशि			
ग	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि से अंतरण			
	ख) उपर्युक्त ग (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त ग (क) में एफसी की राशि			

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को		
		उपचय आधार	अनुमोचित देयताएं	नकद आधार
	घ) उपर्युक्त ग (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त ग (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त ग (क) में आईईडीसी की राशि			
घ	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में अपमार्जन			
	ख) उपर्युक्त घ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त घ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त घ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त घ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त घ (क) में आईईडीसी की राशि			
ङ	क) बहियों के अनुसार अंतिम सीडब्ल्यूआईपी			
	ख) उपर्युक्त ङ (क) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपर्युक्त ङ (क) में एफसी की राशि			
	घ) उपर्युक्त ङ (क) में एफईआरवी की राशि			
	ङ) उपर्युक्त ङ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपर्युक्त ङ (क) में आईईडीसी की राशि			

टिप्पण:

1. सुसंगत तारीख/तारीखों से यूनिट/यूनिटों/केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख और वित्तीय वर्ष प्रारंभ होने एवं समाप्त होने की तारीख अभिप्रेत है।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- ढ

मानकीय ऋणों पर ब्याज की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(राशि लाख रुपये में)

क्रम सं.	विवरण	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	सकल मानकीय ऋण-आरंभिक						
2	पिछले वर्ष तक मानकीय ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
3	निवल मानकीय ऋण-आरंभिक						
4	जोड़े: वर्ष अवधि के दौरान संवृद्धि के कारण वृद्धि						
5	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर-पूँजीकरण के कारण कमी						
6	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी						
7	जोड़े: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि						
8	निवल मानकीय ऋण-अंतिम						
9	औसत मानकीय ऋण						
10	ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर						
11	ऋण पर ब्याज						

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- ण

कार्य पूंजी पर ब्याज की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(राशि लाख रुपये में)

क्र.सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	कोयला/लिग्नाइट की लागत ¹						
2	मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल की लागत ¹						
3	ईंधन लागत ²						
4	द्रव ईंधन स्टाक ²						
5	लाइमस्टोन की लागत ³						
6	ओ एंड एम व्यय						
7	रखरखाव पुर्जे						
8	प्राप्य						
9	कुल कार्य पूंजी						
10	ब्याज की दर						
11	कार्यकरण पूंजी पर ब्याज						

टिप्पणः

- कोयला/लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिए।
- गैस ईंधन और द्रव ईंधन पर प्रचालन (पिछला उपलब्ध) की वार्षिक पद्धति को सम्यक रूप से ध्यान में रखते हुए, गैस टर्बाइन/संयुक्त आवर्तन उत्पादन केन्द्र के लिए।
- अग्रिम सहित लिग्नाइट स्टेशनों के मामले में लागू।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- त

एससीओडी तथा वास्तविक/प्रत्याशित सीओडी तक प्रासंगिक व्यय

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(राशि लाख रुपयों में)

क्र.सं.	मानदंड	अनुसूचित सीओडी को	वास्तविक सीओडी को
क	व्ययों का शीर्षः		
1	कर्मचारी लाभ व्यय		
2	वित्त लागत		
3	जल प्रभार		
4	संचार व्यय		
5	विद्युत प्रभार		
6	मूल्यह्रास		
7	अन्य कार्यालय एवं प्रशासनिक व्यय		
8	अन्य (कृपया विवरण दें)		
9	प्रचालन पूर्व अन्य व्यय		
...		
...		
ख	कुल व्यय		
	घटाएं: निविदा की बिक्री से आय		
	घटाएं: अतिथि गृह से आय		
	घटाएं: संविदाकर्ताओं से वसूली गई आय		
	घटाएं: जमा पर ब्याज		
	घटाएं:.....		
ग	निवल आईईडीसी		

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- थ

एससीओडी और वास्तविक सीओडी तक विभिन्न पैकेजों के अंतर्गत व्यय

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(राशि लाख रुपयों में)

क्र.सं.	मानदंड	अनुसूचित सीओडी को	वास्तविक सीओडी को
1	पैकेज 1		
2	पैकेज 2		
3	पैकेज 3		
4	-----		
5	-----		
6			

(याचिकाकर्ता)

भाग 1
प्ररूप- द

वास्तविक नकद व्यय

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(राशि लाख रुपये में)

विवरण	तिमाही-I	तिमाही-II	तिमाही-III	तिमाही -एन (डीओसीओ)
सकल ब्लाक पर व्यय				
जोड़े: सीडब्ल्यूआईपी पर व्यय				
जोड़े: पूंजीगत अग्रिम यदि कोई				
घटाएं: असम्पादित देयताएं (उपर्युक्त शामिल)				
जोड़े/घटाएं: अन्य				
पूंजी आस्तियों की ओर संविदाकर्ताओं/आपूर्तिकर्ताओं को भुगतान				
संचयी संदेय				

टिप्पण: यदि संदाय एवं लगाई गई निधि के बीच कोई अंतर है तो औचित्य प्रस्तुत करें।

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप- ध

देयता प्रवाह विवरण

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

पक्षकार	आस्ति/संकर्म	वास्तविक पूंजीकरण का वर्ष	मूल देयता	31.3.2024 को देयता	उन्मुक्तियां (वर्षवार)	विपर्यय (वर्षवार)
क) साधारण आरओई के लिए पात्र आस्तियों के लिए						
ख) 14.00% की सीलिंग के अद्यधीन एक वर्ष एमसीएलआर + 350 बीपीएस पर आरओई के लिए पात्र आस्तियों के लिए						

(याचिकाकर्ता)

भाग 1

प्ररूप - न

याचिका में शामिल मुद्दों का सारांश

1.	याचिकाकर्ता:	
2.	विषय	
3.	प्रार्थी:	
4.	प्रतिवादी b	
	प्रतिवादियों का नाम	
	क.	
	ख.	
	ग.	

5.	परियोजना का दायरा	
	लागत	
	आरंभ	
	दावा	
	एएफसी	
	पूंजी लागत	
	आरंभिक स्पेयर	
	एनएपीएएफ (जीईएन)	
	कोई विनिर्दिष्ट	

टैरिफ अवधारण के लिए

टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप (हाइड्रो)

भाग-II

परिशिष्ट-I

भाग-II

हाइड्रो केन्द्रों के लिए टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप और अन्य जानकारी/दस्तावेजों की जांच-सूची

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप का शीर्षक (हाइड्रो)	टिक
प्ररूप - 1	टैरिफ का सारांश	
प्ररूप -1 (I)	दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप -1 (II)	रिटर्न ऑन इक्विटी दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप -2	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, हाइड्रो केन्द्र का प्रकार, मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ) तथा टैरिफ संगणना के लिए विचार किए जाने वाले अन्य मानकी पैरामीटर्स	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप का शीर्षक (हाइड्रो)	टिक
प्ररूप -3	हाइड्रो इलेक्ट्रिक परियोजना की मुख्य बातें	
प्ररूप - 4	विदेशी ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप - 4क	विदेशी इक्विटी के ब्यौरे	
प्ररूप -5	विद्यमान परियोजना के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश	
प्ररूप -5क	नई परियोजनाओं के लिए पूंजी लागत प्राक्कलनों का सार और कमीशनिंग की अनुसूची	
प्ररूप -5ख	हाइड्रो विद्युत उत्पादन केन्द्र के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप -5ग	संयंत्र तथा उपस्कर के लिए पूंजी लागत के ब्यौरे	
प्ररूप -5घ	संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेजों के ब्यौरे	
प्ररूप -5ङi	लागत आधिक्य होने पर	
प्ररूप -5ङii	समय आधिक्य होने पर	
प्ररूप - 6	अतिरिक्त आरओई का दावा होने पर	
प्ररूप - 7	सीओडी तक वित्तीय पैकेज	
प्ररूप - 8	परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण के ब्यौरे	
प्ररूप -9क	विभिन्न परियोजनाओं को कॉर्पोरेट ऋण के आबंटन के ब्यौरे	
प्ररूप 9ख	परियोजना के अंतांत के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप 9खi	अवधि के दौरान आस्ति गैर पूंजीकरण का विवरण	
प्ररूप - 9ग	बहियों के अनुसार पूंजी संवर्धन सहित दावाकृत एसीई का समाधान दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप - 9घ	अपवर्जन के अंतर्गत दावाकृत मदों/आस्तियों/संकार्यों को दर्शाने वाला विवरण	
प्ररूप - 9ङ	पूंजी लागत का विवरण	
प्ररूप - 9च	प्रगतिरत पूंजी संकार्यों का विवरण	
प्ररूप - 10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण	
प्ररूप - 11	मूल परियोजना लागत पर अवक्षयण की संगणना	
प्ररूप - 12	अवक्षयण का विवरण	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप का शीर्षक (हाइड्रो)	टिक
प्ररूप - 13	वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना	
प्ररूप - 13क	मानकीय ऋण पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप - 13ख	कार्य पूंजी पर ब्याज की संगणना	
प्ररूप - 13ग	गैर-टैरिफ आय	
प्ररूप - 13घ	संनिर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय	
प्ररूप - 14	आईडीसी और वित्तीय प्रभारों की संगणना के लिए ड्रा डाउन अनुसूची	
प्ररूप - 14क	वास्तविक नकद व्यय	
प्ररूप - 15क	डिजाइन ऊर्जा तथा व्यस्ततम क्षमता (मासिक-वार)-तालाब/भंडारण आकार के नए केन्द्रों के साथ आरओआर	
प्ररूप - 15ख	डिजाइन ऊर्जा तथा मेगावाट निरंतर (मासिक वार)-आरओआर प्रभार के नए केन्द्र	
प्ररूप - 16	देयता फ्लो विवरण	
प्ररूप - 17	प्रचालन और अनुरक्षण व्यय	
प्ररूप - 18	सांविधिक प्रभार का विवरण	
प्ररूप - 19	याचिका में सम्मिलित मुद्दे का सारांश	
अन्य जानकारी/दस्तावेज		
क्र.सं.	जानकारी/दस्तावेज	टिक
1	समामेलन का प्रमाणपत्र, कारबार आरंभ करने के प्रमाणपत्र, संगम-ज्ञापन और संगम-अनुच्छेद (के.वि.वि.आ.) को पहली बार टैरिफ के लिए आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा स्थापित नए केन्द्रों के लिए)	
2	क. नए केन्द्रों और सुसंगत वर्षों के लिए सीओडी पर सभी अनुसूचियों और अनुबंधों सहित केन्द्र वार और कॉर्पोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे ख. मौजूदा केन्द्रों के लिए सुसंगत वर्षों के लिए सीओडी पर सभी अनुसूचियों सहित केन्द्र वार और कॉर्पोरेट संपरीक्षित तुलनपत्र और लाभ और हानि लेखे	
3	सुसंगत ऋण करारों की प्रतियों	
4	पूंजी लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियाँ	

प्ररूप सं.	टैरिफ फाइल करने वाले प्ररूप का शीर्षक (हाइड्रो)	टिक
5	विदेशी इक्विटी के लिए इक्विटी भागीदारी करार और आवश्यक अनुमोदन की प्रतियाँ	
6	फायदाग्राहियों, यदि कोई हो, के साथ बी.पी.एस.ए/पीपीए की प्रतियाँ	
7	समय और अधिक लागत, यदि कोई हो, को देने वाले कारणों का ब्यौरे-वार टिप्पणी प्रस्तुत किए जाने वाले समर्थकारी दस्तावेज: क) विस्तृत परियोजना रिपोर्ट ख) सीपीएम विश्लेषण ग) पीईआरटी चार्ट और बार चार्ट घ) लागत एवं समयाधिक्य के लिए औचित्य	
8	उत्पादन कंपनी यूनिटवार/स्टेजवार, स्टेशनवार लागत लेखाकरण रिकॉर्ड, लागत विवरण, स्टेटमेन्ट्स, अनुसूचियों आदि सहित लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट की प्रति और उसके पश्चात् वर्ष 2021-22 में मध्यावधि टू अप के समय पहले दो वर्षों अर्थात् 2019-20 और 2020-21 के लिए और टैरिफ अवधि 2019-24 की शेष अवधि के लिए वर्ष 2024-25 में अंतिम टू अप के समय भारत सरकार को यथाप्रस्तुत कंपनी स्तर पर समेकित रिपोर्ट प्रस्तुत करेगी। शुरुआती टैरिफ फाइल करने के मामले में अद्यतन उपलब्ध लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट प्रस्तुत की जानी चाहिए।	
9	कोई अन्य जानकारी (कृपया विनिर्दिष्ट करें)	
10.	किसी उत्पादन केन्द्र की वास्तविक अतिरिक्त पूंजीकरण का तुलन पत्र और स्तरों के बीच समाधान	
11.	बीबीएमबी सुसंगत लागू अधिनियमों के अनुसार रिकॉर्ड बनाए हुए है। यहाँ निर्दिष्ट प्ररूप बीबीएमबी के साथ उपलब्ध जानकारी के लिए उपयुक्त नहीं हो सकता है। बीबीएमबी टैरिफ फाइलिंग फॉर्म को संशोधित कर सकता है ताकि टैरिफ उद्देश्य के लिए आवश्यक जानकारी प्रस्तुत करने के लिए उन्हें उपलब्ध जानकारी के अनुसार उपयुक्त रूप से प्रस्तुत किया जा सके।	

टिप्पण 1: याचिका की इलेक्ट्रॉनिक प्रति (वर्ज फॉर्मेट में) तथा इन फॉर्मेटों के अनुसार विस्तृत संगणना के ब्यौरे तथा कोई अन्य जानकारी ई-फाइलिंग वेबसाइट में अपलोड करनी होगी और पेन ड्राइव/फ्लैश ड्राइव के रूप में भी प्रस्तुत की जाएगी।

भाग-II
प्ररूप- 1

टैरिफ का सारांश

याचिकाकर्ता का नाम: _____
उत्पादन केन्द्र का नाम: _____
स्थान (प्रदेश/जिला/राज्य): _____

(लाख रूपए में)

क्रम सं.	प्रविष्टियाँ	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.1	अवक्षयण						
1.2	ऋण पर ब्याज						
1.3	इक्विटी पर रिटर्न ¹						
1.4	कार्य पूंजी पर ब्याज						
1.5	प्रचालन और रख-रखाव व्यय						
	कुल						

टिप्पण

1. सगंणना के ब्यौरे, विनियम के अनुसार विचार किए गए, इक्विटी के साथ प्रस्तुत किए जाने हैं।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II
प्रारूप- 1(I)

याचिकाकर्ता का नाम: _____
उत्पादन स्टेशन का नाम: _____

दावाकृत पूंजी लगात दशनि वाला विवरण - (क+ख)

क्र. सं.	विशिष्टियाँ	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर-पूंजीकरण					
4.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
6.	इति पूंजी लागत					
7.	औसत पूंजी लागत					

मानक दर पर आरओई के लिए दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण (क)

क्र. सं.	विशिष्टियाँ	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर-पूंजीकरण					
4.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
6.	इति पूंजी लागत					
7.	औसत पूंजी लागत					

**14% की सीलिंग के अध्यक्षीन एक वर्ष एमसीएलआर + 350 बीपीएस पर
आरओई के लिए पात्र दावाकृत पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण (ख)**

क्र. सं.	विशिष्टियाँ	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवृद्धि					
3.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर-पंजीकरण					
4.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय					
5.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन					
6.	इति पूंजी लागत					
7.	औसत पूंजी लागत					

(याचिकाकर्ता)

भाग II
प्रारूप-1(II)

याचिकाकर्ता का नाम: _____
उत्पादन स्टेशन का नाम: _____

मानक दर पर इक्विटी पर रिटर्न को दर्शाने वाला विवरण:

क्र. सं.	विशिष्टियाँ	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	इक्विटी पर रिटर्न					
2.	सकल प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
3.	घटाएं: प्रारंभिक इक्विटी में समायोजन					
4.	वर्ष के दौरान समायोजन					
5.	निवल प्रारंभिक इक्विटी (सामान्य)					
6.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान संवर्धन के कारण इक्विटी में वृद्धि					
7.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर-पूँजीकरण के कारण कमी					
8.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी					
9.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि					
10.	निवल समापन इक्विटी (सामान्य)					
11.	औसत इक्विटी (सामान्य)					
12.	आरओई की दर					

(याचिकाकर्ता)

14.00% की सीलिंग के अध्यक्षीन एक वर्ष एमसीएलआर+350 बीपीएस पर इक्विटी पर रिटर्न दर्शाने वाला विवरण

क्र. सं.	विशिष्टियाँ	2024-25	20-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	विनियम 30(2) के विनियम से संबद्ध कुल प्रारंभिक इक्विटी					
2.	घटाएं: इक्विटी में समायोजन					
3.	वर्ष के दौरान समायोजन					
4.	निवल प्रारंभिक इक्विटी					
5.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान इक्विटी में संवृद्धि					
6.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर-पूजीकरण के कारण कमी					
7.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी					
8.	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहण के कारण वृद्धि					
9.	निवल समापन इक्विटी [विनियम 30(2) से संबंधित परंतुक]					
10.	औसत इक्विटी [विनियम 30(2) से संबंधित परंतुक]					
11.	आरओई की दर (14.00% की सीलिंग के अध्यक्षीन एक-वर्ष एमसीएलआर+350 बीपीएस)					
12.	कुल आरओई					

Note: 1. टैरिफ विनियमों, 2024 के विनियम 18(3) के परंतुक के अनुसार इक्विटी का समायोजन

2. इक्विटी इन्फ्यूजन के संबंध में उत्पादन कंपनी को बोर्ड के प्रस्ताव, तुलनपत्र/तुलनपत्र के साथ समाधान जैसे सहायक दस्तावेजों के साथ पुष्टि करने की आवश्यकता होती है।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 2

टैरिफ संगणना पर विचार किए गए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख, हाइड्रो केन्द्र का प्रकार, मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ) तथा अन्य मानकीय पैरामीटर

याचिकाकर्ता का नाम : _____

उत्पादन केन्द्र का नाम : _____

मार्च को समाप्त होने वाला वर्ष

क्र. सं.	विशिष्टियाँ	इकाई	विद्यमान 2023-24	2024- 25	2025- 26	2026- 27	2027- 28	2028- 29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1	संस्थापित क्षमता	एमडब्ल्यू						
2	गृह राज्य को निःशुल्क विद्युत	%						
3	स्थानीय क्षेत्र विकास निधि (एलएडीएफ) के अंतर्गत निःशुल्क विद्युत	%						
4	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख (वास्तविक/प्रत्याशित)							
	इकाई-1							
	इकाई-2							
	इकाई-3							
5	केन्द्र का प्रकार							
	क) समतल/भूमिगत							
	ख) पूर्णतः आरओआर/तालाब/भंडारण							
	ग) व्यस्ततम/गैर व्यस्ततम							
	घ) व्यस्ततम घंटों की संख्या							
	ड.) अधिक भार क्षमता (मेगावाट) तथा अवधि							
6	ऊर्जन का प्रकार							
	क) उत्पादक संबंधी रोटेटिंग ऊर्जन							
	ख) स्टेटिक ऊर्जन							
7	डिजाइन ऊर्जा (वार्षिक) ¹	जीडब्ल्यूएच						
8	सहायक खपत जिसमें पारेषण हानियां भी हैं।	%						

क्र. सं.	विशिष्टियाँ	इकाई	विद्यमान 2023-24	2024- 25	2025- 26	2026- 27	2027- 28	2028- 29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
9	मानकीय संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएफ)							
9.1	कार्य पूंजी के लिए रखरखाव पुर्जे	ओएंडएम का %						
9.2	कार्य पूंजी के लिए प्राप्य	मास में						
9.3	रिटर्न आन इक्विटी की आधारभूत दर	%						
9.4	Base Rate of Return on Equity on Add. Capitalization							
9.5	कर दर ²	%						
9.6	प्रभावी कर की दर ⁴							
9.7	SBI Base Rate + 325 basis points as on _____ ³	%						
9.8	β- Average Monthly Frequency Response Performance ⁵	0-1						

1. याचिका के साथ मासिक-वार 10 दिन डिजाइन ऊर्जा आंकड़े पृथक रूप से दिए जाएं।
2. वित्तीय वर्ष 2023-24 के लिए कंपनी को लागू कर दर भी प्रस्तुत की जानी चाहिए।
3. सुसंगत तारीख का उल्लेख करें।
4. प्रभावी कर दर की संगणना विनियम 31 के अनुसार की जाएगी।
5. आरपीसी प्रमाणन के आधार पर टूइंग अप के समय प्रस्तुत किया जाना है।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 3

हाइड्रोइलेक्ट्रिक परियोजना के मुख्य लक्षण

याचिकाकर्ता का नाम :

उत्पादन केन्द्र का नाम :

1. अवस्थापन	
राज्य/जिला	
नदी	
2. विपथन सुरंग	
आकार, रूप	
लंबाई (एम)	
3. डम	
प्रकार	
डाम की अधिकतम ऊंचाई (एम)	
4. अधिप्लावन मार्ग	
प्रकार	
अधिप्लावन मार्ग का शीर्ष स्तर (एम)	
5. जलाशय	
पूर्ण जलाशय मार्ग का शीर्ष स्तर (एम)	
न्यूनतम ड्रा डाउन स्तर (एमडीडीएल)(एम)	
न्यूनतम भंडारण (एमसीएम)	
6. डि-सिल्टिंग चैम्बर	
प्रकार	
संख्या और आकार	
हटाए जाने वाले कणिका आकार (एमएम)	
7. हेड रेस टयूनल	
आकार और प्रकार	
लंबाई (एम)	
डिजाइन डिस्चार्ज (क्यूमेक्स)	
8. प्रवास निकास	
प्रकार	
ब्यास (एम)	
ऊंचाई (एम)	
9. पेनस्टाक/दबाव निकास	
प्रकार	
ब्यास और लंबाई (एम)	
10. ऊर्जा गृह	

संस्थापित क्षमता (यूनिटों की सं. x एम डब्ल्यू)	
टर्बाइन का प्रकार	
रेटेड हीट(एम)	
रेटेड डिस्चार्ज (क्यूमेक्स)	
पूर्ण जलाशय स्तर पर हेड (एम)	
न्यूनतम ड्रा डाउन स्तर पर हेड (एम)	
एफआरएल पर मेगावाट क्षमता	
एमडीडीएल पर मेगावाट क्षमता	
11. टेल रेस टयूनल/चैनल	
ब्यास (एम) , आकार	
लंबाई (एम)	
न्यूनतम टेल जल स्तर (एम)	
12.स्विचयार्ड	
स्विचगियर का आकार	
जनरेटर बेज की सं.	
बस कूपलर बेज की सं.	
लाइन बेज की संख्या	

टिप्पण: सिंचाई, पेय जल, औद्योगिक, पर्यावरणीय प्रतिफलों आदि के कारण जल उपयोग पर निर्बंधन लगाने के मद्दे विनिर्दिष्ट समय अवधि के दौरान उत्पादन संबंधी परिसीमा विनिर्दिष्ट करें।

(याचिकाकर्ता)

क्र. सं.	वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से प्रारंभ)	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उससे आगे				
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	मुद्रा ³¹ और उससे आगे													
अ.1	निकासी की तारीख ²													
2	मूल की अनुसूचित प्रतिसंदाय तारीख													
3	ब्याज की अनुसूचित संदाय तारीख													
4	वित्तीय वर्ष की समाप्ति पर													
आ	हेजिंग की दशा में ³													
1	हेजिंग की तारीख पर													
2	हेजिंग की अवधि													
3	हेजिंग की लागत													

1. मुद्रा का नाम अर्थात् यूएस \$, डी एम आदि में उल्लिखित किया जाना है।
2. वर्ष में एक से अधिक निकासी की दशा में, प्रत्येक निकासी की तारीख को विनिमय की दर दी जानी है।
3. वर्ष के दौरान एक से अधिक हेजिंग या भाग हेजिंग की दशा में, हेजिंग के ब्यौरे, प्रत्येक हेजिंग के ब्यौरे प्रस्तुत किए जाने हैं।
4. यथा लागू कर (जैसे रोका गया कर) के ब्यौरे, जिसमें कर में परिवर्तन भी सम्मिलित है, वह तारीख जिससे परिवर्तन हुआ है, स्पष्ट रूप से उपदर्शित की जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 4क

विदेशी इक्विटी के ब्यौरे
(याचिका के अधीन परियोजना को लागू इक्विटी इंप्यूजन, यदि कोई हो, के संबंध में ब्यौरे)

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

इंप्यूजन की तारीख/तारीखों को मुद्रा विनिमय दर

क्रम सं..	वित्तीय वर्ष	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और उससे आगे			
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
		तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपए में)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपए में)	तारीख	रकम (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	रकम (लाख रुपए में)
	मुद्रा 1¹												
अ.1	इंप्यूजन की तारीख पर ²												
2													
3													
	मुद्रा 2¹												
अ.1	इंप्यूजन की तारीख पर ²												
2													
3													
	मुद्रा 3¹												
क.1	इंप्यूजन की तारीख पर ²												
2													
3													
	मुद्रा 4¹ और उससे आगे												
क.1	इंप्यूजन की तारीख पर ²												
2													
3													

1. मुद्रा का नाम, अर्थात यूएस \$, डी एम आदि में उल्लिखित किया जाना है।

2. वर्ष के दौरान एक से अधिक इक्विटी इंप्यूजन की दशा में, प्रत्येक इंप्यूजन की तारीख को मुद्रा की दर दी जानी है।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 5

विद्यमान परियोजनाओं के लिए स्वीकृत पूंजी लागत का सारांश

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

	के.वि.वि.आ.द्वारा यथास्वीकृत पूंजी लागत	
क)	_____ को स्वीकृत पूंजी लागत (के.वि.वि.आ. के सुसंगत आदेश का याचिका सं. और तारीख सहित संदर्भ दें)	
ख)	विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)	
ग)	स्वीकृत पूंजी लागत के लिए विचारित विदेशी विनिमय दर (रुपए लाख में)	
घ)	कुल विदेशी संघटक (रुपए लाख में)	
ङ.)	घरेलू संघटक (रुपए लाख में)	
च)	स्वीकृत पूंजी लागत के लिए विचारित हेजिंग लागत, यदि कोई हो (लाख रुपए)	
	स्वीकृत कुल पूंजी लागत (लाख रुपए में) (घ+ङ+च)	

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 5क

नई परियोजनाओं के लिए प्राक्कलित पूंजी लागत तथा कमीशनिंग की अनुसूची का सारांश

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

नई परियोजनाएं
प्राक्कलित पूंजी लागत

प्राक्कलित पूंजी लागत को अनुमोदित करने वाला निदेशक बोर्ड/अभिकरण:		
प्राक्कलित पूंजी लागत के अनुमोदन की तारीख:		
	वर्तमान दिन लागत	सम्पूरित लागत
अनुमोदित प्राक्कलन का कीमत स्तर	_____ वर्ष की _____ तिमाही की समाप्ति के अनुसार	केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के अनुसार
पूंजी लागत प्राक्कलनों के लिए विचार की गई विदेशी मुद्रा दर		
पूंजी लागत आईडीसी आईईडीसी और एफसी को छोड़कर		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपए में)		
पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी आईईडीसी एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग लागत शामिल नहीं है (लाख रुपए में)		
आईडीसी आईईडीसी एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपए में)		

कुल आईडीसी आईडीसी एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग लागत (लाख रुपये)		
विचार किए गए करों और शुल्कों की दर		
पूंजी लागत जिसमें आईडीसी आईडीसी एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग लागत भी है		
विदेशी संघटक, यदि कोई हो, (मिलियन यू एस \$ या सुसंगत मुद्रा में)		
घरेलू संघटक (लाख रुपए में)		
पूंजी लागत, जिसमें आईडीसी आईडीसी तथा एफसी भी है (रुपए लाख में)		
निवेश अनुमोदन के अनुसार कमीशनिंग की अनुसूची		
इकाई-I की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		
इकाई-II की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		

अंतिम इकाई/केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख		

टिप्पणी:

1. अनुमोदन पत्र की प्रति संलग्न की जानी चाहिए।
2. पूंजी लागत का विवरण प्ररूप-5ख या 5ग यथालागू के अनुरूप प्रस्तुत करें
3. आईडीसी एवं वित्तीय प्रभारों को प्ररूप -14 के अनुरूप प्रस्तुत करें।
4. लागत प्रबंधन प्रमाणपत्र या संपरीक्षक प्रमाणपत्र के आधार पर होनी चाहिए। यदि प्रबंधन प्रमाणपत्र पर आधारित है, तो याचिका दाखिल करने से 90 दिनों के अंदर संपरीक्षक प्रमाणपत्र प्रदान किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 5ख

नये हाइड्रो विद्युत उत्पादन केन्द्र के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(रुपए लाख में)

क्रम सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तारीख को वास्तविक पूंजी व्यय(4)	दायित्व/उपबंध (5)	परिवर्तन (6=3-4-5)	परिवर्तन के लिए कारण (7)
1.0	अवसंरचना संकर्म					
1.1	प्रारंभिक जिसमें विकास शामिल भी है					
1.2	भूमि *					
1.3	आर एंड आर व्यय					
1.4	भवन					
1.5	नगरीकरण					
1.6	रखरखाव					
1.7	औजार और संयंत्र					
1.8	संचार					
1.9	पर्यावरण और परिस्थिति की					
1.10	स्टाक संबंधी हानियां					
1.11	प्राप्तियां और वसूली					
1.12	कुल (अवसंरचना संकर्म)					
2.0	प्रमुख सिविल संकर्म					
2.1	डाम, इंटेक और डि-सिल्टिंग चैम्बर्स					
2.2	एचआरटी, टीआरटी, सर्ज शाफ्ट और दबाव शाफ्ट					
2.3	ऊर्जा संयंत्र सिविल संकर्म					
2.4	अन्य सिविल संकर्म (विनिर्दिष्ट करें)					

क्रम सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तारीख को वास्तविक पूंजी व्यय(4)	दायित्व/उपबंध (5)	परिवर्तन (6=3-4-5)	परिवर्तन के लिए कारण (7)
2.5	कुल (प्रमुख सिविल संकर्म)					
3.0	हाइड्रो यांत्रिकी उपस्कर					
4.0	संयंत्र और उपस्कर					
4.1	संयंत्र और उपस्कर के आरंभिक पुर्जे					
4.2	कुल (संयंत्र और उपस्कर)					
5.0	कर और शुल्क					
5.1	सीमा-शुल्क					
5.2	अन्य कर और शुल्क					
5.3	कुल कर और शुल्क					
6.0	संनिर्माण और संस्थापित किए जाने के पूर्व के व्यय					
6.1	निर्माण, जांच और लगाया जाना					
6.2	संनिर्माण बीमा					
6.3	स्थल पर्यवेक्षण					
6.4	कुल (संनिर्माण और संस्थापित किए जाने के पूर्व)					
7.0	उपरिशीर्ष					
7.1	स्थापना					
7.2	अभिकल्प और इंजीनियरिंग					
7.3	संपरीक्षा और लेखे					
7.4	आकस्मिकता					
7.5	पुनर्वास और पुनर्व्यवस्थापन					
7.6	कुल (मुख्य शीर्ष)					

क्रम सं. (1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (3)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तारीख को वास्तविक पूंजी व्यय(4)	दायित्व/उपबंध (5)	परिवर्तन (6=3-4-5)	परिवर्तन के लिए कारण (7)
8.0	आईडीसी, एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग के बिना पूंजी लागत					
9.0	आईडीसी, एफसी एफईआरवी तथा हेजिंग					
9.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)					
9.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)					
9.3	विदेशी मुद्रा दर परिवर्तन (एफईआरवी)					
9.4	हेजिंग लागत					
9.5	कुल आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत					
10.0	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत सहित पूंजी लागत					

*फ्रीहोल्ड भूमि, पट्टे पर ली गई भूमि तथा जलाशय के अंतर्गत भूमि का विवरण अलग से प्रस्तुत करें

टिप्पण:

- लागत अंतर की स्थिति में इस अंतर के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पणी दिया जाना चाहिए जिसमें इस तथ्य का स्पष्ट उल्लेख हो कि लागत की यह अधिकता उत्पादक कंपनी के नियंत्रण से बाहर की बात थी।
- समय और लागत दोनों की अधिकता की स्थिति में इस समय और लागत की अधिकता के कारणों का उल्लेख करते हुए एक विस्तृत टिप्पण दिया जाना चाहिए जिसमें इसके लिए उत्तरदायी अभिकरण का स्पष्ट उल्लेख हो और क्या यह समय तथा लागत आधिक्य उत्पादन कंपनी के नियंत्रण से बाहर था।
- समय आधिक्य के कारण लागत पर पड़ने वाले निहितार्थों, यदि कोई हो, को विभिन्न पैकेजों में अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी/ प्रत्याशित सीओडी में कीमतों में वृद्धि, अनुसूचित सीओडी से वास्तविक सीओडी/प्रत्याशित सीओडी में आईडीसी में वृद्धि और अनुसूचित सीओडी से वास्तविक/प्रत्याशित सीओडी में आईडीसी की वृद्धि का विवरण देते हुए पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाये।
- समय आधिक्य के लिए प्रत्येक कारण का परियोजना की लागत पर पड़ने वाले प्रभाव की गणना की जानी चाहिए और उसके साथ में आवश्यक दस्तावेज और समर्थनकारी कार्य प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
- आकलन सहित कार्य के मूल दायरे पर शुरुआती स्पेयर्स सहित आस्ति/संकार्य वार संतुलित कार्य की सूची सकारात्मक रूप से प्रस्तुत की जायेगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 5ग

संयंत्र और उपस्कर के लिए पूंजी लागत का ब्यौरा (नई परियोजनाएं)

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

क्रम सं.(1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (1)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तारीख को लागत (1)	परिवर्तन	परिवर्तन के लिए कारण
		कुल लागत	कुल लागत	(3)	(4)
1.0	जनरेटर टर्बाइन और एसेसरीज				
1.1	जनरेटर पैकेज				
1.2	टर्बाइन पैकेज				
1.3	यूनिट नियंत्रण बोर्ड				
1.4	सी एंड आई पैकेज				
1.5	जी टी कनेक्शन का बस डेक्ट				
1.6	कुल (जनरेटर टर्बाइन और सहायक पुर्जे)				
2.0	सहायक इलेक्ट्रिकल उपकरण				
2.1	स्थापित ट्रांसफार्मर				
2.2	आनुषंगिक यूनिट ट्रांसफार्मर				
2.3	स्थानीय प्रदाय ट्रांसफार्मर				
2.4	केन्द्र ट्रांसफार्मर				
2.5	एससीएडीए				
2.6	स्विचगियर, बैटरी, डीसी डिस्ट बोर्ड				
2.7	दूरसंचार उपस्कर				
2.8	डाम, पीएच और स्विचयार्ड का प्रदीपन				
2.9	केबल और केबल सुविधाएं ग्राउंडिंग				
2.10	डीजल जनरेटिंग सेट				
2.11	कुल (सहायक इलेक्ट्रिकल उपकरण)				

क्रम सं.(1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (1)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तारीख को लागत (1)	परिवर्तन	परिवर्तन के लिए कारण
		कुल लागत	कुल लागत	(3)	(4)
3.0	ऊर्जा केन्द्र के लिए सहायक उपकरण और सेवाएं				
3.1	ईओटी क्रेन				
3.2	अन्य क्रेन				
3.3	इलेक्ट्रिक लिफ्ट ओर एलीवेटर				
3.4	कूलिंग जल प्रणाली				
3.5	जल निकास और जल परिशोधन प्रणाली				
3.6	अग्निशमन प्रणाली				
3.7	वातानुकूलित संवातन और ताप				
3.8	जल प्रदाय प्रणाली				
3.9	तेल उठाई धराई उपस्कर				
3.10	कार्यशाला मशीन और उपकरण				
3.11	कुल (पीएस के लिए सहायक उपकरण और सेवाएं)				
4.0	स्विचयार्ड पैकेज				
5.0	सभी उपरोक्त उपस्करों के लिए आरंभिक पुर्जे				
6.0	कुल लागत (संयंत्र और उपस्कर) आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत को छोड़कर				
7.0	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत				
7.1	संकर्म के दौरान ब्याज (आईडीसी)				
7.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)				
7.3	विदेशी मुद्रा फेरफार दर (एफईआरवी)				

क्रम सं.(1)	ब्रेक डाउन (2)	प्राधिकारी/निवेश अनुमोदन द्वारा यथा अनुमोदित मूल लागत (1)	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तारीख को लागत (1)	परिवर्तन	परिवर्तन के लिए कारण
		कुल लागत	कुल लागत	(3)	(4)
7.4	हेजिंग लागत				
7.5	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत का योग				
8.0	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी तथा हेजिंग लागत सहित कुल लागत (संयंत्र और उपस्कर)				

टिप्पणः

1. लागत अंतर के मामले में, इस अंतर के कारणों का उल्लेख करते हुए विस्तृत विवरण दिया जाना चाहिए जिसमें यह संकेत हो कि क्या यह लागत आधिक्य उत्पादक कंपनी के नियंत्रण से परे था।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररुप - 5घ

संनिर्माण/प्रदाय/सेवा पैकेज का ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

क्र. सं.	नाम/संनिर्माण सं./प्रदाय सेवा/पैकेज	पैकेज क	पैकेज ख	पैकेज ग	...	सभी पैकेजों की कुल लागत
1	कार्य की परिधि (यथा लागू लागत के शीर्ष के आधार पर)					
2	क्या आईसीबी/डीसीबी/विभागीय/निक्षेप कार्य के माध्यम से प्रदान किया गया है					
3	प्राप्त बोलियों की सं.					
4	प्रदान करने की तारीख					
5	कार्य प्रारंभ करने की तारीख					
6	कार्य पूरा करने की तारीख					
7	कार्य का मूल्य ² (लाख रुपए में)					
8	फर्म या कीमत में वृद्धि सहित					
9	पूरा होने या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख जो भी पहले हो तक वास्तविक व्यय (लाख रुपये)					
10	कर तथा शुल्क तथा आईडीसी (लाख रुपए)					
11	आईडीसी, एफसी, एफआईआरवी और हेजिंग लागत (लाख रुपए)					
12	उप-कुल (10+11+12) (लाख रुपए में)					

टिप्पण:

1. किसी पैकेज में कार्य का दायरे को जहाँ तक संभव हो प्ररुप-5ख में नए हाइड्रो विद्युत उत्पादन स्टेशन के लिए पूंजी लागत ब्रेक-अप के अनुरूप दर्शाया जाना चाहिए। संयंत्र एवं उपकरण (नई परियोजनाएं) के लिए, प्ररुप-5ग के अनुसार सुसंगत शीर्षकों में समान रीति से ब्रेक डाउन।
2. यदि कोई ऐसा पैकेज है जिसे भारतीय रुपए और विदेशी मुद्रा (मुद्राओं) में दर्शाया जाना आवश्यक है, तो इसे मुद्रा, विनिमय दर और तारीख के साथ पृथक रूप से दर्शाया जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II
प्ररूप- 5ड.ि

लागत की अधिकता होने की स्थिति में

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	सदस्य मंडल द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1	भूमि और स्थल विकास की लागत					
1.1	भूमि*					
1.2	सुधार और पुनर्वास (आर एंड आर))					
1.3	प्रारंभिक निरीक्षण और स्थल विकास					
2	संयंत्र और उपस्कर					
2.1	स्टीम टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.2	टर्बाइन जनरेटर आइलैंड					
2.3	बीओपी यांत्रिक					
2.3.1	ईंधन उठाई धराई और भंडारण प्रणाली					
2.3.2	बाह्य जल प्रदाय प्रणाली					
2.3.3	डीएम जल संयंत्र					
2.3.4	विशुद्धीकरण संयंत्र					
2.3.5	क्लोरीनीकरण संयंत्र					
2.3.6	ईंधन रखरखाव एवं भंडारण प्रणाली					

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	सदस्य मंडल द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत	1	2
2.3.7	राख प्रहस्तन प्रणाली					
2.3.8	कोयला प्रहस्तन संयंत्र					
2.3.9	रोलिंग स्टाक और लोकोमोटिव					
2.3.10	एमजीआर					
2.3.11	वायु दाव प्रणाली					
2.3.12	वातानुकूलन एवं वातायन प्रणाली					
2.3.13	अग्नि शमन प्रणाली					
2.3.14	एचपी/एलपी पाइपिंग					
	कुल बीओपी यांत्रिक					
2.4	बीओपी इलैक्ट्रिक					
2.4.1	स्विचयार्ड पैकेज					
2.4.2	ट्रांसफार्मर पैकेज					
2.4.3	स्विच गियर पैकेज					
2.4.4	केबल, केबल प्रसुविधा और ग्राउंडिंग					
2.4.5	प्रकाश					
2.4.6	आपातकालीन डीजी सेट					
	कुल बीओपी इलैक्ट्रिकल					
2.5	नियंत्रण एवं यंत्रीकरण (सी एंड आई) पैकेज					
	कुल संयंत्र और उपस्कर जिसमें कर और शुल्क सम्मिलित नहीं है					

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	सदस्य मंडल द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत	1	2
3	आरंभिक पुर्जे					
4	सिविल संकर्म					
4.1	मुख्य संयंत्र/प्रशासनिक भवन					
4.2	सीडब्ल्यू प्रणाली					
4.3	कूलिंग टावर					
4.4	डीएम जल संयंत्र					
4.5	विशुद्धीकरण संयंत्र					
4.6	क्लोरिनेशन संयंत्र					
4.7	ईंधन उठाई धराई और भंडारण प्रणाली					
4.8	कोयला प्रहस्तन संयंत्र					
4.9	एमजीआर और मार्शलिंग यार्ड					
4.10	राख प्रहस्तन प्रणाली					
4.11	राख निस्तारण क्षेत्र विकास					
4.12	अग्नि शमन प्रणाली					
4.13	नगरक्षेत्र और कालोनी					
4.14	अस्थायी संनिर्माण और समर्थकारी संकर्म					
4.15	सड़क और जल निकासी					
	कुल सिविल संकर्म					
5	संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय					
5.1	निर्माण, परीक्षण और स्थापना					

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	सदस्य मंडल द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत	1	2
5.2	स्थल पर्यवेक्षण					
5.3	प्रचालकों का प्रशिक्षण					
5.4	संनिर्माण बीमा					
5.5	औजार और संयंत्र					
5.6	आरंभ करने वाला ईधन					
	कुल संनिर्माण और स्थापित किए जाने से पूर्व के व्यय					
6	उपरिशीर्ष					
6.1	स्थापना					
6.2	डिजाइन और इंजीनियरिंग					
6.3	संपरीक्षा और लेखा					
6.4	आकस्मिकता					
	कुल उपरिशीर्ष					
7	आईडीसी और एफसी को छोड़कर पूंजी लागत					
8	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत					
8.1	संनिर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)					
8.2	वित्तीय प्रभार (एफसी)					
8.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर अंतर (एएफईआरवी)					
8.4	हेजिंग लागत					

क्र.सं. (1)	ब्रेक डाउन	सदस्य मंडल द्वारा यथाअनुमोदित मूल लागत (लाख रुपये)	की गई/की जाने वाली वास्तविक/अनुमानित लागत (लाख रुपये)	अंतर	अंतर के कारण (कृपया समर्थनकारी संगणना और दस्तावेज, जहां लागू हो, प्रस्तुत करें)	हार्ड लागत में वृद्धि के कारण साफ्ट लागत में वृद्धि
		कुल लागत	कुल लागत	कुल लागत	1	2
	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत का योग					
9	पूंजी लागत जिसमें आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत भी है					

* फ्रीहोल्ड भूमि और पट्टे पर ली गई भूमि का विवरण अलग-अलग प्रदान करें

टिप्पणी: लागत अधिकता के लिए प्रत्येक कारण के प्रभाव का परिकलन किया जाना चाहिए और इसके साथ में आवश्यक दस्तावेज तथा समर्थनकारी कार्यकरण प्रस्तुत किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 5डii

समयाधिक्य होने की स्थिति में

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

क्रम सं.	क्रियाकलाप/ संकार्यो/सेवा का विवरण	मूल अनुसूची (योजना के अनुरूप)		वास्तविक अनुसूची (वास्तविक के अनुरूप)		समयाधिक्य	विलम्ब के कारण	प्रभावित अन्य क्रियाकलाप (प्रभावित क्रियाकलाप की क्रम संख्या का उल्लेख करें)
		प्रारंभ की तारीख	पूरा करने की तारीख	वास्तविक प्रारंभ तारीख	पूरा करने की वास्तविक तारीख	दिन		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....							

1. समयाधिक्य के मामले में प्रत्येक कारण से हुए विलम्ब की संगणना की जानी चाहिए और उसके साथ प्रमाणस्वरूप आवश्यक दस्तावेज तथा समर्थनकारी कार्यकरण प्रस्तुत करना चाहिए।
2. क्रांतिक पथ पर गतिविधियों को इंगित करें।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 6

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक वित्तीय पैकेज

याचिकाकर्ता का नाम _____
 उत्पादन केन्द्र का नाम _____
 सीओडी को परियोजना लागत¹ _____
 केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख² _____

विशिष्टियाँ	यथा अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को यथास्वीकृत	
	मुद्रा और रकम ³		मुद्रा और रकम ³		मुद्रा और रकम ³	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
ऋण-I	यूएस \$	200एम				
ऋण-II						
ऋण-III						
और उससे आगे						
इक्विटी-						
विदेशी						
घरेलू						
कुल इक्विटी						
उधार : इक्विटी अनुपात						

टिप्पणः

- अर्थात्, यूएस \$ \$= 80 रु. की विनिमय दर पर 80 + 200एम अमेरिकी डालर या 1680 करोड़ रुपए जिसमें यूएस \$ 200 मि. भी है।
- वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से अंतिम यूनिट का वाणिज्यिक प्रचालन अभिप्रेत है।
- उदाहरण : यूएस \$ 200मि. आदि।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 7

परियोजना विनिर्दिष्ट ऋणों का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____
 उत्पादन केन्द्र का नाम _____

विशिष्टियाँ	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.03.2024/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम ^{3,4,5,13,15}						
ब्याज का प्रकार ⁶						

नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁷						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁸						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है ⁹	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
यदि उपरोक्त हां है तो कैप्स/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि ¹⁰						
से प्रभावी विलम्बन						
से प्रभावी प्रतिसंदाय ¹¹						
से प्रभावी प्रतिसंदाय						
प्रतिसंदाय आवृत्ति ¹²						
प्रतिसंदाय किस्त ^{13,14}						
आधारित विनिमय ¹⁶						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है ?						
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें ¹⁷						

टिप्पणः

1. ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, आईएफसी, पीएफसी आदि।
2. ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस \$, डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2024 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे।
4. क्या ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त ऋण के लिए प्ररुप में ब्यौरे दिए जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररुप में पृथक रूप से दिए जाने हैं। तथापि मूल ऋण के ब्यौरे भी उसी प्ररुप में अलग से दिये जाए।
5. यदि याचिका में विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररुप में सभी यूनितों के लिए पृथक रूप से प्ररुप में ब्यौरे दिए जाने हैं।
6. ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है।
7. आधारित दर से एमसीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत हैं जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों को लागू आधारित दर को भी संलग्न किया जाए।
8. मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है।
9. समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं।
10. विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं है।
11. प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है।
12. प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक तिमाही अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है।
13. जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक रूप से भी दी जाए।
14. यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक रूप से दी जाए।
15. विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए।

16. आधारित विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2024 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत हैं।
17. हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें।
18. विदेशी ऋण के मामले में मूल की प्रतिसंदाय की प्रत्येक तारीख और ब्याज संदाय की तारीख पर विचारित विनिमय दर का ब्यौरा प्रदान करें।
19. टूटिंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
20. टूटिंग अप के समय, पहले विचार किए गए ऋण के पुनर्वित्त के ब्यौरे प्रस्तुत करें। उस तारीख को ऐसे ब्यौरे जिसको पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त ऋण की रकम, पुनर्वित्त ऋण के निबंधन तथा शर्तें, पुनर्वित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि।
21. ऋण का पुनर्वित्त करने के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा दिया गया विकल्प, यदि कोई हो।
22. ऋण करार की प्रति।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 8

विभिन्न परियोजनाओं को कारपोरेट ऋणों के आबंटन के ब्यौरे

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

विशिष्टियां	पैकेज 1	पैकेज 2	पैकेज 3	पैकेज 4	पैकेज 5	टिप्पणियां
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की रकम						
31.03.2024/वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तक लिए गए कुल ऋण की रकम ^{3,4,5,13,15}						
ब्याज का प्रकार ⁶						
नियत ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधारिक दर, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁷						
मार्जिन, यदि अल्पकालिक ब्याज हो ⁸						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है ⁹	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	
यदि उपरोक्त हां है तो कैप्स/फ्लोर को विनिर्दिष्ट करें						
विलम्बन अवधि ¹⁰						
से प्रभावी विलम्बन अवधि						
प्रतिसंदाय अवधि ¹¹						
से प्रभावी प्रतिसंदाय अवधि						
प्रतिसंदाय आवृत्ति ¹²						
प्रतिसंदाय किस्त ^{13,14}						

आधारित विनिमय ¹⁶						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण को हेज किया गया है ?						
यदि उपरोक्त हां हो तो ब्यौरा विनिर्दिष्ट करें ¹⁷						
	विभिन्न परियोजनाओं को ऋण पैकेजों का विवरण					
परियोजना का नाम						कुल
परियोजना 1						
परियोजना 2						
परियोजना 3 और उससे आगे						

टिप्पणः

1. ऋण के स्रोत से वह अभिकरण अभिप्रेत है जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, आईएफसी, पीएफसी आदि।
2. ऋण की मुद्रा में निर्दिष्ट मुद्रा जैसे यूएस \$, डीएम, येन, भारतीय रुपए आदि।
3. विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2024 को और शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को प्रस्तुत किए जाने वाले ब्यौरे।
4. क्या ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त ऋण के लिए प्ररुप में ब्यौरे दिए जाने हैं। तथापि, मूल ऋण के ब्यौरे इसी प्ररुप में पृथक रूप से दिए जाने हैं। तथापि मूल ऋण के ब्यौरे भी उसी प्ररुप में अलग से दिये जाए।
5. यदि याचिका में विभिन्न यूनितों में टैरिफ के लिए पृथक रूप से दावा किया जाता है तो उसी प्ररुप में सभी यूनितों के लिए पृथक रूप से प्ररुप में ब्यौरे दिए जाने हैं।
6. ब्याज प्रकार से चाहे ब्याज नियत है या अल्पकालिक है, अभिप्रेत है।
7. आधारित दर से एमसीएलआर, एलआईबीओआर आदि के रूप में आधार अभिप्रेत हैं जिस पर मार्जिन को जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से विभिन्न तारीखों को लागू आधारित दर को भी संलग्न किया जाए।
8. मार्जिन से अतिरिक्त अल्पकालिक दर अभिप्रेत है।
9. समय पर कैप्स/फ्लोर उस पर प्रस्तुत किए जाने हैं जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं।
10. विलम्बन अवधि से वह अवधि निर्दिष्ट की जाती है जिसके दौरान ऋण की सहायता दायित्व अपेक्षित नहीं हैं।
11. प्रतिसंदाय अवधि से ऋण का जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि में प्रतिसंदाय अभिप्रेत है।
12. प्रतिसंदाय आवृत्ति से ऐसे अंतराल अभिप्रेत हैं जिस पर ऋण मासिक तिमाही अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि के रूप में दिया जाना है।
13. जहां ऋण के लिए निकासी/प्रतिसंदाय अधिक है वहां प्रत्येक निकासी/प्रतिसंदाय की तारीख और रकम पृथक रूप से भी दी जाए।
14. यदि प्रतिसंदाय, किस्त की रकम और प्रतिसंदाय तारीख उपरोक्त दिए गए आंकड़ों से नहीं दी जा सकती है वहां प्रतिसंदाय अनुसूची पृथक रूप से दी जाए।
15. विदेशी ऋण की दशा में प्रत्येक निकासी और प्रतिसंदाय उस तारीख को विनिमय दर के साथ दिया जाए।
16. आधारित विनिमय दर से विद्यमान आस्तियों के लिए 31.3.2024 को शेष आस्तियों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को विद्यमान विनिमय दर अभिप्रेत हैं।
17. हेजिंग की दशा में, हेजिंग के प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत, आदि जैसे ब्यौरे विनिर्दिष्ट करें।
18. विदेशी ऋण के मामले में मूल की प्रतिसंदाय की प्रत्येक तारीख और ब्याज संदाय की तारीख पर विचारित विनिमय दर का ब्यौरा प्रदान करें।

19. टूटिंग अप के समय, सुसंगत पुनःनियत तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज की दर को पृथक रूप से प्रस्तुत किया जाना है।
20. टूटिंग अप के समय, पहले विचार किए गए ऋण के पुनर्वित्त के ब्यौरे प्रस्तुत करें। उस तारीख को ऐसे ब्यौरे जिसको पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त ऋण की रकम, पुनर्वित्त ऋण के निबंधन तथा शर्तें, पुनर्वित्त के लिए उपगत वित्त तथा अन्य प्रभार आदि।
21. ऋण का पुनरवित्त करने के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा दिया गया विकल्प, यदि कोई हो।
22. ऋण करार की प्रति।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 9क

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् अतिरिक्त पूंजीकरण का वर्षवार ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम

वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख

वित्त वर्ष के लिए

क्रम सं.	कार्य/उपस्कर का शीर्ष	दावा किया गया एसीई (वास्तविक/ प्रक्षेपित)				विनियम जिसके अंतर्गत दावा किया गया	औचित्य	आयोग द्वारा स्वीकृत लागत, यदि कोई
		प्रोद्भवन आधार	स्तंभ 3 में शामिल सम्पादित न की गई देयता	नकद आधार	स्तंभ 3 में शामिल की गई आईडीसी			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)

- यदि परियोजना पूरी कर ली गई है और लागत को विगत के किसी टैरिफ अधिसूचना(अधिसूचनाओं) के अंतर्गत स्वीकृत किया गया है तो (प्राधिकारी का नाम, द्वारा पहले ही जारी टैरिफ अधिसूचना के प्रयोजनार्थ यथास्वीकृत लागत का विवरण देते हुए स्तंभ 10 भरें। (टैरिफ आदेश की प्रति संलग्न करें)
- उपर्युक्त सूचना टैरिफ अवधि 2024-29 के प्रत्येक वर्ष/अवधि के लिए अलग से प्रस्तुत किए जाने की जरूरत है।
- आस्तियों के गैर पूंजीकरण के मामले में स्तंभ 1,2,3 और में अलग से विवरण प्रस्तुत किया जाना चाहिए। इसके अतिरिक्त, इन आस्तियों की मूल बुक वैल्यू और पूंजीकरण का वर्ष को स्तंभ 8 में प्रस्तुत किया जाना चाहिए। जहां डि कैप्स अनुमानित आधार पर हैं, उन्हें अलग से दर्शाया जाना चाहिए।
- यदि किसी परिसम्पत्ति को गैर-सेवा योग्य ठहराया गया है उसे उस वर्ष के दौरान गैर पूंजीकृत के रूप में माना जाएगा और ऐसी आस्ति का मूल मूल्य स्तंभ कालम-3 में दर्शाया जाना चाहिए। और यदि कोई इम्पेयर्ड कीमत है तो इसके पूंजीकरण का उल्लेख स्तंभ 8 में किया जाना चाहिए।
- प्रत्येक आस्ति के पूंजीकरण का औचित्य उस विनियम के अनुरूप होना चाहिए जिसके अंतर्गत दावा किया गया है और उस आस्ति के पूंजीकरण की आवश्यकता का उल्लेख किया जाए।
- याचिकाकर्ता, एसीई के रूप में दावाकृत मात्रा और व्यक्तिगत लागतों के साथ व्यक्तिगत मदों की सूची प्रस्तुत करेगा।
- रु. 20 लाख से नीचे व्यक्तिगत रूप से लागत वाली किसी आस्ति के लिए कोई एसीई का दावा याचिकाकर्ता द्वारा नहीं किया जाएगा।

टिप्पण:

- प्ररूप को क्रमानुसार वर्षवार भरें जिसमें फायदाग्राहियों की आवश्यकता और प्रोद्भूत लाभ का विस्तृत ब्यौरा स्पष्ट रूप से दर्शित हो।
- यदि आरंभिक पुर्जे किसी भी उपस्कर के साथ क्रय किए जाते हैं तो उन पुर्जों की लागत पृथक रूप से उपदर्शित की जानी चाहिए अर्थात् रोटर 50 करोड़ आरंभिक पुर्जे-5 करोड़ रुपये।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 9ख

परियोजना के अंतान्त के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम

उत्पादन केन्द्र का नाम
सीओडी

क्र.सं.	वर्ष	प्रत्येक यूनिट/केन्द्र के पिछले पांच वर्षों के उपयोगी जीवनकाल के दौरान जोड़ा गया संकर्म/उपकरण	पूंजीकृत/पूंजीकृत के लिए प्रस्तावित राशि (लाख रुपये)	प्रस्तावित पूंजीकरण के लिए औचित्य	जीवनकाल विस्तार पर प्रभाव
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1					
2					
3					
4					
5					

टिप्पणः

1. पूंजी संवृद्धि के लिए किए गए लागत लाभ विश्लेषण ऐसी स्क्रीमों के अनुमोदन के लिए याचिका के साथ प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
2. प्रत्येक आस्ति के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय दावा हेतु औचित्य उस विनियम के संगत होना चाहिए जिसके अंतर्गत दावा किया गया है और साथ में आस्ति के पूंजीकरण की जरूरत का भी उल्लेख हो।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II
प्ररूप- 9खi

अवधि के दौरान आस्ति गैर-पूजीकरण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम
क्षेत्र

राज्य जिला

क्रम सं.	आस्ति का नाम	गैर पूजीकरण की प्रकृति (क्या अपवर्जन के अंतर्गत या अतिरिक्त पूजी व्यय के रूप में दावा किया गया)	पूजीकृत की गई आस्ति का मूल मूल्य	वह वर्ष जब उसका प्रारंभ हुआ	गैर-पूजीकरण की तारीख तक प्राप्त किया गया अवक्षयण	क्या आरओई अर्जन मानकीय दर पर है या एसबीआई एमसीएलआर+350 बीपीएस पर
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	7
1						
2						
3						
4						
5						

टिप्पण:- वर्षवार विवरण दिया जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II
प्ररूप- 9ग

बहियों के अनुरूप अतिरिक्त संवर्धन सहित दावाकृत एसीई का समाधान दर्शाने वाला विवरण

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम
सीओडी

(राशि रु. लाख में)

क्र. सं.	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	आईएनडी एएस के अनुसार समापन सकल ब्लॉक					
2	जोड़े/घटाएं: समायोजन					
3	आईजीएएपी के अनुसार समापन सकल ब्लॉक					
4	आईएनडी एएस के अनुसार आरंभिक सकल ब्लॉक					
5	जोड़े/घटाएं: समायोजन					
6	आईजीएएपी के अनुसार आरंभिक सकल ब्लॉक					
7	बहियों के अनुसार कुल संवर्धन (जी= 3 - 5)					
8	घटाएं: अन्य स्तरों से संबंधित सम्वर्धन (कृपया स्टेज-वार ब्यौरा दें)					
9	तात्कालिक परियोजना/ यूनिट/स्टेज से संबंधित शुद्ध संवर्धन					
10	घटाएं: अपवर्जन (मदें जो अनुमेय नहीं है/जिनका दावा नहीं किया गया)					
11	दावाकृत शुद्ध अतिरिक्त पूंजी व्यय (प्रोद्भूत आधार पर)					
12	घटाएं: अनुन्मोचित देयताएं					
13	जोड़ें: स्वीकृत आस्तियों/कार्यों के तदनुरूप, अनुन्मोचित देयताओं का निर्वहन					
14	दावाकृत शुद्ध अतिरिक्त पूंजी व्यय (नकद आधार पर)					

टिप्पण:- किसी व्यय का अपवर्जन करने का कारण स्पष्ट रूप से दर्शाया जाए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II
प्ररूप- 9घ

अपवर्जन के अंतर्गत दावा किए गए कार्यों/मदों/आस्तियों को दर्शाने वाला विवरण :

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम
सीओडी

क्रम सं.	कार्य/उपकरण का शीर्षक	अपवर्जन के अंतर्गत दावा किया गया एसीई				औचित्य
		प्रोड्युवन आधार	कालम 3 में शामिल अनिष्पादित देयता	नकद आधार	कालम 3 में शामिल आईडीसी	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)

टिपपणी:-1 टैरिफ में अनुमति न दी गई आस्ति पर दावा किया गया अपवर्जन के समर्थन में आयोग का विशेष आदेश तारीख, याचिका सं., राशि जिसकी अनुमति नहीं दी गई आदि का उल्लेख होना चाहिए।

2. अंतर इकाई अंतरण, अंतरण की प्रकृति अर्थात् अस्थायी या स्थायी, का उल्लेख होना चाहिए। यह प्रमाणित किया जाए कि अपवर्जन की मांग केवल प्राप्तकर्ता केन्द्र के लिए की गई है न कि प्रेषण केन्द्र या दोनों केन्द्रों के लिए।

(याचिकाकर्ता)

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम_____
_____पूँजी लागत का विवरण
(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

(राशि लाख रुपये में)

क्रम सं.	विवरण	सुसंगत तारीख को		
		उपचय आधार पर	अनुमोचित देयताएं	नकद आधार
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
क	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक कुल ब्लॉक रकम			
	ख) उपरोक्त अ(क) में पूँजी दायित्वों की रकम			
	ग) उपरोक्त अ(क) में आईडीसी की राशि			
	घ) उपरोक्त अ(क) में एफ सी की राशि			
	ड.) उपरोक्त अ(क) में एफईआरवी की राशि			
	च) उपरोक्त अ(क) में हेजिंग लागत की राशि			
	छ) उपरोक्त अ(क) में आईडीसी की राशि			
ख	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में संवर्द्धन (प्रत्यक्ष खरीद)			
	ख) उपरोक्त आ(क) में पूँजी दायित्वों की रकम			
	ग) उपरोक्त आ(क) में आईडीसी की राशि			
	घ) उपरोक्त आ (क) में एफ सी की राशि			
	ड.) उपरोक्त आ (क) में एफईआरवी की राशि			
	च) उपरोक्त आ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	छ) उपरोक्त आ (क) में आईडीसी की राशि			
ग	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में संवर्द्धन (सीडब्ल्यूआईपी से अंतरित)			
	ख) उपरोक्त इ(क) में पूँजी दायित्वों की रकम			
	ग) उपरोक्त इ(क) में आईडीसी की राशि			

	घ) उपरोक्त इ(क) में एफ सी की राशि			
	ड.) उपरोक्त इ(क) में एफईआरवी की राशि			
	च) उपरोक्त इ(क) में हेजिंग लागत की राशि			
	छ) उपरोक्त इ(क) में आईईडीसी की राशि			
घ	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में अपमार्जन			
	ख) उपरोक्त ई(क) में पूंजी दायित्वों की रकम			
	ग) उपरोक्त ई (क) में आईडीसी की राशि			
	घ) उपरोक्त ई (क) में एफ सी की राशि			
	ड.) उपरोक्त ई (क) में एफईआरवी की राशि			
	च) उपरोक्त ई (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	छ) उपरोक्त ई (क) में आईईडीसी की राशि			
ङ	क) बहियों के अनुसार समापन सकल ब्लाक राशि			
	ख) उपरोक्त उ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम			
	ग) उपरोक्त उ(क) में आईडीसी की राशि			
	घ) उपरोक्त उ(क) में एफ सी की राशि			
	ड.) उपरोक्त उ(क) में एफईआरवी की राशि			
	च) उपरोक्त उ(क) में हेजिंग लागत की राशि			
	छ) उपरोक्त उ(क) में आईईडीसी की राशि			

टिप्पणी:

1. सुसंगत तारीख/तारीखों से इकाई/इकाईयों/केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा आरंभ तथा समाप्त होने वाला वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 9च

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

चालू पूंजी संकर्म का विवरण
(सुसंगत तारीख तथा वर्षवार के लिए दिया जाना है)

(राशि लाख रुपये में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	सुसंगत तारीख को		
		उपचय आधार पर	अनुन्मोचित देयताएं	नकद आधार
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
क	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सीडब्ल्यूआईपी रकम			
	ख) उपरोक्त अ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम			
	ग) उपरोक्त अ(क) में आईडीसी की राशि			
	घ) उपरोक्त अ(क) में एफ सी की राशि			
	ड.) उपरोक्त अ(क) में एफईआरवी की राशि			
	च) उपरोक्त अ(क) में हेजिंग लागत की राशि			
	छ) उपरोक्त अ(क) में आईडीसी की राशि			
ख	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में जोड़			
	ख) उपरोक्त आ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम			
	ग) उपरोक्त आ (क) में आईडीसी की राशि			
	घ) उपरोक्त आ (क) में एफ सी की राशि			

	ड.) उपरोक्त आ (क) में एफईआरवी की राशि			
	च) उपरोक्त आ (क) में हेजिंग लागत की राशि			
	छ) उपरोक्त आ (क) में आईडीसी की राशि			
ग	क) अवधि के दौरान सकल ब्लाक राशि में अंतरित			
	ख) उपरोक्त इ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम			
	ग) उपरोक्त इ(क) में आईडीसी की राशि			
	घ) उपरोक्त इ(क) में एफ सी की राशि			
	ड.) उपरोक्त इ(क) में एफईआरवी की राशि			
	च) उपरोक्त इ(क) में हेजिंग लागत की राशि			
	छ) उपरोक्त इ(क) में आईडीसी की राशि			
घ	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में विलोपन			
	ख) उपरोक्त ई(क) में पूंजी दायित्वों की रकम			
	ग) उपरोक्त ई(क) में आईडीसी की राशि			
	घ) उपरोक्त ई(क) में एफ सी की राशि			
	ड.) उपरोक्त ई(क) में एफईआरवी की राशि			
	च) उपरोक्त ई(क) में हेजिंग लागत की राशि			
	छ) उपरोक्त ई(क) में आईडीसी की राशि			

ड	क) बहियों के अनुसार अंतिम सीडब्ल्यूआईपी			
	ख) उपरोक्त उ(क) में पूंजी दायित्वों की रकम			
	ग) उपरोक्त उ(क) में आईडीसी की राशि			
	घ) उपरोक्त उ(क) में एफ सी की राशि			
	ड.) उपरोक्त उ(क) में एफईआरवी की राशि			
	च) उपरोक्त उ(क) में हेजिंग लागत की राशि			
	छ) उपरोक्त उ(क) में आईडीसी की राशि			

टिप्पण:

1. संगत तारीख/तारीखों से इकाई/इकाईयों/केन्द्र के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख तथा आरंभ और समाप्त होने वाला वित्तीय वर्ष अभिप्रेत है।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II

प्ररूप - 10

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्त पोषण

याचिकाकर्ता का नाम _____
 उत्पादन केन्द्र का नाम _____
 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख: _____

(लाख रुपए में)

वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से आरंभ) ¹	वास्तविक					स्वीकृत				
	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे अगे	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और उससे आगे
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
संकर्म/उपस्कर में पूंजीकृत रकम										
वित्तीय ब्यौरे										
ऋण-1										
ऋण-2										
ऋण-3 और उससे आगे										
कुल ऋण ²										
इक्विटी										
आंतरिक संसाधन										
अन्य										
कुल										

टिप्पणः

1 वर्ष 1 वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख से वित्तीय वर्ष को निर्दिष्ट करता है और वर्ष 2 तथा वर्ष 3 आदि क्रमशः पश्चात्वर्ती वित्तीय वर्ष है।

2 अपेक्षित अतिरिक्त पूंजीकरण को पूरा करने वाले ऋण के ब्यौरे प्ररूप 7 या 8 जो भी सुसंगत हो, के अनुसार दिए जाने चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 11

अवक्षयण दर की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	आस्तियों का नाम ¹	31.3.2024 को या वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख को, जो भी बाद में हो, तथा तत्पश्चात 31.3.2029 तक प्रत्येक वर्ष के लिए पश्चातवर्ती कुल ब्लॉक	के वि वि आ की अवक्षयण दर अनुसूची के अनुसार अवक्षयण दर	31.03.2029 तक प्रत्येक वर्ष के लिए अवक्षयण रकम
(1)	(2)	(3)	(4)	(5= कॉ..3 X कॉ.4)
1	भूमि*			
2	भवन			
3	और उससे आगे			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
	कुल			
	अवक्षयण भारित			
	औसत दर (%)			

* फ्रीहोल्ड भूमि, पट्टे पर ली गई भूमि तथा जलाशय के अंतर्गत भूमि का विवरण अलग से प्रस्तुत करें

टिप्पणः

1. आस्तियों के नाम अधिसूचना से संलग्न अवक्षयण अनुसूची में उल्लिखित आस्तियों के विवरण के अनुसार होने चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II
प्ररूप- 12

अवक्षयण का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	विवरण	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	पूँजी लागत का अवक्षयण						
2	अतिरिक्त पूँजीकरण पर अवक्षयण						
3	अतिरिक्त पूँजीकरण की रकम						
4	फ्रीहोल्ड भूमि						
5	अवक्षयण की दर						
6	अवक्षयण योग्य मूल्य						
7	अवधि के प्रारंभ में शेष उपयोगी जीवन काल						
8	शेष अवक्षयण योग्य मूल्य						
9	अवक्षयण (अवधि के लिए)						
10	अवक्षयण (वार्षिकीकृत)						
11	अवधि की समाप्ति पर संचयी अवक्षयण						
12	घटाएं: दिनांक 1.4.2009/स्टेशन सीओडी, इनमें से जो भी बाद में हो, की स्थिति के अनुसार संपादित न की गई देयताओं के कारण संचयी अवक्षयण समायोजन						
13	घटाएं: गैर पूँजीकरण के कारण संचयी अवक्षयण समायोजन						
14	अवधि की समाप्ति पर शुद्ध संचयी अवक्षयण						

1. एफईआरवी और एएडी के मामलों में लागू अवधि के लिए सूचना प्रदान करें।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 13

वास्तविक ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर की संगणना¹

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

विशिष्टियां	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
ऋण-1						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण-2						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण-3 और उससे आगे						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						

विशिष्टियां	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज की दर						
ऋण पर ब्याज						
कुल ऋण						
सकल ऋण - आरंभिक						
पिछले वर्ष तक ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - आरंभिक						
जोड़े: वर्ष के दौरान निकासी						
घटाएं: वर्ष के दौरान ऋणों का प्रतिसंदाय						
शुद्ध ऋण - अंतिम						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋण पर ब्याज						
ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर						

टिप्पण:

1. विदेशी ऋण की दशा में, इसे भारतीय रुपए में संगणना करके प्रस्तुत किया जाना है। तथापि, मूल मुद्रा में भी संगणना इसी प्ररूप में पृथक रूप से प्रस्तुत की जानी है।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 13क

मानकीय ऋणों पर ब्याज की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.	कुल मानकीय ऋण -आरंभिक						
2.	पिछले वर्ष तक मानकीय ऋणों का संचयी प्रतिसंदाय						
3.	शुद्ध मानकीय ऋण - आरंभिक						
4.	जोड़े: वर्ष/अवधि के दौरान एसीई के कारण वृद्धि						
5.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान गैर पूंजीकरण के कारण कमी						
6.	घटाएं: वर्ष/अवधि के दौरान विपर्यय के कारण कमी						
7.	जोड़े वर्ष/अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि						
8.	शुद्ध मानकीय ऋण - अंतिम						
9.	औसत मानकीय ऋण						
10.	ब्याज की भारित औसत दर						
11.	ऋण पर ब्याज						

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप -13ख

कार्यकरण पूंजी पर ब्याज की संगणना

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(रुपए लाख में)

क्रम सं.	विशिष्टियां	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	प्रचालन एवं अनुरक्षण व्यय						
2	रखरखाव पुर्जे						
3	प्राप्य						
4	कुल कार्यकरण पूंजी						
5	ब्याज की दर						
6	कार्यकरण पूंजी पर ब्याज						

(याचिकाकर्ता)

भाग II
प्ररूप - 13ग

गैर-टैरिफ आय

हाइड्रो आस्ति का नाम: _____

क्र. सं.	मानदंड	विद्यमान 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
4.	भूमि या भवनों या ईको-पर्यटन के किराए से आय						
5.	स्क्रेप की बिक्री से आय						
6.	विज्ञापनों से आय						

टिप्पण: टूइंग अप के समय प्रस्तुत किया जाना।

(याचिकाकर्ता)

भाग-II
प्ररूप -13 घ

संनिर्माण के दौरान प्रासंगिक व्यय

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

(रु. लाख में)

क्र. सं.	मानदंड	अनुसूचित सीओडी तक	वास्तविक सीओडी तक
(1)	(2)	(3)	(4)
क	व्यय:		
1.	कर्मचारी लाभ व्यय		
2.	वित्त लागतें		
3.	जल प्रभार		
4.	संचार व्यय		
5.	विद्युत प्रभार		
6.	अवक्षयण		
7.	अन्य कार्यालय एवं प्रशासन व्यय		
8.	अन्य (कृपया विवरण विनिर्दिष्ट करें)		
9.	अन्य पूर्व-प्रचालन व्यय		
		
ख	कुल व्यय		
10.	घटाएं: निविदा की बिक्री से आय		
11.	घटाएं: अतिथि गृह से आय		
12.	घटाएं: ठेकेदारों से वसूली गई आय		
13.	घटाएं: जमा पर ब्याज		
14.	घटाएं:		
ग	निवल आईईडीसी		

(याचिकाकर्ता)

क्रम सं.	ड्रा डाउन विशिष्टियां	क्वार्टर 1			क्वार्टर 2			क्वार्टर एन(सीओडी)		
		विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	निकासी की तारीख को विनिमय दर	भारतीय रुपए में (लाख रुपये)
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.1.4	--									
	--									
	--									
1.1	कुल विदेशी ऋण									
	ड्रा डाउन रकम									
	आईडीसी									
	वित्त प्रभार									
	विदेशी मुद्रा दर फेरफार									
	हेजिंग लागत									
1.2	भारतीय ऋण									
1.2.1	भारतीय ऋण 1									
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--	
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	भारतीय ऋण 2									
	ड्रा डाउन रकम	--	--		--	--		--	--	
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्त प्रभार	--	--		--	--		--	--	

टिप्पण:

1. ऋण और इक्विटी की निकासी अनुसूची को पूरा किए जाने के लिए समरूप आधार पर की जाएगी। शुरु में उच्चतर इक्विटी की निकासी अनुज्ञेय है। परिनियोजित निधियों के 30% से अधिक आधिक्य इक्विटी के तदनु रूप मानकीय ऋण पर आईडीसी की अनुमति केवल तभी होगी यदि इक्विटी की वास्तविक इन्फ्यूजन परी-पासू आधार पर कुल परिनियोजित निधियों के 30% से अधिक है और तिमाही आधार पर संगणना की जाएगी।
2. उपरोक्त संगणना के लिए प्रयुक्त लागू ब्याज दर, जिसमें पुनः नियत तारीख भी है, को पृथक रूप से दिया जाएगा।
3. बहु-एकक परियोजना की दशा में प्रयुक्त पूंजीकरण के ब्यौरों को दिया जाना है।
4. आईडीसी की विस्तृत संगणना (वास्तविक आहरण और प्रतिसंदाय की तारीख एवं राशि, ब्याज की दर आदि) प्रस्तुत की जानी चाहिए।
5. यदि मानकीय ऋण पर आईडीसी की अनुमति वास्तविक ऋण के इन्फ्यूजन से पूर्व दी जानी है, तो ऐसी आईडीसी से संगणना के लिए ब्याज की दर, संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को यथा लागू 1-वर्ष एसबीआई एमसीएलआर के बराबर होगी। मानकीय ऋण पर आईडीसी की संगणना, वास्तविक ऋण के इन्फ्यूजन के बाद उस संबंधित तिमाही के लिए डब्ल्यूएआरओआई के आधार पर की जाएगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 14क

वास्तविक नकद व्यय

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

(रुपए लाख में)

विवरण	क्वार्टर-I	क्वार्टर-II	क्वार्टर-III	क्वार्टर-एन (डीसीओडी)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
सकल ब्लॉक के लिए व्यय				
जोड़ें: सीडब्ल्यूआईपी के लिए व्यय				
जोड़ें: पूंजी अग्रिम, यदि कोई हो				

घटाएं: अनुन्मोचित देयताएं (उपर्युक्त सहित)				
जोड़ें/ घटाएं: अन्य				
पूंजी आस्तियों के लिए ठेकेदारों/प्रदाताओं को भुगतान				
संचयी भुगतान				

टिप्पण: यदि भुगतान और निधि परिनियोजन के बीच कोई अंतर है, तो औचित्य प्रदान करें।

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 15क

आरओआर सहित पाण्डेज/स्टोरेज प्रकार के नए केन्द्र डिजायन ऊर्जा एवं चरम क्षमता (माहवार)

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

उत्पादन कंपनी			
हाइड्रो विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम :			
संस्थापित क्षमता: यूनिटों की सं. X .एमडब्ल्यू=			
माह		डिजाइन ऊर्जा* (एमयूएस)	डिजाइन्ड चरम क्षमता (एमडब्ल्यू)*
अप्रैल	I		
	II		
	III		
मई	I		
	II		
	III		
जून	I		
	II		

	III		
जुलाई	I		
	II		
	III		
अगस्त	I		
	II		
	III		
सितम्बर	I		
	II		
	III		
अक्तूबर	I		
	II		
	III		
नवम्बर	I		
	II		
	III		
दिसम्बर	I		
	II		
	III		
जनवरी	I		
	II		
	III		
फरवरी	I		
	II		
	III		
मार्च	I		
	II		
	III		
कुल			
*सीईए तारीख की डीपीआर/टीईसी के अनुसार.....			
टिप्पण :			
उन व्यस्ततम घंटों की संख्या दर्शाए जिनके लिए केन्द्र को डिजाइन किया गया।			
उत्पादन कंपनी			

हाइड्रो विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम :			
संस्थापित क्षमता: यूनिटों की सं. X .एमडब्ल्यू=			
माह		डिजाइन ऊर्जा* (एमयूएस)	डिजाइन्ड चरम क्षमता (एमडब्ल्यू)*
अप्रैल	I		
	II		
	III		
मई	I		
	II		
	III		
जून	I		
	II		
	III		
जुलाई	I		
	II		
	III		
अगस्त	I		
	II		
	III		
सितम्बर	I		
	II		
	III		
अक्टूबर	I		
	II		
	III		
नवम्बर	I		
	II		
	III		
दिसम्बर	I		
	II		
	III		

जनवरी	I		
	II		
	III		
फरवरी	I		
	II		
	III		
मार्च	I		
	II		
	III		
कुल			
*सीईए तारीख की डीपीआर/टीईसी के अनुसार.....			
टिप्पण :			
उन व्यस्ततम घंटों की संख्या दर्शाए जिनके लिए केन्द्र को डिजाइन किया गया।			

(याचिकाकर्ता)

भाग -II
प्ररूप - 15ख**आरओआर टाइप केन्द्र-डिजाइन ऊर्जा एवं एम डब्ल्यू सतत (माहवार)**

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन केन्द्र का नाम _____

उत्पादन कंपनी

हाइड्रो विद्युत उत्पादन केन्द्र का नाम :

संस्थापित क्षमता: यूनिट की सं. X एमडब्ल्यू=

माह		डिजाइन ऊर्जा* (एमयूएस)	एमडब्ल्यू सतत*
अप्रैल	I		
	II		
	III		
मई	I		
	II		

	III		
जून	I		
	II		
	III		
जुलाई	I		
	II		
	III		
अगस्त	I		
	II		
	III		
सितम्बर	I		
	II		
	III		
अक्तूबर	I		
	II		
	III		
नवम्बर	I		
	II		
	III		
दिसम्बर	I		
	II		
	III		
जनवरी	I		
	II		
	III		
फरवरी	I		
	II		
	III		
मार्च	I		
	II		
	III		
कुल			
*दिनांक सीईए की डीपीआर/टीईसी के अनुसार			

(याचिकाकर्ता)

देयता फ्लो विवरण

याचिकाकर्ता का नाम
उत्पादन केन्द्र का नाम

पक्षकार	आस्ति /संकाय	वास्तविक पूंजीकरण का वर्ष	मूल देयता	दिनांक 31.03.2024 को देयता	निर्वहन (वर्षवार)	विपर्यय(वर्षवार)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
क) सामान्य आरओई के लिए पात्र आस्तियों के लिए						
ख) 14.00% की सीलिंग के अध्याधीन एक वर्ष एसबीआई एमसीएलआर + 350 बीपीएस पर आरओई के लिए पात्र आस्तियों के लिए						

(याचिकाकर्ता)

प्रचालन और रखरखाव व्यय

यदि हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों को 1.4.2024 को या उसके बाद वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित किया गया है

कट-ऑफ तारीख तक कुल पूंजी व्यय (क)	
आर एंड आर व्यय (ख)	
आईडीसी एवं आईईडीसी (ग)	
ओ एंड एम व्यय के लिए मानी गई पूंजी लागत (घ) = (क)-(ख)-(ग)	
उपर्युक्त (ड) के 3.50% की दर पर प्रथम वर्ष वार्षिकीकृत ओ एंड एम व्यय = (घ) का 3.50%	
अगले वर्ष के लिए 5.47% प्रतिवर्ष से बढ़े हुए ओ एंड एम व्यय (च) = (ड) का (1+5.47%)	
8वें वेतन आयोग वेतन पुनरीक्षण के कारण अतिरिक्त ओ एंड एम व्यय	
न्यूनतम वेतन पुनरीक्षण के कारण अतिरिक्त ओ एंड एम व्यय	
उत्पाद एवं सेवा कर (जीएसटी) के कारण अतिरिक्त ओ एंड एम व्यय	

टिप्पण: टैरिफ अवधि के संबंधित वर्षों के लिए सहायक दस्तावेजों और संगणनाओं के साथ अतिरिक्त ओ एंड एम व्यय प्रदान किए जाएं।

(याचिकाकर्ता)

सांविधिक प्रभारों के विवरण (यदि लागू हो)याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन केन्द्र का नाम _____

विवरण (1)	यूनिट दर (2)	यूनिटों की संख्या (3)	दावाकृत राशि (4)
विद्युत शुल्क			
जल उपकर			
.....			

(याचिकाकर्ता)

भाग II

प्ररूप 19

याचिका में शामिल मुद्दों का सारांश

1.	याचिकाकर्ता:	
2.	विषय	
3.	प्रार्थना: (1)... (2)... (3)... ...	
4	प्रतिवादी b	
	प्रतिवादियों के नाम:	
	क.	
	ख.	
	ग.	
5.	परियोजना का दायरा	आईसी डीई एफईएचएस एयूएक्स एनएपीएएफ

	लागत	मंजूरी लागत अद्यतन आरसीई
	आरंभ	यूनिट/स्टेशन सीओडी
दावा		
	एएफसी	
	पूँजी लागत	
	आरंभिक स्पेयर	
	एनएपीएएफ	
	डिज़ाइन ऊर्जा	
	कोई विनिर्दिष्ट	

भाग - III

अनुबंध - I

विवरण

भाग-III

पारेषण प्रणाली एवं संचार प्रणाली के टैरिफ के लिए फार्म और अन्य सूचना/दस्तावेज की जांचसूची

फार्म सं.	टैरिफ फाइलिंग फार्म का नाम (पारेषण एवं संचार प्रणाली)	सही का निशान
फार्म - 1	टैरिफ का सार	
फार्म - 1	आस्ति स्तर लागत का सार	
फार्म - 2	परियोजना के कार्यक्षेत्र में शामिल पारेषण लाइनों और सबस्टेशनों और संचार प्रणाली का विवरण और तत्काल आस्ति के लिए ओ एंड एम	
फार्म - 3	टैरिफ संगणना के लिए मानक मापदंडों पर विचार किया गया	
फार्म - 4	परियोजना के तहत मौजूदा पारेषण आस्तियों/तत्वों का सार, संपूर्ण परियोजना के लिए एकल एएफसी के लिए प्रभावी सीओडी और भारित औसत जीवन का निर्धारण।	
फार्म - 4क	पूंजी लागत का विवरण	
फार्म - 4ख	पूंजी कार्यों में प्रगति का विवरण	
फार्म - 4ग	नई परियोजना/तत्व के लिए पूंजीगत लागत अनुमान का सार और कमीशनिंग की अनुसूची	

फार्म सं.	टैरिफ फाइलिंग फार्म का नाम (पारेषण एवं संचार प्रणाली)	सही का निशान
फार्म -5	पारेषण सिस्टम या संचार प्रणाली के लिए परियोजना/आस्ति/तत्व लागत का तत्त्ववार विवरण	
फार्म -5क	निर्माण/आपूर्ति/सेवा पैकेजों का विवरण	
फार्म -5ख	परियोजना में कवर सभी आस्तियों का विवरण	
फार्म - 6	सीओडी तक वास्तविक नकद व्यय और वित्तीय पैकेज	
फार्म - 7	सीओडी के बाद अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण	
फार्म - 7क	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण	
फार्म - 7ख	परियोजना के उपयोगी जीवन की समाप्ति से पहले पांच वर्ष के दौरान अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण।	
फार्म - 8	रिटर्न पर इक्विटी की संगणना	
फार्म -8क	विदेशी इक्विटी का विवरण	
फार्म -9	विभिन्न पारेषण तत्वों को कॉर्पोरेट ऋणों के आवंटन का विवरण	
फार्म -9क	परियोजना विनिर्दिष्ट ऋणों का विवरण	
फार्म -9ख	विदेशी ऋणों का विवरण	
फार्म -9ग	वास्तविक ऋण पर ऋण की भारित औसत दर की संगणना	
फार्म -9घ	विदेशी करेंसी पर ऋण	
फार्म -9ङ	सामान्य ऋण पर ब्याज की संगणना	
फार्म - 10	मूल परियोजना लागत पर मूल्यहास दर की संगणना	
फार्म - 10क	मूल्यहास का विवरण	

फार्म सं.	टैरिफ फाइलिंग फार्म का नाम (पारेषण एवं संचार प्रणाली)	सही का निशान
फार्म - 10ख	वि-पूँजीकरण का कथन	
फार्म - 11	कायशील पूँजी पर ब्याज की संगणना	
फार्म - 12	ओवर रन के समय का विवरण	
फार्म - 12क	निमोण के दौरान आकास्मिक व्यय	
फार्म - 12ख	आईडीसी और वित्तपोषण शुल्क की संगणना	
फार्म - 13	प्रारंभिक स्पेयसे का विवरण	
फार्म - 14	गैर-टैरिफ आय	
फार्म - 15	याचिका में शामिल मुद्दे का सारांश	
फार्म क	वर्तमान याचिका में शामिल सभी आस्तियों के लिए दावा की गई पूँजीगत लागत और वार्षिक निश्चित लागत (एएफसी) का सारांश।	
अन्य सूचना/दस्तावेज		
क्र.सं.	सूचना/दस्तावेज	सही का निशान
1	निगमन का प्रमाण पत्र, व्यवसाय शुरू करने का प्रमाण पत्र, एसोसिएशन का ज्ञापन, और एसोसिएशन के लेख (सीईआरसी को पहली बार टैरिफ आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा स्थापित नई परियोजना के लिए)	
2	संबंधित वर्षों के लिए नई पारेषण प्रणाली और संचार प्रणाली के लिए सभी अनुसूचियों और अनुबंधों के साथ क्षेत्रवार और कॉर्पोरेट ऑडिटेड बैलेंस शीट और लाभ और हानि खाते।	
3	संबंधित ऋण समझौतों की प्रतियाँ	
4	पूँजीगत लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियाँ।	
5	इक्विटी भागीदारी समझौतों की प्रतियाँ और विदेशी इक्विटी के लिए आवश्यक अनुमोदन।	

फार्म सं.	टैरिफ फाइलिंग फार्म का नाम (पारेषण एवं संचार प्रणाली)	सही का निशान
6	लाभार्थियों के पास बीपीटीए/टीएसए/पीपीए की प्रतियां, यदि कोई हो	
7	यदि लागू हो तो लागत और समयावधि के कारण बताते हुए विस्तृत नोट। प्रस्तुत किए जाने वाले सहायक दस्तावेजों की सूची : क. परियोजना रिपोर्ट का विवरण ख. सीपीएस विश्लेषण ग. पीईआरटी चार्ट और बार चार्ट घ. लागत और समय की अधिकता का औचित्य	
8	पारेषण लाइसेंसधारी को पारेषण सिस्टम के लिए लागत लेखांकन रिकॉर्ड, लागत विवरण, विवरण, शेड्यूल आदि के साथ लागत ऑडिट रिपोर्ट की प्रति सरकार को प्रस्तुत करनी होगी। भारत के पहले दो वर्षों यानी 2024-25 और 2025-26 के लिए 2026-27 में मध्यावधि टू-अप के समय और टैरिफ अवधि 2024-29 की शेष अवधि के लिए 2029-30 में अंतिम टू-अप के समय . प्रारंभिक टैरिफ दाखिल करने के मामले में नवीनतम उपलब्ध लागत ऑडिट रिपोर्ट प्रस्तुत की जानी चाहिए।	
9.	बीबीएमबी संबंधित लागू अधिनियमों के अनुसार रिकॉर्ड बनाए रख रहा है। यहां निर्दिष्ट प्रारूप बीबीएमबी के पास उपलब्ध जानकारी के लिए उपयुक्त नहीं हो सकते हैं। बीबीएमबी टैरिफ उद्देश्य के लिए आवश्यक जानकारी प्रस्तुत करने के लिए उपलब्ध जानकारी के अनुसार प्रारूपों को उपयुक्त रूप से संशोधित कर सकता है।	
10.	कोई अन्य संबंधित जानकारी, (कृपया निर्दिष्ट करें)	

नोट 1: याचिका की इलेक्ट्रॉनिक प्रति (वर्ड प्रारूप में) और इन प्रारूपों के अनुसार विस्तृत संगणना (एक्सेल प्रारूप में) और प्रस्तुत की गई कोई भी अन्य जानकारी ई-फाइलिंग वेबसाइट पर अपलोड की जानी है और पेन ड्राइव / फ्लैश ड्राइव में भी प्रस्तुत की जाएगी।

भाग-III

टैरिफ का सार

फार्म -1

पारेषण आस्ति का नाम _____

क्र.सं.	विवरण	फार्म सं.	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	मूल्यहास						
2	ऋण पर ब्याज						
3	इक्विटी पर रिटर्न						
4	कार्यशील पूंजी पर ब्याज						
5	ओएण्डएम व्यय						
	कुल एएफसी						

नोट: यह प्रपत्र एक सारांश प्रपत्र है और इसका डेटा अन्य आधार प्रपत्रों से आना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
FORM-1क

आस्ति स्तर लागत का सार

पारेषण आस्तियों का नाम _____

(राशि लाख रुपये में)

क) पूंजीगत लागत का सारांश, आस्ति के वित्त के साधन									
विवरण	i) आनुपातिक स्वीकृत लागत		ii) वास्तविक/अनुमानित पूंजी लागत का सारांश						
	आईए के अनुसार	आरसीई के अनुसार	सीओडी को /01-04-2024	2024-25(वास्तविक/संभावित)	2025-26(वास्तविक/संभावित)	2026-27(वास्तविक/संभावित)	2027-28 (वास्तविक/संभावित)	2028-29 (वास्तविक/संभावित)	31.03.2029 को
भूमि (फ्रीहोल्ड भूमि)									
भूमि (पट्टाधार)									
भवन एवं सिविल कार्य									
पारेषण लाइन									
सब-स्टेशन									
पीएलसीसी									
बहियों के अनुसार कुल पूंजीगत लागत									
घटाया: दायित्व									
जोड़ें: दायित्व का निर्वहन									
कुल पूंजीगत लागत									
हिस्सेदारी									
ऋण									

नोट: यह फॉर्म एक सारांश फॉर्म है और इस फॉर्म में डेटा अन्य आधार फॉर्म से आना चाहिए।

भाग-III

फार्म-2

परियोजना के कार्यक्षेत्र में शामिल पारेषण लाइनों, सबस्टेशनों और संचार प्रणाली का विवरण और तत्काल आस्ति के लिए ओ एंड एम

पारेषण आस्ति का नाम: _____

1. पारेषण लाइन:

क्रम संख्या	लाइन का नाम	लाइन का प्रकार एसी/एचवीडीसी	एस/सी या डी/सी	उप-कंडक्टरों की संख्या	वोल्टेज स्तर केवी	लाइन बे	लाइन रिएक्टर (स्विचेबल रिएक्टर सहित)	लाइन की लंबाई किमी	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	वर्तमान याचिका में शामिल है	
										हां/ना	यदि न, याचिका सं.
1											
2											
3											
-											
-											

सार:

तत्काल याचिका में शामिल पारेषण लाइनों के लिए ओ एंड एम व्यय	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
विनियमन के अनुसार ओ एंड एम की मानक दर (लाख रुपये में)					
लंबाई किमी में					
ओ एंड एम का दावा (लाख रूपये में)					

2. सबस्टेशन:

क्र.सं.	सबस्टेशन का नाम	सबस्टेशन का प्रकार पारंपरिक (ग्रीनफील्ड/ब्राउनफील्ड) / जीआईएस/एचवीडीसी टर्मिनल/एचवीडीसी बैक टू बैक	वोल्टेज स्तर केवी.	ट्रांसफार्मर/रिएक्टर/एसवीसी आदि की सं. (क्षमता सहित)*	बे की सं.				एमवीए/एमवीएआर क्षमता				वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	वर्तमान याचिका में शामिल है	
					765 केवी	400 केवी	220 केवी	132 केवी और कम	765 केवी	400 केवी	220 केवी	132 केवी और कम		हां/ना	यदि न, याचिका सं.
1															
2															
3															
-															
-															

सार:

तत्काल याचिका में शामिल सबस्टेशनों के लिए ओ एंड एम व्यय	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
विनियमन के अनुसार ओ एंड एम की मानक दर (लाख रुपये में) *					
इकाइयों की संख्या					
ओ एंड एम का दावा (लाख रूपये में)					

नोट 1. बे की संख्या में लाइन बे, आईसीटी बे, रिएक्टर बे आदि शामिल हैं। प्रत्येक आईसीटी बे, लाइन बे, रिएक्टर बे को ओ एंड मेक्सपेंस के प्रयोजन के लिए अलग से माना जाएगा।

2. एमवीए क्षमता में रिएक्टर, एफएसई, स्टेट कॉम की क्षमता शामिल नहीं होगी

3. पारेषण लाइसेंसधारियों के लिए ओ एंड एम व्यय, जिनकी पारेषण आस्तियां केवल पूर्वोत्तर क्षेत्र (सिक्किम सहित), उत्तराखंड, हिमाचल प्रदेश, केंद्र शासित प्रदेश जम्मू और कश्मीर और लद्दाख, पश्चिम बंगाल के दार्जिलिंग जिले में स्थित हैं, को गुणा करके संगणना की जाएगी। मानक ओ एंड एम व्यय के लिए 1.50

2. संचार प्रणाली:

क्रम सं.	संचार प्रणाली का नाम	संचार प्रणाली का प्रकार - यूएलडीसी/एससीएडीए/डब्ल्यूएएमएस/फाइबर ऑप्टिक संचार प्रणाली/आरटीयू/पीएबीएक्स/पीएमयू आदि के तहत संचार प्रणाली	ओपीजीडब्ल्यू लिंक की लंबाई	आरटीयू की संख्या	पीएमयू की संख्या	वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख	कटऑफ तारीख तक पूंजीगत लागत (मूल परियोजना लागत)	वर्तमान याचिका में शामिल है	
								हां/ना	यदि न, याचिका सं.
1									
2									
3									
-									

सार

संचार प्रणाली के लिए ओ एंड एम व्यय तत्काल याचिका में शामिल हैं	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
संचार प्रणाली से संबंधित मूल परियोजना लागत/आस्ति					
नियमों के अनुसार ओ एंड एम व्यय (मूल परियोजना लागत का 2%)					
वास्तविक ओ एंड एम व्यय (लाख रुपये में) *					

नोट: 1. विनियमन के अनुसार ओ एंड एम व्यय अनुमानित परियोजना लागत के आधार पर काम किया जाएगा।

2. यू-एनएमएस के मामले में व्यय उचित विवेकपूर्ण जांच के बाद वास्तविक आधार पर अनुमति दी जाएगी।

*वास्तविक ओ एंड एम व्यय टू अप के समय प्रदान किया जाना चाहिए।

4) ओ एंड एम व्यय दावे का सार

							(लाख रूपये में)
क्र.सं.	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	
	क) मानक ओ एंड एम						
1	पारेषण लाइन						
2	सब-स्टेशन						
3	संचार तंत्र						
	कुल मानक ओ एंड एम						
	ख) विनियमन 35(3) (सी) के तहत दावा किया गया ओ एंड एम						
1	सुरक्षा व्यय						
2	वास्तविक पूंजीगत अतिरिक्त खपत ¹						
3	बीमा प्रीमियम का भुगतान ²						
	कुल ओ एंड एम						

नोट: सुरक्षा व्यय और पूंजीगत स्पेयर्स को ओ एंड एम व्यय के प्रयोजन के लिए अनुमानित आधार पर प्रस्तुत किया जाना है। अतिरिक्त सुरक्षा तैनात किए जाने की स्थिति में, याचिकाकर्ता को इसका संकेत देना होगा। वास्तविक सुरक्षा और पूंजीगत स्पेयर्स का व्यय टू अप के समय प्रदान किया जाना चाहिए।

1. टू-अप के समय उपलब्ध कराए जाने वाले पूंजीगत स्पेयर्स की सूची। इसके अलावा, व्यक्तिगत रूप से रु. तक की लागत का कोई पूंजीगत अतिरिक्त नहीं। 10 लाख का दावा किया जाएगा.
2. टैरिफ के निर्धारण के समय बीमा प्रीमियम का अनुमान लगाया जाएगा जो वास्तविक के आधार पर सही किया जाएगा।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

फार्म-3

टैरिफ संगणना के लिए मानक मापदंडों पर विचार किया गया

पारेषण आस्ति का नाम _____

मार्च के अंत में

विवरण (1)	यूनिट (2)	मौजूदा 2023-24 (3)	2024-25 (4)	2025-26 (5)	2026-27 (6)	2027-28 (7)	2028-29 (8)
इक्विटी पर रिटर्न की आधार दर	%						
कट-ऑफ तारीख 1 के बाद अतिरिक्त पूंजीकरण पर इक्विटी पर रिटर्न की आधार दर	%						
कर की दर	%						
प्रभावी कर दर ²	%						
लक्ष्य उपलब्धता	%						
मानक ओ एंड एम प्रति किमी	रूपये लाख						
प्रति बे मानक ओ एंड एम	रूपये लाख						
मानक ओ एंड एम प्रति एमवीए	रूपये लाख						
डब्ल्यूसी के लिए स्पेयर्स ओएण्डएम के % के रूप में	%						
डब्ल्यूसी के लिए दिनों में प्राप्य	दिवस						
वित्तीय वर्ष के पहले दिन के अनुसार संदर्भ दर ³	%						
01.04.2024 और प्रत्येक वर्ष की शुरुआत में व्यपगत जीवन (पूर्ण वर्षों में)	वर्ष की संख्या						

1. अतिरिक्त पूंजीकरण एक वर्ष के एमसीएलआर+350 बीपीएस के बराबर होगा, जो विनियम 30 (3) के पहले प्रावधान के अनुसार 14.00% की सीमा के अधीन होगा।

2. आवश्यक दस्तावेजों और संगणनाओं द्वारा समर्थित होना। प्रभावी कर दर की संगणना विनियम 31 के अनुसार की जानी है।
3. टैरिफ याचिका के लिए, यह 1.4.2024 होनी चाहिए, जबकि टू-अप याचिका के लिए, यह संबंधित वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल होनी चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म 4

परियोजना के तहत मौजूदा पारेषण आस्तियों/तत्वों का सार, संपूर्ण परियोजना के लिए एकल एएफसी के लिए प्रभावी सीओडी और भारित औसत जीवन का निर्धारण

पारेषण योजना का नाम: _____

(Amount in Rs. Lakh)

क) परियोजना के कार्यक्षेत्र में शामिल सभी आस्तियों का विवरण						
आस्ति सं. एवं आस्ति नाम विवरण	वास्तविक सीओडी	टैरिफ के लिए सीओडी पर विचार किया गया	संपूर्ण परियोजना के लिए प्रभावी सीओडी (संदर्भ सी)	परियोजना का भारित औसत उपयोगी जीवन (संदर्भ डी)	01-04-2024 को परियोजना का उपयोगी जीवन समाप्त हो गया (ई देखें)	01.04.2024 को परियोजना का शेष उपयोगी जीवन (ई देखें)

ख) 01.04.2024 से पहले शुरू की गई परियोजनाओं के लिए एकल टैरिफ के निर्धारण के लिए 01-04-2024 तक का विवरण						
2019-24 की अवधि के बाद 31-03-2024 तक विवरण।	आस्ति 1	आस्ति 2	आस्ति 3	आस्ति 4	और इसके आगे	संपूर्ण परियोजना के लिए 01.04.2024 तक कुल

क	ख	ग	घ	ङ.	च	$g=(b+c+d+e+f)$
31.03.2024 को पूंजीगत लागत						
31-03-2024 को संचयी मूल्यह्रास						
31.03.2024 तक ऋण इक्विटी अनुपात						
31.03.2024 तक मानक आरओई के लिए सकल इक्विटी						
31.03.2024 तक सकल ऋण						
31.03.2024 तक ऋण का संचयी पुनर्भुगतान						

ग) संपूर्ण परियोजना के व्यपगत उपयोगी जीवन का निर्धारण करने के लिए प्रभावी सीओडी की संगणना।

आस्ति सं.	आस्ति 1	आस्ति 2	आस्ति 3	आस्ति 4	और इसके आगे	कुल
क	ख	ग	घ	ङ.	च	$g=(b+c+d+e+f)$
1) आस्ति का वास्तविक सीओडी।						
2) टैरिफ उद्देश्य के लिए सीओडी पर विचार किया गया (i)						
3) टैरिफ के लिए विचारित आस्ति की सीओडी और परियोजना की सीओडी (ii) और (iii) के बीच दिनों की संख्या						
4) 31-03-2024 को वास्तविक पूंजी लागत (लाख में)						
5) किसी आस्ति की लागत का भार (% में) (iv)						
6) भारित दिन = (3x5)						
7) प्रभावी सीओडी = (अर्थात परियोजना का सीओडी - कुल भारित दिन)						

टिप्पणी:

i) टैरिफ के लिए विचारित आस्ति का सीओडी: यह आम तौर पर परियोजना के वास्तविक सीओडी को संदर्भित करता है। यदि आयोग ने पिछले टैरिफ अवधि में आस्तियों को क्लब करने की बात स्वीकार की है, तो टैरिफ उद्देश्य के लिए ऐसे क्लब किए गए एसेसियों के लिए विचार किए गए सीओडी पर यहां विचार किया जाना चाहिए (उदाहरण के लिए नोशनल सीओडी)

ii) परियोजना की सीओडी से दिनों की संख्या: यह व्यक्तिगत आस्ति के लिए टैरिफ के लिए मानी जाने वाली सीओडी और परियोजना की सीओडी के बीच की दूरी को संदर्भित करता है। इसकी संगणना (प्रोजेक्ट का सीओडी - व्यक्तिगत आस्ति का सीओडी) द्वारा की गई है

iii) परियोजना का सीओडी = परियोजना की अंतिम आस्ति का सीओडी।

iv) किसी आस्ति की लागत का भार = यह परियोजना की कुल पूंजी लागत की तुलना करने पर व्यक्तिगत आस्ति की लागत के अनुपात (यानी वजन) को संदर्भित करता है। इसकी संगणना (31.03.2024 को संबंधित आस्ति की वास्तविक लागत/सभी आस्तियों की कुल वास्तविक लागत) x100 द्वारा की जानी है

v) भारित दिन: यह किसी आस्ति की लागत के भार और उसके सीओडी से परियोजना के सीओडी तक की दूरी का उत्पाद है।

घ) संपूर्ण परियोजना का भारित औसत उपयोगी जीवन								
विवरण	2014-19 के बाद 01-04-2024 को पूंजीगत लागत					समन्वित लागत	उपयोगी जीवन/विस्तारित जीवन	भारित लागत
	आस्ति 1	आस्ति 2	आस्ति 3	आस्ति 4	और इसके आगे			
क	ख	ग	घ	ङ.	च	$g=(b+c+d+e+f)$	h	$i = (g) \times (h)$
पूर्ण स्वामित्व वाली भूमि							0	
पट्टे की भूमि							25	
भवन एवं अन्य सिविल कार्य							25	
पारेषण लाइन							35	
सब-स्टेशन उपकरण							25	
पीएलसीसी							15	
और इसी तरह								
कुल								
भारित औसत जीवन = कुल भारित लागत/कुल संयुक्त लागत (पूरा वर्ष प्राप्त करने के लिए पूर्णांकित)								वर्ष

ड.) परियोजना का व्ययगत भारित औसत उपयोगी जीवन और शेष भारित औसत उपयोगी जीवन	
यह प्रभावी सीओडी से पिछली टेरिफ अवधि के अंतिम दिन (यानी 31.03.2024) तक पूर्ण किए गए वर्षों की संख्या को संदर्भित करता है।	
i) प्रभावी सीओडी	
ii) पिछली टेरिफ नियंत्रण अवधि का अंतिम दिन	3/31/2024

iii) 01.04.2024 को समाप्त हुए पूर्ण वर्षों की संख्या (ii)-(i)		
iv) शेष उपयोगी जीवन (वर्ष में) (डब्ल्यूएएल- व्यपगत वर्ष)		

नोट: 1) याचिकाकर्ता को व्यक्तिगत आस्ति की पहचान बनाए रखनी होगी। समेकन याचिकाओं में, याचिकाकर्ता को व्यक्तिगत आस्तियों का विवरण, जैसे विवरण, वास्तविक सीओडी, प्रभावी सीओडी, कट-ऑफ तारीख, स्वीकृत पूंजी लागत, ओ एंड एम व्यय आदि को बनाए रखना और प्रदान करना होगा। याचिकाकर्ता को अतिरिक्त पूंजी व्यय के सभी दावे करने होंगे या परियोजना के लिए अव-पूंजीकरण, ऑडिटर प्रमाणपत्र के साथ उन व्यक्तिगत आस्तियों का स्पष्ट रूप से उल्लेख करके जिनके लिए दावा किया गया है। तदनुसार, संबंधित टैरिफ फॉर्म में व्यक्तिगत आस्ति के अनुसार ब्रेकअप दिखाया जाना चाहिए। 2) यह फॉर्म तब जमा करना आवश्यक है जब परियोजना 01.04.2024 से पहले चालू हो (यानी 01.04.2024 से पहले शुरू की गई परियोजना का अंतिम तत्व)। 3) पूर्ण वर्ष की संख्या एक्सेल फंक्शन द्वारा निकाली जा सकती है। YEARFRAC(31-03-2024, प्रभावी सीओडी) और परिणाम में यदि कोई अंश हो तो उसे अनदेखा कर दें।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म- 4क

पूँजीगत लागत का विवरण
(संबंधित तारीखों और वर्षवार जानकारी दी जाए)

पारेषण आस्ति का नाम: _____

(रूपये लाख में)

क पूँजी लागत	विवरण	संबंधित तारीख को. ¹		
		अयाचित आधार	गैर-निर्वाहित देयताएं	नकद उधार
1	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सकल ब्लॉक राशि			
	ख) उपरोक्त ए(ए) में शामिल (i) आईडीसी (ii) एफसी (iii) एफईआरवी और (iv) हेजिंग लागत की राशि	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	ग) उपरोक्त ए(ए) में शामिल आईडीसी की राशि (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत को छोड़कर)			
2	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सकल ब्लॉक राशि			
	ख) उपरोक्त ए(ए) में (शामिल)i) आईडीसी)ii) एफसी)iii) एफईआरवी और)iv) हेजिंग लागत की राशि	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	ग) उपरोक्त ए(ए) में शामिल आईडीसी की राशि (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत को छोड़कर)			
3	क) बहियों के अनुसार प्रारंभिक सकल ब्लॉक राशि			

	ख) उपरोक्त ए(ए) में शामिल (i) आईडीसी (ii) एफसी (iii) एफईआरवी और (iv) हेजिंग लागत की राशि	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	ग) उपरोक्त ए(ए) में शामिल आईडीसी की राशि (आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत को छोड़कर)			

(रूपये लाख में)

ख) आस्ति के लिए दायित्व का प्रवाह						
विवरण	सीओडी को/01-04-2024	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1. देयत का आरंभिक शेष ²						
2. जमा: एसीई से देयता ³						
3. भुगतान द्वारा दायित्व का निर्वहन और एसीई के रूप में दावा किया गया ⁴						
4 प्रत्यावर्तन/रद्दीकरण (प्रविष्ट किया जाए) ⁵						
5. स्वीकृत देयता का अंतिम शेष ⁶						

1. संबंधित तारीखों का मतलब पारेषण तत्वों या संचार प्रणाली के सीओडी की तारीख और वित्तीय वर्ष की आरंभ तारीख और समाप्ति तारीख है।
2. नई आस्ति के मामले में इसे फॉर्म 5 से प्रवाहित किया जाना चाहिए और मौजूदा आस्ति के मामले में इसे 31.03.2024 तक स्वीकृत देयता से प्रवाहित किया जाना चाहिए।
3. यह संबंधित वर्ष के अंतिम दिन सकल ब्लॉक में शामिल देयता को संदर्भित करता है जैसा कि संबंधित वर्ष के फॉर्म 7 में उल्लिखित है।
4. यह पूंजीगत देयता के वास्तविक भुगतान को संदर्भित करता है जिसे आयोग द्वारा 31.03.2024 को स्वीकार किया गया था और/या सीओडी लागत में शामिल देयता और/या पिछले वर्षों के एसीई में शामिल देयता। (उदाहरण के लिए, यदि 2027-28 के दौरान न चुकाई गई देयता के लिए कोई भुगतान किया गया हो)

5. यह सकल ब्लॉक में शामिल देयता को संदर्भित करता है लेकिन किसी भी कारण से उलट या रद्द कर दिया गया है। (उदाहरण के लिए ठेकेदार की किसी भी शर्त, बही समायोजन आदि को पूरा न करने के कारण देयता नहीं रह गई है)
6. यह पूंजीगत देयता के समापन शेष को संदर्भित करता है (अर्थात् संबंधित वर्ष के 31 मार्च को और यह अगले वर्ष के 01 अप्रैल को प्रारंभिक शेष होगा)।
7. उपरोक्त तालिका बी में देयता के प्रवाह में उल्लिखित शेष राशि और उपरोक्त तालिका ए में उल्लिखित संबंधित तारीख पर देयता का मिलान होना चाहिए।
8. यदि किसी परियोजना आस्ति को किसी भी कारण से समेकित करने की आवश्यकता नहीं है, तो कारण स्पष्ट करना होगा और उन आस्तियों की प्रारंभिक स्थिति ऊपर उल्लिखित तालिका बी में दिखानी होगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

फार्म- 4ख

प्रगति पर चल रहे पूंजीगत कार्यों का विवरण
(संबंधित तारीखों और वर्षवार जानकारी दी जाए)

पारेषण आस्ति का नाम: _____

(राशि लाख में)

क	विवरण	अयाचित आधार	संबंधित तारीख को ¹	
			गैर-निर्वाहित देयताएं	नकद आधार
क	क) बहियों के अनुसार सीडब्ल्यूआईपी राशि खोलना			
	ख) उपरोक्त क (क) में शामिल (i) आईडीसी (ii) एफसी (iii) एफईआरवी और (iv) हेजिंग लागत की राशि	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		
ख	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी राशि में वृद्धि/समायोजन			
	ख) उपरोक्त ख (क) में शामिल (i) आईडीसी (ii) एफसी (iii) एफईआरवी और (iv) हेजिंग लागत की राशि	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		

ग	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी राशि का पूंजीकरण/स्थिर आस्ति में स्थानांतरण			
	बी) उपरोक्त ग (क) में शामिल (i) आईडीसी (ii) एफसी (iii) एफईआरवी और (iv) हेजिंग लागत की राशि	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		
घ	क) बहियों के अनुसार समापन सीडब्ल्यूआईपी राशि			
	ख) उपरोक्त घ (क) में (i) आईडीसी (ii) एफसी (iii) एफईआरवी और (iv) हेजिंग लागत की राशि	(i) (ii) ... (iii)...		

नोट : संबंधित तारीखों का मतलब पारेषण तत्वों की सीओडी की तारीख और वित्तीय वर्ष की आरंभ तारीख और समाप्ति तारीख है

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

फार्म- 4ग

नई परियोजना तत्व के लिए/आरंभ करने की पूंजीगत लागत अनुमान का सार और अनुसूची: _____

पारेषण आस्ति का नाम: _____

नई परियोजनाओं की पूंजीगत लागत का अनुमान

पूंजीगत लागत अनुमानों को अनुमोदित देने वाला निदेशक मंडल/एजेंसी:		
पूंजीगत लागत अनुमानों के अनुमोदन की तारीख:		
	वर्तमान दिन की लागत	पूर्ण लागत
अनुमोदित अनुमानों का मूल्य स्तर	_____ तिमाही के अंत तक। साल का _____	पारेषण सिस्टम/पारेषण एलिमेंट/संचार सिस्टम के वास्तविक सीओडी के अनुसार
पूंजीगत लागत अनुमान के लिए विदेशी मुद्रा दर पर विचार किया गया		
आईडीसी, आईईडीसी और एफसी को छोड़कर पूंजीगत लागत		
विदेशी घटक, यदि कोई हो (मिलियन यूएस डॉलर या संबंधित मुद्रा में)		
घरेलू घटक (लाख रुपये)		
आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत को छोड़कर पूंजीगत लागत (लाख रुपये)		
आईडीसी, आईईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत		

विदेशी घटक, यदि कोई हो (मिलियन यूएस डॉलर या संबंधित मुद्रा में)		
घरेलू घटक (लाख रुपये)		
कुल आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत (लाख रुपये)		
करों एवं शुल्कों की दर पर विचार किया गया		
पूँजीगत लागत जिसमें आईडीसी, आईईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत शामिल है		
विदेशी घटक, यदि कोई हो (मिलियन यूएस डॉलर या संबंधित मुद्रा में)		
घरेलू घटक (लाख रुपये)		
आईडीसी, आईईडीसी और एफसी सहित पूँजीगत लागत (लाख रुपये)		
कमीशनिंग की अनुसूची		
पारेषण सिस्टम 1/पारेषण एलिमेंट 1/संचार सिस्टम 1 का सीओडी		
पारेषण सिस्टम 1/ पारेषण एलिमेंट 2/ संचार सिस्टम 2 का सीओडी		

अंतिम पारेषण सिस्टम/पारेषण तत्व/संचार प्रणाली का सीओडी		

टिप्पणी :

1. कंपनी सचिव द्वारा विधिवत प्रमाणित बोर्ड द्वारा अनुमोदन पत्र की प्रति संलग्न की जानी चाहिए
2. पूँजीगत लागत का विवरण लागू फॉर्म-5 या 5ए के अनुसार प्रस्तुत किया जाना है
3. आईडीसी और वित्तपोषण शुल्क का विवरण फॉर्म-12 (बी) के अनुसार प्रस्तुत किया जाना है।
4. लागत प्रबंधन प्रमाणपत्र या लेखा परीक्षक प्रमाणपत्र पर आधारित होनी चाहिए। प्रबंधन प्रमाणपत्र पर आधारित मामले में, याचिका दायर करने के 90 दिनों के भीतर ऑडिटर प्रमाणपत्र प्रदान किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

क्र.स. (1)	विवरण (2)	लागत लाख में									सीओडी के अनुसार वास्तविक लागत और आईए/आरसीई लागत के बीच भिन्नता (8=(5-6+7)-(3 or 4))	भिन्नता के कारण 1 (9)	अन-डिस्चार्ज देनदारियां कॉलम 5 में शामिल हैं(10)	स्वीकृत लागत (11)	सीओडी के अनुसार खाते की बहियों के अनुसार पूंजीगत कार्य प्रगति पर है (12)
		मूल अनुमान के अनुसार (3)			संशोधित लागत अनुमान के अनुसार (यदि कोई हो) (4)			खाते की बहियों के अनुसार सीओडी पर वास्तविक पूंजीगत व्यय (सकल ब्लॉक) (5)							
		मात्रा	दर	अनुमानित लागत	मात्रा	दर	अनुमानित लागत	मात्रा	दर	अस्तित्व के सकल ब्लॉक					
	लागत (10+11.4+12.5+13.5)														

टिप्पणी:

1. लागत भिन्नता के मामले में, इस तरह की भिन्नता के कारण बताते हुए एक विस्तृत नोट प्रस्तुत किया जाना चाहिए जिसमें यह स्पष्ट रूप से दर्शाया गया हो कि क्या ऐसी लागत वृद्धि पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण से आगे थी।
2. फ्री होल्ड/लीज होल्ड भूमि का अलग-अलग विवरण प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
3. कटौती प्रपत्र सकल ब्लॉक में सीओडी पर प्राप्त अनुदान, सीओडी पर सकल ब्लॉक जो अन्य व्यवसाय से संबंधित है, अतिरिक्त प्रारंभिक अतिरिक्त का समायोजन आदि शामिल है।

संयंत्र और मशीनरी लागत)											
वित्त के साधन											
हिस्सेदारी											
ऋण											

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फॉर्म- 5क

निर्माण/आपूर्ति/सेवा पैकेजों का विवरण

पारेषण आस्ति का नाम: _____

क्र.सं.	नाम/सं. निर्माण/आपूर्ति/सेवा वा पैकेज का	कार्य का कार्यक्षेत्र (लागू लागत विवरण के अनुसार)	क्या आईसीबी/डीसीबी/वि भागीय/जमा कार्य आदि के माध्यम से अवार्ड किया गया है।	प्राप्त बोलियों की संख्या	अवार्ड की तारीख	कार्य आरंभ करने की तारीख	कार्य समाप्त करने की तारीख	अवार्ड का मूल्य ² (रूपये लाख में)	कीमतों में मजबूती या वृद्धि के साथ	पूर्ण होने तक या सीओडी तक, जो भी पहले हो, वास्तविक व्यय (रूपये लाख में)	कर एवं शुल्क और आईडीसी (रूपये लाख में)	आईडीसी, एफसीख एफआईआरवी एवं हेजिंग लागत (रूपये लाख में)	उप कुल (रूपये लाख में)

टिप्पणी:

- 1 किसी भी पैकेज में कार्य का कार्यक्षेत्र यथासंभव सीमा तक फॉर्म-5 में लागत विवरण के अनुरूप दर्शाया जाना चाहिए।
- 2 यदि कोई पैकेज है, जिसे भारतीय रुपये और विदेशी मुद्रा में दिखाया जाना आवश्यक है, तो उसे मुद्रा, विनिमय दर और तारीख जैसे अलग से दिखाया जाना चाहिए। रु. 800 लाख.
+ यूएस\$ 5 मिलियन=रु. 4800 लाख. 01.04.2024 को US\$=80 रुपये पर।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म- 5ख

परियोजना में कवर की गई सभी आस्तियों का विवरण

पारेषण परियोजना का नाम: _____

एससीओडी: _____

क्र.सं.	आस्ति का नाम	सीओडी	विलंब (दिनों की संख्या में)	संविभाजित अनुमोदित लागत (लाख रूपये)	संशोधित लागत अनुमान, यदि लागू हो (लाख रूपये)	पूर्ण लागत (लाख रूपये)	वर्तमान याचिका में कवर की गई है	
							हां/ना	यदि नहीं, तो याचिका सं.
1								
2								
3								
4								
5								

कुल								

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म- 6

सीओडी तक वास्तविक नकद व्यय और वित्तीय पैकेज

पारेषण आस्ति का नाम: _____

क) सीओडी तक वास्तविक नकद व्यय

(रूपये लाख में)

विवरण	तिमाही - I (निवेश अनुमोदन)	तिमाही - II	तिमाही - III....	तिमाही -एन (एससीओडी)	तिमाही -	तिमाही -n (वास्तविक सीओडी)
तिमाही के दौरान ठेकेदारों/आपूर्तिकर्ताओं को वास्तविक भुगतान						
तिमाही के अंत में संचयी नकद भुगतान						
वास्तविक सीओडी तक कुल भुगतान पर संचयी नकद भुगतान का %						

ख) वित्तीय पैकेज

	स्वीकृत वित्तीय पैकेज		सीओडी के अनुसार वित्तीय पैकेज		जैसा कि सीओडी पर स्वीकार किया गया है	
	मुद्रा एवं राशि\$		मुद्रा एवं राशि\$		मुद्रा एवं राशि\$	
1	2	3	4	5	6	7
ऋण-I	US \$	5m				
ऋण -II						
और इसके आगे						
कुल ऋण						
इक्विटी						
विदेश						
घरेलू						
कुल इक्विटी						
ऋण इक्विटी अनुपात						
कुल लागत						
कैप जोड़ें	देय	इक्विटी	वास्तविक देय	वास्तविक इक्विटी	देय	इक्विटी
वर्ष-1 के लिए वृद्धि कैप						
वर्ष-2 के लिए वृद्धि कैप...						
अतिरिक्त कैप सहित कुल पूंजी लागत।						

टिप्पणी:

* रुपये कहो. 800 लाख + US\$ 5m = रु. US\$=Rs की विनिमय दर पर US\$5m सहित 4800 लाख। 80.

उदाहरण के लिए: यूएस\$5 मिलियन, आदि।

\$ विदेशी ऋण के मामले में वाणिज्यिक परिचालन की तारीख पर विनिमय दर पर विचार किया जाता है।

(याचिकाकर्ता)

सीओडी के बाद अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण

पारेषण आस्ति का नाम : _____
सीओडी _____

क) वर्ष के लिए एसीई: _____ @ (वास्तविक/संभावित)								
विवरण	वर्ष के दौरान खाते की बहियों के अनुसार सकल ब्लॉक में वृद्धि	घटाया: कटौती वर्ष की ओर				जोड़ें: पहले स्वीकृत दायित्व का निर्वहन	टैरिफ प्रयोजन के लिए नकद आधार पर एसीई	अंतिम टैरिफ में स्वीकृत लागत ¹ (लाख रुपये)
		प्राप्त अनुदान (यदि कोई हो)	अन्य व्यवसाय से संबंधित आस्ति (यदि कोई हो)	अन्य कटौती (यदि कोई हो)	घटाएँ: गैर निवारित दायित्व (2-4-5) में शामिल है			
1	2	3	4	5	6	7	8=(2-3-4-5-6+7)	
भूमि (फ्रीहोल्ड भूमि)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
भूमि (पट्टाधार)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
भवन, सिविल कार्य	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
पारेषण लाइन	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
स-स्टेशन	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
पीएलसीसी	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
कुल	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

@ उपरोक्त तालिका को अन्य वर्षों के लिए दोहराएँ

ख) नकद आधार पर विनियमन वार एसीई दावा						
विनियम सं.	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
रजिस्ट्रेशन 24	मूल कार्यक्षेत्र के भीतर और कट-ऑफ तारीख तक एसीई।					
24 (1) (क)	न चुकाई गई देनदारियों को भविष्य की तारीख में देय माना जाएगा					
24 (1) (ख)	निष्पादन के लिए स्थगित कार्य					
24 (1) (ग)	प्रारंभिक पूंजीगत स्पेयर्स की खरीद					
24 (1) (घ)	मध्यस्थता आदि के अवार्ड को पूरा करने के लिए दायित्व					
24 (1) (ङ.)	कानून में बदलाव या किसी मौजूदा कानून का अनुपालन					
24 (1) (च)	अप्रत्याशित घटनाएँ					
विनियम 24 के अंतर्गत कुल						
रजिस्ट्रेशन. 25	मूल कार्यक्षेत्र के भीतर और कट-ऑफ तारीख के बाद एसीई					

ख) नकद आधार पर विनियमन वार एसीई दावा						
विनियम सं.	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
25 (1) (क)	मध्यस्थता आदि के अवार्ड को पूरा करने के लिए दायित्व					
25 (1) (ख)	कानून में बदलाव या किसी मौजूदा कानून का अनुपालन					
25 (1) (घ)	अंतिम तारीख से पहले निष्पादित कार्यों के लिए दायित्व					
25 (1) (ङ.)	अप्रत्याशित घटनाएँ					
25 (1) (च)	कट-ऑफ तारीख के बाद आयोग द्वारा स्वीकृत कार्यों के लिए दायित्व					
विनियम 25 के अंतर्गत कुल						
रजिस्ट्रेशन 26	मूल कार्यक्षेत्र से आगे एसीई:					
26 (1) (a)	मध्यस्थता आदि के अवार्ड को पूरा करने के लिए दायित्व					
26 (1) (ख)	कानून में बदलाव या किसी मौजूदा कानून का अनुपालन;					
26 (1) (ग)	अप्रत्याशित घटनाएँ;					
26(1) (घ)	संयंत्र की उच्च सुरक्षा एवं संरक्षा की आवश्यकता					
26(1) (i)	एनसीएलटी प्रक्रिया के माध्यम से प्राप्त परियोजनाओं के लिए आवश्यक कार्यों सहित कुशल संचालन के लिए आवश्यक व्यय ⁵					
विनियम 26 के अंतर्गत कुल						
टैरिफ के लिए दावा किया गया कुल एसीई						
अंतिम टैरिफ ¹ के दौरान कुल स्वीकृत एसीई ¹						

टिप्पणी :

1. टूअप होने की स्थिति में, अंतिम टैरिफ में अनुमत एसीई प्रदान करें और टैरिफ आदेश (आदेशों) की प्रति संलग्न करें।
2. सीओडी के बाद कट-ऑफ तारीख/कट-ऑफ तारीख से आगे तक जोड़े जाने वाले प्रस्तावित कार्य/उपकरण का वर्षवार विवरण औचित्य के साथ प्रदान किया जाना है।
3. आस्ति के अव-पूंजीकरण के मामले में फॉर्म 10बी में ब्योरा देना होगा।
4. याचिकाकर्ता द्वारा व्यक्तिगत रूप से 20 लाख रुपये से कम लागत वाली संपत्ति के लिए किसी भी एसीई का दावा नहीं किया जाएगा।
5. खातों और देनदारियों की बहियों के अनुसार पूंजीगत लागत लेखा परीक्षक प्रमाणपत्र द्वारा समर्थित होनी चाहिए।
6. तकनीकी औचित्य और लागत लाभ विश्लेषण से प्रमाणित होने वाला दावा।

(याचिकाकर्ता)

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण

पारेषण आस्ति का नाम: _____

(राशि लाख रूपये में)

वित्तीय वर्ष (सीओडी से प्रारंभ)	वास्तविक/संभावित					स्वीकार्य				
	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 एवं आगे	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 एवं आगे
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
कार्य/उपकरण में पूंजीकृत राशि										
वित्तपोषण विवरण										
ऋण-1										
ऋण-2										
ऋण-3 इत्यादि										
कुल ऋण										
इक्विटी										
आंतरिक संसाधन										
अन्य										
कुल										

टिप्पणी :

1. नए तत्वों के मामले में वर्ष 1 सीओडी के वित्तीय वर्ष को संदर्भित करता है। मौजूदा तत्वों के लिए यह 2024-25 से है और वर्ष 2, वर्ष 3 आदि क्रमशः बाद के वित्तीय वर्ष हैं।
2. अतिरिक्त पूंजीकरण आवश्यकता को पूरा करने के लिए ऋण विवरण फॉर्म-9 या 9 (ए) जो भी संगत हो, के अनुसार दिया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म- 7ख

परियोजना के उपयोगी जीवन की समाप्ति से पहले पांच वर्ष के दौरान दावा किए गए अतिरिक्त पूंजीकरण का विवरण
पारेषण आस्ति का नाम: _____
सीओडी _____

क्र.सं.	वर्ष	कार्य/उपकरण उपयोगी जीवन से पांच वर्ष पहले जोड़ने का प्रस्ताव है	पूंजीकृत/पूंजीकृत किए जाने के लिए प्रस्तावित राशि (लाख रु.)	पूंजीकरण का औचित्य प्रस्तावित	जीवन विस्तार पर प्रभाव
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

टिप्पणी :

- ऐसी योजनाओं की अनुमोदित के लिए याचिका के साथ किए गए पूंजी परिवर्धन के लिए लागत लाभ विश्लेषण प्रस्तुत किया जाना चाहिए

(याचिकाकर्ता)

भाग-II
फार्म 8

सामान्य दर पर इक्विटी पर रिटर्न की संगणना

पारेषण आस्ति का नाम:

(राशि लाख रुपये में)

क्र.सं.	विवरण	01-04- 2024/सीओडी पर, जो भी बाद में हो	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	वर्ष में दिनों की संख्या		365	365	365	366	365
	उन दिनों की संख्या जिनके लिए टैरिफ का दावा किया गया है						
1	नॉर्मेटिव इक्विटी खोलना						
2	घटाया: इक्विटी में समायोजन*						
3	वर्ष के दौरान समायोजन						
4	नेट ओपनिंग इक्विटी (सामान्य)						
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान इक्विटी में वृद्धि के कारण वृद्धि						
6	घटाया: वर्ष के दौरान अव-पूँजीकरण के कारण कमी						
7	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान डिस्चार्ज के कारण वृद्धि						
8	नॉर्मेटिव इक्विटी को बंद करना						
9	औसत मानक इक्विटी						
11	इक्विटी पर रिटर्न की दर (आधार दर)						
12	विनियम 30 (2) के तहत आयोग द्वारा तय की गई 1% की कम दर (यदि कोई हो)						
13	संबंधित वर्षों के लिए प्रभावी कर						

क्र.सं.	विवरण	01-04- 2024/सीओडी पर, जो भी बाद में हो	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
	दर/एमएटी दर						
14	इक्विटी पर रिटर्न की दर (कर पूर्व)						
15	कटऑफ तारीख तक परियोजना लागत पर इक्विटी पर रिटर्न (कर पूर्व)						

क्र.सं.	विवरण	मौजूदा 2023-24	2024- 25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1.1	सीओडी/स्वीकृत इक्विटी पर इक्विटी						
1.2	कैप जोड़ने के लिए नोशनल इक्विटी						
1.3	कुल इक्विटी						
1.4	इक्विटी पर रिटर्न						
	कुल						

इक्विटी पर रिटर्न दर्शाने वाला विवरण

वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो पर भारित औसत ब्याज दर

क्र. सं.	विवरण	01-04- 2024/सी ओडी पर, जो भी बाद में हो	2024- 25	2025- 26	2026- 27	2027- 28	2028- 29
(1)	(2)		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1	सकल प्रारंभिक इक्विटी [विनियमन 30 (2) के प्रावधान से संबंधित]						
2	घटाया: इक्विटी में समायोजन ¹						
3	वर्ष के दौरान समायोजन						
4	नेट ओपनिंग इक्विटी [विनियमन 30 (2) के प्रावधान से संबंधित]						

क्र. सं.	विवरण	01-04-2024/सी ओडी पर, जो भी बाद में हो	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
5	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान वृद्धि के कारण इक्विटी में वृद्धि						
6	घटाया: वर्ष/अवधि के दौरान अव-पूँजीकरण के कारण कमी						
7	घटाया: वर्ष/अवधि के दौरान प्रत्यावर्तन के कारण कमी						
8	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान डिस्चार्ज के कारण वृद्धि						
9	नॉनमैटिव इक्विटी को बंद करना						
10	औसत मानक इक्विटी						
11	इक्विटी पर रिटर्न की दर						
12	विनियम 30 (2) के तहत आयोग द्वारा तय की गई 1% की कम दर (यदि कोई हो)						
13	संबंधित वर्षों के लिए प्रभावी कर दर/एमएटी दर						
14	इक्विटी पर रिटर्न की दर (कर पूर्व)						
15	कटऑफ तारीख तक परियोजना लागत पर इक्विटी पर रिटर्न (कर पूर्व)						

नोट: 1 2024 टैरिफ विनियमों के विनियम 18 (3) के प्रावधान के अनुसार इक्विटी का समायोजन।

2. इक्विटी निवेश के संबंध में पारेषण लाइसेंसधारी को बोर्ड संकल्प, बैलेंस शीट/बैलेंस शीट के साथ समाधान विवरण जैसे सहायक दस्तावेजों के साथ प्रमाणित करना आवश्यक है।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म 8क

विदेशी इक्विटी का विवरण

(केवल इक्विटी इन्फ्यूजन के संबंध में विवरण, यदि कोई याचिका के तहत आस्ति/तत्व पर लागू हो)

पारेषण आस्ति का नाम: _____

इन्फ्यूजन की तारीख/तारीखों पर विनिमय दर: _____

क्र.सं.	वित्तीय वर्ष	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 एवं आगे			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		दिनांक	राशि (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	राशि (लाख रूपये)	दिनांक	राशि (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	राशि (लाख रूपये)	दिनांक	राशि (विदेशी मुद्रा)	विनिमय दर	राशि (लाख रूपये)
	मुद्रा ¹												
क.1	इन्फ्यूजन के समय ²												
2													
	मुद्रा ²												
क.1	इन्फ्यूजन के समय ²												
2													
	मुद्रा ³												
क.1	इन्फ्यूजन के समय ²												
2													
	मुद्रा ⁴ एवं आगे												
क.1	इन्फ्यूजन के समय ²												
2													
3													

टिप्पणी :

- उल्लेखित की जाने वाली मुद्रा का नाम उदा. यूएस\$, डीएम, आदि।
- वर्ष के दौरान एक से अधिक बार इक्विटी निवेश के मामले में, प्रत्येक निवेश की तारीख पर विनिमय दर दी जाएगी

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म- 9

विभिन्न पारेषण तत्वों को कॉर्पोरेट ऋणों के आवंटन का विवरण

पारेषण आस्ति का नाम: _____

विवरण 1	पैकेज1 2	पैकेज 2 3	पैकेज 3 4	पैकेज 4 5	पैकेज 5 6	टिप्पणी 7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की राशि 31.03.2024/सीओडी तक निकाली गई सकल ऋण की राशि 3,4,5,13,15						
ब्याज प्रकार ⁶						
निश्चित ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधार दर, यदि फ्लोटिंग ब्याज ⁷						
मार्जिन, यदि फ्लोटिंग ब्याज ⁸						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर है? ⁹	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	
यदि उपरोक्त हाँ है, तो कैप्स/फ्लोर निर्दिष्ट करें						
अधिस्थगन अवधि ¹⁰						
स्थगन से प्रभावी						
पुनर्भुगतान की अवधि ¹¹						
पुनर्भुगतान प्रभावी है						
पुनर्भुगतान फ्रिक्वेंसी ¹²						
पुनर्भुगतान किश्त ^{13,14}						
आधार विनिमय दर ¹⁶						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण हेज्ड हैं?						
यदि उपरोक्त हाँ है, तो विवरण निर्दिष्ट करें ¹⁷						
	विभिन्न पारेषण तत्वों/संचार प्रणाली को ऋण पैकेज का वितरण					
परियोजना का नाम						कुल

पारेषण तत्व 1/संचार प्रणाली 1						
पारेषण तत्व 2/संचार प्रणाली 2						
पारेषण तत्व 3/संचार प्रणाली 3						
इत्यादि						

नोटः

1. ऋण के स्रोत का अर्थ है वह एजेंसी जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्लूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, आईएफसी, पीएफसी आदि।
2. मुद्रा से तात्पर्य ऋण की मुद्रा से है जैसे यूएस\$, डीएम, येन, भारतीय रुपया आदि।
3. मौजूदा आस्तियों के लिए 31.03.2024 तक और शेष आस्तियों के लिए सीओडी के अनुसार विवरण जमा किया जाना है।
4. जहां ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त ऋण के लिए फॉर्म में विवरण देना होगा। हालाँकि, मूल ऋण का विवरण उसी फॉर्म में अलग से देना होगा।
5. यदि याचिका में विभिन्न पारेषण तत्वों/संचार प्रणाली के लिए अलग-अलग टैरिफ का दावा किया गया है, तो फॉर्म में विवरण एक ही फॉर्म में सभी पारेषण तत्वों/संचार प्रणाली के लिए अलग-अलग दिया जाना है।
6. ब्याज प्रकार का मतलब है कि ब्याज नियत है या फ्लोटिंग है।
7. आधार दर का अर्थ है पीएलआर, एमसीएलआर, लिबोर आदि का आधार जिस पर मार्जिन जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से भिन्न तारीखों पर लागू आधार दर भी संलग्न की जाए।
8. मार्जिन का अर्थ है फ्लोटिंग रेट के ऊपर के अंक।
9. कभी-कभी ऐसी सीमाएँ/फ्लोर लगा दी जाती हैं जिन पर फ्लोटिंग दरें स्थिर हो जाती हैं। यदि ऐसी कोई स्थिति मौजूद है, तो सीमाएँ निर्दिष्ट करें।
10. अधिस्थगन अवधि उस अवधि को संदर्भित करती है जिसके दौरान ऋण सेवा दायित्व की आवश्यकता नहीं होती है।
11. पुनर्भुगतान अवधि का मतलब ऋण चुकाने से है जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि।
12. पुनर्भुगतान आवृत्ति का अर्थ वह अंतराल है जिस पर ऋण भुगतान किया जाना है जैसे मासिक, त्रैमासिक, अर्धवार्षिक, वार्षिक, आदि।
13. जहां किसी ऋण के लिए एक से अधिक निकासी/पुनर्भुगतान हो, वहां प्रत्येक निकासी/पुनर्भुगतान की तारीख और राशि भी अलग-अलग दी जा सकती है।
14. यदि ऊपर दिए गए डेटा से पुनर्भुगतान किस्त राशि और पुनर्भुगतान तारीख की संगणना नहीं की जा सकती है, तो पुनर्भुगतान अनुसूची अलग से प्रस्तुत की जाएगी।
15. विदेशी ऋण के मामले में, मूलधन और ब्याज की प्रत्येक निकासी और पुनर्भुगतान की तारीख उस तारीख पर विनिमय दर के साथ दी जा सकती है।
16. आधार विनिमय दर का अर्थ है 31.03.2024 या सीओडी पर जो भी बाद में हो, विनिमय दर।
17. हेजिंग के मामले में, हेजिंग का प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत आदि जैसे विवरण निर्दिष्ट करें।
18. टूअप के समय संगत रीसेट तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज दर अलग से प्रस्तुत की जानी चाहिए।
19. टूअप के समय पहले से विचार किए गए ऋणों के पुनर्वित्त का विवरण प्रदान करें। विवरण जैसे कि तारीख जिस दिन पुनर्वित्त किया गया, पुनर्वित्त ऋण की राशि, पुनर्वित्त ऋण के नियम और शर्तें, वित्तपोषण और पुनर्वित्त के लिए किए गए अन्य शुल्क आदि।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म- 9क

परियोजना विनिर्दिष्ट ऋणों का विवरण

पारेषण आस्ति का नाम: _____

विवरण 1	पैकेज1 2	पैकेज2 3	पैकेज3 4	पैकेज4 5	पैकेज5 6	पैकेज6 7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की राशि						
31.03.2024/सीओडी 3,4,5,13,15 तक आहरित सकल ऋण की राशि						
ब्याज प्रकार ⁶						
निश्चित ब्याज दर, यदि लागू हो						
बेस रेट, यदि फ्लोटिंग ब्याज ⁷						
मार्जिन, यदि फ्लोटिंग ब्याज ⁸						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर ⁹ है?	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं	हां/नहीं
यदि उपरोक्त हाँ है, तो कैप्स/फ्लोर निर्दिष्ट करें						
अधिस्थगन अवधि ¹⁰						
स्थगन से प्रभावी						
पुनर्भुगतान अवधि ¹¹						
पुनर्भुगतान प्रभावी है						
पुनर्भुगतान आवृत्ति ¹²						
पुनर्भुगतान किस्त ^{13,14}						
आधार विनिमय दर ¹⁶						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण हेज्ड हैं?						

विवरण	पैकेज1	पैकेज2	पैकेज3	पैकेज4	पैकेज5	पैकेज6
1	2	3	4	5	6	7
यदि उपरोक्त हाँ है, तो विवरण निर्दिष्ट करें ¹⁷						

टिप्पणी :

1. ऋण के स्रोत का अर्थ है वह एजेंसी जिससे ऋण लिया गया है जैसे डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्लूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, आईएफसी, पीएफसी आदि।
2. मुद्रा से तात्पर्य ऋण की मुद्रा से है जैसे यूएस\$, डीएम, येन, भारतीय रुपया आदि।
3. मौजूदा आस्तियों के लिए 31.03.2024 तक और शेष आस्तियों के लिए सीओडी के अनुसार विवरण प्रस्तुत किया जाना है।
4. जहां ऋण पुनर्वित्त किया गया है, पुनर्वित्त ऋण के लिए फॉर्म में विवरण देना होगा। हालाँकि, मूल ऋण का विवरण उसी फॉर्म में अलग से देना होगा।
5. यदि याचिका में टैरिफ का दावा विभिन्न पारेषण सिस्टम/पारेषण तत्वों/संचार प्रणाली के लिए अलग-अलग किया गया है, तो फॉर्म में विवरण एक ही फॉर्म में सभी पारेषण सिस्टम/पारेषण तत्व/संचार प्रणाली के लिए अलग-अलग दिया जाना है।
6. ब्याज प्रकार का अर्थ है कि ब्याज निश्चित है या अस्थायी।
7. आधार दर का अर्थ है पीएलआर, एमसीएलआर, लिबोर आदि का आधार जिस पर मार्जिन जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से भिन्न तारीखों पर लागू आधार दर भी संलग्न की जाए।
8. मार्जिन का अर्थ है फ्लोटिंग रेट के ऊपर के अंक।
9. कभी-कभी ऐसी सीमाएँ/फ्लोर लगा दी जाती हैं जिन पर फ्लोटिंग दरें स्थिर हो जाती हैं। यदि ऐसी कोई स्थिति मौजूद है, तो सीमाएँ निर्दिष्ट करें।
10. अधिस्थगन अवधि उस अवधि को संदर्भित करती है जिसके दौरान ऋण सेवा दायित्व की आवश्यकता नहीं होती है।
11. पुनर्भुगतान अवधि का मतलब ऋण चुकाने से है जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि।
12. पुनर्भुगतान आवृत्ति का अर्थ वह अंतराल है जिस पर ऋण भुगतान किया जाना है जैसे मासिक, त्रैमासिक, अर्धवार्षिक, वार्षिक, आदि।
13. जहां किसी ऋण के लिए एक से अधिक आहरण/पुनर्भुगतान हो, वहां प्रत्येक आहरण/पुनर्भुगतान की तारीख और राशि भी अलग-अलग दी जा सकती है।
14. यदि ऊपर दिए गए डेटा से पुनर्भुगतान किस्त राशि और पुनर्भुगतान तारीख की संगणना नहीं की जा सकती है, तो पुनर्भुगतान अनुसूची अलग से प्रस्तुत की जाएगी।
15. विदेशी ऋण के मामले में, मूलधन और ब्याज की प्रत्येक निकासी और पुनर्भुगतान की तारीख उस तारीख पर विनिमय दर के साथ दी जा सकती है।
16. आधार विनिमय दर का अर्थ है 31.03.2024 या सीओडी पर जो भी बाद में हो, विनिमय दर।
17. हेजिंग के मामले में, हेजिंग का प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत आदि जैसे विवरण निर्दिष्ट करें।
18. ट्रायप के समय संगत रीसेट तारीख (यदि कोई हो) के साथ ब्याज दर अलग से प्रस्तुत की जानी चाहिए।

क्र.सं.	वित्तीय वर्ष (सीओडी से आरंभ)	वर्ष 1				वर्ष 2 एवं इसके आगे				
		1	2	3	4 ^s	5	6	7	8 ^s	9
		विवरण	दिनांक	राशि (विदेशी मुद्रा)	विनियम दर	राशि (रूपये लाख में)	दिनांक	राशि (विदेशी मुद्रा)	विनियम दर	राशि (रूपये लाख में)
4	वित्तीय वर्ष के अंत में									
ख	हेजिंग ³ के मामले में									
1	हेजिंग की तारीख पर									
2	बचाव की अवधि									
3	हेजिंग की लागत									

1. उल्लेखित की जाने वाली मुद्रा का नाम उदा. यूएस\$, डीएम, आदि।
2. वर्ष के दौरान एक से अधिक निकासी के मामले में, प्रत्येक निकासी की तारीख पर विनियम दर दी जाएगी
3. हेजिंग का विवरण दें, वर्ष के दौरान एक से अधिक हेजिंग या आंशिक हेजिंग के मामले में, प्रत्येक हेजिंग का विवरण देना होगा।

टिप्पणी

पुनर्वित्त के मामले में सहायक दस्तावेजों के साथ समान विवरण प्रस्तुत करना होगा

\$ - विनियम दर सीओडी/31.03.2024 जो भी बाद में हो।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म- 9ग

वास्तविक ऋणों पर भारित औसत ब्याज दर की संगणना¹

पारेषण आस्ति का नाम: _____

(राशि लाख रूपये में)

विवरण	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
ऋण-1						
सकल ऋण-आरंभिक						
पिछले वर्ष तक के ऋणों का संचयी पुनर्भुगतान						
शुद्ध ऋण-आरंभिक						
जोड़ें: वर्ष के दौरान आहरण						
घटाएँ: वर्ष के दौरान ऋणों का पुनर्भुगतान						
शुद्ध ऋण - समाप्त						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण पुनर्भुगतान प्रभावी (तारीख बताई जाए)						
ऋण-2 इत्यादि						
सकल ऋण-आरंभिक						
पिछले वर्ष तक के ऋणों का संचयी पुनर्भुगतान						
शुद्ध ऋण-आरंभिक						
जोड़ें: वर्ष के दौरान आहरण						
घटाएँ: वर्ष के दौरान ऋणों का पुनर्भुगतान						

विवरण	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
शुद्ध ऋण - समापन						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण पुनर्भुगतान प्रभावी (तारीख बताई जाए)						
कुल ऋण						
सकल ऋण-आरंभिक						
पिछले वर्ष तक के ऋणों का संचयी पुनर्भुगतान						
शुद्ध ऋण-आरंभिक						
जोड़ें: वर्ष के दौरान आहरण						
घटाएँ: वर्ष के दौरान ऋणों का पुनर्भुगतान						
शुद्ध ऋण - समापन						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋण पर ब्याज						
ऋण पर भारित औसत ब्याज दर						

नोट 1. विदेशी ऋण के मामले में, भारतीय रुपये में संगणना फॉर्म 9 (डी) के अनुसार प्रस्तुत की जानी है। हालाँकि, मूल मुद्रा में संगणना भी उसी फॉर्म में अलग से प्रस्तुत की जानी है।

2. पहले से ही चालू संयुक्त आस्तियों के मामले में विवरण आस्ति के अनुसार और साथ ही संयुक्त रूप से प्रदान किया जा सकता है।

3. वित्त पोषण शुल्क का विवरण .

(याचिकाकर्ता)

भाग-III

फार्म 9घ

विदेशी मुद्रा में ऋण

पारेषण आस्ति का नाम: _____

विवरण	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
विदेशी ऋण-1 (लाख अमेरिकी डॉलर में) विनिमय दर						
सकल ऋण -आरंभिक						
पिछले वर्ष तक के ऋणों का संचयी पुनर्भुगतान						
शुद्ध ऋण- आरंभिक						
जोड़ें: वर्ष के दौरान आहरण						
घटाएँ: वर्ष के दौरान ऋणों का पुनर्भुगतान						
शुद्ध ऋण - समापन						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण पुनर्भुगतान प्रभावी (तारीख बताई जाए)						
विदेशी ऋण-2 (लाख अमेरिकी डॉलर में) विनिमय दर						

विवरण	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
सकल ऋण-आरंभिक						
पिछले वर्ष तक के ऋणों का संचयी पुनर्भुगतान						
शुद्ध ऋण-आरंभिक						
जोड़ें: वर्ष के दौरान आहरण						
घटाएँ: वर्ष के दौरान ऋणों का पुनर्भुगतान						
शुद्ध ऋण - समापन						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण पुनर्भुगतान प्रभावी (तारीख बताई जाए)						
विदेशी ऋण-3 (लाख अमेरिकी डॉलर में) विनिमय दर						
....						
....						

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म 9ड.

सामान्य ऋण पर ब्याज की संगणना

पारेषण आस्ति का नाम: _____

(राशि लाख रूपये में)

क्र.सं.	विवरण	01-04- 2024/सीओडी पर, जो भी बाद में हो	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
	वर्ष में दिनों की संख्या		365	365	365	366	365
	उन दिनों की संख्या जिनके लिए टैरिफ का दावा किया गया है						
1	सकल मानकीय ऋण-आरंभिक						
2	पिछले वर्ष तक सामान्य ऋण का संचयी पुनर्भुगतान						
3	शुद्ध मानक ऋण-आरंभिक						
4	एसीई की ओर सामान्य ऋण में वृद्धि						
5	अव-पूजीकृत आस्ति से संबंधित संचयी सकल ऋण का समायोजन।						
6	वर्ष के दौरान मानकीय ऋण की सामान्य पुनर्भुगतान						
7	अव-पूजीकृत आस्ति से संबंधित संचयी पुनर्भुगतान का समायोजन।						
8	शुद्ध मानक ऋण - समापन						
9	औसत मानक ऋण						
10	वास्तविक ऋणों की भारत औसत ब्याज दर						
11	मानकीय ऋण पर ब्याज						

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म 10

मूल परियोजना लागत पर मूल्यहास दर की संगणना

पारेषण आस्ति का नाम : _____

(राशि लाख रूपये में)

क्र.सं.	आस्ति का नाम ¹	31.03.2024 को या सीओडी के अनुसार, जो भी बाद में हो और उसके बाद 31.3.2029 तक प्रत्येक वर्ष के लिए सकल ब्लॉक	केविविआ की मूल्यहास दर अनुसूची के अनुसार मूल्यहास दरें ²	31.03.2029 तक प्रत्येक वर्ष के लिए मूल्यहास राशि
	1	2	3	4= कॉलम2 X कॉलम3
1	भूमि			
2	बिल्डिंग			
3	एवं इसके आगे			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
	कुल			
	मूल्यहास की भारित औसत दर (%)			

टिप्पणी:

1. आस्ति का नाम अधिसूचना के साथ संलग्न मूल्यहास अनुसूची में उल्लिखित आस्ति के विवरण के अनुरूप होना चाहिए।
2. मौजूदा परियोजना के लिए मूल्यहास दर परिशिष्ट-I के अनुसार होगी जबकि नई परियोजना के लिए दर परिशिष्ट-II के अनुसार होगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म- 10क

पारेषण आस्ति का नाम: _____ (राशि लाख रूपये में)

मूल्यहास का विवरण							
क्र.सं.	विवरण	01-04- 2024/सीओडी पर, जो भी बाद में हो	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
I	वर्ष में दिनों की संख्या		365	365	365	366	365
II	उन दिनों की संख्या जिनके लिए टैरिफ का दावा किया गया है						
<i>वर्ष की शुरुआत में अवधिकाल</i>							
1.1	आस्ति/परियोजना का भारित औसत उपयोगी जीवन।						
1.2	आस्ति/परियोजना का व्यपगत भारित औसत उपयोगी जीवन (पूर्ण वर्ष की संख्या में)।						
1.3	आस्ति/परियोजना का शेष भारित औसत उपयोगी जीवन (पूर्ण वर्षों की संख्या में)						
<i>पूँजी आधार</i>							
1.4	प्रारंभिक पूँजी लागत						
1.5	अतिरिक्त पूँजीगत व्यय डॉ. वर्ष						
1.6	वर्ष के दौरान अव-पूँजीकरण						
1.7	समापन पूँजी लागत						
1.8	औसत पूँजी लागत						
1.9	फ्रीहोल्ड भूमि 1.8 में शामिल है						
1.10	शून्य बचाव मूल्य वाली आस्ति 1.8 में शामिल है						
1.11	10% बचाव मूल्य वाली आस्ति 1.8 में शामिल है						
1.12	मूल्यहास योग्य मूल्य (1.10+ 1.11 का 90%)						
<i>अवधि के लिए मूल्यहास और सह. मूल्यहास।</i>							
1.13	मूल्यहास की भारित औसत दर						
1.14	मूल्यहास (अवधि के लिए)						
1.15	मूल्यहास (वार्षिक)						
1.16	अवधि की शुरुआत में संचयी मूल्यहास						
1.17	घटाया: संचयी मूल्यहास के समायोजन का. अव-पूँजीकृत आस्ति से संबंधित।						
1.18	अवधि के अंत में संचयी मूल्यहास						

(याचिकाकर्ता)

क्र.सं.	श्रेणी	अव- पूँजीकरणकी तारीख	अव- पूँजीकरण आस्ति का विवरण	आस्ति/उपकरण के पूँजीकरण के विमुक्त होने की तारीख/वर्ष	मूल पूँजी लागत को डीकैपिटलाइज़ की जा रही आस्ति के लिए टैरिफ के लिए स्वीकार किया गया	(5) पर पूँजीगत लागत पर टैरिफ के लिए ऋण इक्विटी अनुपात पर विचार किया गया	अव-पूँजीकरण न की तारीख तक पूँजीकरण आस्ति के अनुरूप संचयी मूल्यहास	अव-पूँजीकरण की तारीख तक अव-पूँजीकृत आस्ति के अनुरूप ऋण का संचयी पुनर्भुगतान	याचिका का विवरण जिसमें अव- पूँजीकरण की जा रही आस्ति का टैरिफ आयोग द्वारा अनुमोदित किया गया था (सीओडी से लेकर आज तक की सभी अवधियों के लिए सभी पेट नंबर और ऑर्डर की तारीख, परियोजना का नाम, आस्ति संख्या विनिर्दिष्ट करें)
2...									
कुल									
2028-29									
1									
2...									
कुल									

नोट: श्रेणी में शामिल हैं

1. उपयोगी स्थिति न होने के कारण प्रतिस्थापन, जैसे नष्ट हो जाना, उपयोगी जीवन पूरा हो जाना आदि।
2. कानून में बदलाव के कारण प्रतिस्थापन।
3. इंटर यूनिट ट्रांसफर (परियोजना के बाहर स्थानांतरण)
4. आस्ति का उपयोग नहीं किया जाना

(याचिकाकर्ता)

क्र.सं.	गतिविधि/कार्य/सेवा का विवरण	मूल अनुसूची (योजना के अनुसार)		वास्तविक उपलब्धि (वास्तविक के अनुसार)		टाइम ओवर रन	एजेंसी जिम्मेदार है और क्या तरह का टाइम ओवर रन पारेषण लाइसेंसधारी के नियंत्रण से आगे था	देरी के कारण	प्रभावित अन्य गतिविधि (प्रभावित गतिविधि की क्रमांक संख्या का उल्लेख करें)
		आरंभ करने की तारीख	समाप्त करने की तारीख	आरंभ करने की तारीख	समाप्त करने की तारीख	माह			
	पैकेज का अवार्ड								
5.	टावर आपूर्ति, हार्डवेयर और सहायक उपकरण की आपूर्ति								
6.	कंडक्टर की आपूर्ति								
7.	इंसुलेटर की आपूर्ति								
8.	टावर फाउंडेशन एवं निर्माण								
9.	स्ट्रिंग								
10.	परीक्षण एवं शुरुआत								

1 समय अधिक होने की स्थिति में प्रत्येक कारण से होने वाली देरी को आवश्यक दस्तावेजों और सहायक कामकाज के साथ मात्राबद्ध और प्रमाणित किया जाना चाहिए।

यदि कोई मार्जिन (अनुसूची में) 2पंक्ति के संभावित मुद्दे के उद्देश्य से रखा गया है, तो उसे याचिकाकर्ता द्वारा अलग से दर्शाया जा सकता है

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म- 12क

निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय

पारेषण आस्ति का नाम: _____

वाणिज्यिक परिचालन की तारीख _____

(राशि लाख रूपये में)

क्र.सं.	पैरामीटर	वर्ष -1	वर्ष-2	वर्ष 3	वर्ष-4	वर्ष-5
क	व्यय:					
1	कर्मचारियों का पारिश्रमिक एवं लाभ					
2	वित्त लागत					
3	जल प्रभार					
4	संचार व्यय					
5	विद्युत शुल्क					
6	मूल्यहास					
7	अन्य कार्यालय एवं प्रशासनिक व्यय					
8	अन्य (कृपया विवरण निर्दिष्ट करें)					
9	अन्य पूर्व परिचालन व्यय					
					
ख	कुल व्यय					
	घटाया: निविदाओं की बिक्री से आय					
	घटाया: गेस्ट हाउस से आय					
	घटाया: ठेकेदारों से वसूल की गई आय					
	घटाया: जमा पर ब्याज					
					
	कुल					

नोट: आईडीसी को ऑडिटर के प्रमाणपत्र के संबंधित आंकड़ों के साथ विधिवत मिलान किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

निर्माण के दौरान ब्याज : विदेशी ऋण

क्र.सं.	विवरण	तिमाही 1			तिमाही 2			तिमाही एन (सीओडी)		
		विदेशी मुद्रा में मात्रा	ड्रा डाउन तारीख पर विनिमय दर	रकम भारतीय रुपये में (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	ड्रा डाउन तारीख पर विनिमय दर	रकम भारतीय रुपये में (लाख रुपये)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	ड्रा डाउन तारीख पर विनिमय दर	रकम भारतीय रुपये में (लाख रुपये)
--										
1.1	कुल विदेशी ऋण									
	राशि निकालें									
	आईडीसी									
	वित्तपोषण शुल्क									
	विदेशी मुद्रा दर भिन्नता									
	हेजिंग लागत									

टिप्पणी:

1. आरंभ की गई अनुसूची को पूरा करने के लिए ऋण और इक्विटी की निकासी तिमाही आधार पर समान रूप से की जाएगी। शुरुआत में अधिक इक्विटी निकालने की अनुमति है। तैनात किए गए फंड के 30% से अधिक अतिरिक्त इक्विटी के अनुरूप मानक ऋण पर आईडीसी की अनुमति केवल तभी दी जाएगी जब समान आधार पर इक्विटी का वास्तविक निवेश तैनात किए गए कुल फंड का 30% से अधिक हो और इसकी संगणना त्रैमासिक आधार पर की जाएगी।

2. उपरोक्त संगणना के लिए उपयोग की जाने वाली रीसेट तारीखों सहित लागू ब्याज दरें अलग से प्रस्तुत की जा सकती हैं।

3. बहु तत्व परियोजना के मामले में पूंजीकरण अनुपात का विवरण प्रस्तुत किया जाता था।

4. यदि मानक ऋण पर आईडीसी को वास्तविक ऋण के निवेश से पहले अनुमति दी जानी है, तो ऐसे आईडीसी की संगणना के लिए ब्याज दर संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को प्रचलित 1-वर्षीय एसबीआई एमसीएलआर के बराबर होगी। मानक ऋण पर आईडीसी, वास्तविक ऋण के निवेश के बाद उस संबंधित तिमाही के लिए डब्ल्यूएआरओआई के आधार पर संगणना की जाएगी।

निर्माण के दौरान ब्याज : घरेलू ऋण																	
क्र.सं.	ऋण दाता और ऋण का नाम	ऋण प्रकार	ब्याज का प्रकार	ब्याज की फ्रिक्वेंसी	ब्याज देय तारीखयां	इनफ्यूजन की तारीख	ऋण मूल राशि	ब्याज की दर ¹	सीओ डी	ब्याज के दिनों की संख्या	सीओ डी तक ब्याज	समायोजन यदि कोई है	सीओ डी तक पूंजीकरण	रकम के आधार पर ब्याज) ⁴	देयता ⁵	वर्ष 1 डिस्चार्ज	वर्ष 2 डिस्चार्ज
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10=(9-6)	11=(7*8*10)	12	13=11-12	14	15=(13-14)	16	17
1	ऋण 1																
2	ऋण 2																
3	ऋण 3																
4	----																
6	ऋण 2....																
कुल							0.00				0.00			0.00			

- क) ऋण प्रकार (परियोजना विनिर्दिष्ट ऋण/आवृत्त ऋण),
 ख) ब्याज प्रकार (फिक्स्ड / फ्लोटिंग)
 ग) ब्याज भुगतान आवृत्ति (वार्षिक, अर्ध-वार्षिक, तिमाही/मासिक आदि)।
 घ) नकद आधार पर ब्याज (अर्थात् वास्तविक सीओडी तक भुगतान किया गया ब्याज)
 ङ.) सीओडी के अनुसार आईडीसी दायित्व का निर्वहन न करें
 च) वर्ष 1 में एसीई के रूप में दावा किए गए आईडीसी दायित्व का निर्वहन
 छ) वर्ष 2 में एसीई के रूप में दावा किए गए आईडीसी दायित्व का निर्वहन

पूंजीकृत वित्त शुल्क (घरेलू ऋण)								
क्र. सं.	वित्त प्रभार का नाम	क्या एकमुश्त भुगतान/आवधिक भुगतान है?	भुगतान का आधार	दिनांक	वित्त शुल्क भुगतान/देय	पूंजीगत एफसी	देनदारियां	एफसी नकद आधार पर
कुल								

- नोट: 1) ब्याज की फ्लोटिंग दर या एक ही ऋण के एकाधिक आहरण या निर्माण अवधि के दौरान पुनर्भुगतान के मामले में, याचिकाकर्ता को ऐसे प्रत्येक ऋण के लिए एक अलग ब्याज गणना प्रदान करनी होगी और अंतिम रूप से गणना की गई ब्याज राशि को उपरोक्त विवरण में दिखाना होगा। . उपरोक्त गणना के लिए उपयोग की जाने वाली रीसेट तिथियों सहित लागू ब्याज दरें अलग से प्रस्तुत की जा सकती हैं
- 2) निर्माण अवधि के दौरान किए गए पुनर्भुगतान के मामले में, ऐसे ऋणों के लिए एक अलग गणना संलग्न करनी होगी और अंतिम ब्याज राशि उपरोक्त विवरण में दिखानी होगी।
- 4) तारीख दिन/मास/वर्ष फॉर्मेट में दिखाई जानी चाहिए
- 5) बहु-तत्व परियोजना के मामले में पूंजीकरण अनुपात का विवरण प्रस्तुत किया जाता था।
- 6) यदि कोई ऋण निधि शून्य तिथि से पहले निवेशित है, तो आईडीसी केवल शून्य तिथि से ही हकदार है।
- 7) उपरोक्त गणना के लिए उपयोग की जाने वाली रीसेट तिथियों सहित लागू ब्याज दरें अलग से प्रस्तुत की जा सकती हैं

- 8) तैनात किए गए फंड के 30% से अधिक अतिरिक्त इक्विटी के अनुरूप मानक ऋण पर आईडीसी की अनुमति केवल तभी दी जाएगी जब समान आधार पर इक्विटी का वास्तविक निवेश तैनात किए गए कुल फंड का 30% से अधिक हो और इसकी गणना त्रैमासिक आधार पर की जाएगी।
- 9) यदि मानक ऋण पर आईडीसी को वास्तविक ऋण के निवेश से पहले अनुमति दी जानी है, तो ऐसे आईडीसी की गणना के लिए ब्याज दर संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को प्रचलित 1-वर्षीय एसबीआई एमसीएलआर के बराबर होगी। मानक ऋण पर आईडीसी, वास्तविक ऋण के निवेश के बाद उस संबंधित तिमाही के लिए डब्ल्यूएआरओआई के आधार पर गणना की जाएगी।

(याचिकाकर्ता)

- नोट: 1) प्रारंभिक स्पेयर के प्रयोजन के लिए कट-ऑफ तारीख के अनुसार संयंत्र और मशीनरी की लागत (जैसा कि नीचे दी गई तालिका के कॉलम एल में संगणना की गई है)
- 2) यदि दावा किया गया प्रारंभिक स्पेयर अधिकतम सीमा के भीतर है तो कॉलम 10 को शून्य के रूप में दिखाया जाना चाहिए।
- 3) कुल लागत आईडीसी और आईईडीसी को छोड़कर होनी चाहिए।
- 4) उच्च वोल्टेज यू/जी केवल के लिए प्रारंभिक स्पेयर की अनुमति उचित विवेकपूर्ण जांच के बाद मामले दर मामले के आधार पर दी जाएगी।

ख) प्रारंभिक स्पेयर की अधिकतम सीमा के लिए संयंत्र एवं मशीनरी लागत का निर्धारण।												
विवरण	सीओडी के अनुसार आस्ति का सकल ब्लॉक	घटाया: कॉलम बी में शामिल राशि					प्रारंभिक अतिरिक्त उद्देश्य के लिए सीओडी के अनुसार संयंत्र और मशीनरी की लागत	संयंत्र एवं मशीनरी को अंतिम तारीख तक एसीई के रूप में पूंजीकृत किया गया			प्रारंभिक स्पेयर के प्रयोजन के लिए कट-ऑफ तारीख के अनुसार संयंत्र और मशीनरी की लागत	
		भूमि लागत	सिविल वर्क की लागत	आईईडीसी	आईईडीसी	आरंभिक स्पेयर		वर्ष - 1	वर्ष- 2	वर्ष- 3		
क	ख	ग	घ	ड.	च	छ	$h=b-c-d-e-f-g$	i	j	k	$l=h+i+j+k$	
पारेषण लाइन												
सबस्टेशन ग्रीन फील्ड												
सबस्टेशन ब्राउन फील्ड												
श्रृंखला मुआवजा उपकरण और एचवीडीसी स्टेशन												
गैस इंसुलेटेड सबस्टेशन- हरित क्षेत्र												
गैस इंसुलेटेड सबस्टेशन-ब्राउन फील्ड												
संचार तंत्र												
स्टैटिक सिंक्रोनस कम्पेसाटर												

नोट: जिस वर्ष में कट-ऑफ तारीख आती है, उसके लिए लागत विवरण केवल कट-ऑफ तारीख तक ही प्रदान किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म- 14

गैर-टैरिफ आय

क्र.सं.	पैरामीटर	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
7.	भूमि या भवन के किराये या इको-पर्यटन से आय						
8.	स्क्रेप की बिक्री से आय						
9.	विज्ञापनों से आय						

नोट: टूटिंग अप के समय प्रस्तुत किया जाना है

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म- 15

याचिका में कवर की गई मुद्दे का सार

1. याचिकाकर्ता का नाम	
2. याचिका श्रेणी	
3. टैरिफ अवधि	
4. परियोजना का नाम	
5. निवेश अनुमोदन तारीख	
6. परियोजना का एससीओडी	
7. परियोजना का वास्तविक सीओडी	
8. क्या मौजूदा याचिका में पूरा कार्यक्षेत्र शामिल है.	
9. तत्काल याचिका में शामिल आस्तियों की संख्या	

10.	समय से अधिक अवधि वाली आस्तियों की संख्या	
11.	आईए के अनुसार अनुमानित परियोजना लागत	
12.	क्या कोई आरईसी है? यदि हां, तो तारीख बताएं	
13.	संशोधित अनुमानित परियोजना लागत (यदि कोई हो)	
14.	तत्काल याचिका में शामिल सभी आस्तियों के लिए समापन लागत।	
15.	तत्काल याचिका में शामिल आस्तियों की संख्या और जिनकी लागत बढ़ गई है।	
16	संक्षेप में प्रार्थना	
17	मुख्य विवरण और शामिल कोई विनिर्दिष्ट मुद्दा	
18	उत्तरदाताओं	
	उत्तरदाताओं का नाम	
	1	4
	2.	5
	3.

(याचिकाकर्ता)

भाग-III
फार्म क

वर्तमान याचिका में शामिल सभी आस्तियों के लिए दावा की गई पूंजीगत लागत और वार्षिक निश्चित लागत (एएफसी) का सारांश।														
याचिकाकर्ता का नाम														
टैरिफ अवधि					2024-29									
पारिषण परियोजना का नाम														
परियोजना का सीओडी (यदि परियोजना का पूरा कार्यक्षेत्र पूरा हो गया है)														
													रूपये लाख में	
क) सीओडी के अनुसार पूंजीगत लागत का सारांश और तत्काल याचिका में शामिल सभी आस्तियों के लिए अतिरिक्त पूंजीगत व्यय का दावा किया गया है।														
क्र.सं.	आस्ति सं.	सीओडी	कटआफ तारीख	i) आनुपातिक स्वीकृत लागत		ii) वास्तविक/अनुमानित पूंजी लागत का सारांश							कट-ऑफ तारीख के अनुसार पूंजीगत लागत	
				निवेश अनुमोदन के अनुसार	आरसीई के अनुसार	सीओडी को	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	31.03.2029 को पूंजी लागत		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11=(5+6+7+8+9+10)	12	
1	आस्ति 1													
2	आस्ति 2													
----	आस्ति													
दावा की गई कुल पूंजीगत लागत														
ख) तत्काल याचिका में शामिल सभी आस्तियों के लिए दावा की गई वार्षिक निश्चित लागत (एएफसी) का सारांश।														
क्र.सं.	आस्ति सं.	आस्ति का नाम और उसका स्थान					2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29			
1	आस्ति 1													
2	आस्ति 2													
----	आस्ति													
सभी आस्तियों के लिए कुल एएफसी														
नोट: 1) इस फॉर्म का उद्देश्य तत्काल याचिका में शामिल सभी आस्तियों के लिए दावा की गई पूंजीगत लागत और एएफसी का सारांश देना है।														

(याचिकाकर्ता)

टैरिफ फाइलिंग फॉर्म (एकीकृत खान)

इनपुट मूल्य निर्धारण हेतु

मुख्य टैरिफ फॉर्म

भाग-IV

अनुबंध-I

टैरिफ फाइलिंग के लिए मुख्य टैरिफ फॉर्म की चेकलिस्ट और अन्य जानकारी
एकीकृत खान

फॉर्म नं.	टैरिफ फाइलिंग फॉर्म का शीर्षक (एकीकृत खान)	सही का निशान लगाना
फॉर्म 1	इनपुट मूल्य का सारांश	
फॉर्म -1क	ROM लागत का सारांश	
फॉर्म -1ख	अतिरिक्त प्रभार का सारांश	
फॉर्म -2	दावा की गई पूंजीगत लागत दर्शाने वाला विवरण	
फॉर्म-2क	इक्विटी पर दावा किया गया रिटर्न दिखाने वाला विवरण	
फॉर्म-2ख	दावा किया गया ओ एंड एम लागत दर्शाने वाला विवरण	
फॉर्म- 3	खदान योजना के अनुसार खदान की विशेषताएं/महत्वपूर्ण विवरण	
फॉर्म- 3क	इनपुट मूल्य गणना के लिए विचारित मानक पैरामीटर	
फॉर्म- 4	विदेशी ऋणों का विवरण	
फॉर्म- 4क	विदेशी इक्विटी का विवरण	
फॉर्म-5	मौजूदा एकीकृत खदान के लिए स्वीकृत पूंजीगत लागत का सार	
फॉर्म- 6	वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक एवं अधिकतम निर्धारित क्षमता तक वित्तीय पैकेज	
फॉर्म- 7	एकीकृत खान विशिष्ट ऋण का विवरण	
फॉर्म- 8	एकीकृत खदान को कॉर्पोरेट ऋण के आवंटन का विवरण	
फॉर्म-9	वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के बाद शीर्ष निर्धारित क्षमता प्राप्त करने तक/उससे आगे अतिरिक्त पूंजीकरण का वर्षवार विवरण	
फॉर्म- 10	अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण	
फॉर्म- 11	मूल्यहास की गणना	
फॉर्म- 12	मूल्यहास विवरण	
फॉर्म- 13	वास्तविक ऋणों पर भारित औसत ब्याज दर की गणना	
फॉर्म- 14	आईडीसी और वित्तपोषण शुल्क की गणना के लिए ड्रा डाउन अनुसूची	
फॉर्म- 15	गैर-टैरिफ आय	
फॉर्म 16	लागू वैधानिक शुल्क का विवरण	
फॉर्म-17	खदान बंद होने के व्यय का विवरण	
फॉर्म- 18	जीसीवी समायोजन के लिए विवरण	

भाग-4
टैरिफ फाइलिंग के लिए सहायक प्रपत्रों/ दस्तावेजों की सूची
एकीकृत खान

फॉर्म नं.	टैरिफ फाइलिंग फॉर्म का शीर्षक (एकीकृत खान)	सही का निशान लगाना
फार्म क	एकीकृत खदान के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि पर पूंजीगत लागत अनुमान और लागत का सार	
फार्म-ख	नई एकीकृत खदान के लिए पूंजीगत लागत का विवरण	
फार्म-ग	निर्माण/आपूर्ति/सेवा पैकेजों का ब्यौरा	
फॉर्म-घ	अवधि के दौरान अवपूंजीकृत परिसंपत्तियों का विवरण	
फॉर्म-ङ	लेखा बहियों की तुलना में दावा किए गए पूंजीकरण का समाधान	
फॉर्म -च	बहिष्करण के अंतर्गत दावा की गई वस्तुओं/परिसंपत्तियों/कार्यों का विवरण दर्शाने वाला विवरण	
फॉर्म-छ	पूंजीगत लागत का विवरण	
फॉर्म-ज	प्रगति पर पूंजी कार्य का विवरण	
फार्म-झ	मानक ऋण पर ब्याज की गणना	
फॉर्म-ञ	कार्यशील पूंजी पर ब्याज की गणना	
फॉर्म-ट	उत्पादन प्रारंभ होने की तिथि से लेकर वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तिथि तक का आकस्मिक व्यय	
फॉर्म-ठ	उत्पादन शुरू होने की तिथि से लेकर वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तिथि तक विभिन्न पैकेजों के अंतर्गत व्यय	
फॉर्म-ड	वास्तविक नकद व्यय	
फॉर्म-ढ	देयता प्रवाह का विवरण	

एकीकृत खदान के लिए टैरिफ दाखिल करने हेतु सहायक दस्तावेजों की सूची

क्र. सं.	सूचना / दस्तावेज	सही का निशान लगाना
1	निगमन प्रमाणपत्र, व्यवसाय प्रारंभ करने का प्रमाणपत्र, एसोसिएशन का ज्ञापन, और एसोसिएशन के लेख (सीईआरसी को पहली बार आवेदन करने वाली कंपनी द्वारा नई एकीकृत खदान स्थापना के लिए)	
2	A. नई खदान के लिए और संगत वर्षों के लिए खदान के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख पर सभी अनुसूचियों और अनुलग्नों के साथ खदान-वार और कॉर्पोरेट ऑडिटेड बैलेंस शीट और लाभ और हानि खाते। B. संगत वर्षों के लिए मौजूदा खदान के लिए सभी अनुसूचियों और अनुलग्नों के साथ खदान-वार और कॉर्पोरेट ऑडिटेड बैलेंस शीट और लाभ और हानि खाते।	
3	संगत ऋण करारों की प्रतियां	
4	पूंजीगत लागत और वित्तीय पैकेज के लिए सक्षम प्राधिकारी के अनुमोदन की प्रतियां।	
5	इक्विटी भागीदारी समझौतों की प्रतियां और विदेशी इक्विटी के लिए आवश्यक अनुमोदन।	
6	अंतिम उपयोग उत्पादन संयंत्रों की सूची जिन्हें आपूर्ति की गई/की जानी है तथा आपूर्ति की गई/की जाने वाली मात्रा	
7	एकीकृत खदान को लागत लेखा अभिलेखों, लागत विवरण, विवरण, अनुसूचियों आदि के साथ एकीकृत खदान के लिए लागत लेखा परीक्षा रिपोर्ट की प्रति प्रस्तुत करनी होगी और बाद में कंपनी स्तर पर समेकित रूप से भारत सरकार को प्रस्तुत की जाएगी। नई खदान के मामले में उत्पादन शुरू होने की तिथि से या पहले दो वर्षों यानी 2024-25 और 2025-26 के लिए 2026-27 में मध्यावधि टू-अप के समय और टैरिफ अवधि 2024-29 की शेष अवधि के लिए 2029-30 में अंतिम टू-अप के समय। प्रारंभिक टैरिफ दाखिल करने के मामले में नवीनतम उपलब्ध लागत लेखा परीक्षा रिपोर्ट प्रस्तुत की जानी चाहिए।	
8	कोई अन्य संगत जानकारी, (कृपया निर्दिष्ट करें)	
9	किसी भी वास्तविक पूंजीकरण या अतिरिक्त पूंजीकरण का वर्ष दर वर्ष आधार पर विधिवत लेखापरीक्षित बैलेंस शीट के साथ समाधान मिलान	
10.	एकीकृत खदान कोयला नियंत्रक कार्यालय को नियमित रूप से प्रस्तुत किए जाने वाले अभिलेखों का रखरखाव कर रही है। सीसीओ को प्रस्तुत करते समय इसकी प्रति आयोग को प्रस्तुत की जानी चाहिए। इनपुट मूल्य निर्धारण के लिए संगत महत्वपूर्ण जानकारी प्रस्तुत करने के लिए फॉर्म को उपयुक्त रूप से संशोधित किया जा सकता है	

नोट 1: याचिका की इलेक्ट्रॉनिक प्रति (शब्द प्रारूप में) और इन प्रारूपों के अनुसार विस्तृत गणना (एक्सेल प्रारूप में) तथा प्रस्तुत की गई अन्य जानकारी ई-फाइलिंग वेबसाइट पर अपलोड करनी होगी तथा पेन ड्राइव/फ्लैश ड्राइव में भी प्रस्तुत करनी होगी।

भाग-IV
फॉर्म 1इनपुट मूल्य का सारांश

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम: _____

स्थान (क्षेत्र/जिला/राज्य): _____

क्र. सं.	विवरण	इकाई	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	फॉर्म 1 ए के अनुसार ROM लागत	रुपये / टन						
1.2	फॉर्म 1बी के अनुसार अतिरिक्त शुल्क	रुपये / टन						
	इनपुट मूल्य	रुपये / टन						
1.3	वैधानिक शुल्क \$ लागू अनुसार	रुपये / टन						

टिप्पणी:

\$ इसकी विस्तृत गणना फॉर्म 16 के अनुसार विधिवत ऑडिट करके उपलब्ध कराई जाएगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग-IV
फॉर्म- 1क

आरओएम लागत का सारांश

याचिकाकर्ता का नाम _____
 एकीकृत खदान का नाम: _____
 स्थान (क्षेत्र/जिला/राज्य): _____

क्र. सं.	विवरण	इकाई	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	मूल्यहास	लाख रुपये						
1.2	ऋण पर ब्याज	लाख रुपये						
1.3	इक्विटी पर रिटर्न ¹	लाख रुपये						
1.4	कार्यशील पूंजी पर ब्याज	लाख रुपये						
1.5	खनन शुल्क को छोड़कर ओ एंड एम व्यय	लाख रुपये						
1.6	खदान बंद करने का व्यय ² (यदि और जैसा लागू हो)	लाख रुपये						
1.0	कुल वार्षिक निष्कर्षण लागत (उपरोक्त का योग 1.1 से 1.6 तक)	लाख रुपये						
2.0	वार्षिक लक्ष्य मात्रा (एटीक्यू)	टन						
3.0	टन वार्षिक निष्कर्षण लागत (1.0 रु /2.0 में)	रुपये / टन						
4.0	खनन शुल्क ⁴ (यदि और जैसा लागू हो)	रुपये / टन						
5.0	निश्चित आरक्षित मूल्य ⁵ (यदि और जैसा लागू हो)	रुपये / टन						
6.0	ROM लागत (3.0+4.0+5.0)	रुपये / टन						

(याचिकाकर्ता)

टिप्पणी:

- फॉर्म के अनुसार प्रस्तुत किया जाना है।
- खदान बंद करने पर होने वाले व्यय की गणना फॉर्म 17 के अनुसार अलग से प्रस्तुत की जाएगी।
- खनन शुल्क वह शुल्क है जो प्रति टन ईंधन (कोयला/लिग्नाइट) के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा खनन के लिए उत्पादन कंपनी द्वारा नियुक्त माइन डेवलपर और ऑपरेटर (एमडीओ) को भुगतान किया जाता है, जहाँ भी लागू हो। फॉर्म सी में विवरण प्रदान किया जाना चाहिए।
- निश्चित आरक्षित मूल्य प्रति टन निर्धारित आरक्षित मूल्य है, साथ ही बाद में होने वाली वृद्धि, यदि कोई हो, कोयला खान विकास और उत्पादन समझौते में दी गई है। विधिवत लेखापरीक्षित गणना प्रदान की जानी चाहिए।
- यदि कोई वैधानिक शुल्क किसी भी रूप में उपरोक्त में शामिल है, तो ऐसे वैधानिक शुल्कों का विवरण प्रस्तुत किया जाना आवश्यक है।

भाग-IV
फॉर्म- 1बी

अतिरिक्त शुल्क का सारांश... (गतिविधि का नाम @)

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम: _____

स्थान (क्षेत्र/जिला/राज्य): _____

क्रमांक	विवरण	इकाई	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	मूल्यह्रास	लाख रुपये						
1.2	ऋण पर ब्याज	लाख रुपये						
1.3	इक्विटी पर रिटर्न ¹	लाख रुपये						
1.4	कार्यशील पूंजी पर ब्याज	लाख रुपये						
1.5	खनन शुल्क को छोड़कर ओ एंड एम व्यय	लाख रुपये						
1.0	वार्षिक अतिरिक्त प्रभारों का योग @ (उपरोक्त का योग 1.1 से 1.5 तक)	लाख रुपये						
2.0	मात्रा #	टन						
3.0	वार्षिक गतिविधि* शुल्क प्रति टन (क्रमांक 1.0 / क्रमांक 2.0) (यदि और जैसा लागू हो)	रुपये / टन						
4.0	गतिविधि * शुल्क (यदि और जैसा लागू हो)	रुपये / टन						

(याचिकाकर्ता)

टिप्पणी:

@.वाशरी छोर या सीएचपी तक खदान के लिए अलग से और एकीकृत खदान से जुड़े वाशरी छोर या सीएचपी से लोडिंग पॉइंट तक, जैसा भी मामला हो), हैंडलिंग शुल्क और धुलाई शुल्क, जैसा भी लागू हो, अलग से भरा जाना है।

1. विनियमन के अनुसार इक्विटी को ध्यान में रखते हुए गणना का विवरण प्रस्तुत किया जाए।

#. मात्रा कुचली हुई, परिवहन की हुई (अलग-अलग खदान के लिए वाशरी छोर तक या एकीकृत खदान से जुड़े सीएचपी तक और वाशरी छोर से या एकीकृत खदान से जुड़े सीएचपी से लोडिंग बिंदु तक, जैसा भी मामला हो), संभाली हुई या धुली हुई, जैसा भी लागू हो, होगी।

*. गतिविधि का अर्थ है क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग या धुलाई, जैसा भी लागू हो। फॉर्म सी में विवरण प्रदान किया जाना चाहिए

उपरोक्त तालिका की क्रम संख्या 3 में दर्शाया गया वार्षिक गतिविधि प्रभार विभागीय रूप से की जाने वाली गतिविधियों के लिए है, जबकि क्रम संख्या 4 में गतिविधि प्रभार नियोजित एजेंसियों द्वारा की जाने वाली गतिविधियों के लिए है।

3. यदि कोई वैधानिक शुल्क किसी भी रूप में उपरोक्त में शामिल है, तो ऐसे वैधानिक शुल्कों का विवरण प्रस्तुत किया जाना आवश्यक है।

भाग-IV
फार्म -2

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम: _____

दावा की गई पूंजी लागत दर्शाने वाला विवरण

क्र. सं.	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान वृद्धि					
3	घटाएँ: वर्ष/अवधि के दौरान अव-पूंजीकरण					
4	जोड़ें: वर्ष/ अवधि के दौरान देयताओं का निर्वहन					
5	समापन पूंजी लागत (1+2-3+4)					
6	औसत पूंजी लागत					

(याचिकाकर्ता)

नोट: सभी मूल्य भारतीय GAAP के अनुसार, नकद आधार पर विधिवत लेखापरीक्षित हैं

भाग- IV
फॉर्म-2क

याचिकाकर्ता का नाम _____
 एकीकृत खदान का नाम: _____

इक्विटी पर दावा किया गया रिटर्न दिखाने वाला विवरण

एसआर	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
क)	लाभांश					
1	प्रारंभिक इक्विटी					
2	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान जोड़ के कारण इक्विटी में वृद्धि					
3	घटाएँ: वर्ष/अवधि के दौरान अव-पूँजीकरण के कारण कमी					
4	जोड़ें: वर्ष / अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि					
5	समापन इक्विटी (1+2-3+4)					
6	औसत इक्विटी					
7	आरओई की दर (कर पूर्व)					
8	कुल आरओई					

नोट: सभी मूल्य भारतीय GAAP के अनुसार, नकद आधार पर विधिवत लेखापरीक्षित हैं

(याचिकाकर्ता)

भाग-4
फॉर्म-2ख

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम: _____

दावा किया गया ओ&एम लागत दर्शाने वाला विवरण ^

क्र. सं.	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	प्रारंभिक पूंजी लागत					
2	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान वृद्धि					
3	घटाएँ: वर्ष/अवधि के दौरान पूंजी-विमुद्रीकरण					
4	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान देयताओं का निर्वहन					
5	समापन पूंजी लागत (1+2-3+4)					
6	औसत पूंजी लागत					
7	ओ एंड एम ^ (5.25% प्रति वर्ष की दर से वृद्धि) औसत पूंजी लागत					
8	एमडीओ के अलावा अन्य एजेंसी(यों) का वार्षिक प्रभार *, यदि और जैसा लागू हो					

(याचिकाकर्ता)

नोट: 1. प्रत्येक गतिविधि (खनन, क्रशिंग, परिवहन, हैंडलिंग और धुलाई) के लिए लागू अनुसार अलग से डेटा प्रस्तुत किया जाना चाहिए

* विस्तृत जानकारी उपलब्ध कराई जाएगी

^सत्यापन के समय वास्तविक ओ एंड एम व्यय प्रस्तुत किया जाना चाहिए जिसमें व्यय के सभी शीर्षों का विधिवत् लेखापरीक्षित विवरण दर्शाया जाना चाहिए।

2. सभी मूल्य भारतीय GAAP के अनुसार, नकद आधार पर विधिवत् लेखापरीक्षित

भाग- IV
फार्म -3

(दिनांक/माह/ वर्ष) के अनुसार खदान विशेषताएँ/महत्वपूर्ण विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम _____

क्रमांक	पैरामीटर	मान
1	खनन योजना/खदान बंद करने की योजना संशोधन संख्या और संशोधन की तारीख, यदि कोई हो	
2	अधिकतम रेटेड क्षमता	
3	वह वर्ष जिसमें लक्ष्य प्राप्ति का प्रस्ताव है	
4	खनन योग्य भंडार	
5	खनन क्षेत्र की भूमि - अधिग्रहित/पट्टे पर ली गई	
6	यदि पट्टे पर दिया गया है - पट्टे की अवधि और नियम	
7	खनन ब्लॉक क्षेत्र	
8	खनन का प्रकार	
9	खनन की विधि	
10	खदान का जीवन वर्षों में	
11	निवेश अनुमोदन के अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन की निर्धारित तिथि	
12	खदान के अंत से लोडिंग पॉइंट की दूरी	
13	भूवैज्ञानिक रिपोर्ट के अनुसार कोयले का सकल कैलोरी मान (किलो कैलोरी/किलोग्राम में जीसीवी), रेंज, माध्य	
14	कोयले का विशिष्ट गुरुत्व (औसत)	
15	मुख्य उपकरण	
16	अन्य महत्वपूर्ण पैरामीटर जिन्हें आवश्यक समझा जाए	

इस टैरिफ अवधि के दौरान कैलेंडर उत्पादन कार्यक्रम			
उत्पादन वर्ष/वर्ष	कोयला उत्पादन (मीट्रिक टन में)	ओबी हटाना (मिमी ³)	स्ट्रिपिंग अनुपात (मी ³ /टी)
1			
2			
3			
4			
5			

इस टैरिफ अवधि के दौरान प्राप्त वास्तविक उत्पादन			
उत्पादन वर्ष/वर्ष	कोयला उत्पादन (मीट्रिक टन में)	ओबी हटाना (मिमी ³)	स्ट्रिपिंग अनुपात (मी ³ /टी)
1			
2			
3			
4			
5			

भाग - IV
प्रपत्र -3 क

इनपुट मूल्य गणना के लिए विचार किया गये मानक मापदंड

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

(मार्च में समाप्त होने वाला वर्ष)

विवरण	इकाई	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
इक्विटी पर रिटर्न की आधार दर	%						
प्रभावी कर दर ¹	%						
WC के लिए कोयला/लिग्नाइट की इनपुट लागत	दिनों में						
भंडार और पुर्जों की खपत ओ एंड एम का %	%						
एक महीने का ओ&एम खर्च	लाख रूपये						
कार्यशील पूंजी पर ब्याज दर	%						

टिप्पणी:

1. प्रभावी कर दर की गणना विधिवत लेखापरीक्षित प्रस्तुत की जाए।

(याचिकाकर्ता)

क्र. सं.	वित्तीय वर्ष (वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से प्रारंभ)	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और आगे			
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	2	तारीख	राशि (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	राशि (लाख रुपए में)	तारीख	राशि (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	राशि (लाख रुपए में)	तारीख	राशि (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	राशि (लाख रुपए में)
1	हेजिंग की तिथि पर												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												
	मुद्रा 3¹ और आगे												
क.1	ये निकासी की तारीख को या दी गयी अवधि के वर्ष के आरंभ में ²												
2	मूलधन की निर्धारित चुकौती तिथि												
3	ब्याज की निर्धारित भुगतान तिथि												
4	वित्तीय वर्ष के अंत में												
ख	ये निकासी की तारीख को या दी गयी अवधि के वर्ष के आरंभ में ²												
1	हेजिंग की तिथि पर												
2	हेजिंग की अवधि												
3	हेजिंग की लागत												

- उल्लिखित की जाने वाली मुद्रा का नाम जैसे यूएस डॉलर, डीएम, आदि।
- वर्ष के दौरान एक से अधिक निकासी के मामले में, प्रत्येक निकासी की तिथि पर विनिमय दर दी जाएगी।
- हेजिंग का विवरण प्रस्तुत करें, वर्ष के दौरान एक से अधिक हेजिंग या आंशिक हेजिंग के मामले में, प्रत्येक हेजिंग का विवरण दिया जाना है।
- लागू कर (जैसे रोके गए कर) का विवरण, दरों में परिवर्तन, परिवर्तन प्रभावी होने की तिथि आदि स्पष्ट रूप से दर्शाए जाने चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- 4क**विदेशी इक्विटी का विवरण**

(विवरण केवल इक्विटी निवेश के संबंध में है, यदि याचिका के तहत एकीकृत खदान पर कोई लागू हो)

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

निवेश की तिथि/तारीखों पर विनिमय दर _____

क्र. सं.	वित्तीय वर्ष	वर्ष 1				वर्ष 2				वर्ष 3 और आगे			
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	१३	14
1	2	तारीख	राशि (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	राशि (लाख रुपए में)	तारीख	राशि (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	राशि (लाख रुपए में)	तारीख	राशि (विदेशी मुद्रा)	संगत विनिमय दर	राशि (लाख रुपए में)
	मुद्रा1 ¹												
क.1	इन्फ्यूजन की तिथि पर ²												
	2												
	3												
	मुद्रा2 ¹												
क.1	इन्फ्यूजन की तिथि पर ²												
	2												
	3												
	मुद्रा3 ¹												
क.1	इन्फ्यूजन की तिथि पर ²												
	2												
	3												
	मुद्रा ¹ और इसी प्रकार आगे												
क.1	इन्फ्यूजन की तिथि पर ²												
	2												
	3												

1. उल्लिखित की जाने वाली मुद्रा का नाम जैसे यूएस डॉलर, डीएम, आदि।

2. वर्ष के दौरान एक से अधिक बार इक्विटी निवेश के मामले में, प्रत्येक इन्फ्यूजन की तिथि पर विनिमय दर दी जाएगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग-IV
फॉर्म- 5

मौजूदा एकीकृत खदान के लिए स्वीकृत पूंजीगत लागत का सार

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

एकीकृत खान के लिए आयोग के आदेश की अंतिम तिथि	दिनांक (दिन-माह-वर्ष)	
याचिका संख्या का संदर्भ जिसमें उपरोक्त आदेश पारित किया गया था	याचिका सं.	
आयोग द्वारा उपरोक्त क्रम में, जिस अवधि के लिए मूल्य अनुमोदित किया गया है, उसकी अंतिम तिथि तक निम्नलिखित ब्यौरे (चाहे स्वीकृत हों और/या विचार किए गए हों):		
पूंजी लागत	(रुपये लाख में)*	
उपरोक्त में शामिल अप्राप्त देयताओं की राशि (और स्वीकृत पूंजी लागत का हिस्सा)		
उपरोक्त स्वीकृत पूंजी लागत के अनुरूप अन-मुक्ति देयताओं की राशि (लेकिन नकद आधार पर स्वीकृत पूंजी लागत का हिस्सा नहीं)		
सकल मानक ऋण		
संचयी पुनर्भुगतान		
शुद्ध मानक ऋण		
मानक इक्विटी		
संचयी मूल्यहास		
पूर्ण स्वामित्व वाली भूमि		

(याचिकाकर्ता)

भाग- IV
फॉर्म- 6वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक और अधिकतम निर्धारित क्षमता तक वित्तीय पैकेज

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि पर लागत ¹ _____

	अनुमोदित वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के अनुसार वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि पर स्वीकार किया गया		अधिकतम रेटेड क्षमता की तिथि के अनुसार वित्तीय पैकेज		वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि पर स्वीकार किया गया	
	मुद्रा और राशि ²		मुद्रा और राशि ²		मुद्रा और राशि ²		मुद्रा और राशि ²		मुद्रा और राशि ²	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ऋण-I	अमेरिकी डॉलर \$	200 मीटर								
ऋण-II										
ऋण-III										
और इसी तरह										
हिस्सेदारी-										
विदेश										
घरेलू										
कुल इक्विटी										
ऋण इक्विटी अनुपात										

टिप्पणी:

- मान लीजिए रु 80 करोड़ + 200 मिलियन अमेरिकी डॉलर या रु 1680 करोड़ जिसमें 200 मिलियन अमेरिकी डॉलर शामिल हैं, विनिमय दर पर US\$=80 रुपये
- उदाहरण के लिए: 200 मिलियन अमेरिकी डॉलर, आदि

(याचिकाकर्ता)

भाग- IV
फॉर्म- 7

एकीकृत खान विशिष्ट ऋणों का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम _____

विवरण 1	पैकेज1 2	पैकेज2 3	पैकेज3 4	पैकेज4 5	पैकेज5 6	पैकेज6 7
ऋण का स्रोत 1						
मुद्रा 2						
स्वीकृत ऋण की राशि						
31.03.2024/COD तक निकाले गए सकल ऋण की राशि 3,4,5,13,15						
रुचि प्रकार 6						
निश्चित ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधार दर, यदि अस्थिर ब्याज 7						
मार्जिन, यदि फ्लोटिंग इंटररेस्ट 8						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर 9 है?	हां नहीं					
यदि उपरोक्त हाँ है, तो कैप्स/फ्लोर निर्दिष्ट करें						
अधिस्थगन अवधि 10						
स्थगन प्रभावी						
पुनर्भुगतान अवधि 11						
चुकोती प्रभावी तिथि से						
पुनर्भुगतान आवृत्ति 12						
पुनर्भुगतान किस्त 13,14						
आधार विनिमय दर 16						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण सुरक्षित है?						
यदि उपरोक्त उत्तर हाँ है तो विवरण बताएं 17						

टिप्पणी:

- ऋण के स्रोत का तात्पर्य उस एजेंसी से है जिससे ऋण लिया गया है जैसे कि डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, आईएफसी, पीएफसी आदि।
- मुद्रा से तात्पर्य ऋण की मुद्रा से है जैसे यूएस डॉलर, डीएम, येन, भारतीय रुपया आदि।
- मौजूदा खदानों के लिए 31.03.2024 तक और नई खदानों के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक विवरण प्रस्तुत किया जाना है।
- जहां ऋण पुनर्वित्त किया गया है, वहां पुनर्वित्त ऋण के लिए फॉर्म में विवरण दिया जाना चाहिए। हालांकि, मूल ऋण का विवरण उसी फॉर्म में अलग से दिया जाना चाहिए।
- यदि याचिका में इनपुट मूल्य का दावा विभिन्न खानों के लिए अलग-अलग किया गया है, तो फॉर्म में विवरण सभी खानों के लिए अलग-अलग दिया जाना चाहिए।

6. ब्याज के प्रकार से तात्पर्य है कि ब्याज नियत है या परिवर्तनशील।
7. आधार दर का मतलब पीएलआर, एमसीएलआर, लिबोर आदि आधार है जिस पर मार्जिन जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से अलग-अलग तारीखों पर लागू आधार दर भी संलग्न की जा सकती है।
8. मार्जिन का अर्थ है फ्लोटिंग दर से ऊपर के अंक।
9. कभी-कभी ऐसी सीमा/फ्लोर निर्धारित कर दी जाती है जिस पर फ्लोटिंग दरें स्थिर हो जाती हैं। यदि ऐसी स्थिति हो तो सीमाएँ निर्दिष्ट करें।
10. स्थगन अवधि से तात्पर्य उस अवधि से है जिसके दौरान ऋण सेवा दायित्व की आवश्यकता नहीं होती है।
11. पुनर्भुगतान अवधि से तात्पर्य ऋण की चुकौती अवधि से है जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि।
12. पुनर्भुगतान आवृत्ति से तात्पर्य उस अंतराल से है जिस पर ऋण चुकौती की जानी है, जैसे मासिक, त्रैमासिक, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि।
13. जहाँ किसी ऋण के लिए एक से अधिक आहरण/पुनर्भुगतान हैं, वहाँ प्रत्येक आहरण/पुनर्भुगतान की तिथि और राशि भी अलग से दी जा सकती है।
14. यदि ऊपर दिए गए आंकड़ों से पुनर्भुगतान किस्त की राशि और पुनर्भुगतान तिथि का पता नहीं लगाया जा सकता है, तो पुनर्भुगतान अनुसूची अलग से प्रस्तुत की जानी चाहिए।
15. विदेशी ऋण के मामले में, प्रत्येक आहरण एवं पुनर्भुगतान की तारीख तथा उस तारीख की विनिमय दर दी जाए।
16. आधार विनिमय दर का तात्पर्य 31.03.2024 या वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि, जो भी बाद में हो, को लागू विनिमय दर से है।
17. हेजिंग के मामले में, हेजिंग का प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत आदि जैसे विवरण निर्दिष्ट करें।
18. विदेशी ऋणों के मामले में, मूलधन की प्रत्येक चुकौती की तिथि और ब्याज भुगतान की तिथि पर विचारित विनिमय दर का विवरण प्रदान करें।
19. संगत रीसेट तिथि (यदि कोई हो) के साथ ब्याज दर को सही करते समय अलग से प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
20. सही करने के समय पहले विचार किए गए ऋणों के पुनर्वित्तपोषण का विवरण प्रदान करें। पुनर्वित्तपोषण की तिथि, पुनर्वित्त ऋण की राशि, पुनर्वित्त ऋण की शर्तें और नियम, पुनर्वित्तपोषण के लिए वित्तपोषण और अन्य व्यय इत्यादि जैसे विवरण।

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- 8

एकीकृत खदान को कॉर्पोरेट ऋण के आवंटन का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम
एकीकृत खदान का नाम

विवरण 1	पैकेज1 2	पैकेज2 3	पैकेज3 4	पैकेज4 5	पैकेज5 6	टिप्पणी 7
ऋण का स्रोत ¹						
मुद्रा ²						
स्वीकृत ऋण की राशि 31.03.2024/COD तक निकाले गए सकल ऋण की राशि 3,4,5,13,15						
ब्याज के प्रकार ⁶						
निश्चित ब्याज दर, यदि लागू हो						
आधार दर, यदि अस्थिर ब्याज ⁷						
मार्जिन, यदि फ्लोटिंग इंटररेस्ट ⁸						
क्या कोई कैप्स/फ्लोर ⁹ है?	हां नहीं	हां नहीं	हां नहीं	हां नहीं	हां नहीं	
यदि उपरोक्त हाँ है, तो कैप्स/फ्लोर निर्दिष्ट करें						
अधिस्थगन अवधि ¹⁰						
स्थगन प्रभावी						
पुनर्भुगतान अवधि ¹¹						
चुकौती प्रभावी तिथि से						
पुनर्भुगतान आवृत्ति ¹²						
पुनर्भुगतान किस्त ^{13,14}						
आधार विनिमय दर ¹⁶						
क्या विदेशी मुद्रा ऋण सुरक्षित है?						
यदि उपरोक्त उत्तर हां है तो विवरण बताएं ¹⁷						
	विभिन्न परियोजनाओं के लिए ऋण पैकेज का वितरण					
परियोजना/एकीकृत खदान का नाम						कुल
प्रोजेक्ट 1						
परियोजना 2						
एकीकृत खदान और इतने पर						

टिप्पणी:

1. ऋण के स्रोत का तात्पर्य उस एजेंसी से है जिससे ऋण लिया गया है जैसे कि डब्ल्यूबी, एडीबी, डब्ल्यूएमबी, पीएनबी, एसबीआई, आईसीआईसीआई, आईएफसी, पीएफसी आदि।
2. मुद्रा से तात्पर्य ऋण की मुद्रा से है जैसे यूएस डॉलर, डीएम, येन, भारतीय रुपया आदि।
3. मौजूदा एकीकृत खदान के लिए 31.03.2024 तक और शेष एकीकृत खदान के लिए वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक विवरण प्रस्तुत किया जाना है।
4. जहां ऋण पुनर्वित्त किया गया है, वहां पुनर्वित्त ऋण के लिए फॉर्म में विवरण दिया जाना चाहिए। हालांकि, मूल ऋण का विवरण उसी फॉर्म में अलग से दिया जाना चाहिए।
5. यदि याचिका में इनपुट मूल्य का दावा विभिन्न खानों के लिए अलग-अलग किया गया है, तो फॉर्म में विवरण सभी खानों के लिए अलग-अलग दिया जाना है।
6. ब्याज के प्रकार से तात्पर्य है कि ब्याज नियत है या परिवर्तनशील।
7. आधार दर का मतलब पीएलआर, एमसीएलआर, लिबोर आदि आधार है जिस पर मार्जिन जोड़ा जाना है। निकासी की तारीख से अलग-अलग तारीखों पर लागू आधार दर भी संलग्न की जा सकती है।
8. मार्जिन का अर्थ है फ्लोटिंग दर से ऊपर के अंक।
9. कभी-कभी ऐसी सीमा/फ्लोर निर्धारित कर दी जाती है जिस पर फ्लोटिंग दरें स्थिर हो जाती हैं। यदि ऐसी स्थिति हो तो सीमाएँ निर्दिष्ट करें।
10. स्थगन अवधि से तात्पर्य उस अवधि से है जिसके दौरान ऋण सेवा दायित्व की आवश्यकता नहीं होती है।
11. पुनर्भुगतान अवधि से तात्पर्य ऋण की चुकौती अवधि से है जैसे 7 वर्ष, 10 वर्ष, 25 वर्ष आदि।
12. पुनर्भुगतान आवृत्ति से तात्पर्य उस अंतराल से है जिस पर ऋण चुकौती की जानी है, जैसे मासिक, त्रैमासिक, अर्धवार्षिक, वार्षिक आदि।
13. जहां किसी ऋण के लिए एक से अधिक आहरण/पुनर्भुगतान हैं, वहां प्रत्येक आहरण/पुनर्भुगतान की तिथि और राशि भी अलग से दी जा सकती है।
14. यदि ऊपर दिए गए आंकड़ों से पुनर्भुगतान किस्त की राशि और पुनर्भुगतान तिथि का पता नहीं लगाया जा सकता है, तो पुनर्भुगतान अनुसूची अलग से प्रस्तुत की जानी चाहिए।
15. विदेशी ऋण के मामले में, प्रत्येक आहरण एवं पुनर्भुगतान की तारीख तथा उस तारीख की विनिमय दर दी जाए।
16. आधार विनिमय दर का तात्पर्य 31.03.2024 को प्रचलित विनिमय दर या COD, जो भी बाद में हो, से है।
17. हेजिंग के मामले में, हेजिंग का प्रकार, हेजिंग की अवधि, हेजिंग की लागत आदि जैसे विवरण निर्दिष्ट करें।
18. विदेशी ऋणों के मामले में, मूलधन की प्रत्येक चुकौती की तिथि और ब्याज भुगतान की तिथि पर विचारित विनिमय दर का विवरण प्रदान करें।
19. सकल रीसेट तिथि (यदि कोई हो) के साथ ब्याज दर को सही करते समय अलग से प्रस्तुत किया जाना चाहिए।
20. सही करने के समय पहले विचार किए गए ऋणों के पुनर्वित्तपोषण का विवरण प्रदान करें। पुनर्वित्तपोषण की तिथि, पुनर्वित्त ऋण की राशि, पुनर्वित्त ऋण की शर्तें और नियम, पुनर्वित्तपोषण के लिए वित्तपोषण और अन्य व्यय इत्यादि जैसे विवरण।

(याचिकाकर्ता)

टैरिफ के अवधारण के लिए

टैरिफ फाइलिंग फार्म

(पारेषण एवं संचार प्रणाली)

भाग- IV
फॉर्म- 9

वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के बाद शीर्ष निर्धारित क्षमता प्राप्त करने तक/उससे आगे अतिरिक्त पूंजीकरण का वर्षवार विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम _____
वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि _____

क्र. सं.	कार्य/ उपकरण प्रमुख	दावा किया गया ACE (वास्तविक/ अनुमानित)				वे विनियम जिनके अंतर्गत दावा किया गया	औचित्य	आयोग द्वारा स्वीकृत लागत, यदि कोई
		प्रोद्भवन आधार	कॉलम 3 में शामिल गैर-निर्वहन देयता	नकदी आधार	IDC को कॉलम 3 में शामिल किया गया			
1	2	3	4	(5 = 3 - 4)	6	7	8	9

- यदि एकीकृत खदान का निर्माण पूरा हो गया है और लागत को पहले ही किसी मूल्य अधिसूचना के अंतर्गत स्वीकार कर लिया गया है, तो (प्राधिकारी का नाम) द्वारा पहले से जारी मूल्य अधिसूचना के प्रयोजन के लिए स्वीकार की गई कीमत देते हुए कॉलम 9 भरें (मूल्य अधिसूचना की प्रति संलग्न करें)।
- उपरोक्त जानकारी टैरिफ अवधि 2024-29 के प्रत्येक वर्ष/अवधि के लिए अलग से प्रस्तुत की जानी चाहिए।
- परिसंपत्तियों के अव-पूंजीकरण के मामले में स्तंभ 1, 2, 3 और 4 में अलग-अलग विवरण प्रस्तुत किए जाने चाहिए। इसके अतिरिक्त, ऐसी परिसंपत्ति का मूल बही मूल्य और पूंजीकरण का वर्ष स्तंभ 8 में प्रस्तुत किया जाना चाहिए। जहां अव-पूंजीकरण के रूप में, अनुमानित आधार पर हो, उसे अलग से दर्शाया जाना चाहिए।
- जहां कोई परिसंपत्ति अनुपयोगी हो जाती है, उसे उस वर्ष के दौरान अव-पूंजीकरण के रूप में माना जाएगा और ऐसी परिसंपत्ति का मूल मूल्य कॉलम 3 में दर्शाया जाएगा तथा क्षतिग्रस्त मूल्य, यदि कोई हो, तो उसके पूंजीकरण का वर्ष कॉलम 8 में दर्शाया जाएगा।
- पूंजीकरण की प्रत्येक परिसंपत्ति के विरुद्ध औचित्य उन विनियमों के अनुसार विशिष्ट होना चाहिए जिनके अंतर्गत दावा किया गया है तथा उस विशेष परिसंपत्ति के पूंजीकरण की आवश्यकता होनी चाहिए।

टिप्पणी:

- विस्तृत औचित्य के साथ फॉर्म को वर्षवार कालानुक्रमिक रूप से भरें

(याचिकाकर्ता)

भाग- IV
फॉर्म- 10

अतिरिक्त पूंजीकरण का वित्तपोषण

याचिकाकर्ता का नाम
एकीकृत खदान का नाम
वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि

(राशि लाख रुपये में)

वित्तीय वर्ष (सीओडी से प्रारंभ) ¹	वास्तविक					स्वीकार किया				
	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और आगे	वर्ष 1	वर्ष 2	वर्ष 3	वर्ष 4	वर्ष 5 और आगे
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
कार्य/उपकरण में पूंजीकृत राशि										
वित्तपोषण विवरण										
ऋण-1										
ऋण-2										
ऋण-3 और इसी प्रकार आगे										
कुल ऋण ²										
हिस्सेदारी										
आंतरिक संसाधन										
अन्य (कृपया निर्दिष्ट करें)										
कुल										

टिप्पणी:

- वर्ष 1 सीओडी का वित्तीय वर्ष है और वर्ष 2, वर्ष 3 आदि क्रमशः बाद के वित्तीय वर्ष हैं।
- अतिरिक्त पूंजीकरण आवश्यकता को पूरा करने के लिए ऋण विवरण फॉर्म-7 या 8 के अनुसार जो भी संगत हो, दिया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- 11

मूल्यह्रास की गणना

याचिकाकर्ता का नाम
एकीकृत खदान का नाम

(राशि लाख रूपये में)

क्र. सं.	संपत्ति का नाम ¹	31.03.2024 तक या वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक सकल ब्लॉक, जो भी बाद में हो और उसके बाद 31.3.2029 तक प्रत्येक वर्ष के लिए	एकीकृत खदानों के लिए सीईआरसी की मूल्यह्रास दर अनुसूची के अनुसार मूल्यह्रास दरें	31.03.2029 तक प्रत्येक वर्ष के लिए मूल्यह्रास राशि
1	2	3	4	5 = कॉलम 3 x कॉलम 4
1	भूमि*			
2	इमारत			
3	और इसी तरह			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
	कुल			
	मूल्यह्रास की भारित औसत दर %			

*फ्रीहोल्ड भूमि और लीजहोल्ड भूमि का विवरण अलग-अलग प्रदान करें

टिप्पणी:

1. परिसंपत्तियों का नाम अधिसूचना के परिशिष्ट-I में संलग्न मूल्यह्रास अनुसूची में उल्लिखित परिसंपत्तियों के विवरण के अनुरूप होना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग- IV
फॉर्म- 12मूल्यहास विवरणयाचिकाकर्ता का नाम
एकीकृत खान का नाम_____

(राशि लाख रूपये में)

क्र. सं.	विवरण	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	प्रारंभिक पूंजी लागत						
2.	समापन पूंजी लागत						
3.	औसत पूंजी लागत						
4.	पूर्ण स्वामित्व वाली भूमि						
5.	मूल्यहास की दर						
6.	मूल्यहास योग्य मूल्य						
7.	अवधि की शुरुआत में उपयोगी जीवन का संतुलन						
8.	शेष अवमूल्यन योग्य मूल्य						
9.	मूल्यहास (अवधि के लिए)						
10.	मूल्यहास (वार्षिक)						
11.	अवधि के अंत में संचयी मूल्यहास						
12.	घटाएँ: अव-पूंजीकरण के कारण संचयी मूल्यहास समायोजन						
13.	अवधि के अंत में शुद्ध संचयी मूल्यहास						

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- 13

वास्तविक ऋणों पर भारित औसत ब्याज दर की गणना ¹

याचिकाकर्ता का नाम _____
उत्पादन स्टेशन का नाम _____

(राशि लाख रूपये में)

विवरण	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
ऋण-1						
सकल ऋण - आरंभ						
पिछले वर्ष तक ऋणों की संचयी चुकौती						
शुद्ध ऋण - आरंभ						
जोड़ें: वर्ष के दौरान आहरण						
घटाएँ: वर्ष के दौरान ऋणों की चुकौती						
शुद्ध ऋण - समापन						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण-2						
सकल ऋण - आरंभ						
पिछले वर्ष तक ऋणों की संचयी चुकौती						
शुद्ध ऋण - आरंभ						
जोड़ें: वर्ष के दौरान आहरण						
घटाएँ: वर्ष के दौरान ऋणों की चुकौती						
शुद्ध ऋण - समापन						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज दर						
ऋण पर ब्याज						
ऋण-3 और इसी प्रकार आगे						

विवरण	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
सकल ऋण - आरंभ						
पिछले वर्ष तक ऋणों की संचयी चुकौती						
शुद्ध ऋण - आरंभ						
जोड़ें: वर्ष के दौरान आहरण						
घटाएँ: वर्ष के दौरान ऋणों की चुकौती						
शुद्ध ऋण - समापन						
औसत शुद्ध ऋण						
वार्षिक आधार पर ऋण पर ब्याज दर						
ऋण पर ब्याज						
कुल ऋण						
सकल ऋण - आरंभ						
पिछले वर्ष तक ऋणों की संचयी चुकौती						
शुद्ध ऋण - आरंभ						
जोड़ें: वर्ष के दौरान आहरण						
घटाएँ: वर्ष के दौरान ऋणों की चुकौती						
शुद्ध ऋण - समापन						
औसत शुद्ध ऋण						
ऋण पर ब्याज						
ऋण पर भारित औसत ब्याज दर						

टिप्पणी:

1. विदेशी ऋणों के मामले में, भारतीय रुपए में गणना प्रस्तुत की जानी है। हालाँकि, मूल मुद्रा में गणना भी उसी फॉर्म में अलग से प्रस्तुत की जानी है।

(याचिकाकर्ता)

क्र. सं.	नीचे खींचो	तिमाही 1			तिमाही 2			क्वार्टर एन (सीओडी)		
	विवरण	विदेशी मुद्रा में मात्रा	ड्रा डाउन तिथि पर विनिमय दर	भारतीय रुपये में राशि (लाख रुपये में)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	ड्रा डाउन तिथि पर विनिमय दर	भारतीय रुपये में राशि (लाख रुपये में)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	ड्रा डाउन तिथि पर विनिमय दर	भारतीय रुपये में राशि (लाख रुपये में)
	--									
	--									
1.1	कुल विदेशी ऋण									
	आहरण राशि									
	आईडीसी									
	वित्तपोषण शुल्क									
	विदेशी मुद्रा दर में परिवर्तन									
	हेजिंग लागत									
1.2	भारतीय ऋण									
1.2.1	भारतीय ऋण १									
	आहरण राशि	--	--		--	--		--	--	
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्तपोषण शुल्क	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	भारतीय ऋण २									
	आहरण राशि	--	--		--	--		--	--	
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्तपोषण शुल्क	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	भारतीय ऋण ३									
	आहरण राशि	--	--		--	--		--	--	
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्तपोषण शुल्क	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
1.2	कुल भारतीय ऋण									
	आहरण राशि	--	--		--	--		--	--	

क्र. सं.	नीचे खींचो विवरण	तिमाही 1			तिमाही 2			क्वार्टर एन (सीओडी)		
		विदेशी मुद्रा में मात्रा	ड्रा डाउन तिथि पर विनिमय दर	भारतीय रुपये में राशि (लाख रुपये में)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	ड्रा डाउन तिथि पर विनिमय दर	भारतीय रुपये में राशि (लाख रुपये में)	विदेशी मुद्रा में मात्रा	ड्रा डाउन तिथि पर विनिमय दर	भारतीय रुपये में राशि (लाख रुपये में)
	आईडीसी	--	--		--	--		--	--	
	वित्तपोषण शुल्क	--	--		--	--		--	--	
1	आहरित ऋणों की कुल संख्या आईडीसी वित्तपोषण शुल्क विदेशी मुद्रा दर में परिवर्तन हेजिंग लागत									
2	इक्विटी									
2.1	आहरित विदेशी इक्विटी									
2.2	आहरित भारतीय इक्विटी	--	--		--	--		--	--	
	कुल तैनात इक्विटी									

टिप्पणी:

कमीशनिंग शेड्यूल को पूरा करने के लिए ऋण और इक्विटी का आहरण तिमाही आधार पर समान आधार पर किया जाएगा। शुरुआत में अधिक इक्विटी का आहरण अनुज्ञेय है। 30% से अधिक नियोजित निधियों के अतिरिक्त इक्विटी के अनुरूप मानक ऋण पर IDC की अनुमति केवल तभी दी जाएगी जब इक्विटी का वास्तविक निवेश कुल नियोजित निधियों के 30% से अधिक हो और इसकी गणना तिमाही आधार पर की जाएगी।

2. उपरोक्त गणना के लिए उपयोग की जाने वाली रीसेट तिथियों सहित लागू ब्याज दरें और विनिमय दरें अलग से प्रस्तुत की जा सकती हैं

3. प्रयुक्त पूंजीकरण अनुपात का विवरण प्रस्तुत करना होगा।

4. यदि मानक ऋण पर IDC वास्तविक ऋण के समावेश से पहले दी जानी है, तो ऐसे IDC की गणना के लिए ब्याज दर संबंधित वर्ष की 1 अप्रैल को प्रचलित 1-वर्षीय SBI MCLR के बराबर होगी। मानक ऋण पर IDC, वास्तविक ऋण के समावेश के बाद, उस संबंधित तिमाही के लिए WAROI के आधार पर गणना की जाएगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- 15गैर-टैरिफ आय

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

क्र. सं.	पैरामीटर	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1.	वाशरी के अस्वीकृत उत्पादों की बिक्री से आय , यदि और जैसा लागू हो						
2.	सीआईएल को कोयले की आपूर्ति या कोयले की व्यापारिक बिक्री से लाभ, यदि और जैसा लागू हो						
3.	भूमि या भवन के किराये, पारिस्थितिकी पर्यटन से आय						
4.	स्क्रेप की बिक्री से आय						
5.	विज्ञापनों से आय						
6.	अन्य &						

नोट : टूटगअप के समय प्रस्तुत किया जाना है
& पैरामीटरवार विवरण प्रस्तुत किया जाना है

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म 16

लागू सांविधिक प्रभारों का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

विवरण	लागू दर	मात्रा	मात्रा
राँयल्टी	इनपुट मूल्य का % (मूल दर)		
जिला खनिज फाउंडेशन (डीएमएफ)	राँयल्टी का %		
राष्ट्रीय खनिज अन्वेषण ट्रस्ट (एनएमईटी)	राँयल्टी का %		
जीएसटी क्षतिपूर्ति उपकर	रुपये प्रति टन		
जीएसटी	माल के कुल कर योग्य मूल्य का %		
अन्य, कृपया निर्दिष्ट करें, यदि कोई हो और जहां लागू हो			

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- 17खदान बंद होने के व्यय का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

1. वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से पहले एस्करो खाते में जमा राशि (रु .)
2. खान का जीवन जिसके दौरान राशि वसूल की जानी है (वर्ष)
3. प्रति वर्ष उधार दर (%)
4. प्रति वर्ष वसूली योग्य राशि (रु. में)

पी.वी.

एन
आर
पी

$$पी = पीवी \times r / [1 - (1+r)^{-n}]$$

5. वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के बाद जमा - जब खदान बंद करना स्वयं उत्पादन कंपनी के अधिकार क्षेत्र में हो

उत्पादन वर्ष संख्या (1)	एस्करो खाते में जमा राशि (2)	एस्करो खाते में जमा की तिथि (3)	एस्करो खाते में अर्जित/उपार्जित ब्याज (4)	खदान बंद करने के लिए एस्करो खाते से प्राप्त राशि (5)	स्वीकार्य खदान बंद करने का व्यय (6)
1					
2					
3					
4					
5					
.....					

6. वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के बाद जमा राशि - जब खदान बंद करना खदान विकासकर्ता एवं संचालक (एमडीओ) के दायरे में हो

उत्पादन वर्ष संख्या (1)	एस्करो खाते में जमा राशि (2)	एस्करो खाते में जमा की तिथि (3)	वास्तविक ऋण की भारित औसत ब्याज दर पर उधार लेने की लागत (4)	एस्करो खाते में अर्जित/उपार्जित ब्याज (5)	खदान बंद करने के लिए एस्करो खाते से प्राप्त राशि (6)	खदान बंद करने के व्यय के एक भाग के रूप में इनपुट मूल्य में समायोजन किया जाना है (7)
1						
2						
3						
4						
5						

(याचिकाकर्ता)

नोट: गणनाएं, जहां लागू हो, लेखा परीक्षक द्वारा प्रमाणित करके प्रस्तुत की जानी चाहिए

भाग - IV
फॉर्म- 18

जीसीवी समायोजन के लिए विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

1. कोयले का घोषित GCV (किलोकैलोरी/किलोग्राम)
2. वर्ष में निकाले गए कोयले का भारित औसत जीसीवी, जैसा कि सीसीओ को रिपोर्ट किया गया (किलोकैलोरी/किलोग्राम)

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- क

एकीकृत खदान के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि पर पूंजीगत लागत अनुमान और लागत का सार

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम _____

नई खदान
पूंजीगत लागत अनुमान

पूंजीगत लागत अनुमानों को मंजूरी देने वाला निदेशक मंडल/एजेंसी:		
पूंजीगत लागत अनुमानों के अनुमोदन की तिथि:		
	वर्तमान लागत	लागत
स्वीकृत अनुमानों का मूल्य स्तर	वर्ष की _____ तिमाही के अंत तक _____	खदान के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि ⁴
पूंजी लागत अनुमान के लिए विदेशी विनिमय दर पर विचार किया गया		
आईडीसी, आईईडीसी और एफसी को छोड़कर पूंजीगत लागत (लाख रुपये में)		
विदेशी घटक, यदि कोई हो (मिलियन अमेरिकी डॉलर या संगत मुद्रा में)		
घरेलू घटक (रु. लाख में)		
आईडीसी, आईईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत को छोड़कर पूंजीगत लागत (रु. लाख)		
आईडीसी, आईईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत		
विदेशी घटक, यदि कोई हो (मिलियन अमेरिकी डॉलर या संगत मुद्रा में)		
घरेलू घटक (रु. लाख में)		
कुल आईडीसी, आईईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत (रु. लाख)		
विचारित करें एवं शुल्कों की दर		
आईडीसी, आईईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत सहित पूंजीगत लागत		
विदेशी घटक, यदि कोई हो (मिलियन अमेरिकी डॉलर या संगत मुद्रा में)		

घरेलू घटक (रु . लाख में)	
आईडीसी, आईईडीसी और एफसी सहित पूंजीगत लागत (लाख रुपये में)	
अनुसूची	
निवेश अनुमोदन/खदान योजना के अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन की निर्धारित तिथि	
निवेश अनुमोदन/खदान योजना के अनुसार अधिकतम रेटेड क्षमता की निर्धारित तिथि	

अंतिम यूनिट/ब्लॉक का अनुसूचित COD	

टिप्पणी:

1. निवेश अनुमोदन पत्र की प्रति संलग्न की जानी चाहिए।
2. पूंजीगत लागत का विवरण फार्म बी के अनुसार प्रस्तुत किया जाना है।
3. आईडीसी और वित्तपोषण शुल्क का विवरण फॉर्म-14 के अनुसार प्रस्तुत किया जाना है।
4. लागत प्रबंधन प्रमाणपत्र या लेखा परीक्षक प्रमाणपत्र पर आधारित होनी चाहिए। प्रबंधन प्रमाणपत्र के आधार पर, याचिका दायर करने के 90 दिनों के भीतर लेखा परीक्षक प्रमाणपत्र प्रदान किया जाना चाहिए।

(याचिकाकर्ता)

भाग- IV
फॉर्म- ख

नई एकीकृत खदान के लिए पूंजीगत लागत का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम _____

(राशि लाख रूपये में)

क्र. सं.	टूट - फूट	निवेश अनुमोदन के अनुसार मूल अनुमान के अनुसार	वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि/वाणिज्यिक प्रचालन की प्रत्याशित तिथि के अनुसार वास्तविक पूंजीगत व्यय	देयताएं/प्रावधान	विविधता (3 - 4 - 5)	भिन्नता के विशिष्ट कारण	अधिकतम निर्धारित क्षमता तक अनुमानित पूंजीगत व्यय
			वास्तविक राशि				
1	2	3	4	5	6	7	8
1	भूमि एवं साइट विकास की लागत						
1.1	भूमि*						
1.2	पुनर्वास एवं पुनर्स्थापन (आर एंड आर)						
1.3	प्रारंभिक जांच और साइट विकास (पूर्वक्षण और बोरिंग)						
	कुल भूमि एवं साइट विकास						
2	संयंत्र उपकरण						
2.1	कोयला हैंडलिंग संयंत्र						
2.2	सामग्री हैंडलिंग प्रणाली						
2.3	फिक्स्ड इंफ्रास्ट्रक्चर मैकेनिकल						

क्र. सं.	टूट - फूट	निवेश अनुमोदन के अनुसार मूल अनुमान के अनुसार	वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि/वाणिज्यिक प्रचालन की प्रत्याशित तिथि के अनुसार वास्तविक पूंजीगत व्यय	देयताएं/प्रावधान	विविधता (3 - 4 - 5)	भिन्नता के विशिष्ट कारण	अधिकतम निर्धारित क्षमता तक अनुमानित पूंजीगत व्यय
			वास्तविक राशि				
1	2	3	4	5	6	7	8
2.4	अन्य संयंत्र और मशीनरी						
	कुल बीओपी मैकेनिकल						
3	पौधे व यंत्र						
3.1	स्विचयार्ड पैकेज						
3.2	आपातकालीन डीजी सेट						
3.3	फिक्स्ड इन्फ्रास्ट्रक्चर इलेक्ट्रिकल						
	कुल बीओपी विद्युत						
4	पुर्जों						
4.1	प्रारंभिक स्पेयर्स						
	कुल संयंत्र और मशीनरी						
5	नागरिक कार्य						
5.1	टाउनशिप और कॉलोनी/औक्स बिल्डिंग						
5.2	अस्थायी निर्माण एवं सक्षमीकरण कार्य						
5.3	सड़क और जल निकासी						
5.4	फिक्स्ड इन्फ्रास्ट्रक्चर सिविल						
	कुल सिविल कार्य						

क्र. सं.	टूट - फूट	निवेश अनुमोदन के अनुसार मूल अनुमान के अनुसार	वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि/वाणिज्यिक प्रचालन की प्रत्याशित तिथि के अनुसार वास्तविक पूंजीगत व्यय	देयताएं/प्रावधान	विविधता (3 - 4 - 5)	भिन्नता के विशिष्ट कारण	अधिकतम निर्धारित क्षमता तक अनुमानित पूंजीगत व्यय
			वास्तविक राशि				
1	2	3	4	5	6	7	8
6	ओवरहेड्स						
6.1	स्थापना (निर्माण से सीधे संबंधित अन्य व्यय)						
6.2	एमवीओए						
6.3	आईडीसी को छोड़कर खान विकास व्यय						
	कुल ओवरहेड्स						
7	आईडीसी और एफसी को छोड़कर कुल पूंजीगत लागत						
8	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत						
8.1	निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)						
8.2	वित्तपोषण शुल्क (एफसी)						
8.3	विदेशी मुद्रा विनिमय दर भिन्नता (FERV)						
8.4	हेजिंग लागत						
	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत का योग						

क्र. सं.	टूट - फूट	निवेश अनुमोदन के अनुसार मूल अनुमान के अनुसार	वाणिज्यिक प्रचालन तिथि/वाणिज्यिक प्रचालन की प्रत्याशित तिथि के अनुसार वास्तविक पूंजीगत व्यय	देयताएं/प्रावधान	विविधता (3 - 4 - 5)	भिन्नता के विशिष्ट कारण	अधिकतम निर्धारित क्षमता तक अनुमानित पूंजीगत व्यय
			वास्तविक राशि				
1	2	3	4	5	6	7	8
9	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत सहित पूंजीगत लागत						

*फ्रीहोल्ड भूमि और लीजहोल्ड भूमि का विवरण अलग-अलग प्रदान करें

टिप्पणी:

- लागत में परिवर्तन के मामले में, ऐसे परिवर्तन के कारण बताते हुए एक विस्तृत नोट प्रस्तुत किया जाना चाहिए, जिसमें स्पष्ट रूप से यह दर्शाया जाना चाहिए कि क्या लागत में ऐसी वृद्धि याचिकाकर्ता के नियंत्रण से बाहर थी।
- समय और लागत दोनों में वृद्धि के मामले में, ऐसे समय और लागत में वृद्धि के कारणों का विस्तृत विवरण प्रस्तुत किया जाना चाहिए, जिसमें स्पष्ट रूप से जिम्मेदार एजेंसी का नाम हो और यह भी बताया जाना चाहिए कि क्या समय और लागत में वृद्धि याचिकाकर्ता के नियंत्रण से बाहर थी।
- समय की अधिकता के कारण लागत पर यदि कोई प्रभाव पड़ता है, तो उसे वाणिज्यिक प्रचालन की निर्धारित तिथि से वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तिथि तक विभिन्न पैकेजों में कीमतों में वृद्धि, वाणिज्यिक प्रचालन की निर्धारित तिथि से वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तिथि तक आईडीसी में वृद्धि तथा वाणिज्यिक प्रचालन की निर्धारित तिथि से वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तिथि तक आईडीसी में वृद्धि का ब्यौरा देते हुए अलग से प्रस्तुत किया जाएगा।
- परियोजना की लागत पर समय की अधिकता के प्रत्येक कारण के प्रभाव को निर्धारित किया जाना चाहिए तथा आवश्यक दस्तावेजों और सहायक कार्यप्रणाली के साथ इसकी पुष्टि की जानी चाहिए।
- मूल कार्य क्षेत्र पर प्रारंभिक अतिरिक्त राशि सहित शेष स्थगित कार्य परिसंपत्तियों/कार्यवार की सूची, अनुमान के साथ, निश्चित रूप से प्रस्तुत की जाएगी।

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- ग

निर्माण/आपूर्ति/सेवा पैकेजों का ब्यौरा

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

(राशि लाख रूपये में)

क्र. सं.	निर्माण / आपूर्ति / सेवा पैकेज का नाम/संख्या	पैकेज ए	पैकेज बी	पैकेज सी	...	सभी पैकेजों की कुल लागत
1	कार्य का दायरा ¹ (लागू लागत विवरण के अनुसार)					
2	क्या आईसीबी/डीसीबी/विभागीय/डिपॉजिट कार्य के माध्यम से प्रदान किया गया है					
3	प्राप्त बोलियों की संख्या					
4	पुरस्कार की तिथि					
5	कार्य प्रारंभ की तिथि					
6	कार्य पूर्ण होने की तिथि/कार्य पूर्ण होने की अपेक्षित तिथि					
7	पुरस्कार का मूल्य ² (रु . लाख में)					
8	कीमतों में स्थिरता या वृद्धि के साथ					
9	वाणिज्यिक प्रचालन के पूरा होने तक या वर्तमान तिथि तक वास्तविक पूंजीगत व्यय, जो भी पहले हो (लाख रूपए में)					
10	कर एवं शुल्क तथा आईईडीसी (रु . लाख में)					
11	आईडीसी, एफसी, एफईआरवी और हेजिंग लागत (रु . लाख)					
12	उप-योग (9+10+11) (रु . लाख)					

टिप्पणी:

1. किसी भी पैकेज में कार्य का दायरा, यथासंभव फार्म-बी में एकीकृत खान के लिए पूंजीगत लागत विवरण के अनुरूप दर्शाया जाना चाहिए।
2. यदि कोई पैकेज है, जिसे भारतीय रूपए और विदेशी मुद्रा में दिखाया जाना है, तो उसे मुद्रा, विनिमय दर और तारीख के साथ अलग से दिखाया जाना चाहिए, जैसे 01.04.2024 को 80 करोड़ रूपए + 50 मिलियन अमेरिकी डॉलर = 480 करोड़ रूपए, यानी अमेरिकी डॉलर = 80 रूपए।

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- घ

अवधि के दौरान पूंजी विमुक्त परिसंपत्तियों का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

(राशि लाख रूपये में)

क्र. सं.	परिसंपत्ति का नाम	अव-पूंजीकरण की प्रकृति (चाहे बहिष्करण के तहत या अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के रूप में दावा किया गया हो)	पूंजीकृत परिसंपत्ति का मूल मूल्य	वर्ष उपयोग में लाया गया	अव-पूंजीकरण की तिथि तक मूल्यह्रास की वसूली हो गई
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

नोट: वर्षवार विवरण प्रस्तुत करना आवश्यक है।

(याचिकाकर्ता)

भाग- IV
फार्म ड़

लेखा बहियों के सापेक्ष दावा किए गए पूंजीकरण का समाधान

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम _____
वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि _____

(राशि लाख रूपये में)

क्र. सं.	विवरण	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	IND AS के अनुसार समापन सकल ब्लॉक					
2	जोड़ें/घटाएँ: समायोजन					
3	I GAAP के अनुसार समापन सकल ब्लॉक					
4	IND AS के अनुसार प्रारंभिक सकल ब्लॉक					
5	जोड़ें/घटाएँ: समायोजन					
6	I GAAP के अनुसार प्रारंभिक सकल ब्लॉक					
7	बहियों के अनुसार कुल योग (G = 3 - 5)					
8	घटाएँ: अन्य खदानों से संबंधित वृद्धि (खदानवार व्यौरा दें)					
9	तत्काल खदान से संबंधित शुद्ध वृद्धि					
10	घटाएँ: बहिष्करण (स्वीकार्य नहीं / दावा न की गई वस्तुएँ)					
11	दावा किया गया शुद्ध अतिरिक्त पूंजीगत व्यय (प्रोड्यूस आधार पर) (I GAAP)					
12	घटाएँ: न चुकाई गई देनदारियाँ					
१३	जोड़ें: स्वीकृत परिसंपत्तियों/कार्यों के अनुरूप, अन-मुक्ति दायित्वों का निर्वहन					
14	दावा किया गया शुद्ध अतिरिक्त पूंजीगत व्यय (नकद आधार पर)					

- नोट: 1. लेखा परीक्षक द्वारा विधिवत प्रमाणित करके प्रस्तुत किया जाना है
2. किसी भी व्यय को बाहर रखने का कारण स्पष्ट रूप से दिया जाएगा

(याचिकाकर्ता)

भाग- IV
फॉर्म- च

बहिष्करण के अंतर्गत दावा की गई वस्तुओं/परिसंपत्तियों/कार्यों को दर्शाने वाला विवरण :

याचिकाकर्ता का नाम _____
 एकीकृत खदान का नाम _____
 वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि _____

(राशि लाख रूपये में)

क्र. सं.	कार्य / उपकरण प्रमुख	बहिष्करण के तहत दावा किया गया ACE				औचित्य
		प्रोड्युवन आधार (भारतीय GAAP)	कॉलम 3 में शामिल अ-मुक्ति देयता	नकदी आधार	IDC को कॉलम 3 में शामिल किया गया	
1	2	3	4	(5 = 3 - 4)	6	7

- नोट:** 1. पहले अनुमति न दी गई परिसंपत्तियों पर दावा किए गए बहिष्करण को आयोग के आदेश की तारीख, याचिका संख्या, अस्वीकृत राशि आदि के विशिष्ट संदर्भ द्वारा समर्थित किया जाना चाहिए।
 2. अंतर इकाई स्थानांतरण के लिए, स्थानांतरण की प्रकृति अर्थात् अस्थायी या स्थायी का उल्लेख किया जाना चाहिए। यह प्रमाणित किया जाना चाहिए कि केवल प्राप्त करने वाले स्टेशन में ही अपवर्जन की मांग की गई है, भेजने वाले स्टेशन में या दोनों स्टेशनों में नहीं।

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- छ

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम _____

पूंजीगत लागत का विवरण
(संगत तिथियों एवं वर्षवार दिया जाए)

(राशि लाख रूपये में)

क्र. सं.	विवरण	संगत तिथि के अनुसार		
		उपार्जन आधार 2	गैर-निर्वहित देयताएं	नकदी आधार
ए	क) बहियों के अनुसार आरंभिक सकल ब्लॉक राशि (भारतीय GAAP)			
	बी) उपरोक्त ए(ए) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपरोक्त ए(ए) में एफ.सी. की राशि			
	d) उपरोक्त A(a) में FERV की मात्रा			
	ई) उपरोक्त ए(ए) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपरोक्त A(a) में IEDC की राशि			
बी	क) अवधि के दौरान सकल ब्लॉक राशि में वृद्धि (प्रत्यक्ष खरीद) (भारतीय GAAP)			
	बी) उपरोक्त बी(ए) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपरोक्त बी(ए) में एफ.सी. की राशि			
	d) उपरोक्त B(a) में FERV की मात्रा			
	ई) उपरोक्त बी(ए) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपरोक्त बी(ए) में आईडीसी की राशि			

क्र. सं.	विवरण	संगत तिथि के अनुसार		
		उपार्जन आधार 2	गैर-निर्वहित देयताएं	नकदी आधार
सी	क) अवधि के दौरान सकल ब्लॉक राशि में वृद्धि (सीडब्ल्यूआईपी से स्थानांतरित) (भारतीय जीएएपी)			
	बी) उपरोक्त सी(ए) में आईडीसी की राशि			
	c) उपरोक्त C(a) में FC की राशि			
	d) उपरोक्त C(a) में FERV की मात्रा			
	ई) उपरोक्त सी(ए) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपरोक्त सी(ए) में आईईडीसी की राशि			
डी	क) अवधि के दौरान सकल ब्लॉक राशि में कमी (भारतीय GAAP)			
	बी) उपरोक्त डी(ए) में आईडीसी की राशि			
	c) उपरोक्त डी(ए) में एफसी की राशि			
	d) उपरोक्त D(a) में FERV की मात्रा			
	ई) उपरोक्त डी(ए) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपरोक्त डी(ए) में आईईडीसी की राशि			
इ	क) बहियों के अनुसार समापन सकल ब्लॉक राशि (भारतीय GAAP)			
	बी) उपरोक्त ई(ए) में आईडीसी की राशि			
	c) उपरोक्त E(a) में FC की राशि			

क्र. सं.	विवरण	संगत तिथि के अनुसार		
		उपार्जन आधार 2	गैर-निर्वहित देयताएं	नकदी आधार
	d) उपरोक्त E(a) में FERV की मात्रा			
	ई) उपरोक्त ई(ए) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपरोक्त ई(ए) में आईईडीसी की राशि			

टिप्पणी:

1. संगत तिथि/तिथियों से तात्पर्य खदान के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तथा वित्तीय वर्ष की आरंभ तिथि और समाप्ति तिथि से है।
2. आईजीएएपी के अनुसार

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- ज

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम _____

प्रगतिरत पूंजीगत कार्यों का विवरण
(संगत तिथियों एवं वर्षवार दिया जाए)

(राशि लाख रूपये में)

क्र. सं.	विवरण	संगत तिथि के अनुसार		
		प्रोड्युवन आधार	गैर-निर्वहित देयताएं	नकदी आधार
ए	क) बहियों के अनुसार सीडब्ल्यूआईपी खोलना (भारतीय जीएएपी)			
	बी) उपरोक्त ए(ए) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपरोक्त ए(ए) में एफ.सी. की राशि			
	द) उपरोक्त A(a) में FERV की मात्रा			
	ई) उपरोक्त ए(ए) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपरोक्त A(a) में IEDC की राशि			
बी	क) अवधि के दौरान सीडब्ल्यूआईपी में वृद्धि (भारतीय जीएएपी)			
	बी) उपरोक्त बी(ए) में आईडीसी की राशि			
	ग) उपरोक्त बी(ए) में एफ.सी. की राशि			
	द) उपरोक्त B(a) में FERV की मात्रा			
	ई) उपरोक्त बी(ए) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपरोक्त बी(ए) में आईडीसी की राशि			
सी	क) अवधि के दौरान सकल ब्लॉक राशि में स्थानांतरित (भारतीय GAAP)			
	बी) उपरोक्त सी(ए) में आईडीसी की राशि			
	c) उपरोक्त C(a) में FC की राशि			

क्र. सं.	विवरण	संगत तिथि के अनुसार		
		प्रोद्भवन आधार	गैर-निर्वहित देयताएं	नकदी आधार
	d) उपरोक्त C(a) में FERV की मात्रा			
	ई) उपरोक्त सी(ए) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपरोक्त सी(ए) में आईडीसी की राशि			
डी	क) बहियों के अनुसार सीडब्ल्यूआईपी को बंद करना (भारतीय जीएएपी)			
	बी) उपरोक्त ई(ए) में आईडीसी की राशि			
	c) उपरोक्त E(a) में FC की राशि			
	d) उपरोक्त E(a) में FERV की मात्रा			
	ई) उपरोक्त ई(ए) में हेजिंग लागत की राशि			
	च) उपरोक्त ई(ए) में आईडीसी की राशि			

टिप्पणी:

1. संगत तिथि/तिथियों का अर्थ है खदान के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि और वित्तीय वर्ष की आरंभ तिथि और समाप्ति तिथि

(याचिकाकर्ता)

भाग- IV
फॉर्म-झमानक ऋण पर ब्याज की गणना

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

(राशि लाख रूपये में)

क्र. सं.	विवरण	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	सकल मानक ऋण - आरंभ						
2	पिछले वर्ष तक मानक ऋण की संचयी चुकौती						
3	नेट मानक ऋण - आरंभ						
4	जोड़ें: वर्ष/अवधि के दौरान जोड़ के कारण वृद्धि						
5	वर्ष/अवधि के दौरान पूंजी- विमुद्रीकरण के कारण कमी						
6	घटाएँ: वर्ष/अवधि के दौरान उलटफेर के कारण कमी						
7	जोड़ें: वर्ष / अवधि के दौरान निर्वहन के कारण वृद्धि						
8	शुद्ध मानक ऋण - समापन						
9	औसत मानक ऋण						
10	भारित औसत ब्याज दर						
11	ऋण पर ब्याज						

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म-ज

कार्यशील पूंजी पर ब्याज की गणना

याचिकाकर्ता का नाम _____

एकीकृत खदान का नाम _____

(राशि लाख रुपये में)

क्र. सं.	विवरण	मौजूदा 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	कोयला/लिग्नाइट की इनपुट लागत ¹ स्टॉक उत्पादन के 7 दिनों के लिए संगत वर्ष के लिए एटीक्यू के अनुरूप						
2	विस्फोटक, स्नेहक और ईंधन सहित भंडार और अतिरिक्त सामान की खपत (@ 15%/20%) ओ एंड एम व्यय का ¹ , जिसमें एमडीओ का खनन प्रभार या एमडीओ के अलावा किसी अन्य एजेंसी का वार्षिक प्रभार शामिल नहीं है						
3	एमडीओ के खनन प्रभार या एमडीओ के अलावा किसी अन्य एजेंसी के वार्षिक प्रभार को छोड़कर एक माह का ओ एंड एम व्यय						
4	कुल कार्यशील पूंजी						
5	ब्याज की दर						
6	कार्यशील पूंजी पर ब्याज						

टिप्पणी:

1. जैसा लागू हो।

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म-ट

उत्पादन प्रारंभ होने की तिथि से लेकर वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तिथि तक का आकस्मिक व्यय

याचिकाकर्ता का नाम _____

उत्पादन स्टेशन का नाम _____

(राशि लाख रूपये में)

क्र. सं.	पैरामीटर	उत्पादन प्रारंभ होने की तिथि तक	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तिथि के अनुसार
ए	व्यय शीर्ष:		
1	कर्मचारियों के लाभ व्यय		
2	वित्त लागत		
3	जल प्रभार		
4	संचार व्यय		
5	विजली शुल्क		
6	मूल्यहास		
7	अन्य कार्यालय एवं प्रशासनिक व्यय		
8	अन्य (कृपया विवरण बताएं)		
9	अन्य पूर्व-प्रचालन व्यय		
...		
...		
बी	कुल खर्च		
	घटाएँ: निविदाओं की बिक्री से आय		
	घटाएँ: गेस्ट हाउस से आय		
	घटाएँ: ठेकेदारों से प्राप्त आय		
	घटाएँ: जमा पर ब्याज		
	कम :.....		
सी	नेट आईईडीसी		

(याचिकाकर्ता)

भाग-IV
फॉर्म-ठ

उत्पादन शुरू होने की तिथि से लेकर वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तिथि तक विभिन्न पैकेजों के अंतर्गत व्यय

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम _____

(राशि लाख रुपये में)

क्र. सं.	पैरामीटर	उत्पादन प्रारंभ होने की तिथि तक	वाणिज्यिक प्रचालन की वास्तविक तिथि के अनुसार
1	पैकेज 1		
2	पैकेज 2		
3	पैकेज 3		
4	----- -----		
5	----- -----		
6			

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म-डवास्तविक नकद व्यययाचिकाकर्ता का नाम
एकीकृत खदान का नाम_____

(राशि लाख रुपये में)

विवरण	क्वार्टर-I	क्वार्टर-II	तिमाही-III	क्वार्टर-एन / DOCO
सकल ब्लॉक पर व्यय				
जोड़ें: सीडब्ल्यूआईपी पर व्यय				
जोड़ें: पूंजीगत अग्रिम, यदि कोई हो				
घटाएँ: अन-मुक्ति देयताएँ (ऊपर शामिल)				
जोड़ें/घटाएँ: अन्य				
पूंजीगत परिसंपत्तियों के लिए ठेकेदारों/आपूर्तिकर्ताओं को भुगतान				
संचयी भुगतान				

नोट: यदि भुगतान और निधि आवंटन में अंतर है तो औचित्य प्रस्तुत करना होगा

(याचिकाकर्ता)

भाग - IV
फॉर्म- ढ

देयता प्रवाह का विवरण

याचिकाकर्ता का नाम _____
एकीकृत खदान का नाम _____

दल	परिसंपत्ति / कार्य	वास्तविक पूंजीकरण का वर्ष	वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि 31.3.2024 से पहले की होने की स्थिति में मूल देयता	31.03.2024/वाणिज्य क प्रचालन की तिथि तक देयता, जो भी बाद में हो	निर्वहन (वर्षवार)	प्रतिवर्तन (वर्षवार)	प्रत्येक वर्ष के अंत में शुद्ध देयता

विधिवत लेखापरीक्षित प्रस्तुत किया जाना है

(याचिकाकर्ता)

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**NOTIFICATION**

New Delhi, the 15th March, 2024

No. L-1/268/2022/CERC.—In the exercise of powers conferred under section 178 of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003) read with Section 61 thereof and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission hereby makes the following regulations, namely:

CHAPTER – 1**PRELIMINARY**

1. **Short title and commencement.** (1) These regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2024.

(2) These regulations shall come into force on 1.4.2024, and, unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of five years from 1.4.2024 to 31.3.2029:

Provided that where a generating station or unit thereof and transmission system or an element thereof, has been declared under commercial operation before the date of commencement of these regulations and whose tariff has not been finally determined by the Commission till that date, tariff in respect of such generating station or unit thereof and transmission system or an element thereof for the period ending 31.3.2024 shall be determined in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2019 as amended from time to time.

2. **Scope and extent of application.** (1) These regulations shall apply to all cases where tariff for a generating station or a unit thereof and a transmission system or an element thereof is required to be determined by the Commission under section 62 of the Act read with section 79 thereof:

Provided that any generating station for which agreement(s) have been executed for the supply of electricity to the beneficiaries on or before 5.1.2011 and the financial closure for the said generating station has not been achieved by 31.3.2024, such projects shall not be eligible for determination of tariff under these regulations unless fresh consent of the beneficiaries is obtained and furnished.

(2) These regulations shall also apply in all cases where a generating company has the arrangement for the supply of coal or lignite 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 79 thereof.

(3) These regulations shall not apply to the following cases: -

(a) Generating stations or transmission systems whose tariff has been discovered through tariff based competitive bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government and adopted by the Commission under section 63 of the Act;

(b) Generating stations based on renewable sources of energy whose tariff is determined in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources) Regulations, 2020.

3. **Definitions.** - In these regulations, unless the context otherwise requires: -

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

(2) **'Additional Capital expenditure'** means the capital expenditure incurred, or projected to be incurred after the date of commercial operation of the project by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in accordance with the provisions of these regulations;

(3) **'Additional Capitalisation'** means the additional capital expenditure admitted by the Commission after prudence check, in accordance with these regulations;

(4) **'Admitted capital cost'** means the capital cost which has been allowed by the Commission for servicing through tariff after due prudence check in accordance with the relevant tariff regulations;

(5) **'Annual Target Quantity'** or **'ATQ'** in respect of an integrated mine(s) means the quantity of coal or lignite to

be extracted during a year from such integrated mine(s) corresponding to 85% of the quantity specified in the Mining Plan;

(6) '**Ancillary Service**' or '**AS**' in relation to power system operation means the service necessary to support the grid operation in maintaining power quality, reliability and security of the grid and includes Primary Reserve Ancillary Service, Secondary Reserve Ancillary Service, Tertiary Reserve Ancillary Service, active power support for load following, reactive power support, black start and such other services as defined in the Grid Code;

(7) '**Auxiliary Energy Consumption**' 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 the transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station;

Provided that auxiliary energy consumption shall not include energy consumed for the supply of power to the housing colony and other facilities at the generating station and the power consumed for construction works at the generating station and integrated mine(s);

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.

(8) '**Auxiliary energy consumption for emission control system**' or '**AUXe**' in relation to a period in the case of coal or lignite based thermal generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the emission control system of the coal or lignite based thermal generating station in addition to the auxiliary energy consumption under clause (7) of this Regulation;

(9) '**Auditor**' means an auditor appointed by a generating company or a transmission licensee, as the case may be, in accordance with the provisions of sections 224, 233B and 619 of the Companies Act, 1956 (1 of 1956), as amended from time to time or Chapter X of the Companies Act, 2013 (18 of 2013) or any other law for the time being in force;

(10) '**Beneficiary**' in relation to a generating station covered under clauses (a) or (b) of sub-section 1 of section 79 of the Act, means a distribution licensee who is purchasing electricity generated at such generating station by entering into a Power Purchase Agreement either directly or through a trading licensee on payment of capacity charges and energy charges:

Provided that where the distribution licensee is procuring power through a trading licensee, the arrangement shall be secured by the trading licensee through back to back power purchase agreement and power sale agreement;

Provided further that beneficiary shall also include any person who has been allocated capacity in any inter-State generating station by the Government of India;

(11) '**Capital Cost**' means the capital cost as determined in Regulation 19 of these regulations in respect of generating station or transmission system, as the case may be, and Regulation 41 of these regulations in respect of integrated mine(s);

(12) '**Change in Law**' means the occurrence of any of the following events:

- (a) enactment, bringing into effect or promulgation of any new Indian law; or
- (b) adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law; or
- (c) change in interpretation or application of any Indian law by a competent court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation or application; or
- (d) change by any competent statutory authority in any condition or covenant of any consent or clearances or approval or licence available or obtained for the project; or
- (e) coming into force or change in any bilateral or multilateral agreement or treaty between the Government of India and any other Sovereign Government having implications for the generating station or the transmission system regulated under these regulations.

(13) '**Commission**' means the Central Electricity Regulatory Commission referred to in sub-section (1) of section 76 of the Act;

(14) '**Communication System**' means communication system as defined in sub clause (h) of clause (i) of Regulation

2 of the Central Electricity Regulatory Commission (Communication System for inter-State transmission of electricity) Regulations, 2017;

(15) '**Competitive Bidding**' means a transparent process for procurement of equipment, services and works in which bids are invited by the project developer by open advertisement covering the scope and specifications of the equipment, services and works required for the project, and the terms and conditions of the proposed contract as well as the criteria by which bids shall be evaluated, and shall include domestic competitive bidding and international competitive bidding;

(16) '**Cut-off Date**' shall be 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);

(17) '**Date of Commercial Operation**' or '**COD**' in respect of a thermal generating station or hydro generating station or transmission system or communication system shall have the same meaning as defined in the Grid Code, as amended from time to time:

Provided that Date of Commercial Operation of integrated mine(s) shall have the same meaning as specified in Regulation 5 of these regulations;

(18) '**Date of Operation**' or '**ODE**' in respect of an emission control system means the date of putting the emission control system into use after meeting all applicable technical and environmental standards, certified through the Management Certificate duly signed by an authorised person, not below the level of Director of the generating company;

(19) '**Date of Commencement of Production**' in respect of integrated mine(s) means the date of touching of coal or lignite, as the case may be, as declared by the generating company;

(20) '**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 as defined in the Grid Code or whole of the day, duly taking into account the availability of fuel or water, and subject to further qualification in these regulations;

(21) '**De-capitalisation**' for the purpose of the tariff under these regulations, means a reduction in Gross Fixed Assets of the project as admitted by the Commission corresponding to the inter-unit transfer of assets or the assets taken out from service;

(22) '**De-commissioning**' means removal from service of a generating station or a unit thereof or transmission system including communication 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 due to environmental concerns or safety issues or a combination of these factors;

(23) '**Design Energy**' means the quantum of energy which can be generated in a 90% dependable year with 95% installed capacity of the hydro generating station;

(24) '**Element**' means an asset which has been distinctively defined under the scope of the transmission project in the Investment Approval, such as transmission lines, including line bays and line reactors, substations, bays, compensation devices, Interconnecting Transformers which can be put to use.

(25) '**Emission control system**' means a set of equipment or devices required to be installed in a coal or lignite based thermal generating station or unit thereof to meet the revised emission standards;

(26) '**Escrow account**' 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;

(27) '**Existing Project**' means the generating station and the transmission system which has been declared under commercial operation on a date prior to 1.4.2024;

(28) '**Expansion project**' shall include any addition of new capacity to the existing generating station or augmentation of the transmission system, as the case may be;

(29) '**Expenditure Incurred**' means the fund, whether the equity or debt or both, actually deployed and paid in cash or cash equivalent, for the creation or acquisition of a useful asset and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released;

(30) '**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;

(31) '**Force Majeure**' for the purpose of these regulations means the events or circumstances or combination of events or circumstances, including those stated below, which prevent the generating company or transmission licensee from completing or operating the project, and only if such events or circumstances are not within the control of the generating company or transmission licensee and could not have been avoided, had the generating company or transmission licensee taken reasonable care or complied with prudent utility practices:

- (a) Act of God including lightning, drought, fire and explosion, earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon, tornado, geological surprises, or exceptionally adverse weather conditions which are in excess of the statistical measures for the last hundred years; or
- (b) Any act of war, invasion, armed conflict or act of a foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action; or
- (c) Industry wide strikes and labour disturbances having a nationwide impact in India; or
- (d) Delay in obtaining statutory approval for the project except where the delay is attributable to the project developer;

(32) '**Fuel Supply Agreement**' means the agreement executed between the generating company and the fuel supplier for the generation and supply of electricity to the beneficiaries;

(33) '**Generating Station**' shall have the same meaning as defined under sub-Section 30 of Section 2 of the Act and, for the purpose of these regulations, shall also include stages or blocks or units of a generating station;

(34) '**Generating Unit**' or '**Unit**' in relation to a thermal generating station (other than combined cycle thermal generating station) means steam generator, turbine-generator and auxiliaries, or in relation to a combined cycle thermal generating station, means turbine-generator and auxiliaries or combustion turbine-generator, associated waste heat recovery boiler, connected steam turbine-generator and auxiliaries, and in relation to a hydro generating station means turbine-generator and its auxiliaries;

(35) '**Grid Code**' means the Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2023;

(36) '**Gross Calorific Value**' or '**GCV**' in relation to a thermal generating station means the heat produced in kCal by the 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;

(37) '**GCV as Received**' means the GCV of coal as measured at the unloading point of the thermal generating station through collection, preparation and testing of samples from the loaded wagons, trucks, ropeways, Merry-Go-Round (MGR), belt conveyors and ships in accordance with the IS 436 (Part-1/ Section 1)- 1964:

Provided that the measurement of coal shall be carried out through sampling by a third party agency to be appointed by the generating companies in accordance with the guidelines, if any, issued by the Central Government:

Provided further that samples of coal shall be collected either manually or through hydraulic augur or through any other method considered suitable, keeping in view the safety of personnel and equipment:

Provided also that the generating companies may adopt any advanced technology for the collection, preparation and testing of samples for measurement of GCV in a fair and transparent manner;

(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;

(39) '**Implementation Agreement**' means any agreement or covenant entered into (i) between the transmission licensee and the generating company or (ii) between the transmission licensee and developer of the interconnected transmission system for the execution of generation and transmission projects in a coordinated manner, laying down the project implementation schedule and mechanism for monitoring the progress of the projects;

(40) '**Indian Governmental Instrumentality**' means the Government of India, Governments of State (where the

project is located) and any ministry or department or board or agency controlled by the Government of India or the Government of State where the project is located, or quasi-judicial authority constituted under the relevant statutes in India;

(41) '**Infirm Power**' means electricity injected into the grid prior to the date of commercial operation of a unit of the generating station in accordance with Central Electricity Regulatory Commission (Indian Electricity Grid Code) Regulations, 2023;

(42) '**Input Price**' means the price of coal or the price of lignite (including transfer price of lignite in respect of existing lignite mines) sourced from the integrated mines at which the coal or lignite 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 with Chapter 9 of these regulations;

(43) '**Installed Capacity**' or '**IC**' means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station reckoned at the generator terminals, as may be approved by the Commission from time to time;

(44) '**Integrated Mine**' means the captive mine (allocated for use in one or more identified generating stations) or basket mine (allocated to a generating company for use in any of its generating stations) or both being developed by the generating company or its affiliate for supply of coal or lignite to one or more specified end use generating stations for generation and sale of electricity to the beneficiaries;

Explanation: Affiliate shall mean a company that is directly controlled and owned by a generating company having at least twenty six percent (26%) of the voting rights of the entity.

(45) '**Inter-State Generating Station**' or '**ISGS**' has the meaning as assigned in the Grid Code;

(46) '**Investment Approval**' means approval by the Board of the generating company or the transmission licensee or Cabinet Committee on Economic Affairs (CCEA) or any other competent authority conveying administrative sanction for the project, including funding of the project and the timeline for the implementation of the project:

Provided that the date of Investment Approval shall be reckoned from the date of the resolution of the Board of the generating company or the transmission licensee where the Board is competent to accord such approval and from the date of sanction letter of competent authority in other cases:

Provided further that in respect of the integrated mine(s), funding and timeline for implementation shall be indicated separately and distinctly in the Investment Approval;

Provided further that where investment approval includes both the generating station and the integrated mine(s), the funding and timeline for implementation of the integrated mine(s) shall be worked out and indicated separately and distinctly in the Investment Approval.

(47) '**Landed Fuel Cost**' means the total cost of coal (including biomass in case of co firing), lignite or the gas/naphtha/liquid fuel 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;

(48) '**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 a conveyor belt, whichever is nearest to the mine, for despatch of coal or lignite, as the case may be;

(49) '**Long-Term Customer**' shall have the same meaning as 'Long Term Customer' as defined in the Central Electricity Regulatory Commission (Grant of Connectivity, Long-term Access and Medium-term Open Access in inter-State Transmission and related matters) Regulations, 2009 or Designated ISTS Customers (DICs) or "General Network Access Grantee" or "GNA Grantee" as defined in the Central Electricity Regulatory Commission (Connectivity and General Network Access to the inter-State Transmission System) Regulations, 2022 (excluding those granted "T-GNA");

(50) '**Maximum Continuous Rating**' or '**MCR**' in relation to a generating unit of the thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, and in relation to a block of a combined cycle thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer with water or steam injection (if applicable) and corrected to 50

Hz grid frequency and specified site conditions;

(51) **'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 of persons affected by mining operations under the relevant law;

(52) **'Mining Plan' or 'Mine Plan'** in respect of integrated mine(s) means a plan prepared in accordance with the Guidelines for Preparation, Formulation, Submission, Processing, Scrutiny, Approval and Revision of Mining Plan for the coal and lignite block issued by the Ministry of Coal, Government of India as amended from time to time or 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;

(53) **'New Project'** means the generating station or unit thereof or the transmission system or element thereof achieving its commercial operation on or after 1.4.2024;

(54) **'Non-Pit Head Generating Station' or 'Non-Pit Head Power Plant'** means coal and lignite based generating stations other than Pit Head Generating Stations.

(55) **'Operation and Maintenance Expenses' or 'O&M expenses'** means the expenditure incurred for operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, maintenance, repairs and maintenance spares, other spares of capital nature valuing up to Rs. 10 lakhs, additional capital expenditure of an individual asset costing less than Rs. 20 lakhs, consumables, insurance and overheads and fuel other than used for generation of electricity:

Provided that for integrated mine(s), the Operation & Maintenance 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.

(56) **'Original Project Cost'** means the capital expenditure incurred by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, within the original scope of the project up to the cut-off date, and as admitted by the Commission;

(57) **'Peak Rated Capacity'** in respect of integrated mine(s) means the peak rated capacity of the mine, as specified in the Mining Plan;

(58) **'Pit Head Generating Station' or 'Pit Head Power Plant'** means as defined under The Environment (Protection) Rules, 1986.

(59) **'Plant Availability Factor' or '(PAF)'** in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the days during the period expressed as a percentage of the installed capacity in MW less the auxiliary energy consumption and auxiliary energy consumption for emission control system as per these regulations;

(60) **'Plant Load Factor' or '(PLF)'** in relation to a thermal generating station or unit thereof 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:

$$PLF = 10000 \times \frac{\sum_{i=1}^N SG_i}{[N \times IC \times (100 - AUX_n - AUX_{en})]} \%$$

Where,

- IC = Installed Capacity of the generating station or unit in MW,
 SG_i = Scheduled Generation in MW for the ith time block of the period,
 N = Number of time blocks during the period,
 AUX_n = Normative auxiliary energy consumption as a percentage of gross energy generation; and

AUXen = Normative auxiliary energy consumption for emission control system as a percentage of gross energy generation, wherever applicable.

(61) '**Procedure Regulations**' means the Central Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 2023;

(62) '**Project**' means:

- i) in the case of a thermal generating station, all components of the thermal generating station and including an integrated coal mine, biomass pellet handling system, pollution control system, and effluent treatment plan, as may be required;
- ii) in the case of a hydro generating station, all components of the hydro generating station including the dam, intake water conductor system, power generating station, as apportioned to power generation; and
- iii) in case of transmission, all components of the transmission system, including the communication system;

(63) '**Prudence Check**' means scrutiny of the reasonableness of any cost or expenditure incurred or proposed to be incurred in accordance with these regulations by the generating company or the transmission licensee, as the case may be;

(64) '**Pumped Storage Hydro Generating Station**' means a hydro generating station which generates power through energy stored in the form of water energy, pumped from a lower elevation reservoir to a higher elevation reservoir;

(65) '**Rated Voltage**' means as specified in the Grid Code;

(66) '**Reference Rate of Interest**' means the one year marginal cost of funds based lending rate (MCLR) of the State Bank of India (SBI) issued from time to time plus 325 basis points;

(67) '**Revised Emission Standards**' in respect of thermal generating station means the revised norms notified as per Environment (Protection) Amendment Rules, 2015 or any other Rules as may be notified from time to time;

(68) '**Run-of-River Generating Station**' means a hydro generating station which does not have upstream pondage;

(69) '**Run-of-River Generating Station with Pondage**' means a hydro generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;

(70) '**Scheduled Commercial Operation Date**' or '**SCOD**' shall mean the date(s) of commercial operation of a generating station or generating unit thereof or transmission system or element thereof and associated communication system as indicated in the Investment Approval or as agreed in power purchase agreement or transmission service agreement as the case may be, whichever is earlier;

(71) '**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;

(72) '**Scheduled Generation**' or '**Scheduled injection**' for a time block or any period means the schedule of generation or injection in MW or MWh ex-bus, including the schedule for Ancillary Services given by the concerned Load Despatch Centre in accordance with the Grid Code;

(73) '**Schedule Drawal**' for a time block or any period means the schedule of drawal in MW or MWh ex-bus, including the schedule for Ancillary Services given by the concerned Load Despatch Centre;

(74) '**Sharing Regulations**' means Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Transmission Charges and Losses in inter-State Transmission System) Regulations, 2020 as amended from time to time;

(75) '**Small Gas Turbine Generating Station**' means and includes open cycle gas turbine or combined cycle generating station with gas turbines in the capacity range of 50 MW or below;

(76) '**Start Date or Zero Date**' means the date indicated in the Investment Approval for commencement of implementation of the project, and where no such date has been indicated, the date of Investment Approval shall be deemed to be Start Date or Zero Date;

(77) '**Statutory Charges**' means and includes taxes, cess, duties, royalties and other charges levied through Acts of the Parliament or State Legislatures or by Indian Government Instrumentality under relevant statutes;

(78) **'Storage Type Generating Station'** means a hydro generating station associated with storage capacity to enable variation of generation of electricity according to demand;

(79) **'Thermal Generating Station'** means a generating station or a unit thereof that generates electricity using fossil fuels such as coal, lignite, gas, liquid fuel or a combination of these as its primary source of energy or co-firing of biomass with coal;

(80) **'Transmission Line'** shall have the same meaning as defined in sub-section (72) of Section 2 of the Act;

(81) **'Transmission Service Agreement'** means the agreement entered into between the transmission licensee and the Designated ISTS Customers or long-term transmission customers or Central Transmission Utility as applicable in accordance with the Sharing Regulations and shall include the Bulk Power Transmission Agreement and Long Term Access Agreement;

(82) **'Transmission System'** means a line or a group of lines with or without associated sub-station, equipment associated with transmission lines and sub-stations identified under the scheme as per the Investment Approval(s) and shall include associated communication system;

(83) **'Trial Operation'** in relation to the transmission system shall have the same meaning as specified in Regulation 23 of Grid Code;

(84) **'Trial Run'** in relation to the generating station shall have the same meaning as specified in Regulation 22 of Grid Code;

(85) **'Sub-Station'** shall have the same meaning as defined in sub-section (69) of section 2 of the Act;

(86) **'Unloading Point'** means the point within the premises of the coal or lignite based thermal generating station where the coal or lignite is unloaded from the rake or truck or any other mode of transport;

(87) **'Useful Life'** in relation to a unit of a generating station, integrated mines, transmission system and communication system from the date of commercial operation shall mean the following:

(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 Substation (GIS)	25 years
(e)	Hydro generating station including pumped storage hydro generating stations	40 years
(f)	Transmission line (including HVAC & HVDC)	35 years
(g)	Optical Ground Wire (OPGW)	15 years
(h)	IT system, SCADA and Communication system excluding OPGW	7 years
(i)	Integrated mine(s)	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.

(88) The words and expressions used in these regulations and not defined herein but defined in the Act or any other regulations of the Commission, shall have the meaning assigned to them under the Act or any other regulations of the Commission.

4. **Interpretations:** - In these regulations, unless the context otherwise requires:

- (1) 'Day' means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 0000 hours;
- (2) 'kCal' means a unit of heat energy contents in mineral, measured in one kilo calories or one thousand calories of heat produced at any instantaneous period;
- (3) 'Kilowatt-Hour' or 'kWh' means a unit of electrical energy, measured in one kilowatt or one thousand watts of power produced or consumed over a period of one hour;
- (4) 'Quarter' means the period of three months commencing on the first day of April, July, October and January of each financial year in case of an existing project, and in case of a new project, in respect of the first quarter, from the date of commercial operation to the last day of June, September, December or March, as the case may be;
- (5) 'Tonne' means a metric tonne of coal or lignite in respect of integrated mine(s);
- (6) 'Year' means a financial year beginning on 1st April and ending on 31st March:
Provided that the first year in case of a new project or integrated mine(s) shall commence from the date of commercial operation and end on the immediately following 31st March.
- (7) Reference to any Act, Rules, and Regulations shall include amendment or consolidation or re-enactment thereof.

CHAPTER – 2

DATE OF COMMERCIAL OPERATION

5. **Date of Commercial Operation:** (1) The date of commercial operation of a generating station or unit thereof or a transmission system or element thereof and associated communication system shall be determined in accordance with the provisions of the Grid Code. In the event of mismatch of COD between associated transmission and/or generating stations, the liability for the transmission charges shall be in accordance with the provisions of the Sharing Regulations, 2020 as amended from time to time.

(2) 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 Regulation 7 of these regulations, exceeds total expenditure in that year; or
- c) the date of two years from the date of commencement of production:

Provided that on the earliest occurrence of any of the events under sub-clauses (a) to (c) of Clause 0 of this Regulation, 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 0 of this Regulation;

Provided also that the 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.

6. **Sale of Infirm Power:** Supply of infirm power shall be in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2022:

Provided that any revenue earned by the generating company from the supply of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be applied in adjusting the capital cost accordingly.

7. **Supply of Coal or Lignite prior to the Date of Commercial Operation of Integrated Mine:** The input price for the supply of coal or lignite from the integrated mine(s) prior to their date of commercial operation shall be:

- (a) in the case of coal, 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; and
- (b) in the case of lignite, the estimated price available in the investment approval or the last available pooled lignite price as determined by the Commission for the transfer price of lignite, whichever is lower:

Provided that any revenue earned from the 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).

CHAPTER-3

PROCEDURE FOR TARIFF DETERMINATION

8. **Tariff determination**

(1) Tariff in respect of a generating station and emission control system, wherever applicable, may be determined for the whole of the generating station or unit thereof, and tariff in respect of a transmission system may be determined for the whole of the transmission system or element thereof or associated communication system:

Provided that:

- (i) In case of commercial operation of all the units of a generating station or all elements of a transmission system prior to 1.4.2024, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall file a consolidated petition in respect of the entire generating station or transmission system for the purpose of determination of tariff for the period from 1.4.2024 to 31.3.2029:
 - (ii) Tariff of the associated communication system forming part of the transmission system which has achieved commercial operation prior to 1.4.2014 shall be as per the methodology approved by the Commission prior to 1.4.2014.
 - (iii) The generating company shall file an application for determination of supplementary tariff for the emission control system installed in a coal or lignite based thermal generating station in accordance with these regulations not later than 90 days from the date of operation of such emission control system.
- (2) Where only a part of the generation capacity of a generating station is tied up for supplying power to the beneficiaries through a long term power purchase agreement, the units for such part capacity shall be clearly identified and, in such cases, the tariff shall be determined for such identified capacity. Where the unit(s) corresponding to such part capacity cannot be identified, the tariff of the generating station may be determined with reference to the capital cost of the entire project, but the tariff so determined shall be applicable corresponding to the part capacity contracted for supply to the beneficiaries.
- (3) In case of expansion of the existing generating station, the tariff shall be determined for the expanded capacity in accordance with these regulations:

Provided that the common infrastructure of the existing generating station, shall be utilized for the expanded capacity and the benefit of new technology in the expanded capacity, as determined by the Commission, shall be extended to the existing capacity.

(4) Assets installed for implementation of the revised emission standards shall form part of the existing generation project, and the tariff thereof shall be determined separately in accordance with the application filed under the 5th proviso to Clause (1) of Regulation 9 of these Regulations.

(5) Energy charge component of the tariff of the generating station getting coal or lignite from the integrated mine shall be determined based on the input price of coal or lignite, as the case may be, from such integrated mines:

Provided that the generating company shall maintain the account of the integrated mine separately and submit the cost of the integrated mine, in accordance with these regulations, duly certified by the Auditor.

(6) Tariff of generating station using coal washery rejects developed by Central or State PSUs or Joint Venture between a Government Company and a company other than a Government Company shall be determined in accordance with these regulations:

Provided that in case of a Joint Venture between a Government Company and a Company other than the

Government Company, the shareholding of the company other than the Government Company either directly or through any of its subsidiary companies or associate companies shall not exceed 26% of the paid up share capital:

Provided further that the energy charge component of the tariff of such generating station or unit thereof shall be determined based on the fixed cost and the variable cost of the coal washery project;

Provided also that the Gross Calorific Value of coal rejects shall be measured jointly by the generating company and the beneficiaries.

(7) In the case of multi-purpose hydro schemes, with irrigation, flood control and power components, the capital cost chargeable to the power component of the scheme only shall be considered for the determination of tariff.

(8) If an existing transmission project is granted a licence under section 14 of the Act, read with clause (c) of Regulation 6 of the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of grant of Transmission Licence for Inter-State Transmission of electricity and related matters) Regulations, 2009, the tariff of such project shall be applicable from the date of grant of transmission licence or from the date as indicated in the transmission licence, as the case may be. In such cases, the applicant shall file a petition as per Annexure-I (Part III) to these regulations, clearly demarcating the assets which form part of the business of generation and transmission, the value of such assets, source of funding and other relevant details after adjusting the cumulative depreciation and loan repayment, duly certified by the Auditor.

9. Application for determination of tariff

(1) The generating company or the transmission licensee may make an application for determination of tariff for a new generating station or unit thereof or transmission system or element thereof in accordance with these Regulations within 90 days from the actual date of commercial operation:

Provided that where the transmission system comprises various elements, the transmission licensee shall file an application for determination of tariff for a group of elements on incurring of expenditure of not less than Rs. 100 Crore or 70% of the cost envisaged in the Investment Approval, whichever is lower, as on the actual date of commercial operation:

Provided further that transmission licensees shall combine the elements of the transmission system in the Investment Approval, which are attaining commissioning during a particular month and declare a single COD for the combined Asset, which shall be the date of the COD of the last element commissioned in that month and such Asset shall be treated as single Asset for tariff purposes;

Provided further that the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall submit an Auditor Certificate and, in case of non-availability of an Auditor Certificate, a Management Certificate duly signed by an authorised person, not below the level of Director of the company indicating the estimated capital cost incurred as on the date of commercial operation and the projected additional capital expenditure for respective years of the tariff period 2024-29;

Provided that for a new generating station or unit thereof or transmission system or element thereof, the applicant, through a specific prayer in its application filed under Regulation 9(1) of these regulations, may plead for an interim tariff, and the Commission may consider granting interim tariff from the date of commercial operation after the first hearing of the application and where such interim tariff of the generating station or unit thereof and the transmission system or element thereof including communication system has been determined based on Management Certificate, the generating company or the transmission licensee shall submit the Auditor Certificate not later than 90 days from the date of Commercial Operation;

Provided also that the generating company shall file an application for determination of supplementary tariff for the emission control system installed in coal or lignite based thermal generating station in accordance with these regulations not later than 90 days from the date of start of operation of such emission control system.

(2) In case of an existing generating station or unit thereof, or transmission system or element thereof, the application shall be made by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, by 30.11.2024, based on admitted capital cost including additional capital expenditure already admitted and incurred up to 31.3.2024 (either based on actual or projected additional capital expenditure) and estimated additional capital expenditure for the respective years of the tariff period 2024-29 along with the true up petition for the period 2019-24 in accordance with the CERC (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2019.

(3) In case an emission control system is required to be installed in the existing generating station or unit thereof to meet the revised emission standards, an application shall be made for the determination of supplementary tariff (capacity charges or energy charge or both) based on the actual capital expenditure duly certified by the Auditor.

(4) Where the generating company has the arrangement for the supply of coal or lignite from an integrated mine(s) to one or more of its generating stations, the generating company shall file a petition for determination of the input price of coal or lignite for determining the energy charge along with the tariff petitions for one or more generating stations in accordance with the provision of Chapter 9 of these regulations:

Provided that a generating company with integrated mine(s) shall file a petition for determination of the input price of coal or lignite from the integrated mine(s) not later than 90 days from the date of actual commercial operation of the integrated mine(s) in accordance with these regulations.

(5) In case the generating company or the transmission licensee files the application as per the timeline specified in sub-clause (1) to (4) of this Regulation, carrying cost at the simple interest rate of 1-year SBI MCLR plus 100 basis points shall be allowed from the date of commercial operation of the project:

Provided that in case the generating company or the transmission licensee delays in filing of application as per the timeline specified in sub-clause (1) to (4) of this Regulation, carrying cost shall be allowed to the generating company or the transmission licensee from the date of filing of the application as per Regulation 10(6) and 10(7) of these regulations.

10. Determination of tariff

(1) The generating company for a specific generating station or unit thereof or for an integrated mine or the transmission licensee for a transmission system or element thereof, as the case may be, shall file a petition before the Commission as per **Annexure-I** to these regulations containing the details of underlying assumptions for the capital expenditure and additional capital expenditure incurred and projected to be incurred, wherever applicable.

(2) If the petition is deficient in any respect as required under **Annexure-I** to these regulations, the application shall be returned to the generating company or transmission licensee, as the case may be, for resubmission of the petition within one month of the date of return of the application after rectifying the deficiencies as may be pointed out by the staff of the Commission.

(3) If the information furnished in the petition is in accordance with these regulations, the Commission may consider granting an interim tariff of up to ninety per cent (90%) of the tariff claimed in the case of a new generating station or unit thereof or transmission system, or element thereof during the first hearing of the application for billing purposes till the final tariff is determined by the Commission:

Provided that in case the final tariff determined by the Commission is lower than the interim tariff by more than 10%, the generating company or transmission licensee shall return the excess amount recovered from the beneficiaries or long term customers, as the case may be, with simple interest at 1.20 times of the rate worked out on the basis of 1 year SBI MCLR plus 100 basis points prevailing as on 1st April of the financial year in which such excess recovery was made.

(4) In the case of the existing projects, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall continue to bill the beneficiaries or the long term customers at the capacity charges or the transmission charges, respectively, as approved by the Commission and applicable as on 31.3.2024 for the period starting from 1.4.2024 till approval of final capacity charges or transmission charges by the Commission in accordance with these regulations:

Provided that the billing for energy charges w.e.f. 1.4.2024 shall be as per the operational norms specified in these regulations.

(5) The Commission shall grant the final tariff in the case of existing and new projects after considering the replies received from the respondents and suggestions and objections, if any, received from the general public and any other person permitted by the Commission, including consumers or consumer associations.

(6) Subject to Sub-Clause (7) below, the difference between the tariff determined in accordance with clauses (3) and (5) above and clauses (4) and (5) above, shall be recovered from or refunded to, the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, with simple interest at the rate equal to the 1 year SBI MCLR plus 100 basis points prevailing as on 1st April of the respective year of the tariff period, in a maximum of six equal monthly instalments;

Provided that the bills to recover or refund shall be raised by the generating company or the transmission licensees within 45 days from the issuance of the Order;

Provided further that such interest, including that determined as per sub-clause (7) of this regulation shall be payable till the date of issuance of the Order and no interest shall be allowed or levied during the period of six-monthly instalments;

Provided further that in case where money is to be refunded and there is a delay in the raising of bills by the generating company or transmission licensees beyond 45 days from the issuance of the Order, it shall attract a late payment surcharge as applicable in accordance with these regulations.

(7) Where the capital cost approved by the Commission on the basis of projected additional capital expenditure exceeds the actual trued up additional capital expenditure incurred on a year to year basis by more than 10%, the generating company or the transmission licensee shall refund to the beneficiaries or the long term customers as the case may be, the tariff recovered corresponding to the additional capital expenditure not incurred, as approved by the Commission, along with simple interest at 1.20 times of the rate worked out on the basis of 1 year SBI MCLR plus 100 basis points as prevalent on 1st April of the respective year.

11. **In-principle approval in specific circumstances:** The generating company for a specific generating station or for an integrated mine or the transmission licensee undertaking any additional capitalization on account of change in law events or force majeure conditions 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, estimates and justification for such expenditure if the estimated expenditure exceeds 10% of the admitted capital cost of the project or Rs.100 Crore, whichever is lower.

12. **Truing up of tariff for the period 2019-24:** The tariff of the generating stations, integrated mines, and transmission systems for the period 2019-24 shall be trued up in accordance with the provisions of Regulation 13 of the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2019 along with the tariff petition for the period 2024-29. The capital cost admitted as on 31.3.2024 based on the truing up shall form the basis of the opening capital cost as on 1.4.2024 for the tariff determination for the period 2024-29.

13. **Truing up of tariff for the period 2024-29:** (1) The Commission shall carry out the truing up exercise for the period 2024-29, along with the tariff petition filed for the next tariff period, for the following:

- a) the capital expenditure, including additional capital expenditure incurred up to 31.03.2029 as admitted by the Commission after prudence checks at the time of truing up;
- b) the capital expenditure, including additional capital expenditure incurred up to 31.03.2029 on account of Force Majeure and Change in Law as admitted by the Commission;
- c) the additional capital expenditure incurred up to 31.03.2029 on account of the Emission Control System as admitted by the Commission.

(2) The input price of coal or lignite from the integrated mine(s) of the generating station(s) for the tariff period 2024-29 shall be trued up for:

- a) The capital expenditure, including additional capital expenditure incurred up to 31.03.2029 as admitted by the Commission after prudence check at the time of truing up;
- b) the capital expenditure, including additional capital expenditure incurred up to 31.03.2029 on account of Force Majeure and Change in Law, as admitted by the Commission.
- c) The Operation and Maintenance expenses in accordance with provisions of Regulation 46 of these Regulations.

(3) The generating company for a specific generating station or for an integrated mine, or the transmission licensee, as the case may be, shall make an application, as per Annexure -I to these regulations, for carrying out truing up exercise in respect of the generating station or a unit thereof or the transmission system or an element thereof by 30.11.2029.

(4) The generating company for a specific generating station or for an integrated mine, or the transmission licensee, as the case may be, may make an application for interim truing up of tariff in the year 2026-27 if the annual fixed cost increases by more than 20% over the annual fixed cost as determined by the Commission for the respective years of the tariff period:

Provided that if the actual additional capital expenditure falls short of the projected additional capital

expenditure allowed under provisions of Chapter 7 of these regulations or reduction of tariff on account of change in the rate of interest on loan or income tax rate, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall not be required to file any interim true up petition for this purpose and shall refund to the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, the excess tariff recovered corresponding to the projected additional capital expenditure not incurred or on account of change in the rate of interest on loan or income tax rate, in the same manner as specified in Regulation 10(6) and 10(7) of these regulations, as the case may be under intimation to the Commission:

Provided further that the generating company or the transmission licensee shall submit the complete details along with the calculations of the refunds made to the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, at the time of true up.

(5) After truing up, if the tariff or the input price already recovered exceeds or falls short of the tariff or the input price approved by the Commission under these regulations, the generating company or the transmission licensee, shall refund to or recover from, the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, the excess or the shortfall amount, in accordance with Regulation 10(6) and 10(7) of these regulations as may be applicable.

Provided that in case of input price of coal and lignite, the generating company shall refund such excess amount or recover the shortfall amount from the beneficiaries based on scheduled energy.

CHAPTER- 4

TARIFF STRUCTURE

14. **Components of Tariff:** (1) The tariff for the 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 as specified in Regulation 15 of these regulations) and energy charge (for recovery of primary and secondary fuel cost and cost of limestone and any other reagent, where applicable as specified in Regulation 16 of these regulations).

(2) The Supplementary tariff consisting of supplementary capacity charges and supplementary energy charges, on account of the implementation of revised emission standards in existing generating stations or new generating stations, as the case may be, shall be determined by the Commission separately.

(3) The capacity charge and energy charge of a generating station shall be determined in accordance with the provisions of Chapter 11 of these regulations. The input price of coal or lignite from the integrated mine, as determined in accordance with the provisions of Chapter 9 of these regulations, shall form part of the energy charge of the generating station.

(4) The tariff for the supply of electricity from a hydro generating station shall comprise a capacity charge and an energy charge to be derived in the manner specified in Regulation 65 or 66 of these regulations, as may be applicable, for recovery of the annual fixed cost consisting of the components referred to in Regulation 15 of these regulations.

(5) The tariff for transmission of electricity on inter-State transmission system shall comprise transmission charges for recovery of annual fixed cost consisting of the components specified in Regulation 15 of these regulations.

15. **Capacity Charges:** (1) The capacity charges shall be derived on the basis of annual fixed costs. The Annual Fixed Cost (AFC) of a generating station or a transmission system, including a communication system, shall consist of the following components:

- (a) Return on equity;
- (b) Interest on loan capital;
- (c) Depreciation;
- (d) Interest on working capital; and
- (e) Operation and maintenance expenses:

Provided that Special Allowance in lieu of R&M, where opted in accordance with Regulation 28 of these regulations, shall be recovered separately and shall not be considered for computation of working capital.

(2) **Supplementary Capacity Charges:** Supplementary capacity charges shall be derived on the basis of the Annual

Fixed Cost for emission control system (AFCE). The Annual Fixed Cost for the emission control system shall consist of the components as listed in Sub-clauses (a) to (e) of Clause (1) of this Regulation.

16. **Energy Charges:** Energy charges shall be derived on the basis of the landed fuel cost (LFC) of a generating station (excluding hydro) and shall consist of the following costs:

- (a) Landed Fuel Cost of primary fuel;
- (b) Cost of secondary fuel oil consumption; and
- (c) Cost of limestone or any other reagent, as applicable:

Provided that any refund of taxes and duties along with any amount received on account of penalties from the fuel supplier shall be adjusted in fuel cost:

Provided further that the supplementary energy charges, if any, on account of meeting the revised emission standards in case of a thermal generating station shall be determined separately by the Commission as per Regulation 64 of these regulations;

Provided also that in case of supply of coal or lignite from the integrated mine(s), the landed cost of primary fuel shall be based on the input price of coal or lignite, as the case may be, as computed in accordance with these regulations.

17. **Special Provisions for Tariff for Thermal Generating Station which have Completed 25 Years of Operation from Date of Commercial Operation:** In respect of a thermal generating station that has completed 25 years of operation from the date of commercial operation and the power purchase agreement for supply of electricity to beneficiaries from such generating station is not extended, the generating company and the beneficiary may agree on an arrangement, including provisions for target availability and incentive, where in addition to the energy charge, capacity charges determined under these regulations shall also be recovered based on scheduled generation.

CHAPTER – 5

CAPITAL STRUCTURE

18. **Debt-Equity Ratio:** (1) For new projects, the debt-equity ratio of 70:30 as on date of commercial operation shall be considered. 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 that:

- i. where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, actual equity shall be considered for determination of tariff:
- ii. the equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment:
- iii. any grant obtained for the execution of the project shall not be considered as a part of capital structure for the purpose of debt: equity ratio.

Explanation-The premium, if any, raised by the generating company or the transmission 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, only if such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the generating station or the transmission system.

(2) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall submit the resolution of the Board of the company or the approval of the competent authority in other cases regarding the infusion of funds from internal resources in support of the utilization made or proposed to be made to meet the capital expenditure of the generating station or the transmission system including communication system, as the case may be.

(3) In the case of the generating station and the transmission system, including the communication system declared under commercial operation prior to 1.4.2024, the debt-equity ratio allowed by the Commission for the determination

of tariff for the period ending 31.3.2024 shall be considered:

Provided that in the case of a generating station or a transmission system, including a communication system which has completed its useful life as on 1.4.2024 or is completing its useful life during the 2024-29 tariff period, if the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall not be taken into account for tariff computation;

Provided further that in case of projects owned by Damodar Valley Corporation, the debt: equity ratio shall be governed as per sub-clause (ii) of clause (2) of Regulation 96 of these regulations.

(4) In the case of the generating station and the transmission system, including communication system declared under commercial operation prior to 1.4.2024, but where debt: equity ratio has not been determined by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2024, the Commission shall approve the debt: equity ratio in accordance with clause (1) of this Regulation.

(5) Any expenditure incurred or projected to be incurred on or after 1.4.2024 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff, and renovation and modernisation expenditure for life extension shall be serviced in the manner specified in clause (1) of this Regulation.

(6) Any expenditure incurred for the emission control system during the tariff period as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of supplementary tariff, shall be serviced in the manner specified in clause (1) of this Regulation.

CHAPTER-6

COMPUTATION OF CAPITAL COST

19. **Capital Cost:** (1) The Capital cost of the generating station or the transmission system, as the case may be, as determined by the Commission after prudence checks in accordance with these regulations shall form the basis for the determination of tariff for existing and new projects.

(2) The Capital Cost of a new project shall include the following:

- (a) The expenditure incurred or projected to be incurred up to the date of commercial operation of the project;
- (b) Interest during construction and financing charges, on the loans (i) being equal to 70% of the funds deployed and, in the event actual equity is in excess of 30% on a pari-passu basis, by treating the excess equity over and above 30% of the funds deployed as a normative loan, or (ii) being equal to the actual amount of the loan in the event of actual equity being less than 30% of the funds deployed;
- (c) Any gain or loss on account of foreign exchange risk variation pertaining to the loan amount availed during the construction period;
- (d) Interest during construction and incidental expenditure during construction as computed in accordance with these regulations;
- (e) Capitalised initial spares subject to the ceiling rates in accordance with these regulations;
- (f) Expenditure on account of additional capitalization and de-capitalisation determined in accordance with these regulations;
- (g) Adjustment of revenue due to the sale of infirm power in excess of fuel cost prior to the date of commercial operation as specified under Regulation 6 of these regulations;
- (h) Adjustment of revenue earned by the transmission licensee by using the assets before the date of commercial operation;
- (i) Capital expenditure on account of ash disposal and utilization including handling and transportation facility;
- (j) Capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal up to the receiving end of the generating station but does not include the transportation cost and any other appurtenant cost paid to the railway;
- (k) Capital expenditure on account of biomass handling equipment and facilities, for co-firing;

- (l) Capital expenditure on account of emission control system necessary to meet the revised emission standards and sewage treatment plant;
- (m) Expenditure on account of the fulfilment of any conditions for obtaining environment clearance for the project;
- (n) Expenditure on account of change in law and force majeure events; and
- (o) Capital cost incurred or projected to be incurred by a thermal generating station, on account of implementation of the norms under the Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of the Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries.
- (p) Expenditure required to enable flexible operation of the generating station at lower loads.
- (3) The Capital cost of an existing project shall include the following:
- (a) Capital cost admitted by the Commission prior to 1.4.2024 duly tried up by excluding liability, if any, as on 1.4.2024;
- (b) Additional capitalization and de-capitalization for the respective year of tariff as determined in accordance with these regulations;
- (c) Capital expenditure on account of renovation and modernisation as admitted by this Commission in accordance with these regulations;
- (d) Capital expenditure on account of ash disposal and utilization, including handling and transportation facility;
- (e) Capital expenditure incurred towards railway infrastructure and its augmentation for transportation of coal up to the receiving end of generating station but does not include the transportation cost and any other appurtenant cost paid to the railway;
- (f) Capital cost incurred or projected to be incurred by a thermal generating station, on account of implementation of the norms under the Perform, Achieve and Trade (PAT) scheme of the Government of India shall be considered by the Commission subject to sharing of benefits accrued under the PAT scheme with the beneficiaries;
- (g) Expenditure required to enable flexible operation of the generating station at lower loads;
- (h) Capital expenditure on account of biomass handling equipment and facilities, for co-firing; and
- (i) Expenditure on account of change in law and force majeure events;
- (4) The capital cost in case of existing or new hydro generating stations shall also include:
- (a) cost of approved rehabilitation and resettlement (R&R) plan of the project in conformity with National R&R Policy and R&R package as approved; and
- (b) cost of the developer's 10% contribution towards the Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana (RGGVY) and Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana (DDUGJY) project in the affected area.
- (c) For uninterrupted and timely development of Hydro projects, expenditure incurred towards developing local infrastructure in the vicinity of the power plant not exceeding Rs. 10 lakh/MW shall be considered as part of the Capital cost, and in case the same work is covered under budgetary support provided by the Government of India, the funding of such works shall be adjusted on receipt of such funds:
- Provided that such funds shall be allowed only if the funds are spent through Indian Governmental Instrumentality;
- (5) For Projects acquired through NCLT proceedings under the Insolvency and Bankruptcy Code, 2016, the following shall be considered while approving Capital Costs for the determination of tariff:
- (a) For projects already under operation, historical GFA of the project acquired or the acquisition cost paid by the generating company, whichever is lower;

- (b) For considering the historical GFA for the purpose of Sub-Clause (a) above, the same shall be the capital cost approved by the appropriate commission till the date of acquisition;

Provided that in the absence of any prior approved capital cost of an Appropriate Commission, the Commission shall consider the same on the basis of audited accounts subject to prudence check;

Provided further, that in case additional capital expenditure is required post acquisition of an already operational project, the same shall be considered under the provisions of Chapter 7 of these Regulations;

- (c) In case any under construction project is acquired that has yet to achieve commercial operation, the acquisition cost or the actual audited cost incurred till the date of acquisition, whichever is lower, shall be considered, and;
- (d) any additional capital expenditure incurred post acquisition of such project up to the date of commercial operation of the project in line with the investment approval of the Board of Directors of the generating company or the transmission licensees shall also be considered on a case to case basis subject to prudence check:

Provided that post commercial operation, additional capital expenditure shall be allowed under the provisions of Chapter 7 of these Regulations.

- (6) The following shall be excluded from the capital cost of the existing and new projects:

- (a) The assets forming part of the project but not in use, as declared in the tariff petition;
- (b) De-capitalised Assets after the date of commercial operation on account of obsolescence;
- (c) De-capitalised Assets on account of upgradation or shifting from one project to another project:

Provided that in case such an asset is recommended for further utilisation by the Regional Power Committee in consultation with CTU, such asset shall be de-capitalised from the original project only after its redeployment;

Provided further that unless shifting of an asset from one project to another is of a permanent nature, there shall be no de-capitalization of the concerned assets.

- (d) In the case of hydro generating stations, any expenditure incurred or committed to be incurred by a project developer for getting the project site allotted by the State Government by following a transparent process;
- (e) Proportionate cost of land of the existing generation or transmission project, as the case may be, which is being used for generating power from a generating station based on renewable energy as may be permitted by the Commission; and
- (f) Any grant received from the Central or State Government or any statutory body or authority for the execution of the project that does not carry any liability of repayment.

20. **Prudence Check of Capital Cost:** The following principles shall be adopted for prudence check of capital cost of the existing or new projects:

- (1) In the case of the thermal generating station and the transmission system, the prudence check of capital cost shall include scrutiny of the capital expenditure, in light of the capital cost of similar projects based on past historical data, wherever available, reasonableness of the financing plan, interest during construction, incidental expenditure during construction, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, procurement of equipment and materials through competitive bidding as given in Regulation 101 below and such other matters as may be considered appropriate by the Commission:

Provided that, while carrying out the prudence check, the Commission shall also examine whether the generating company or transmission licensee, as the case may be, has been prudent in its judgments and decisions in the execution of the project.

- (2) The Commission may, for the purpose of vetting of capital cost of hydro generating stations, appoint an independent agency or an expert body:

Provided that the Designated Independent Agency already appointed under the guidelines issued by the Commission under Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2009

shall continue till completion of the assigned project.

(3) Where the power purchase agreement entered into between the generating company and the beneficiaries provides for the ceiling of actual capital expenditure, the Commission shall take into consideration such ceiling for prudence check.

(4) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall furnish the capital cost for the execution of the existing and new projects as per Annexure-I to these regulations along with tariff petition for the purpose of creating a database of benchmark capital cost of various components.

21. Interest During Construction (IDC) and Incidental Expenditure during Construction (IEDC)

(1) Interest during construction (IDC) shall be computed considering the actual loan and normative loan after taking into account the prudent phasing of funds up to actual COD:

Provided that IDC on a normative loan corresponding to excess equity over 30% of funds deployed shall be allowed only in cases where the actual infusion of equity on a pari-passu basis is more than 30% of total funds deployed and shall be computed on a quarterly basis;

Provided further that in case IDC on normative loan is to be allowed prior to infusion of actual loan, rate of interest for computing such IDC shall be equal to 1-year SBI MCLR as prevailing on 1st April of the respective year;

Provided further that IDC on normative loan, post infusion of actual loan shall be computed based on WAROI for that respective quarter.

(2) Incidental expenditure during construction (IEDC) shall be computed from the zero date, taking into account pre-operative expenses up to actual COD:

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

(3) In case of additional costs on account of IDC and IEDC due to delay in achieving the COD, the generating company for a specific generating station or for an integrated mine or the transmission licensee, as the case may be, shall be required to furnish detailed justifications with supporting documents for such delay, including prudent phasing of funds in the case of IDC and details of IEDC during the period of delay and liquidated damages recovered or recoverable corresponding to the delay.

(4) If the delay in achieving the COD is not attributable to the generating company or the transmission licensee, such additional IDC and IEDC may be allowed after a prudence check, and the liquidated damages, if any, recovered from the contractor or supplier or agency shall be adjusted to the capital cost of the generating station or the transmission system, as the case may be.

(5) If the delay in achieving the COD is attributable either in entirety or in part to the generating company or the transmission licensee or its contractor or supplier or agency, in such cases, IDC and IEDC due to such delay may be disallowed after a prudence check, either in entirety or on a pro-rata basis corresponding to the period of delay not condoned vis-à-vis total implementation period, and the liquidated damages, if any, recovered from the contractor or supplier or agency shall be retained by the generating company or the transmission licensee, in the same proportion of delay not condoned vis-à-vis total implementation period.

[Note: For e.g.: In case a project was scheduled to be completed in 48 months and is actually completed in 60 months. Out of 12 months of time overrun, if only 6 months of time overrun is condoned, the allowable IDC and IEDC shall be computed by considering the total IDC and IEDC incurred for 60 months and allowed in the proportion of 54 months over 60 month period.]

Provided that in cases where delay in achieving COD is beyond six months from SCOD on account of delay in obtaining approval of any of the following activities namely, i) forest clearance, ii) NHAI clearance, or iii) Railways permission, a time overrun maximum up to 95% shall be allowed after prudence check.

(6) For the purpose of Clauses (4) and (5) of this Regulation, IDC on actual loan and normative loan shall be considered in accordance with the normative debt-equity ratio specified under clause (1) of Regulation 18 of these

regulations.

22. **Controllable and Uncontrollable factors:** The following shall be considered as controllable and uncontrollable factors for deciding time overrun, cost escalation, IDC and IEDC of the new projects:

(1) The "controllable factors" shall include but shall not be limited to the following:

- a. Efficiency in the implementation of the new projects not involving an approved change in scope of such new projects or change in statutory levies or change in law or force majeure events; and
- b. Delay in execution of the new projects on account of contractor or supplier or agency of the generating company or transmission licensee.

(2) The "uncontrollable factors" shall include but shall not be limited to the following:

- a. Force Majeure events;
- b. Change in Law; and
- c. Land acquisition-except where the delay is attributable to the generating company or the transmission licensee.

23. **Initial Spares:** Initial spares shall be capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost, subject to the following ceiling norms:

(a)	Coal-based/lignite-fired thermal generating stations -	4.0%
(b)	Gas Turbine/ Combined Cycle thermal generating Stations	4.0%
(c)	Hydro generating stations including pumped storage - hydro generating station	4.0%
(d)	Transmission system	
(i)	Transmission line	1.00%
(ii)	Transmission Sub-station	
	-Green Field	4.00%
	-Brown Field	6.00%
(iii)	Series Compensation devices and HVDC Station	4.00%
(iv)	Gas Insulated Sub-station (GIS)	
	-Green Field	5.00%
	-Brown Field	7.00%
(v)	Communication system	3.50%
(vi)	Static Synchronous Compensator	6.00%

Provided that:

- i. Plant and Machinery cost shall be considered as the original project cost excluding IDC, IEDC, Land Cost and Cost of Civil Works. The generating company and the transmission licensee, for the purpose of estimating Plant and Machinery Costs, shall submit the break-up of head-wise IDC and IEDC in its tariff application;
- ii. where the generating station has any transmission equipment forming part of the generation project, the ceiling norms for initial spares for such equipment shall be as per the ceiling norms specified for the transmission

- system under these regulations.
- iii. where the emission control system is installed, the norms of initial spares specified in this Regulation for coal or lignite based thermal generating stations, as the case may be, shall apply.
- iv. Initial spares of high voltage underground cables used for the transmission system shall be allowed based on actuals on a case-to-case basis after carrying out due a prudence check.

CHAPTER – 7

COMPUTATION OF ADDITIONAL CAPITAL EXPENDITURE

24. Additional Capitalisation within the original scope and up to the cut-off date

(1) The additional capital expenditure in respect of a new project or an existing project 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:

- (a) Payment made towards admitted liabilities for works executed up to the cut-off date;
- (b) Works deferred for execution;
- (c) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, in accordance with the provisions of Regulation 23 of these regulations;
- (d) Payment against the award of arbitration or for compliance with the directions or order of any statutory authority or order or decree of any court of law;
- (e) Change in law or compliance with any existing law which is not provided for in the original scope of work;
- (f) For uninterrupted and timely development of Hydro projects, expenditure incurred towards developing local infrastructure in the vicinity of the power plant not exceeding Rs. 10 lakh/MW shall be considered as part of capital cost and in case the same work is covered under budgetary support provided by Government of India, the funding of such works shall be adjusted on receipt of such funds;

Provided that such expenditure shall be allowed only if the expenditure is incurred through Indian Governmental Instrumentality; and

- (g) Force Majeure events.

Provided that in case of any replacement of the 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.

(2) The generating company or the transmission licensee, as the case may be shall submit the details of works asset wise/work wise included in the original scope of work along with estimates of expenditure, liabilities recognized to be payable at a future date and the works deferred for execution.

25. Additional Capitalisation within the original scope and after the cut-off date:

(1) The additional capital expenditure incurred or projected to be incurred in respect of an existing project or a new project on the following counts within the original scope of work and after the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (a) Payment made against award of arbitration or for compliance with the directions or order of any statutory authority, or order or decree of any court of law;
- (b) Change in law or compliance with any existing law which is not provided for in the original scope of work;
- (c) Deferred works relating to ash pond or ash handling system or raising of ash dyke in the original scope of work;
- (d) Payment made towards liability admitted for works within the original scope executed prior to the

- cut-off date;
- (e) Force Majeure events;
 - (f) Works within original scope executed after the cut-off date and admitted by the Commission, to the extent of actual payments made; and
- (2) In case of replacement of assets deployed under the original scope of the existing project after the cut-off date, the additional capitalization may be admitted by the Commission after making necessary adjustments in the gross fixed assets and the cumulative depreciation, subject to prudence check on the following grounds:
- (a) Assets whose useful life is not commensurate with the useful life of the project and such assets have been fully depreciated in accordance with the provisions of these regulations;
 - (b) The replacement of the asset or equipment is necessary on account of a change in 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.
 - (e) The additional expenditure, excluding recurring expenses covered in O&M expenses, involved in relation to the renewal of lease of lease hold land on case to case basis.

Provided that any claim of additional capitalisation with respect to the replacement of assets under the original scope and on account of obsolescence of technology, less than Rs. 20 lakhs shall not be considered as part of Capital cost and shall be met through normative O&M expenses.

26. Additional Capitalisation beyond the original scope

(1) The capital expenditure, in respect of the existing generating station or the transmission system, including the communication system, incurred or projected to be incurred on the following counts beyond the original scope, may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (a) Payment made against award of arbitration or for compliance of order or directions of any statutory authority, or order or decree of any court of law;
- (b) Change in law or compliance of any existing law;
- (c) Force Majeure events;
- (d) Need for higher security and safety of the plant as advised or directed by appropriate Indian Government Instrumentality or statutory authorities responsible for national or internal security;
- (e) Deferred works relating to ash pond or ash handling system or raising of ash dyke in addition to the original scope of work, on case to case basis:

Provided also that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernisation (R&M) or repairs and maintenance under O&M expenses, the same shall not be claimed under this Regulation;

- (f) Usage of water from the sewage treatment plant in the thermal generating station.
- (g) Works required towards biomass handling system to enable biomass co-firing and towards enabling flexible operation of the generating station as may be required.
- (h) Works pertaining to Railway Infrastructure and its augmentation for transportation of coal up to the receiving end of the generating station (excluding any transportation cost and any other appurtenant cost paid to railways) that are not covered under Regulation 24, 25 and 27, but shall result in better fuel management and can lead to a reduction in operation costs, or shall have other tangible benefits:

Provided that the generating company shall have to mandatorily seek prior approval of the Commission before implementing such works based on a detailed cost-benefit analysis of such schemes;

- (i) Any additional capital expenditure which has become necessary for efficient operation of generating station or transmission system as the case may be, including the works required towards projects acquired through

NCLT process. The claim shall be substantiated with the technical justification and cost benefit analysis.

(2) Any claim of additional capitalisation less than Rs. 20 lakhs shall not be considered under Clause (1) of this regulation and shall be met through normative O&M expenses.

(3) In case of de-capitalisation of assets of a generating company or the transmission licensee, as the case may be, the original cost of such asset as on the date of de-capitalisation shall be deducted from the value of gross fixed asset and corresponding loan as well as equity shall be deducted from outstanding loan and the equity respectively in the year such de-capitalisation takes place with corresponding adjustments in cumulative depreciation and cumulative repayment of loan, duly taking into consideration the year in which it was capitalised:

Provided that in cases where an asset forming part of a scheme is de-capitalised and wherein the historical value of such asset is not available, the value of de-capitalisation shall be computed by de-escalating the value of the new asset by 5% per year until the year of capitalisation of the old asset subject to a minimum of 10% of the replacement cost of the asset.

27. Additional Capitalisation on account of Renovation and Modernisation

(1) The generating company intending to undertake renovation and modernization (R&M) of the generating station or unit thereof for the purpose of extension of life beyond the originally recognised useful life for the purpose of tariff, shall file a petition before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, and any other information considered to be relevant by the generating company or the transmission licensee:

Provided that the generating company making the applications for renovation and modernization (R&M) shall not be eligible for Special Allowance under Regulation 28 of these regulations;

Provided further that the generating company intending to undertake renovation and modernization (R&M) shall seek the consent of the beneficiaries for such renovation and modernization (R&M) and submit the response of the beneficiaries along with the Petition.

(2) Where the generating company, as the case may be, makes an application for approval of its proposal for renovation and modernisation (R&M), approval may be granted after due consideration of the reasonableness of the proposed cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, expected duration of life extension, the response of the beneficiaries or long term customers, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

(3) In the case of gas/ liquid fuel based open/ combined cycle thermal generating station after 25 years of operation from the date of commercial operation, any additional capital expenditure which has become necessary for the renovation of gas turbines/ steam turbines or additional capital expenditure necessary due to obsolescence or the non-availability of spares for efficient operation of the stations may be allowed subject to a prudence check:

Provided that any expenditure included in the renovation and modernisation (R&M) on consumables and cost of components and spares, which is generally covered in the O&M expenses during the major overhaul of gas turbines shall be suitably deducted from the expenditure to be allowed after prudence check.

(4) After completion of the renovation and modernisation (R&M), the generating company, as the case may be, shall file a petition for determination of tariff. Expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after a prudence check and after deducting the accumulated depreciation already recovered from the admitted project cost shall form the basis for the determination of tariff.

28. Special Allowance for Coal-based/Lignite fired Thermal Generating station

(1) In the case of coal-based/ lignite fired thermal generating stations, the generating company, instead of availing renovation and modernization (R&M), may opt to avail of a 'special allowance' in accordance with the norms specified in this Regulation, as compensation for meeting the requirement of expenses towards any additional capital expenditure covered in Regulations 24, 25, 26 and 27 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 and in such an event, an upward revision of the capital cost shall not be allowed and the

applicable operational norms shall not be relaxed but the Special Allowance shall be included in the annual fixed cost:

Provided that such option shall not be available for a generating station or unit thereof for which renovation and modernization 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;

Provided further that special allowance shall also be available for a generating station which has availed the Special Allowance during the tariff period 2009-14 or 2014-19 or 2019-24 as applicable from the date of completion of the useful life.

(2) The Special Allowance admissible to a generating station shall be @ Rs 10.75 lakh per MW per year for the tariff period.

(3) In the event of a generating station availing of Special Allowance, the expenditure incurred upon or utilized from Special Allowance shall be maintained separately by the generating station, and details of the same shall be made available to the Commission as and when directed.

(4) The Special Allowance allowed under this Regulation shall be transferred to a separate fund for utilization towards Renovation & Modernisation and additional capitalisation as per clause (1) above, and the expenditure incurred or utilized from the special allowance shall be made available to the Commission as and when directed.

29. **Additional Capitalization on account of Revised Emission Standards:** (1) A generating company requiring to incur additional capital expenditure in the existing generating station for compliance with the revised emissions standards shall share its proposal with the beneficiaries and file a petition for undertaking such additional capitalization.

(2) The proposal under clause (1) above shall contain details of the proposed technology as specified by the Central Electricity Authority, scope of the work, phasing of expenditure, schedule of completion, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, detailed computation of indicative impact on tariff to the beneficiaries, and any other information considered to be relevant by the generating company.

(3) Where the generating company makes an application for approval of additional capital expenditure on account of the implementation of revised emission standards, the Commission may grant approval after due consideration of the reasonableness of the cost estimates, financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

(4) After completion of the implementation of revised emission standards, the generating company shall file a petition for determination of tariff. Any expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on the reasonableness of the cost and impact on operational parameters shall form the basis of the determination of tariff.

(5) Un-discharged liability, if any, on account of the emission control system shall be allowed as additional capital expenditure during the year it is discharged, subject to prudence check.

CHAPTER-8

COMPUTATION OF ANNUAL FIXED COST

30. **Return on Equity:** (1) Return on equity shall be computed in rupee terms, on the equity base determined in accordance with Regulation 18 of these regulations.

(2) Return on equity for existing project shall be computed at the base rate of 15.50% for thermal generating station, transmission system including communication system and run-of- river hydro generating station and at the base rate of 16.50% for storage type hydro generating stations, pumped storage hydro generating stations and run-of- river generating station with pondage;

(3) Return on equity for new project achieving COD on or after 01.04.2024 shall be computed at the base rate of 15.00% for the transmission system, including the communication system, at the base rate of 15.50% for Thermal generating station and run-of-river hydro generating station and at the base rate of 17.00% for storage type hydro generating stations, pumped storage hydro generating stations and run-of-river generating station with pondage;

Provided that return on equity in respect of additional capitalization beyond the original scope, including additional capitalization on account of the emission control system, Change in Law, and Force Majeure shall be computed at the base rate of one-year marginal cost of lending rate (MCLR) of the State Bank of India plus 350 basis points as on 1st April of the year, subject to a ceiling of 14%;

Provided further that:

- i. In case of a new project, the rate of return on equity shall be reduced by 1.00% for such period as may be decided by the Commission if the generating station or transmission system is found to be declared under commercial operation without commissioning of any of the Free Governor Mode Operation (FGMO), data telemetry, communication system up to load dispatch centre or protection system based on the report submitted by the respective RLDC;
- ii. in case of an existing generating station, as and when any of the requirements under (i) above of this Regulation are found lacking based on the report submitted by the concerned RLDC, the rate of return on equity shall be reduced by 1.00% for the period for which the deficiency continues;
- iii. in the case of a thermal generating station:
 - a) rate of return on equity shall be reduced by 0.25% in case of failure to achieve the ramp rate as specified under Regulation 45(9) of IEGC Regulations, 2023.
 - b) an additional rate of return on equity of 0.125% shall be allowed for every incremental ramp rate of 0.50% per minute achieved over and above the ramp rate specified by Central Electricity Authority, subject to the ceiling of additional rate of return on equity of 1.00%:

31. **Tax on Return on Equity.** (1) The rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 30 of these regulations shall be grossed up with the effective tax rate of the respective financial year. The effective tax rate shall be calculated at the beginning of every financial year based on the estimated profit and tax to be paid estimated in line with the provisions of the relevant Finance Act applicable for that financial year to the concerned generating company or the transmission licensee by excluding the income of non-generation or non-transmission business, as the case may be, and the corresponding tax thereon:

Provided that in case a generating company or transmission licensee is paying Minimum Alternate Tax (MAT) under Section 115JB of the Income Tax Act, 1961, the effective tax rate shall be the MAT rate, including surcharge and cess;

Provided further that in case a generating company or transmission licensee has opted for Section 115BAA, the effective tax rate shall be tax rate including surcharge and cess as specified under Section 115BAA of the Income Tax Act, 1961.

(2) The rate of return on equity shall be rounded off to three decimal places and shall be computed as per the formula given below:

$$\text{Rate of pre-tax return on equity} = \text{Base rate} / (1-t)$$

(3) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall true up the effective tax rate for every financial year based on actual tax paid together with any additional tax demand, including interest thereon, duly adjusted for any refund of tax including interest received from the income tax authorities pertaining to the tariff period 2024-29 on actual gross income of any financial year. Further, any penalty arising on account of delay in deposit or short deposit of tax amount shall not be considered while computing the actual tax paid for the generating company or the transmission licensee, as the case may be:

Provided that in case a generating company or transmission licensee is paying Minimum Alternate Tax (MAT) under Section 115JB, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall true up the grossed up rate of return on equity at the end of every financial year with the applicable MAT rate including surcharge and cess;

Provided that in case a generating company or transmission licensee is paying tax under Section 115BAA, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall true up the grossed up rate of return on equity at the end of every financial year with the tax rate including surcharge and cess as specified under Section 115BAA;

Provided that any under-recovery or over recovery of grossed up rate on return on equity after truing up, shall be recovered or refunded to beneficiaries or the long term customers, as the case may be, on a year to year basis.

32. **Interest on loan capital:** (1) The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 18 of these regulations shall be considered gross normative loans for the calculation of interest on loans.

(2) The normative loan outstanding as on 1.4.2024 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2024 from the gross normative loan.

(3) The repayment for each of the years of the tariff period 2024-29 shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for the corresponding year or period. In case of de-capitalization of assets, the repayment shall be adjusted by taking into account cumulative repayment on a pro rata basis, and the adjustment should not exceed cumulative depreciation recovered up to the date of de-capitalisation of such asset.

(4) Notwithstanding any moratorium period availed of by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, the repayment of the loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the depreciation allowed for the year or part of the year.

(5) The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio or allocated loan portfolio:

Provided that if there is no actual loan outstanding for a particular year but the normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest of the loan portfolio for the project shall be considered;

Provided further that if the generating station or the transmission system, as the case may be, does not have any actual loan, then the weighted average rate of interest of the loan portfolio of the generating company or the transmission licensee as a whole shall be considered;

Provided that the rate of interest on the loan for the installation of the emission control system commissioned subsequent to date of commercial operation of the generating station or unit thereof, shall be the weighted average rate of interest of the actual loan portfolio of the emission control system, and in the absence of the actual loan portfolio, the weighted average rate of interest of the generating company as a whole shall be considered, subject to a ceiling of 14%;

Provided further that if the generating company or the transmission licensee, as the case may be, does not have any actual loan, then the rate of interest for a loan shall be considered as 1-year MCLR of the State Bank of India as applicable as on April 01, of the relevant financial year.

(6) The interest on the loan shall be calculated on the normative average loan of the year by applying the weighted average rate of interest.

(7) The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing.

33. **Depreciation:** (1) Depreciation shall be computed from the date of commercial operation of a generating station or unit thereof or a transmission system or element thereof including communication system. In the case of the tariff of all the units of a generating station or all elements of a transmission system including the communication

system for which a single tariff needs to be determined, the depreciation shall be computed from the effective date of commercial operation of the generating station or the transmission system taking into consideration the depreciation of individual units:

Provided that the effective date of commercial operation shall be worked out by considering the actual date of commercial operation and installed capacity of all the units of the generating station or capital cost of all elements of the transmission system, for which a single tariff needs to be determined.

(2) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission. In case of multiple units of a generating station or multiple elements of a transmission system, the weighted average life for the generating station or the transmission system shall be applied. Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation. In the case of commercial operation of the asset for a part of the year, depreciation shall be charged on a pro rata basis.

(3) The salvage value of the asset shall be considered as 10%, and depreciation shall be allowed up to the 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;

Provided further that in the case of hydro generating stations, the salvage value shall be as provided in the agreement, if any, signed by the developers with the State Government for the development of the generating station;

Provided also that the capital cost of the assets of the hydro generating station for the purpose of computation of depreciated value shall correspond to the percentage of the sale of electricity under long-term power purchase agreement at regulated tariff;

Provided also that 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.

(4) Land other than the land held under lease and the land for a reservoir in case of a hydro generating station shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing the depreciable value of the asset.

(5) Depreciation for Existing Projects shall be calculated annually based on the Straight Line Method and at rates specified in Appendix-I to these regulations for the assets of the generating station and transmission system:

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from the effective date of commercial operation of the generating station or transmission system, as the case may be, shall be spread over the balance useful life of the assets;

Provided further that in the case of an existing hydro generating station, the generating company, with the consent of the beneficiaries, may charge depreciation at a rate lower than that specified in Appendix I and Appendix II to these Regulations to reduce front loading of tariff.

(6) Depreciation for New Projects shall be calculated annually based on the Straight Line Method and at rates specified in Appendix-II to these regulations for the assets of the generating station and transmission system:

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 generating station or the transmission system, as the case may be, shall be spread over the balance useful life of the assets;

Provided further that in the case of a new hydro generating stations, the generating company, with the consent of the beneficiaries, may charge depreciation at a rate lower than that specified in Appendix II to these Regulations to reduce front loading of tariff.

(7) In the case of the existing projects, the balance depreciable value as on 1.4.2024 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted to by the Commission up to 31.3.2024 from the gross depreciable value of the assets.

(8) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall submit the details of capital

expenditure proposed to be incurred during five years before the completion of useful life along with proper justification and proposed life extension. The Commission, based on prudence check of such submissions, shall approve the depreciation by equally spreading the depreciable value over the balance Operational Life of the generating station or unit thereof or fifteen years, whichever is lower, and in case of the transmission system shall equally spread the depreciable value over the balance useful life of the Asset or 10 years whichever is higher.

(9) In case of de-capitalization of assets in respect of generating station or unit thereof or transmission system or element thereof, the cumulative depreciation shall be adjusted by taking into account the depreciation recovered in tariff by the de-capitalised asset during its useful service.

(10) Where the emission control system is implemented within the original scope of the generating station and the date of commercial operation of the generating station or unit thereof and the date of operation of the emission control system are the same, depreciation of the generating station or unit thereof including the emission control system shall be computed in accordance with Clauses (1) to (9) of this Regulation.

(11) 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 after a period of 12 years from the date of operation of such emission control system shall be spread over the balance period of thirteen years or balance operational life of generating station, whichever is lower;

Provided also 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 (ECS) shall be computed annually from the date of operation of such ECS 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.

(12) In case the date of operation of the emission control system is subsequent to the date of completion of the useful life of generating station commercial operation of the generating station or unit thereof, depreciation of ECS 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 beneficiaries, whichever is higher.

34. **Interest on Working Capital:** (1) The working capital shall cover:

(a) For Coal-based/lignite-fired thermal generating stations:

(i) Cost of coal or lignite, 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/lignite stock storage capacity, whichever is lower;

(ii) Limestone towards stock for 15 days corresponding to the normative annual plant availability.

(iii) Advance payment for 30 days towards the cost of coal or lignite and limestone for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;

(iv) Cost of secondary fuel oil for two months 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;

(v) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses, including water charges and security expenses;

(vi) Receivables equivalent to 45 days of capacity charge and energy charge for the sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor; and

(vii) Operation and maintenance expenses, including water charges and security expenses, for one month.

(b) For emission control system of coal or lignite based thermal generating stations:

(i) Cost of limestone or reagent towards stock for 20 days corresponding to the normative annual plant

- availability factor;
- (ii) Advance payment for 30 days towards the cost of reagent for generation corresponding to the normative annual plant availability factor;
- (iii) Receivables equivalent to 45 days of supplementary capacity charge and supplementary energy charge for the sale of electricity calculated on the normative annual plant availability factor;
- (iv) Operation and maintenance expenses in respect of the emission control system for one month;
- (v) Maintenance spares @20% of operation and maintenance expenses in respect of emission control system.
- (c) For Open-cycle Gas Turbine/Combined Cycle thermal generating stations:
- (i) Fuel cost for 15 days corresponding to the normative annual plant availability factor, duly taking into account the mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel;
- (ii) Liquid fuel stock for 15 days corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one liquid fuel, cost of main liquid fuel duly taking into account mode of operation of the generating stations of gas fuel and liquid fuel;
- Provided that the above shall only be allowed to generating stations that have facilities to store liquid fuel.
- (iii) Maintenance spares @ 30% of operation and maintenance expenses, including water charges and security expenses;
- (iv) Receivables equivalent to 45 days of capacity charge and energy charge for the sale of electricity calculated on the normative plant availability factor, duly taking into account the mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel;
- (v) Operation and maintenance expenses, including water charges and security expenses, for one month.
- (d) For Hydro generating station (including Pumped Storage Hydro generating station) and Transmission System:
- (i) Receivables equivalent to 45 days of annual fixed cost;
- (ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses including security expenses; and
- (iii) Operation and maintenance expenses, including security expenses for one month.
- (2) The cost of fuel in cases covered under sub-clauses (a) and (c) of clause (1) of this Regulation shall be based on the landed fuel cost (taking into account normative transit and handling losses in terms of Regulation 59 of these regulations) by the generating station and gross calorific value of the fuel as per actual weighted average for the preceding financial year in case of each financial year for which tariff is to be determined:
- Provided that in the case of a new generating station, the cost of fuel for the first financial year shall be considered based on landed fuel cost (taking into account normative transit and handling losses in terms of Regulation 59 of these regulations) and gross calorific value of the fuel as per actual weighted average for three months, as used for infirm power, preceding date of commercial operation for which tariff is to be determined.
- (3) Rate of interest on working capital shall be on a normative basis and shall be considered at the Reference Rate of Interest as on 1.4.2024 or as on 1st April of the year during the tariff period 2024-29 in which the generating station or a unit thereof or the transmission system including communication system or element thereof, as the case may be, is declared under commercial operation, whichever is later:
- Provided that in case of truing-up, the rate of interest on working capital shall be considered at Reference Rate of Interest as on 1st April of each of the financial year during the tariff period 2024-29.
- (4) Interest on working capital shall be payable on a normative basis, notwithstanding that the generating company or the transmission licensee has not taken a loan for working capital from any outside agency.

35. De-Commissioning

- (1) In case a generating station or unit thereof, or a transmission system including communication systems or element thereof after it is certified by CEA or CTU or any other statutory authority, that any asset cannot be operated or needs to be replaced on account of environmental concerns or safety issues or system upgradation or a combination of these factors not attributable to generating company or a transmission licensee, the unrecovered depreciable value may be allowed to be recovered on a case-to-case basis after duly adjusting the salvage value or realisation value, whichever is higher, post disposal of such project:

Provided that the manner of recovery, including a number of instalments in which such unrecovered depreciation will be allowed, shall be specified by the Commission on a case-to-case basis;

Provided further that no carrying cost shall be allowed on any delay associated with such recovery.

36. **Operation and Maintenance Expenses:**

(1) Thermal Generating Station: Normative Operation and Maintenance expenses of thermal generating stations shall be as follows:

- (1) Coal based and lignite fired (including those based on Circulating Fluidised Bed Combustion (CFBC) technology) generating stations, other than the generating stations or units referred to in clauses (2), (4) and (5) of this Regulation:

(in Rs Lakh/MW)

Year	200/210/ 250 MW Series	300/330/ 350 MW Series	500 MW Series	600 MW Series	800 MW Series and above
FY 2024-25	40.92	34.04	27.17	25.78	23.20
FY 2025-26	43.07	35.83	28.60	27.13	24.42
FY 2026-27	45.33	37.71	30.10	28.56	25.70
FY 2027-28	47.71	39.69	31.68	30.06	27.05
FY 2028-29	50.21	41.78	33.34	31.64	28.47

Provided also that operation and maintenance expenses of generating station having a unit size of less than 200 MW not covered above shall be determined on a case-to-case basis.

(2) Tanda TPS:

(in Rs Lakh/MW)

Year	Tanda TPS (Unit 1)
FY 2024-25 to FY 2028-29	42.52

(3) Open Cycle Gas Turbine/Combined Cycle generating stations:

(in Rs Lakh/MW)

Year	Gas Turbine Combined Cycle generating stations other than small gas turbine power generating stations	Agartala GPS	Small gas turbine power generating stations and Tripura Gas Station	Advance F Class Machines
FY 2024-25	18.18	56.48	47.86	32.08
FY 2025-26	19.14	59.44	50.37	33.77
FY 2026-27	20.14	62.57	53.02	35.54
FY 2027-28	21.20	65.85	55.80	37.40
FY 2028-29	22.32	69.31	58.73	39.37

(4) Lignite-fired generating stations:

(in Rs Lakh/MW)

Year	125 MW Sets
FY 2024-25	38.81
FY 2025-26	40.85
FY 2026-27	42.99
FY 2027-28	45.25
FY 2028-29	47.62

(5) Generating Stations based on coal rejects:

(in Rs Lakh/MW)

Year	O&M Expenses
FY 2024-25	38.81
FY 2025-26	40.85
FY 2026-27	42.99
FY 2027-28	45.25
FY 2028-29	47.62

(6) The Water Charges, Security Expenses, Ash Transportation Expenses and Capital Spares for thermal generating stations shall be allowed separately after prudence check:

Provided that water charges shall be allowed based on water consumption depending upon type of plant and type of cooling water system or water agreement with state govt./utilities, and the norms specified by the Ministry of Environment, Forest and Climate Change subject to prudence check. The details regarding the same shall be furnished along with the petition;

Provided further that the generating station shall submit the assessment of the security requirement and estimated expenses along with the petition seeking the determination of tariff;

Provided also that the generating station shall submit the details of year-wise actual capital spares consumed individually costing above Rs. 10 Lakh at the time of truing up with appropriate justification for incurring the same and substantiating that the same is not funded through compensatory allowance as per Regulation 17 of Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014 or Special Allowance or claimed as a part of additional capitalisation or consumption of stores and spares and renovation and modernization.

(7) Any additional O&M expenses incurred by the generating company due to any change in law shall be considered at the time of truing up of tariff:

Provided that such impact shall be allowed only in case the overall impact of such change in law event in a year is more than 5% of normative O&M expenses of the project allowed for the year.

(8) In the case of a generating company owned by the Central or State Government, the impact on account of implementation of wage or pay revision shall be allowed at the time of truing up of tariff.

(9) The operation and maintenance expenses on account of emission control systems in coal or lignite based thermal generating stations shall be 2% of the admitted capital expenditure (excluding IDC and IEDC) as on its date of operation, which shall be escalated annually @ 5.25% during the tariff period ending on 31st March 2029:

Provided that income generated from the sale of gypsum or other by-products shall be reduced from the operation and maintenance expenses.

(2) Hydro Generating Station:

The following operations and maintenance expense norms shall be applicable for hydro generating stations which have been operational for three or more years as on 1.4.2024: (in Rs Lakh)

Particulars	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
THPS	40,548.78	42,765.88	45,104.19	47,570.36	50,171.37
KHEP	20,749.20	21,883.71	23,080.25	24,342.21	25,673.18
Bairasul	7,856.31	8,285.87	8,738.92	9,216.74	9,720.68
Loktak	8,876.09	9,361.41	9,873.26	10,413.10	10,982.46
Salal	17,208.43	18,149.34	19,141.69	20,188.30	21,292.14
Tanakpur	11,696.62	12,336.16	13,010.67	13,722.05	14,472.34
Chamera-I	14,397.75	15,184.98	16,015.25	16,890.92	17,814.47
Uri-I	11,755.75	12,398.52	13,076.44	13,791.42	14,545.50
Rangit	6,351.54	6,698.82	7,065.09	7,451.39	7,858.82
Chamera-II	12,149.92	12,814.25	13,514.89	14,253.85	15,033.21
Dhauliganga	11,323.06	11,942.18	12,595.14	13,283.81	14,010.13
Dulhasti	17,754.67	18,725.45	19,749.30	20,829.14	21,968.02
Teesta-V	15,193.93	16,024.69	16,900.88	17,824.97	18,799.59
Sewa-II	8,053.42	8,493.76	8,958.17	9,447.98	9,964.57
TLDP III	9,281.92	9,789.43	10,324.68	10,889.21	11,484.60
Chamera III	9,598.50	10,123.32	10,676.83	11,260.61	11,876.31
Chutak	4,259.73	4,492.64	4,738.28	4,997.36	5,270.60
Nimmo Bazgo	4,346.80	4,584.47	4,835.13	5,099.50	5,378.33
Uri II	9,135.41	9,634.91	10,161.71	10,717.33	11,303.32
Parbati III	10,703.93	11,289.19	11,906.45	12,557.46	13,244.07
Kishanganga	13,952.53	14,715.42	15,520.01	16,368.60	17,263.59
TLDP IV	10,697.94	11,282.87	11,899.79	12,550.43	13,236.66
Indira Sagar	15,030.66	15,852.50	16,719.27	17,633.43	18,597.57
Omkareshwar	10,183.66	10,740.48	11,327.73	11,947.10	12,600.34
Nathpa jhakari	48,588.63	51,245.32	54,047.26	57,002.41	60,119.15
Rampur	18,287.58	19,287.49	20,342.08	21,454.32	22,627.39
Koldam	13,113.75	13,830.78	14,587.01	15,384.58	16,225.77
Karcham Wangtoo	12,612.68	13,302.30	14,029.64	14,796.74	15,605.78
Kopili	12,038.46	12,743.93	13,490.73	14,281.29	15,118.18
Khandong I	2,137.15	2,262.39	2,394.96	2,535.31	2,683.88

Khandong II	1,065.60	1,128.04	1,194.15	1,264.12	1,338.20
Doyang	7,540.48	7,982.36	8,450.13	8,945.31	9,469.52
Panyor	16,827.77	17,813.88	18,857.79	19,962.87	21,132.70
Pare	16,383.05	17,343.10	18,359.42	19,435.29	20,574.21
Turial	5,120.13	5,420.17	5,737.79	6,074.03	6,429.97
Maithon	3,261.23	3,439.55	3,627.61	3,825.96	4,035.15
Panchet	3,361.27	3,545.06	3,738.89	3,943.32	4,158.93
Tilaiya	1,027.67	1,083.86	1,143.12	1,205.62	1,271.54
Teesta Urja Ltd.	27,438.21	28,938.46	30,520.73	32,189.51	33,949.55

- a) In the case of the hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2024, operation and maintenance expenses of the first year shall be fixed at 3.5% and 5.0% of the original project cost (excluding the cost of rehabilitation & resettlement works, IDC and IEDC) for stations with installed capacity exceeding 200 MW and for stations with installed capacity less than or equal to 200 MW, respectively and shall be subject to annual escalation of 5.47% per annum for the subsequent years.
- b) In the case of hydro generating stations which have not completed a period of three years as on 1.4.2024, operation and maintenance expenses for 2024-25 shall be worked out by applying an escalation rate of 5.47% on the applicable operation and maintenance expenses as on 31.3.2024. The operation and maintenance expenses for subsequent years of the tariff period shall be worked out by applying an escalation rate of 5.47% per annum.
- c) The Security Expenses, Capital Spares and Insurance expenses arrived through competitive bidding for hydro generating stations shall be allowed separately after prudence check:

Provided that the generating station shall submit the assessment of the security requirement, capital spares and insurance expenses along with its estimated expenses, which shall be trued up based on the details of year-wise actual capital spares consumed, actual insurance and security expenses incurred with appropriate justification;

Provided further that the value of capital spares exceeding Rs. 10 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.

- d) Any additional O&M expenses incurred by the generating company due to any change in law event shall be considered at the time of truing up of tariff:

Provided that such impact shall be allowed only in case the overall impact of such change in law event in a year is more than 5% of normative O&M expenses of the project for the year.

- e) In the case of a generating company owned by the Central or State Government, the impact on account of implementation of wage or pay revision shall be allowed at the time of truing up of tariff;
- f) The operation and maintenance expenses of the generating station and the transmission system of Bhakra Beas Management Board (BBMB) and Sardar Sarovar Project (SSP) shall be determined after taking into account provisions of the Punjab Reorganization Act, 1966 and Narmada Water Scheme, 1980 under Section-6 A of the Inter-State Water Disputes Act, 1956 respectively.

- (3) **Transmission system:** (a) The following normative operation and maintenance expenses shall be admissible for the transmission system:

Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Norms for sub-station Bays (Rs Lakh per bay)					
765 kV	41.34	43.51	45.79	48.20	50.73
400 kV	29.53	31.08	32.71	34.43	36.23
220 kV	20.67	21.75	22.90	24.10	25.36
132 kV and below	15.78	16.61	17.48	18.40	19.35
Norms for Transformers/Reactors (Rs Lakh per MVA or MVAR)					
O&M expenditure per MVA or per MVAR (Rs Lakh per MVA or per MVAR)	0.262	0.276	0.290	0.305	0.322
Norms for AC and HVDC lines (Rs Lakh per km)					
Single Circuit (Bundled Conductor with six or more sub-conductors)	0.861	0.906	0.953	1.003	1.056
Single Circuit (Bundled conductor with four or more sub-conductors)	0.738	0.776	0.817	0.860	0.905
Single Circuit (Twin & Triple Conductor)	0.492	0.518	0.545	0.573	0.603
Single Circuit (Single Conductor)	0.246	0.259	0.272	0.287	0.302
Double Circuit (Bundled Conductor with four or more sub-conductors)	1.291	1.359	1.430	1.506	1.585
Double Circuit (Twin & Triple Conductor)	0.861	0.906	0.953	1.003	1.056
Double Circuit (Single Conductor)	0.369	0.388	0.409	0.430	0.453
Multi Circuit (Bundled Conductor with four or more sub-conductor)	2.266	2.385	2.510	2.642	2.781
Multi Circuit (Twin & Triple Conductor)	1.509	1.588	1.671	1.759	1.851
Norms for HVDC stations					
HVDC Back-to-Back stations (Rs Lakh per MW)	2.07	2.18	2.30	2.42	2.55
Gazuwaka BTB (Rs Lakh/MW)	1.83	1.92	2.03	2.13	2.24
HVDC bipole scheme (Rs Lakh/MW)	1.04	1.10	1.16	1.22	1.28

Provided that the O&M expenses for the GIS bays shall be allowed as worked out by multiplying 0.70 of the O&M expenses of the normative O&M expenses for bays;

Provided that the O&M expense norms of Double Circuit quad AC line shall be applicable to for HVDC bi-pole line;

Provided that the O&M expenses of ± 500 kV Mundra-Mohindergarh HVDC bipole scheme (2500 MW) shall be allowed as worked out by multiplying 0.80 of the normative O&M expenses for HVDC bipole scheme;

Provided further that the O&M expenses for Transmission Licensees whose transmission assets are located solely in NE Region (including Sikkim), States of Uttarakhand, Himachal Pradesh, the Union Territories of Jammu and Kashmir and Ladakh, district of Darjeeling of West Bengal shall be worked out by multiplying 1.50 to the normative O&M expenses prescribed above.

(b) The total allowable operation and maintenance expenses for the transmission system shall be calculated by multiplying the number of substation bays, transformer capacity of the transformer/reactor/Static Var Compensator/Static Synchronous Compensator (in MVA/MVAr) and km of line length with the applicable norms for the operation and maintenance expenses per bay, per MVA/MVAr and per km respectively.

(c) **Communication system:** The operation and maintenance expenses for the ULDC or such similar scheme shall be worked out at 2.0% of the original project cost related to such communication system. The transmission licensee shall submit the actual operation and maintenance expenses for truing up. The expenses in case of U-NMS shall be allowed on actual basis after due prudence check.

(d) The Security Expenses, Capital Spares individually costing more than Rs. 10 lakh and Insurance expenses arrived through competitive bidding for the transmission system and associated communication system shall be allowed separately after prudence check:

Provided that in case of self insurance, the premium shall not exceed 0.09% of the GFA of the assets insured;

Provided that the transmission licensee shall submit the along with estimated security expenses based on assessment of the security requirement, capital spares and insurance expenses which shall be trued up based on details of the year-wise actuals along with appropriate justification for incurring the same and along with confirmation that the same is not claimed as a part of additional capitalisation or consumption of stores and spares and renovation and modernization.

(e) On the occurrence of any change in law event affecting O&M expenses, the impact shall be allowed to the transmission licensee at the time of truing up of tariff:

Provided that such impact shall be allowed only in case the overall impact of such change in law event in a year is more than 5% of normative O&M expenses of the project for the year.

(f) In case of a transmission licensee owned by the Central or State Government, the impact on account of implementation of wage or pay revision shall be allowed at the time of truing up of tariff.

CHAPTER – 9

COMPUTATION OF INPUT PRICE OF COAL AND LIGNITE**FROM INTEGRATED MINE**

37. **Input Price of coal and lignite for energy charges:** (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, 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 in accordance with these regulations.

(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, the quantity of coal billed shall be adjusted in accordance with Clause (4) of this Regulation.

(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 Clause (4) of this Regulation.

(4) In case of excess or short recovery of input price under Clauses (2) or (3) 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 1-year SBI MCLR plus 100 basis points prevailing as on 1st April of the respective year of the tariff period, in six equal monthly instalments:

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 six-monthly instalments;

Provided that in case there is a delay in filing the Petition for determination of input price as per the timelines specified under Regulation 9 of these regulations, no carrying cost shall be allowed to the generating company or the mining company for such delay and in such cases the carrying cost at the simple interest rate of 1-year SBI MCLR plus 100 bps shall be allowed from the date of filing of the Petition.

38. **Input Price of coal or Lignite:** (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 one or more components of additional charges may be applicable in the case of the integrated mine(s), based on the scope and nature of the mining activities;

Provided further that the input price of lignite shall be computed based on Run of Mine (ROM) based on the

technology such as bucket excavator-conveyor or belt-spreader or its combination and handling charges, if any.

(2) Statutory Charges, as applicable, shall be allowed.

39. **Run of Mine (ROM) Cost:** (1) Run of Mine Cost of coal in case of integrated mine(s) allocated through an auction route under the Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015 shall be worked out as under:

$$\text{ROM Cost} = (\text{Quoted Price of coal}) + (\text{Fixed Reserve Price})$$

Where,

(i) The 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 41 and additional capital expenditure under Regulation 42 shall not be admissible for the purpose of ROM cost in respect of integrated mine(s) allocated through the auction route.

(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:

$$\text{ROM Cost} = [(\text{Annual Extraction Cost} / (\text{ATQ or Actual production whichever is higher}) + \text{Mining Charge}) + (\text{Fixed Reserve Price})]$$

Where,

(i) Annual Extraction Cost is the cost of extraction of coal as computed in accordance with Regulation 43 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.

(3) Run of Mine Cost of lignite in case of integrated mine(s) for lignite shall be worked out as under:

$$\text{ROM Cost} = [(\text{Annual Extraction Cost} / (\text{ATQ or Actual production whichever is higher}) + (\text{Mining Charge})]$$

Where,

(i) Annual Extraction Cost is the cost of extraction of lignite as computed in accordance with Regulation 43 of these regulations; and

(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.

(4) The generating company shall adhere to the Mining Plan for the 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.

(5) Run of Mine Cost of coal and lignite shall be worked out in terms of Rupees per tonne.

40. **Additional Charges:** (1) Where crushing or transportation or handling or washing are undertaken by the generating company without engaging the Mine Developer and Operator or an agency other than the Mine Developer and Operator, additional charges shall be worked out as under:

- (i) $\text{Crushing Charges} = \text{Annual Crushing Cost}/\text{Quantity}$;
(ii) $\text{Transportation Charges} = \text{Annual Transportation Cost}/\text{Quantity}$;

Provided that separate transportation charges, as applicable, shall be considered from the mine up to the washery end or coal handling plant associated with the integrated mine(s) and beyond the washery end or coal handling plant associated with the integrated mine(s) and up to the loading point, as the case may be;

- (iii) $\text{Handling charges} = \text{Annual Handling Cost}/\text{Quantity}$; and
(iv) $\text{Washing Charges} = \text{Annual Washing Cost}/\text{Quantity}$.

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) Operation and Maintenance Expenses, excluding mining charge;
 - (vi) Statutory charges, if applicable.
- (b) Quantity shall be the quantity of coal or lignite in a tonne crushed or transported or handled or washed, as the case may be, during the year duly certified by the Auditor.

(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 the Mining Charge of the Mine Developer and Operator.

(3) Where crushing, transportation, handling, or washing are undertaken by the generating company by engaging an agency other than the Mine Developer and Operator, the annual charges of such agencies shall be considered as part of the Operation and Maintenance Expenses, provided that the charges have been discovered through a transparent, competitive bidding process.

(4) The crushing charges, transportation charges, handling charges, and washing charges shall be admitted by the Commission after a prudence check, considering charges of Coal India Limited or similarly placed coal mines or any other reference charges.

(5) The crushing charges, transportation charges, handling charges, and washing charges shall be worked out in terms of Rupees per tonne.

41. **Capital Cost:** (1) The expenditure incurred, including IDC and IEDC, duly certified by the Auditor, for the development of the integrated mine(s) up to the date of commercial operation shall be considered for arriving at the capital cost.

(2) Capital expenditure incurred shall be admitted by the Commission after a prudence check.

(3) 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 infrastructures 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 the Mine Developer and Operator or an agency other than the Mine Developer and Operator, the capital expenditure incurred by the 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.

(4) 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.

(5) In the case of integrated mine(s) which have declared the date of commercial operation prior to 1.4.2024, the capital expenditure allowed by the Commission for the period ending 31.3.2024 shall form the basis for the computation of input price.

42. **Additional Capital Expenditure:** (1) The 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 a prudence check and shall be capitalized in the respective year of the tariff 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 the 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 with the 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 event;

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 beneficiaries and submit it to the Commission along with its petition.

(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 a 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 the Mining Plan;
- (b) expenditure for works required to be carried out for complying with directions or orders of any statutory authority;
- (c) liabilities arising out of compliance with an 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.

(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 the Mining Plan, unless covered under sub-clause (g) of Clause (1) or sub-clause (e) of Clause (2) of this Regulation;
- 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 has not been de-capitalised from the gross fixed assets.

43. **Annual Extraction Cost:** The Annual Extraction Cost of integrated mine(s) shall consist of the following components:

- (i) Depreciation;
- (ii) Interest on Loan;
- (iii) Return on Equity;
- (iv) Operation and Maintenance Expenses, excluding mining charge;
- (v) Interest on Working Capital;
- (vi) Mine closure expenses, if not included in mining charge; and
- (vii) Statutory charges, if applicable.

44. **Capital Structure, Return on Equity and Interest on Loan:** (1) For integrated mine(s), the 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 Clause (1) of Regulation 18 of these regulations:

Provided that for integrated mine(s) in respect of lignite with the date of commercial operation prior to 1.4.2024, the debt-equity ratio allowed by the Commission for the period ending 31.3.2024 shall form the basis for computation of input price.

(2) For integrated mine(s), the debt-equity ratio for additional capital expenditure admitted by the Commission under these regulations shall be considered in the manner specified under Clause (1) of this Regulation.

(3) Return on equity shall be computed in rupee terms on the equity base arrived under Clause (1) of this Regulation at the base rate of 14%.

(4) The base rate of return on equity as per Clause (3) of this Regulation shall be grossed up with the effective tax rate computed in the manner specified under Regulation 31 of these regulations.

(5) Interest on loan, including normative loan, if any, determined under Clause (1) of this Regulation, shall be arrived at by considering the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio, in accordance with Clauses (2) to (7) of Regulation 32 of these regulations.

45. **Depreciation:** (1) Depreciation in respect of integrated mine(s) shall be computed from the date of commercial operation by applying the Straight Line Method:

Provided that depreciation methodology allowed in respect of integrated mine(s) of lignite which have been declared under commercial operation on or before 31.3.2024, shall continue to apply for determination of input price of lignite.

(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 the 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 the value base for the purpose of depreciation, subject to a 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.

(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 or as agreed by the generating company with the State Government for land; and
- iii) as notified by the Ministry of Corporate Affairs under the Companies Act, 2013 for specialized mining equipment.

(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.

46. **Operation and Maintenance Expenses:** (1) The Operation and Maintenance Expenses in respect of integrated mine(s) shall be allowed as under:

- (a) The Operation and Maintenance expenses in respect of integrated mine(s) of coal, for the tariff period ending on 31st March 2029 shall be allowed based on the projected Operation and Maintenance Expenses for each year of the tariff period subject to prudence check by the Commission;

Provided that the Operation and Maintenance expenses allowed under this clause shall be trued up based on actual expenses for the tariff period ending on 31st March 2029.

- (b) The Operation and Maintenance expenses for the tariff period ending on 31st March 2029 in respect of the integrated mine(s) of lignite commissioned on or before 31st March 2024 shall be worked out based on the Operation and Maintenance expenses as admitted by the Commission during 2023-24 and escalated at the rate of 5.25 % per annum;
- (c) The Operation and Maintenance expenses for the tariff period ending on 31st March 2029 in respect of the integrated mine(s) of lignite commissioned after 31st March 2024 shall be allowed based on the projected Operation and Maintenance Expenses for each year of the tariff period, subject to prudence check by the Commission;

Provided that the Operation and Maintenance expenses allowed under this clause shall be trued up based on actual expenses for the tariff period ending on 31st March 2029.

(2) Where the development and operation of the integrated mine(s) is undertaken by the generating company by engaging the Mine Developer and Operator, the Mining Charge of such Mine Developer and Operator shall not be included in Operation and Maintenance Expenses under Clause (1) of this Regulation;

(3) 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 Operation and Maintenance Expenses under clause (1) of this Regulation, subject to a prudence check by the Commission.

47. **Interest on Working Capital:** (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;
- (ii) Consumption of stores and spares, including explosives, lubricants and fuel @ 15% of operation and maintenance expenses, excluding mining charge of the Mine Developer and Operator and annual charges of the agency other than the Mine Developer and Operator, engaged by the generating company; and
- (iii) Operation and maintenance expenses for one month, excluding the mining charge of the Mine Developer and Operator and annual charges of the agency other than the Mine Developer and

Operator engaged by the generating company.

(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 year;
- (ii) Consumption of stores and spare including explosives, lubricants and fuel @20% of Operation and Maintenance expenses, excluding Mining Charge of the Mine Developer and Operator and annual charges of the agency other than the Mine Developer or Operator engaged by the generating company; and
- (iii) Operation and Maintenance expenses for one month, excluding the Mining Charge of the Mine Developer and Operator and annual charges of the agency other than the Mine Developer and Operator, engaged by the generating company.

(3) The rate and payment of interest on working capital shall be determined in accordance with Clauses (3) and (4) of Regulation 34 of these regulations.

48. **Mine Closure Expenses:** (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 tariff period 2024-29, the shortfall or excess shall be carried forward to the subsequent years for adjustments.

(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 the input price irrespective of the expenditure incurred towards mine closure during any of the years of the tariff period.

(3) Where mine closure is within the scope of the Mine Developer and Operator engaged by the generating company and mine closure expenses are part of the Mining Charge of the 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 the actual loan portfolio in accordance with the methodology specified in Regulation 32 of these regulations, and the amount deposited in the 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;

(4) Where the mine closure is within the scope of the 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 Clause (1) of this Regulation and mine closure during the period undertaken by the Mine Developer and Operator shall be in accordance with Clause (3) of this Regulation:

Provided that the treatment of mine closure at the end of the useful life of the integrated mine(s) shall be decided by the Commission on a case-to-case basis.

(5) The mine closure expenses worked out in accordance with this Regulation shall not be applicable in case of the integrated mine(s) allocated through an auction route under the Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015.

49. **Determination of Input Price:** (1) The input price of coal or lignite shall be determined as under:

$$\text{Input Price} = [\text{ROM Cost} + \text{Additional charges}]$$

(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 with separately in the manner specified in these regulations.

(3) Statutory Charges, as applicable, shall be allowed.

50. **Recovery of Input Charges:** (1) The input charges of coal or lignite shall be recovered as under:

$$\text{Input Charges} = [\text{Input Price} \times \text{Quantity of coal or lignite supplied}] + \text{Statutory charges, as applicable};$$

Provided that where the energy charge rate based on the input price of coal from integrated mine(s) 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:

Provided further that 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;

Provided also that 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.

(2) The generating company 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 beneficiaries.

51. **Adjustment on account of Shortfall of Overburden Removal (OB Adjustment):**

(1) The generating company shall remove overburden as specified in the Mining Plan.

(2) In case of a 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.

(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.

(4) Where the shortfall of overburden removal of any year is not made good by the generating company in accordance with Clause (2) of this Regulation, the adjustment on account of the shortfall of overburden removal (OB Adjustment) for that year shall be worked out as under:

$$\text{OB Adjustment} = [\text{Factor of adjustment for shortfall of overburden removal during the year}] \times [\text{Mining Charge during the year} + \text{Operation and Maintenance expenses during the year}]$$

Where,

i) Factor of adjustment for the shortfall of overburden removal during the year shall be computed as under:

$$\frac{[(\text{Actual quantity of coal or lignite extracted during the year} \times \text{Annual Stripping Ratio as per Mining Plan}) - (\text{Actual quantity of overburden removed during the year} / \text{Annual Stripping Ratio as per Mining Plan})]}{(\text{Annual Target Quantity})};$$

ii) Annual Stripping ratio is the ratio of the 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 Operation and Maintenance expenses shall be in terms of Rupees per tonne corresponding to the Annual Target Quantity.

(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 an auction route under the Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015.

52. **Adjustment on account of shortfall in GCV (GCV Adjustment):** (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.

(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:

(a) Where the integrated mine(s) are allocated through an auction route under the Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015:

$$\text{GCV Adjustment} = (\text{Quoted Price of coal} + \text{Fixed Reserve Price}) \times [(\text{Declared GCV of coal} - \text{Weighted Average GCV of coal extracted in the year}) / (\text{Declared GCV of coal})]$$

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 in the auction shall not be considered; and

ii) Declared GCV of coal shall be the GCV of coal as specified or quoted in the auction.

(b) Where the integrated mine(s) are allocated through an allotment route under the Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015:

$$\text{GCV Adjustment} = [(\text{Annual Extraction Cost}/\text{ATQ}) + (\text{Mining Charge})] \times [(\text{Declared GCV of coal} - \text{Weighted Average GCV of coal extracted in the year}) / (\text{Declared GCV of coal})]$$

Where,

i) Annual Extraction Cost is the cost of extraction of coal as computed in accordance with Regulation 43 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.

53. **Adjustment on account of Non-tariff income (NTI Adjustment):** (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:

$$\text{NTI Adjustment} = (2/3) \times (\text{Total Non-tariff income during the year}) / (\text{Actual quantity of coal or lignite extracted during the year})$$

(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 an auction route under the Coal Mines (Special Provisions) Act, 2015:

Provided that in case the actual extraction is less than ATQ, no NTI adjustment shall be made till the total cost of extraction is recovered.

54. **Credit Adjustment Note:** (1) The credit arising on account of OB Adjustment, GCV Adjustment, and NTI Adjustment shall be dealt with through a 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 the Credit Adjustment Note shall be adjusted against the charges of coal or lignite supplied after the date of issue of the Credit Adjustment Note. 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.

55. **Quality Measurement:** The quality of coal or lignite supplied from the integrated mine(s) shall be measured at the loading point 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.

56. **Special Provision:** Provisions of Chapters 5 to 8 of these regulations shall not be applicable in case of integrated mine(s), except to the extent specifically provided for or referred to in Chapter-9:

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 Chapter-9, shall be considered as per provisions of these regulations as applicable to the coal or lignite based generating stations.

CHAPTER – 10

COMPONENTS OF ENERGY CHARGE

57. **Energy Charges and Supplementary Energy Charges:** The energy charge and Supplementary Energy Charges in respect of the thermal generating Stations shall comprise the landed cost of primary fuel, secondary fuel oil consumption and reagents on account of the implementation of the revised emission standards.

58. **Landed Fuel Cost of Primary Fuel:** The landed fuel cost of primary fuel for any month shall consist of the base price or input price of fuel corresponding to the grade and quality of fuel and shall be inclusive of statutory charges as applicable, washery charges, transportation cost by rail or road or any other means and loading, unloading and handling charges:

Provided that procurement of fuel at a price other than Government notified prices may be considered if it is based on competitive bidding through a transparent process;

Provided further that the landed fuel cost of primary fuel shall be worked out based on the actual bill paid by the generating company, including any adjustment on account of quantity and quality;

Provided also that in the case of coal-fired or lignite based thermal generating station, the Gross Calorific Value shall be measured by third party sampling, and the expenses towards the third party sampling facility shall be reimbursed by the beneficiaries.

59. **Transit and Handling Losses:** For coal and lignite, the transit and handling losses shall be as per the following norms: -

Thermal Generating Station	Transit and Handling Loss(%)
Pit head	0.20%
Non-pit head – All Rail route	0.80%
Non-pit head multi-modal transportation (using two or more than two mode of transport involving multiple trans-shipments)	1.00%

Provided that in the case of pit-head stations, if coal or lignite is procured from sources other than the pit-head mines which is transported to the station through rail, transit and handling losses applicable for non-pit head stations shall apply;

Provided further that in case of imported coal, the transit and handling losses applicable for pit-head station shall apply.

60. **Gross Calorific Value of Primary Fuel:** (1) The gross calorific value for computation of energy charges as per Regulation 64 of these regulations shall be done in accordance with 'GCV as Received';

(2) The measurement of GCV of domestic coal shall be done based on third party sampling through an agency to be appointed by the generating company in accordance with the guidelines, if any, issued by the Central Government and the generating company shall ensure recovery of compensation as per Fuel Supply Agreement(s) and pass on the benefits of the same to the beneficiaries of the generating station:

Provided that in the absence of third party sampling, computation of the energy charges as per Regulation 64 of these Regulations shall be done in accordance with 'GCV as Billed';

(3) In the case of an integrated coal mine, the GCV of coal received at the end use generating station shall be adjusted by 15 kCal/Kg from the GCV measured at the mine end for every 100 km distance beyond 200 Km, or actual whichever is lower, subject to the condition that such an adjustment in aggregate shall not exceed 300 kCal/kg:

Provided further that the Commission after carrying out a detailed study may rationalise the mechanism for arriving at the gross calorific value of domestic coal at the generating station by considering the various factors impacting the calorific value throughout entire value chain from the delivery of coal to receiving at the generating station.

(4) No loss in calorific value between 'GCV as billed' and 'GCV as received' shall be admissible for generating stations procuring coal through import.

(5) The generating company shall provide to the beneficiaries of the generating station the details in respect of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, lignite, natural gas, RLNG, liquid fuel etc., as per the Form 15 prescribed at Annexure-I (Part I) to these regulations:

Provided that the additional details of the weighted average GCV of the primary fuel on a received basis used for generation during the period, the blending ratio of the imported coal with domestic coal, and the proportion of e-auction coal shall be provided, along with the bills of the respective month;

Provided further copies of the bills and details of parameters of GCV and price of fuel such as domestic coal, imported coal, e-auction coal, lignite, natural gas, RLNG, liquid fuel, details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, the proportion of e-auction coal shall also be displayed on the website of the generating company.

61. **Landed Cost of Reagent:** (1) Where specific reagents such as Limestone, Sodium Bi-Carbonate, Urea or Anhydrous Ammonia are used during the operation of an emission control system for meeting revised emission standards, the landed cost of such reagents shall be determined based on the normative consumption and the purchase price of the reagent through competitive bidding, applicable statutory charges and transportation cost.

(2) The normative consumption of specific reagents for the various technologies installed for meeting revised emission standards shall be as specified in Regulation 70 of these regulations.

CHAPTER – 11

COMPUTATION OF CAPACITY CHARGES AND ENERGY CHARGES**62. Computation and Payment of Capacity Charge for Thermal Generating Stations:**

(1) The fixed cost of a thermal generating station shall be computed on annual basis based on the norms specified under these regulations and recovered on a 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 or allocation in the capacity of the generating station. The capacity charge shall be recovered in two parts, viz., Capacity Charge for Peak Hours of the month and Capacity Charge for Off- Peak Hours of the month as follows:

(2) The Capacity Charge payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

Capacity Charge for the Month (CC_n) =

Capacity Charge for Peak Hours of the Month (CC_{pn}) +

Capacity Charge for Off-Peak Hours of the Month (CC_{opn})

Where,

$$CC_{p1} = [(0.20 \times AFC) \times (1/12) \times (PAFM_{p1}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (1/12)\}]$$

$$CC_{p2} = [(0.20 \times AFC) \times (1/6) \times (PAFM_{p2}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (1/6)\}] - CC_{p1}$$

$$CC_{p3} = [(0.20 \times AFC) \times (1/4) \times (PAFM_{p3}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (1/4)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2})$$

$$CC_{p4} = [(0.20 \times AFC) \times (1/3) \times (PAFM_{p4}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (1/3)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3})$$

$$CC_{p5} = [(0.20 \times AFC) \times (5/12) \times (PAFM_{p5}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (5/12)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4})$$

$$CC_{p6} = [(0.20 \times AFC) \times (1/2) \times (PAFM_{p6}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (1/2)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5})$$

$$CC_{p7} = [(0.20 \times AFC) \times (7/12) \times (PAFM_{p7}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (7/12)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6})$$

$$CC_{p8} = [(0.20 \times AFC) \times (2/3) \times (PAFM_{p8}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (2/3)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7})$$

$$CC_{p9} = [(0.20 \times AFC) \times (3/4) \times (PAFM_{p9}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (3/4)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8})$$

$$CC_{p10} = [(0.20 \times AFC) \times (5/6) \times (PAFM_{p10}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (5/6)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8} + CC_{p9})$$

$$CC_{p11} = [(0.20 \times AFC) \times (11/12) \times (PAFM_{p12}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.20 \times AFC) \times (11/12)\}] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8} + CC_{p9} + CC_{p10})$$

$$CC_{p12} = [(0.20 \times AFC) \times (PAFM_{p12}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (0.20 \times AFC)] - (CC_{p1} + CC_{p2} + CC_{p3} + CC_{p4} + CC_{p5} + CC_{p6} + CC_{p7} + CC_{p8} + CC_{p9} + CC_{p10} + CC_{p11})$$

$$CC_{op1} = (0.80 \times AFC) \times (1/12) \times (PAFM_{op1}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/12)\}$$

$$CC_{op2} = [(0.80 \times AFC) \times (1/6) \times (PAFM_{op2}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/6)\}] - CC_{op1}$$

$$CC_{op3} = [(0.80 \times AFC) \times (1/4) \times (PAFM_{op3}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/4)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2})$$

$$CC_{op4} = [(0.80 \times AFC) \times (1/3) \times (PAFM_{op4}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/3)\}] - (CC_{op1} + CC_{op2} + CC_{op3})$$

$$CC_{op5} = [(0.80 \times AFC) \times (5/12) \times (PAFM_{op5}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (5/12)\}] - (CC_{op1} +$$

$$\begin{aligned}
 & CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} \\
 CC_{op6} = & [(0.80 \times AFC) \times (1/2) \times (PAFM_{op6}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (1/2)\}] - (CC_{op1} + \\
 & CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5}) \\
 CC_{op7} = & [(0.80 \times AFC) \times (7/12) \times (PAFM_{op7}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (7/12)\}] - ((CC_{op1} + \\
 & CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6}) \\
 CC_{op8} = & [(0.80 \times AFC) \times (2/3) \times (PAFM_{op8}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (2/3)\}] - (CC_{op1} + \\
 & CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7}) \\
 CC_{op9} = & [(0.80 \times AFC) \times (3/4) \times (PAFM_{op9}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (3/4)\}] - (CC_{op1} + \\
 & CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8}) \\
 CC_{op10} = & [(0.80 \times AFC) \times (5/6) \times (PAFM_{op10}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (5/6)\}] - (CC_{op1} + \\
 & CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8} + CC_{op9}) \\
 CC_{op11} = & [(0.80 \times AFC) \times (11/12) \times (PAFM_{op11}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(0.80 \times AFC) \times (11/12)\}] - (CC_{op1} + \\
 & CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8} + CC_{op9} + CC_{op10}) \\
 CC_{op12} = & [(0.80 \times AFC) \times (PAFM_{op12}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (0.80 \times AFC)] - (CC_{op1} + \\
 & CC_{op2} + CC_{op3} + CC_{op4} + CC_{op5} + CC_{op6} + CC_{op7} + CC_{op8} + CC_{op9} + CC_{op10} + CC_{op11})
 \end{aligned}$$

Provided that in case generating station or unit thereof is under shutdown due to Renovation and Modernisation or installation of emission control system, as the case may be, the generating company shall be allowed to recover O&M expenses and interest on loan only.

Where,

CC_m= Capacity Charge for the Month;
 CC_p= Capacity Charge for the Peak Hours of the Month;
 CC_{op}= Capacity Charge for the Off-Peak Hours of the Month;
 CC_{pn}= Capacity Charge for the Peak Hours of nth Month;
 CC_{opn}= Capacity Charge for the Off-Peak of nth Month;
 AFC = Annual Fixed Cost;

PAFM_{pn}= Plant Availability Factor achieved during Peak Hours up to the end of nth Month;

PAFM_{opn}= Plant Availability Factor achieved during Off-Peak Hours up to the end of nth Month;

NAPAF= Normative Annual Plant Availability Factor.

(3) Normative Plant Availability Factor for "Peak" and "Off-Peak" Hours in a month shall be equivalent to the NAPAF specified in Clause (A) of Regulation 70 of these regulations. The number of hours of "Peak" and "Off-Peak" periods during a day shall be four and twenty, respectively. The hours of Peak and Off-Peak periods during a day shall be declared by the concerned RLDC at least a week in advance:

Provided that RLDC, after duly considering the comments of the concerned stakeholders, shall declare Peak Hours in such a way as to coincide with the majority of the Peak Hours of the region to the maximum extent possible:

Provided further that in respect of a generating station having beneficiaries across different regions, the Peak Hours shall correspond to Peak Hours of the region in which the majority of its beneficiaries, in terms of percentage of allocation of share, are located;

The shortfall in recovery of Capacity Charge for cumulative Off-Peak Hours derived based on NAPAF shall be allowed to be off-set by over-achievement of PAF, if any, and consequent notional over-recovery of Capacity Charge for cumulative Peak Hours;

Provided that the shortfall in recovery of Capacity Charge for cumulative Peak Hours derived based on NAPAF, shall not be allowed to be off-set by over-achievement of PAF, if any, and consequent notional over-recovery of Capacity Charge for cumulative Off-Peak Hours.

(4) The Plant Availability Factor for a Month ('PAFM') shall be computed in accordance with the following formula:

$$PAFM = 10000 \times \sum_{i=1}^n \frac{DC_i}{[N \times IC \times (100 - AUX_n - AUX_{en})]} \%$$

Where,

AUX_n = Normative auxiliary energy consumption as a percentage of gross energy generation;

AUX_{en} = 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), for the ith day of the period i.e. the month or the year, as the case may be, as certified by the concerned load dispatch centre after the day is over;

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station;

n = Number of days during the period;

Note: DC_i 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.

(5) In addition to the AFC entitlement as computed above, the thermal generating station shall be allowed an incentive of up to 1.00% of AFC approved for a given year, which shall be billed monthly as per the following.

$$\text{Incentive} = (1.00\% \times \beta \times CC_y) / 12$$

Where,

β = Average Monthly Frequency Response Performance for that generating station, as certified by RPCs, which shall be computed by considering primary response as per the methodology prescribed by the NLDC with approval of the Commission, and β shall range between 0 to 1:

Provided that the incentive shall be payable only if the Beta value is higher than 0.30.

CC_y = Capacity Charges for the Year.

(6) In addition to the capacity charge, an incentive shall be payable to a generating station or unit thereof @ 75 paise/ kWh for ex-bus scheduled energy during Peak Hours and @ 55 paise/ kWh for ex-bus scheduled energy during Off-Peak Hours corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) achieved on a cumulative basis, as specified in Clause (B) of Regulation 70 of these regulations.

63. Computation and Payment of Supplementary Capacity Charge for Coal or Lignite based Thermal Generating Stations:

(1) The fixed cost of the emission control system shall be computed on an annual basis based on the norms specified under these regulations and recovered on a monthly basis under a supplementary capacity charge. The total supplementary capacity charge is payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share or allocation in the capacity of the generating station.

(2) The Supplementary Capacity Charge payable to a coal or lignite generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

$$SCC_1 = (AFC_e) \times (1/12) \times (PAFM_1/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFC_e) \times (1/12)\}$$

$$SCC_2 = [(AFC_e) \times (1/6) \times (PAFM_2/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFC_e) \times (1/6)\}] - SCC_1$$

$$SCC_3 = [(AFC_e) \times (1/4) \times (PAFM_3/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFC_e) \times (1/4)\}] - (SCC_1 + SCC_2)$$

$$SCC_4 = [(AFC_e) \times (1/3) \times (PAFM_4/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFC_e) \times (1/3)\}] - (SCC_1 + SCC_2 + SCC_3)$$

$$SCC_5 = [(AFC_e) \times (5/12) \times (PAFM_5/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFC_e) \times (5/12)\}] - (SCC_1 + SCC_2 + SCC_3 + SCC_4)$$

$$SCC_6 = [(AFC_e) \times (1/2) \times (PAFM_6/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFC_e) \times (1/2)\}] - (SCC_1 + SCC_2 + SCC_3 + SCC_4 + SCC_5)$$

$$SCC_7 = [(AFC_e) \times (7/12) \times (PAFM_7/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFC_e) \times (7/12)\}] - (SCC_1 + SCC_2 + SCC_3 + SCC_4 + SCC_5 + SCC_6)$$

$$SCC_8 = [(AFC_e) \times (2/3) \times (PAFM_8/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFC_e) \times (2/3)\}] - (SCC_1 + SCC_2 + SCC_3 + SCC_4 + SCC_5 + SCC_6 + SCC_7)$$

$$SCC_9 = [(AFC_e) \times (3/4) \times (PAFM_9/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFC_e) \times (3/4)\}] - (SCC_1 + SCC_2 + SCC_3 + SCC_4 + SCC_5 + SCC_6 + SCC_7 + SCC_8)$$

$$SCC_{10} = [(AFC_e) \times (5/6) \times (PAFM_{10}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFC_e) \times (5/6)\}] - (SCC_1 + SCC_2 + SCC_3 + SCC_4 + SCC_5 + SCC_6 + SCC_7 + SCC_8 + SCC_9)$$

$$SCC_{11} = [(AFC_e) \times (11/12) \times (PAFM_{11}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } \{(AFC_e) \times (11/12)\}] - (SCC_1 + SCC_2 + SCC_3 + SCC_4 + SCC_5 + SCC_6 + SCC_7 + SCC_8 + SCC_9 + SCC_{10})$$

$$SCC_{12} = [(AFC_e) \times (PAFM_{12}/NAPAF) \text{ subject to ceiling of } (AFC_e)] - (SCC_1 + SCC_2 + SCC_3 + SCC_4 + SCC_5 + SCC_6 + SCC_7 + SCC_8 + SCC_9 + SCC_{10} + SCC_{11})$$

Provided that in case of the generating station or unit thereof under shutdown due to Renovation and Modernisation, the generating company shall be allowed to recover O&M expenses and interest on the loan in respect of the emission control system only.

Where,

SCC_n = Supplementary Capacity Charge for the n^{th} Month;

AFC_e = Annual Fixed Cost of the emission control system;

$PAFM_n$ = Plant Availability Factor achieved up to the end of n^{th} Month;

$NAPAF$ = Normative Annual Plant Availability Factor.

(3) Normative Plant Availability Factor for a month for the purpose of Supplementary Capacity Charge shall be considered in the manner specified in Clause (3) of Regulation 62 of these regulations. The $PAFM$ shall be worked out in accordance with Clause (4) of Regulation 62 of these regulations.

64. **Computation and Payment of Energy Charge for Thermal Generating Stations and Supplementary Energy Charge for Coal or Lignite based Thermal Generating Stations:**

(1) The energy charge shall cover the primary and secondary fuel cost and limestone consumption cost (where applicable) and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on an ex-power plant basis, at the energy charge rate of the month (with fuel and limestone price adjustment). The total Energy charge payable to the generating company for a month shall be:

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

(2) The supplementary energy charge on account of the 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 an ex-power plant basis, at the supplementary energy charge rate of the month. The total supplementary energy charge payable to the generating company for a month shall be:

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

(3) Energy charge rate (ECR) and Supplementary Energy charge rate in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined to three decimal places in accordance with the following formulae:

(a) ECR for coal based and lignite fired stations:

$$ECR = [\{ (SHR - SFC \times CVSF) \times LPPF / CVPF \} + (SFC \times LPSFi) + (LC \times LPL)] \times 100 / (100 - AUX)$$

(b) Supplementary ECR for coal and lignite based thermal generating stations:

$$\text{Supplementary ECR} = (\Delta ECR) + [(SRC \times LPR / 10) / (100 - (AUX_n + AUX_{en}))]$$

(c) For gas and liquid fuel based stations:

$$ECR = SHR \times LPPF \times 100 / \{ (CVPF) \times (100 - AUX) \}$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

CVPF = (a) Weighted Average Gross calorific value of coal considering GCV as per Regulation 60, in kCal per kg for coal based stations less 85 Kcal/Kg on account of variation during storage at generating station;

(b) Weighted Average Gross calorific value of primary fuel as received, in kCal per kg, per litre or per standard cubic meter, as applicable for lignite, gas and liquid fuel based stations;

(d) In the case of blending of fuel from different sources, the weighted average Gross calorific value of the primary fuel shall be arrived at in proportion to the blending ratio:

CVSF = Calorific value of secondary fuel, in kCal per ml;

ECR = Energy charge rate, in Rupees per kWh sent out;

SHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh;

LC = Normative limestone consumption in kg per kWh;

LPL = Weighted average landed cost of limestone in Rupees per kg;

LPPF = Weighted average landed fuel cost of primary fuel, in Rupees per kg, per litre or per standard cubic metre, as applicable, during the month. (In case of blending of fuel from different sources, the weighted average landed fuel cost of primary fuel shall be arrived in proportion to the blending ratio);

SFC = Normative Specific fuel oil consumption, in ml per kWh;

LPSFi = Weighted Average Landed Fuel Cost of Secondary Fuel in Rs./ml during the month;

(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 the emission control system (in Rs./kg).

Provided that the energy charge rate for a gas or liquid fuel based station shall be adjusted for open cycle operation based on certification of the Member Secretary of the respective Regional Power Committee during the month;

In case of part or full use of an 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 for the supply of contracted power on account of a shortage of fuel or optimization of economical operation through blending, the use of an alternative source of fuel supply shall be permitted to generating station;

Provided that the weighted average price of alternative source of fuel shall not exceed 30% of base price of fuel computed as per clause (5) of this Regulation and in such case, prior permission from beneficiaries shall not be a pre-condition, unless otherwise agreed specifically in the power purchase agreement;

Provided further that where the energy charge rate based on weighted average price of fuel upon use of alternative source of fuel supply exceeds 30% of base energy charge rate as approved by the Commission for that year or exceeds 20% of energy charge rate for the previous month, whichever is lower shall be considered and, in that event, prior consultation with beneficiary shall be made at least three days in advance.

(4) Notwithstanding anything contained in clause 3 of this Regulation, the Commission after considering the shortage of fuel, may vary through separate Order(s), the blending ratio and the requirement of beneficiary consent thereof, towards use of alternative source of fuel..

(5) Where biomass fuel is used for blending with coal, the landed cost of biomass fuel shall be worked out based on the delivered cost of biomass at the unloading point of the generating station, inclusive of taxes and duties as applicable. The energy charge rate of the blended fuel shall be worked out considering the consumption of biomass based on the blending ratio as specified by the Authority or the actual consumption of biomass, whichever is lower.

(6) The Commission, through specific tariff orders to be issued for each generating station, shall approve the energy charge rate at the start of the tariff period. The energy charge rate so approved shall be the base energy charge rate for the first year of the tariff period. The base energy charge rate for subsequent years shall be the energy charge computed after escalating the base energy charge rate by escalation rates for payment purposes as notified by the Commission from time to time under competitive bidding guidelines.

(7) The tariff structure as provided in Regulation 63 and Regulation 64 of these regulations may be adopted by the Department of Atomic Energy, Government of India, for the nuclear generating stations by specifying annual fixed cost (AFC), normative annual plant availability factor (NAPAF), installed capacity (IC), normative auxiliary energy consumption (AUX) and energy charge rate (ECR) for such stations.

65. Computation and Payment of Capacity Charge and Energy Charge for Hydro Generating Stations:

(1) The fixed cost of a hydro generating station shall be computed on an annual basis, based on norms specified under these regulations, and shall be recovered on a monthly basis under capacity charge (inclusive of incentive) and energy charge, which shall be payable by the beneficiaries in proportion to their respective allocation in the saleable capacity of the generating station, i.e., in the capacity excluding the free power to the home State:

Provided that during the period between the date of commercial operation of the first unit of the generating station and the date of commercial operation of the generating station, the annual fixed cost shall provisionally be worked out based on the latest estimate of the completion cost for the generating station, for the purpose of determining the capacity charge and energy charge payment during such period.

(2) The capacity charge (inclusive of incentive) payable to a hydro generating station for a calendar month shall be:

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

Where,

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

NAPAF = Normative plant availability factor in percentage

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year

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

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

$$\text{PAFM} = 10000 \times \sum_{i=1}^N \frac{\text{DC}_i}{\{N \times \text{IC} \times (100 - \text{AUX})\}} \%$$

Where

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage

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

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

N = Number of days in the month

(4) In addition to the AFC entitlement as computed above, the hydro generating station shall be allowed an

incentive of up to 3% of the Capacity Charge approved for a given year which shall be billed monthly as per the following.

$$\text{Incentive} = (3\% \times \beta \times \text{CC}_y) / 12$$

Where,

β = Average Monthly Frequency Response Performance for that generating station, as certified by RPCs, which shall be computed by considering primary response as per the methodology prescribed by the NLDC with approval of the Commission and beta shall range between 0 to 1:

Provided that incentive shall be payable only if Beta value is higher than 0.30.

CC_y = Capacity Charges for the Year.

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

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

(6) Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis, for a hydro generating station, shall be determined up to three decimal places based on the following formula, subject to the provisions of clause (8) of this Regulation:

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

Where,

DE = Annual design energy specified for the hydro generating station, in MWh, subject to the provision in clause (7) below.

FEHS = Free energy for home State, in per cent, as mentioned in EXPLANATION-III under Regulation 76 of these regulations.

(7) In case the saleable scheduled energy (ex-bus) of a hydro generating station during a year is less than the saleable design energy (ex-bus) for reasons beyond the control of the generating station, the generating station may directly recover the shortfall in energy charges in six equal interest-free monthly instalments after adjusting for DSM Energy in the immediately following year and shall be subject to truing up at the end of the tariff period:

Provided that in case actual generation from a hydro generating station is less than the design energy for a continuous period of four years on account of hydrology factor, the generating station shall approach the Central Electricity Authority with relevant hydrology data for revision of design energy of the station.

(8) Any shortfall in the energy charges on account of saleable scheduled energy (ex-bus) being less than the saleable design energy (ex-bus) during the tariff period 2019-24, which was beyond the control of the generating station and which could not be recovered during the said tariff period shall be recovered in accordance with clause (7) of this Regulation.

(9) In case the energy charge rate (ECR) for a hydro generating station, computed as per clause (5) of this Regulation exceeds one hundred and thirty paise per kWh, and the actual saleable energy in a year exceeds $\{\text{DE} \times (100 - \text{AUX}) \times (100 - \text{FEHS}) / 10000\}$ MWh, the energy charge for the energy in excess of the above shall be billed at one hundred and thirty paise per kWh only.

(10) In addition to the above, an incentive shall be payable to a ROR Hydro generating station @ 50 paise/ kWh corresponding to the saleable scheduled energy during peak hours of the day in excess of average saleable scheduled energy during the day (24 hours).

66. Computation and Payment of Capacity Charge and Energy Charge for Pumped Storage Hydro Generating Stations:

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

generating station;

Provided that during the period between the date of commercial operation of the first unit of the generating station and the date of commercial operation of the generating station, the annual fixed cost shall be worked out based on the latest estimate of the completion cost for the generating station, for the purpose of determining the capacity charge payment during such period.

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

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

Where,

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

NDM = Number of days in the month

NDY = Number of days in the year:

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

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

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

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

Where,

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

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

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

(5) The generating company shall maintain the record of daily inflows of natural water into the upper elevation reservoir and the reservoir levels of the upper elevation reservoir and lower elevation reservoir on an hourly basis. The generator shall be required to maximize the peak hour supplies with the available water, including the natural flow of water. In case it is established that the generator is deliberately or otherwise, without any valid reason, not pumping water from a lower elevation reservoir to a higher elevation during off-peak periods or not generating power to its potential or wasting the natural flow of water, the capacity charges of the day shall not be payable by the beneficiary. For this purpose, outages of the unit(s)/station, including planned outages and forced outages up to 15% in a year, shall be construed as the valid reason for not pumping water from the lower elevation reservoir to the higher elevation during an off-peak period or not generating power using the energy of pumped water or natural flow of water:

Provided that the total capacity charges recovered during the year shall be adjusted on a pro-rata basis in the following manner in the event of total machine outages in a year exceeding 15%;

$(ACC)_{adj} = (ACC) R \times (100 - ATO) / 85$

Where,

(ACC)_{adj} - Adjusted Annual Capacity Charges

(ACC) R - Annual Capacity Charges recovered

ATO - Total Outages in percentage for the year including forced and planned outages:

Provided further that the generating station shall be required to declare its machine availability daily on day ahead basis for all the time blocks of the day in line with the scheduling procedure of Grid Code.

(6) The concerned Load Despatch Centre shall finalise the schedules for the hydro generating stations, in consultation with the beneficiaries, for optimal utilization of all the energy declared to be available, which shall be scheduled for all beneficiaries in proportion to their respective allocations in the generating station.

67. Computation and Payment of Transmission Charge for Inter-State Transmission System and Communication System:

(1) The fixed cost of the transmission system or communication system forming part of the transmission system shall be computed on an annual basis, in accordance with norms contained in these regulations, aggregated as appropriate, and recovered on a monthly basis as transmission charge from the users, who shall share these charges in the manner specified in clause (2) of this Regulation.

(2) The Transmission charge (inclusive of incentive) payable for a calendar month for the transmission system or part shall be computed for each region separately for the AC and DC system as under:

For AC system:

a) For $TAFM_n \leq 98.00\%$

$AFC \times (NDM_n / NDY) \times (TAFM_n / 98.00\%)$

b) For $TAFM_n: 98.00\% < TAFM_n < 98.50\%$

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

c) For $TAFM_n: 98.50\% < TAFM_n \leq 99.75\%$

$AFC \times (NDM_n / NDY) \times (TAFM_n / 98.50\%)$

d) For $TAFM_n > 99.75\%$

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

Where,

AFC = Annual Fixed Cost specified for the year in Rupees

NDM_n = Number of days in nth month

NDY = Number of days in the year

$TAFM_n$ = Transmission System availability factor for the nth month, in percent computed in accordance with Appendix IV.

For HVDC bi-pole links and HVDC back-to-back Stations:

$TC_1 = AFC \times (NDM_1 / NDY) \times (TAFM_1 / NATAF)$

$TC_2 = AFC \times (NDM_2 / NDY) \times (TAFM_2 / NATAF) - TC_1$

$TC_3 = AFC \times (NDM_3 / NDY) \times (TAFM_3 / NATAF) - (TC_1 + TC_2)$

$TC_4 = AFC \times (NDM_4 / NDY) \times (TAFM_4 / NATAF) - (TC_1 + TC_2 + TC_3)$

.....

$TC_{11} = AFC \times (NDM_{11} / NDY) \times (TAFM_{11} / NATAF) - (TC_1 + TC_2 + \dots + TC_{10})$

$TC_{12} = AFC \times (TAFY / NATAF) - (TC_1 + TC_2 + \dots + TC_{11});$

If,

(i) $TAFM: 95.00\% < TAFM < 97.50\%$, then $TAFM = NATAF$;

- (ii) TAFM: $97.50\% \leq \text{TAFM} \leq 99.75\%$, then NATAF=97.50%; and
(iii) For $\text{TAFM} \geq 99.75\%$, then TAFM=99.75% and NATAF= 97.50%.

Where,

TC_n = Transmission charges inclusive of incentive up to the nth month

AFC = Annual fixed cost specified for the year in rupees

NATAF = Normative Annual Transmission Availability Factor in percentage

NDM_n = No of days up to the end of the nth month of the financial year

NDY = No. of days in the year

TAFM_n = Transmission availability factor up to the end of the nth month of the year in percentage computed in accordance with Appendix -IV

TAFY = Transmission availability factor in per cent for the year.

(3) The transmission charges shall be calculated separately for part of the transmission system having different NATAF and aggregated thereafter, according to their sharing by the long term customers or DICs or GNA grantee. The charges of the communication system shall be a part of the transmission charges and shall be shared by the long term customers.

68. **Deviation Charges:** (1) Variations between actual net injection and scheduled net injection for the generating stations, and variations between actual net drawl and scheduled net drawl for the beneficiaries shall be treated as their respective deviations and charges for such deviations shall be governed by the Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2022.

(2) The actual net deviation of every generating station and Beneficiary shall be metered on its periphery through special energy meters (SEMs) installed by the Central Transmission Utility (CTU), and computed in MWh for each 15-minute time block by the concerned Regional Load Despatch Centre.

CHAPTER - 12**NORMS OF OPERATION**

69. **Recovery of Tariff and Incentive:** (1) Recovery of capacity charge, energy charge, supplementary capacity charge, supplementary energy charge, transmission charge and incentive by the generating company and the transmission licensee shall be based on the achievement of the operational norms specified in the Regulation 70 to Regulation 72 of these regulations.

(2) The Commission may on its own revise the norms of Station Heat Rate specified in Regulation 70(C) of these regulations in respect of any of the generating stations for which relaxed norms have been specified.

Norms of operation for thermal generating station

70. The norms of operation as given hereunder shall apply to thermal generating stations:

(A) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF)

- (a) 85% for all thermal generating stations, except those covered under clauses (b), (c), (d) and (e);
 (b) 83% for coal and lignite based generating stations completing 30 years from COD as on 31.03.2024;
 (c) For the following Gas based Thermal generating stations of NEEPCO:

Assam GPS	70%
Agartala GPS	85%
Tripura GPS	85%

(d) Lignite fired generating stations using Circulatory Fluidized Bed Combustion (CFBC) Technology and generating stations based on coal rejects:

1. First Three years from the date of commercial operation – 68.50%
 2. After completion of three years of the date of commercial operation - 75%
 (e) For following lignite fired thermal generating stations of NLC India Ltd.

1. TPS-II State-I and Stage-II : 80%
 2. Barsingsar (CFBC) : 75%
 3. TPS-II Expansion (CFBC) : 70%
 4. TPS-1 Expansion : 85%
 5. New Neyveli TPS : 80%

(B) Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF) for Incentive:

- (a) 85% for all thermal generating stations, except for those covered under clause (b) below
 (b) 83% for coal and lignite based generating stations completing 30 years from COD as on 31.03.2024

(C) Gross Station Heat Rate:**(a) Existing Thermal Generating Stations achieving COD before 1.4.2009**

- (i) For Coal-based Thermal generating stations other than those covered under clause (ii) below:

200-300 MW Sets	500 MW Sets (Sub-critical)
2,415kCal/kWh	2,375kCal/kWh

Note 1

In respect of 500 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 MW and above 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.

Note 3

The normative gross station heat rate above is exclusive of the compensation specified as per the Grid Code. The generating company shall, based on the unit loading factor, consider the compensation in addition to the normative gross heat rate above.

Note 4

The gross station heat rate for the unit capacity of less than 200 MW sets, shall be dealt with on a case-to-case basis.

- (ii) For the following Thermal generating stations of NTPC Ltd:

Tanda TPS	2,750 kCal/kWh
-----------	----------------

- (iii) Lignite-fired Thermal Generating Stations:

TPS-II (Stg I & II)	: 2,880 kCal/kWh
TPS-I (Expansion)	: 2,710 kCal/kWh

- (iv) Open Cycle Gas Turbine/Combined Cycle Generating Stations: For the following gas-based thermal generating stations:

Name of generating station	Combined cycle (kCal/kWh)	Open Cycle (kCal/kWh)
Gandhar GPS	2,040	2,960
Kawas GPS	2,050	3,010
Anta GPS	2,075	3,010
Dadri GPS	2,000	3,010
Auraiya GPS	2,100	3,045
Faridabad GPS	1,975	2,900
Kayamkulam GPS	2,000	2,900
Assam GPS	2,600	3,578
Agartala GPS	2,600	3,578
Ratnagiri	1,820	2,641

- (b) **Thermal Generating Stations achieving COD on or after 1.4.2009:**

- (i) For Coal-based and lignite-fired Thermal Generating Stations:

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 generating unit means the unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero per cent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure:

Provided that depending upon the pressure and temperature ratings of the units, the maximum design turbine cycle heat rate and minimum design boiler efficiency shall be as per the table below;

Pressure Rating (Kg/cm ²)	150	170	170
SHT/RHT (°C)	535/535	537/537	537/565
Type of BFP	Electrical Driven	Turbine Driven	Turbine Driven
Max Turbine Heat Rate (kCal/kWh)	1955	1950	1935
Min. Boiler Efficiency			
Sub-Bituminous Indian Coal (%)	86	86	86
Bituminous Imported Coal (%)	89	89	89

Pressure Rating (Kg/cm ²)	247	247	260	270	270
SHT/RHT (°C)	537/565	565/593	593/593	593/593	600/600
Type of BFP	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven	Turbine Driven
Max Turbine Heat Rate (kCal/kWh)	1900	1850	1814	1810	1790
Min. Boiler Efficiency (%)					
Sub-Bituminous Indian Coal (%)	86.00	86.00	86.00	86.50	86.50
Bituminous Imported Coal (%)	89.00	89.00	89.50	89.50	89.50

* For Lignite fired thermal generating station, the minimum boiler efficiency shall be 76% (for pulverised) and 80% (for fluidised bed) based boilers.

In case designed 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 further that in case the pressure and temperature parameters of a unit are different from the above ratings, the maximum design heat rate of the unit of the nearest class shall be taken;

Provided also that where the heat rate of the unit has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the design heat rate of the unit shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency;

Provided also that where the boiler efficiency is lower than 86% for Sub-bituminous Indian coal and 89% for bituminous imported coal, the same shall be considered as 86% and 89% for Sub-bituminous Indian coal and bituminous imported coal, respectively, for computation of station heat rate;

Provided units based on a dry cooling system, the maximum turbine cycle heat rate shall be considered as per the actual design or 6% higher than the values given in the table above, whichever is lower;

Provided also that in the case of coal based generating station, if one or more generating units were declared under commercial operation prior to 1.4.2024, the heat rate norms for those generating units as well as generating units

declared under commercial operation on or after 1.4.2024 shall be lowest of the heat rate norms considered by the Commission during tariff period 2019-24 or those arrived at by above methodology or the norms as per the sub-clause (C)(a)(i) of this Regulation;

Provided also that for Generating stations based on coal rejects, the Commission shall approve the Station Heat Rate on a case-to-case basis.

Note: In respect of generating units where the boiler feed pumps are electrically operated, the maximum design heat rate of the unit shall be 40 kCal/kWh lower than the maximum design heat rate of the unit specified above with turbine driven Boiler Feed Pump.

(ii) For the following Thermal generating stations of NTPC Ltd:

Kanti TPS	2,500 kCal/kWh
-----------	----------------

(iii) For the following lignite generating stations of NLC India Ltd:

Barsingsar (2X125 MW)	2,525 kCal/kWh
-----------------------	----------------

(c) **For Gas-based/ Liquid based Thermal Generating Unit(s)/ Block(s) having COD on or after 1.4.2009:**

For Natural Gas and RLNG= 1.050 X Design Heat Rate of the unit/block (kCal/kWh)

For Liquid Fuel=1.071 X Design Heat Rate of the unit/block for Liquid Fuel (kCal/kWh)

Where the Design Heat Rate of a unit shall mean the guaranteed heat rate for a unit at 100% MCR and at site ambient conditions, and the Design Heat Rate of a block shall mean the guaranteed heat rate for a block at 100% MCR, site ambient conditions, zero per cent make up, design cooling water temperature/back pressure.

(d) The Gross Station Heat Rate norms as specified in sub-clauses (a) and (b) of this clause, in respect of the coal and lignite based generating stations or units thereof (except for the generating stations or units thereof for which relaxed norms have been specified) and commissioned till 31.3.2024 (before 2009 and after 2009) shall remain applicable for such generating stations or units thereof for the remaining operational life of the respective generating stations or units thereof.

(D) **Secondary Fuel Oil Consumption:**

(a) For Coal-based generating stations: 0.50 ml/kWh

(b) For Coal-based generating stations with wall (front/rear/sides) fired boilers: 1.00 ml/kWh

(c) For Lignite-fired generating stations (Pulverised and CFBC): 1.0 ml/kWh

(d) For Coal-based generating stations of DVC:

Mejia TPS (Unit 1 to 3)	1.00 ml/kWh
Mejia TPS (Unit 4)	1.00 ml/kWh

(e) For Generating Stations based on Coal Rejects: 2.0 ml/kWh

(E) **Auxiliary Energy Consumption:**

(a) For Coal-based generating stations except at (b) below:

S. No.	Generating Station	With Natural Draft cooling tower or without cooling tower
(i)	200-300 MW series	8.50%
(ii)	500 MW and above	
	Steam driven boiler feed pumps	5.25%

S. No.	Generating Station	With Natural Draft cooling tower or without cooling tower
	Electrically driven boiler feed pumps	8.00%
(iii)	600 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%

Note: The auxiliary energy consumption for the unit capacity of less than 200 MW sets shall be dealt with on a case-to-case basis.

(b) For other Coal-based generating stations:

(i)	Tanda Thermal Power Station	12.00%
(ii)	Chandrapur TPS (2x250 MW) (DVC)	9.50%

(c) For Gas Turbine /Combined Cycle generating stations:

(i)	Combined Cycle	:	2.75%
(ii)	Open Cycle	:	1.00%

Provided that where the gas based generating station is using electric motor driven Gas Booster Compressor, the Auxiliary Energy Consumption in case of Combined Cycle mode shall be 3.30% (including the impact of air-cooled condensers for Steam Turbine Generators);

Provided further that an additional Auxiliary Energy Consumption of 0.35% shall be allowed for Combined Cycle Generating Stations having direct cooling air cooled condensers with mechanical draft fans.

(iii) Tripura CCPP : 3.50%

(iv) OTPC Palatana CCPP : 3.50%

(d) For Lignite-fired thermal generating stations:

(i) For all generating stations with 200 MW sets and above:

The auxiliary energy consumption norms shall be 0.5 percentage points more than the auxiliary energy consumption norms of coal-based generating stations at (E) (a) above:

Provided that for the lignite fired stations using CFBC technology, the auxiliary energy consumption norms shall be 1.5 percentage points more than the auxiliary energy consumption norms of coal-based generating stations at (E) (a) above.

(ii) For Barsingsar Generating station of NEC using CFBC technology: 12.50%

(iii) For TPS-I (Expansion) and TPS-II Stage-I&II of NLC India Ltd.:

TPS-II Stage-I and Stage-II	10.00%
TPS-II (Expansion)	12.50%

(e) For Generating Stations based on coal rejects: 10%

(f) Norms of Auxiliary energy consumption for the 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%
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)	1.00%
(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 a "Gas to Gas" heater, AUX_{en} specified above shall be increased by 0.20% of gross generation.

(F) **Norms for consumption of reagent:**

(1) The normative consumption of specific reagents for various technologies for the 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 the formula:

$$[K \times \text{Normative heat rate (kcal/kWh)} \times \text{Sulphur content of coal (\%)/CVPF in kCal/Kg}] \times [85/LP] \text{g/kWh}$$

Where,

GCV = (a) Weighted Average Gross calorific value of coal in kCal per kg for coal based thermal generating stations computed in accordance with Regulation 60 of these regulations;

(b) Weighted Average Gross calorific value of lignite as received, in kCal per kg, as applicable for lignite based thermal generating stations:

Provided that the value of K shall be equivalent to $(35.2 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency}/96\%)$ to comply with the SO_2 emission norm of 100/200 mg/Nm³ or $(26.8 \times \text{Design SO}_2 \text{ Removal Efficiency}/73\%)$ for units to comply with the SO_2 emission norm of 600 mg/Nm³;

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 $[6 \times 90/LP] \text{ g/kWh}$;

(c) For Dry Sorbent Injection System (using sodium bicarbonate): The specific consumption of sodium bicarbonate shall be 12 g per 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:

$$[62.9 \times S \times \text{SHR} / \text{CVPF}] \times [85/\text{LP}]$$

Where

S = Sulphur content in percentage,

LP = Limestone Purity in percentage,

SHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh,

CVPF = (a) Weighted Average Gross calorific value of lignite as received, in kCal per kg as applicable for lignite based thermal generating stations;

(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 the reduction of emission of oxide of nitrogen shall be as below:

(a) For Selective Non-Catalytic Reduction (SNCR) System: The specific urea consumption of the SNCR system shall be 1.2 g per kWh at 100% purity of urea.

(b) For Selective Catalytic Reduction (SCR) System: The specific ammonia consumption of the SCR system shall be 0.6 g per kWh at 100% purity of ammonia.

71. Norms of Operation for Hydro Generating Stations: The norms of operation as given hereunder shall apply to hydro generating stations:

(A) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF): (1) The following normative annual plant availability factor (NAPAF) shall apply to hydro generating station:

(a) Storage and Pondage type plants with head variation between Full Reservoir Level (FRL) and Minimum Draw Down Level (MDDL) of up to 8%, and where plant availability is not affected by silt: 90%;

(b) In the case of storage and pondage type plants with head variation between full reservoir level and minimum draw down level is more than 8% and when plant availability is not affected by silt, the month-wise peaking capability as provided by the project authorities in the DPR (approved by CEA or the State Government) shall form the basis of fixation of NAPAF;

(c) Pondage type plants where plant availability is significantly affected by silt: 85%.

Run-of-river generating stations: NAPAF to be determined plant-wise, based on 10-day design energy data, moderated by past experience where available/relevant.

(2) A further allowance may be made by the Commission in NAPAF determination under special circumstances, e.g. abnormal silt problem or other operating conditions, and known plant limitations.

(3) A further allowance of 5% may be allowed for difficulties in North East Region.

(4) Based on the above, the Normative annual plant availability factor (NAPAF) of the hydro generating stations already in operation shall be as follows: -

Station	Type of Plant	Plant Capacity No. of Units x MW	NAPAF (%)
THDC			
THPS	Storage	4x250	77
KHEP	Storage	4x100	66

Station	Type of Plant	Plant Capacity No. of Units x MW	NAPAF (%)
NHPC			
Station	Type of Plant	Plant Capacity No. of Units x MW	NAPAF (%)
Bairasul	Pondage	3x60	85
Loktak	Pondage	3x35	88
Salal	ROR	6x115	70
Tanakpur	ROR	3x31.4	70
Chamera-I	Pondage	3x180	90
Uri I	ROR	4x120	80
Rangit	Pondage	3x20	90
Chamera-II	Pondage	3x100	87
Dhauliganga	Pondage	4x70	85
Dulhasti	Pondage	3x130	90
Teesta-V	Pondage	3x170	87
Sewa-II	Pondage	3x40	86
TLDP III	Pondage	4x33	80
Chamera III	Pondage	3x77	87
Chutak	ROR	4x11	48
Nimmo Bazgo	Pondage	3x15	70
Uri II	ROR	4x60	80
Parbati III	Pondage	4x130	45
TLDP IV	ROR with Pondage	4x40	90
Kishanganga	ROR with Pondage	3x110	83
Teesta III	Pondage	6x200	85
NHDC			
Indira Sagar	Storage	8x125	87
Omkareshwar	Pondage	8x65	90
NEEPCO			
Kopili I	Storage	4x50	69
Khandong	Storage	2x25	67
Kopili II	Storage	1x25	69
Doyang	Storage	3x25	65

Station	Type of Plant	Plant Capacity No. of Units x MW	NAPAF (%)
Ranganadi	Pondage	3x135	85
Tuirial	Storage	2x30	75
NTPC			
Koldam	ROR with pondage	4x200	90
SJVNL			
Nathpa Jhakri	Pondage	6x250	87
Rampur	Pondage	6x68.67	83
DVC			
Panchet	Storage	2x40	80
Tilaya	Storage	2x2	80
Maithon	Storage	3x20	80
Karcham Wangtoo	ROR with Pondage	4x261.25	90

(B) In the case of pumped storage hydro generating stations, the quantum of electricity required for pumping water from the down-stream reservoir to the up-stream reservoir shall be arranged by the beneficiaries duly taking into account the transmission and distribution losses up to the bus bar of the generating station. In return, beneficiaries shall be entitled to an equivalent energy of 75% of the energy utilized in pumping the water from the lower elevation reservoir to the higher elevation reservoir from the generating station during peak hours, and the generating station shall be under obligation to supply such quantum of electricity during peak hours:

Provided that in the event of the beneficiaries failing to supply the desired level of energy during off-peak hours, there will be a pro-rata reduction in their energy entitlement from the station during peak hours:

Provided further that the beneficiaries may assign or surrender their share of capacity in the generating station, in part or in full, or the capacity may be reallocated by the Central Government, and in that event, the owner or assignee of the capacity share shall be responsible for arranging the equivalent energy to the generating station in off-peak hours, and be entitled to corresponding energy during peak hours in the same way as the original beneficiary was entitled.

(C) Auxiliary Energy Consumption (AEC):

Type of Station	AEC	
	Installed Capacity above 200 MW	Installed Capacity upto 200 MW
Surface		
Rotating Excitation	0.7%	0.7%
Static	1.0%	1.2%
Underground		

Type of Station	AEC	
	Installed Capacity above 200 MW	Installed Capacity upto 200 MW
Rotating Excitation	0.9%	0.9%
Static	1.2%	1.3%

* AEC for Tuirial HPS = 4%

Norms of operation for transmission system

72. Normative Annual Transmission System Availability Factor (NATAF):

(a) For recovery of Annual Fixed Cost, NATAF shall be as under:

- (1) AC system: 98.00%;
- (2) HVDC bi-pole links 95.00% and HVDC back-to-back stations: 95.00%:

Provided that the normative annual transmission availability factor of the HVDC bi-pole links shall be 85% for the first twelve months from the date of commercial operation.

(b) For Incentive, NATAF shall be as under:

- (1) AC system: 98.50%;
- (2) HVDC bi-pole links and HVDC back-to-back Stations: 97.50%:

Provided that no Incentive shall be payable for availability beyond 99.75%:

Provided further that for AC, actual outage hours shall be considered for computation of availability up to two tripping per year. After two tripping in a year, for every tripping, an additional 12 hours of outage shall be considered in addition to the actual outage hours:

Provided also that in case of an outage of a transmission element affecting evacuation of power from a generating station, outage hours shall be multiplied by a factor of 2.

73. Auxiliary Energy Consumption in the Sub-station

(1) AC System: The charges for auxiliary energy consumption in the AC sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting and consumption in other equipment shall be borne by the transmission licensee and included in the normative operation and maintenance expenses.

(2) HVDC sub-station: For auxiliary energy consumption in HVDC sub-stations, the Central Government may allocate an appropriate share from one or more ISGS. The charges for such power shall be borne by the transmission licensee from the normative operation and maintenance expenses.

CHAPTER - 13

SCHEDULING, ACCOUNTING AND BILLING

74. **Scheduling:** The methodology for scheduling and dispatch for the generating station shall be as specified in the Grid Code.

75. **Metering and Accounting:** For metering and accounting, the provisions of the Grid Code shall be applicable.

76. **Billing and Payment of charges:** (1) Bills shall be raised for capacity charge and energy charge by the generating company and for transmission charge by the transmission licensee on a monthly basis in accordance with these regulations, and payments shall be made by the beneficiaries or the long term customers directly to the generating company or the transmission licensee, as the case may be:

EXPLANATION-I: The physical copy of the Bill in Original at the office of the Authorised Person of the beneficiary or long term customer, as the case may be, or the scanned copy of the Original Bill through the official email ID of the Authorised Signatory of the Generating Company or the Transmission Licensee, as the case may be, shall be recognized as a valid mode of presentation of Bill:

EXPLANATION-II: Authorized Signatory or Signatories (official designation only) shall be notified in advance by the Managing Director or Chief Executive Officer of the Company, and any change in the list of Authorised Signatories for the purpose shall be communicated in the same manner.

(2) Payment of the capacity charge for a thermal generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station as per their percentage shares for the month (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the installed capacity of the generating station. Payment of capacity charge and energy charge for a hydro generating station shall be shared by the beneficiaries of the generating station in proportion to their shares (inclusive of any allocation out of the unallocated capacity) in the saleable capacity (to be determined after deducting the capacity corresponding to free energy to home State as per Note 3 herein.

EXPLANATION-I: Shares or allocations of each beneficiary in the total capacity of Central sector generating stations shall be as determined by the Central Government, inclusive of any allocation made out of the unallocated capacity. The shares shall be applied in percentages of installed capacity and shall normally remain constant for a month. Based on the decision of the Central Government, the changes in allocation shall be communicated by the Member-Secretary, Regional Power Committee in advance, at least three days prior to the beginning of a calendar month, except in case of an emergency call for an urgent change in allocations out of unallocated capacity. The total capacity share of a beneficiary would be the sum of its capacity share plus allocation out of the unallocated portion.

EXPLANATION-II: The beneficiaries may propose surrendering part of their allocated firm share to other States within or outside the region. In such cases, depending upon the technical feasibility of power transfer and specific agreements reached by the generating company with other States within or outside the region for such transfers, the shares of the beneficiaries may be re-allocated by the Central Government for a specific period (in complete months) from the beginning of a calendar month. When such re-allocations are made, the beneficiaries who surrender the share shall not be liable to pay capacity charges for the surrendered share. The capacity charges for the capacity surrendered and reallocated as above shall be paid by the State(s) to whom the surrendered capacity is allocated. Except for the period of reallocation of capacity as above, the beneficiaries of the generating station shall continue to pay the full capacity charges as per allocated capacity shares. Any such reallocation and its reversion shall be communicated to all concerned by the Member Secretary, Regional Power Committee in advance, at least three days prior to such reallocation or reversion taking effect.

EXPLANATION-III: FEHS = Free energy for home State, in per cent and shall be taken as 13% or actual, whichever is less:

Provided that in cases where the site of a hydro project is awarded to a developer, by the State Government by following a two-stage transparent process of bidding, the 'free energy' shall be taken as 13%, in addition to an energy corresponding to 100 units of electricity to be provided free of cost every month to every project affected family for a period of 10 years from the date of commercial operation of the generating station:

Provided further that the generating company shall submit a detailed quantification of energy corresponding to 100 units of electricity to be provided free of cost every month to every project-affected family for a period of 10 years from the date of commercial operation.

77. **Recovery of Statutory Charges:** The generating company shall recover the statutory charges imposed by the State and Central Government, such as electricity duty and water cess, by considering normative parameters specified in these regulations. In case the electricity duty is applied to the auxiliary energy consumption, such amount of electricity duty shall apply to the normative auxiliary energy consumption of the generating station (excluding colony consumption) and apportioned to each of the beneficiaries in proportion to their scheduled dispatch during the month.

78. **Sharing of Transmission Charges:** (1) The sharing of transmission charges shall be governed by the Sharing Regulations.

(2) The charges determined under these regulations in relation to the communication system forming part of the transmission system shall be shared by the beneficiaries or long term customers in accordance with the Sharing Regulations:

Provided that charges determined under these regulations in relation to communication systems other than that of the central portion shall be shared by the beneficiaries in proportion to the capital cost belonging to respective beneficiaries.

79. **Rebate:** (1) For payment of bills of the generating company and the transmission licensee through letter of credit on presentation or through National Electronic Fund Transfer (NEFT) or Real Time Gross Settlement (RTGS) payment mode within a period of 5 days of presentation of bills by the generating company or the transmission licensee, a rebate of 1.50% shall be allowed:

Provided that in case a different Rebate mechanism is provided in the PPA, the same shall be governed by the provisions of the PPA.

Explanation: In case of computation of '5 days', the number of days shall be counted consecutively without considering any holiday. However, in case the last day or 5th day is an official holiday, the day for the purpose of Rebate shall be construed as the immediate succeeding working day (as per the official State Government's calendar, where the Office of the Authorised Signatory or Representative of the Beneficiary, for the purpose of receipt or acknowledgement of Bill is situated).

(2) Where payments are made on any day after 5 days and within a period of 30 days of presentation of bills by the generating company or the transmission licensee, a rebate of 1% shall be allowed.

80. **Late payment surcharge:** (1) In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed by a beneficiary or long term customer as the case may be, beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills, a late payment surcharge as specified in the Ministry of Power – Electricity (Late Payment Surcharge and Related Matters) Rules, 2022 as amended from time to time shall be levied by the generating company or the transmission licensee, as the case may be:

Provided that in case a different LPS mechanism is provided in the PPA, the same shall be governed by the provisions of the PPA.

(2) Unless otherwise agreed by the parties, the charges payable by a beneficiary or long term customer shall be first adjusted towards a late payment surcharge on the outstanding charges and, thereafter, towards monthly charges billed by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, starting from the longest overdue bill.

CHAPTER – 14

SHARING OF BENEFITS

81. **Sharing of gains due to variation in norms:** (1) The generating company or the transmission licensee shall work out gains based on the actual performance of applicable Controllable parameters as under:

- i) Station Heat Rate;
- ii) Secondary Fuel Oil Consumption; and
- iii) Auxiliary Energy Consumption.

(2) The financial gains by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, on account of controllable parameters shall be shared between the generating company or transmission licensee and the beneficiaries or long term customers, as the case may be on an annual basis. The financial gains computed as per the following formulae in the case of generating stations other than hydro generating stations on account of operational parameters as shown in Clause (1) of this Regulation shall be shared in the ratio of 1:1 between the generating stations and beneficiaries.

$$\text{Net Gain} = (\text{ECRN} - \text{ECRA}) \times \text{Scheduled Generation}$$

Where,

ECRN = Normative Energy Charge Rate computed on the basis of norms specified for Station Heat Rate, Auxiliary Energy Consumption and Secondary Fuel Oil consumption.

ECRA = Actual Energy Charge Rate computed on the basis of actual Station Heat Rate, actual Auxiliary Energy Consumption and actual Secondary Fuel Oil Consumption:

Provided that in the case of hydro generating stations, the net gain on account of Actual Auxiliary Energy Consumption being less than the Normative Auxiliary Energy Consumption shall be computed as per the following formulae provided the saleable scheduled generation is more than the saleable design energy and shall be shared in the ratio of 1:1 between generating station and beneficiaries:

- (i) When saleable scheduled generation is more than saleable design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption and less than or equal to saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption:

$$\text{Net gain (Million Rupees)} = [(\text{Saleable Scheduled generation in MUs}) - (\text{Saleable Design energy on the basis of normative auxiliary energy consumption in MUs})] \times [1.30 \text{ or ECR, whichever is lower}]$$

- (ii) When saleable scheduled generation is more than saleable design energy on the basis of actual auxiliary energy consumption:

$$\text{Net gain (Million Rupees)} = \{ \text{Saleable Scheduled generation in MUs} - [(\text{Saleable Scheduled Generation in MUs} \times (100 - \text{normative AEC in \%}) / (100 - \text{Actual AEC in \%}))] \} \times [1.30 \text{ or ECR, whichever is lower}]$$

82. **Sharing of savings in interest due to re-financing or restructuring of loan :**(1) If re-financing or restructuring of loan by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, results in net savings on interest after accounting for cost associated with such refinancing or restructuring, the same shall be shared between the generating company or the transmission licensee and the beneficiaries, as the case may be, in the ratio of 1:1.

(2) In case of dispute, any of the parties may make an application in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Conduct of Business) Regulations, 2023 for settlement of the dispute:

Provided that the beneficiaries or the long term customers shall not withhold any payment on account of the interest claimed by the generating company or the transmission licensee during the pendency of any dispute arising out of re-financing of the loan.

83. Sharing of net gains referred to in Regulation 48(3)(e) and Regulation 49(1)(l) of Grid Code, unless specifically provided in the rules or the guidelines issued by the Central Government, shall be in the ratio of 1:1.

84. **Sharing of Non-Tariff Income:** The non-tariff net income in case of generating station and transmission system from rent of land or buildings, eco-tourism, sale of scrap, and advertisements shall be shared between the generating company or the transmission licensee and the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, in the ratio of 1:1.

85. **Sharing of Clean Development Mechanism Benefits:** The proceeds of carbon credit from approved emission reduction projects under the Clean Development Mechanism shall be shared in the following manner:

(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, as the case may be;

(b) In the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, and the beneficiaries.

86. **Sharing of income from other business of transmission licensee:** The income from other business of the transmission licensee shall be shared with the long term customer in the manner as specified in the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of revenue derived from utilization of transmission assets for other business) Regulations, 2020.

CHAPTER 15

MISCELLANEOUS PROVISIONS

87. **Operational Norms to be ceiling norms:** Operational norms specified in these regulations are the ceiling norms and shall not preclude the generating company or the transmission licensee, as the case may be, and the beneficiaries and the long-term customers from agreeing to the improved norms and in case the improved norms are agreed to, such improved norms shall be applicable for determination of tariff.

88. **Deviation from ceiling tariff:** (1) The tariff determined in these regulations shall be a ceiling tariff. The generating company or the transmission licensee and the beneficiaries or the long-term customer, as the case may be, may mutually agree to charge a lower tariff.

(2) The generating company or the transmission licensee, may opt to charge a lower tariff for a period not exceeding the validity of these regulations on agreeing to deviation from operational parameters, reduction in operation and maintenance expenses, reduced return on equity and incentive specified in these regulations.

(3) If the generating company or the transmission licensee opts to charge a lower tariff for a period not exceeding the validity of these regulations on account of lower depreciation based on the requirement of repayment in such case, the unrecovered depreciation on account of reduction of depreciation by the generating company or the transmission licensee during useful life shall be allowed to be recovered after the useful life in these regulations.

(4) The deviation from the ceiling tariff specified by the Commission, shall come into effect from the date agreed to by the generating company or the transmission licensee and the beneficiaries or the long-term customer, as the case may be.

(5) The generating company and the beneficiaries of a generating station or the transmission licensee and the long term customer of the transmission system shall be required to approach the Commission for charging a lower tariff in accordance with clauses (1) to (3) above. The details of the accounts and the tariff actually charged under clauses (1) to (3) shall be submitted at the time of true up.

(6) Where a generating company and its beneficiaries or a transmission licensee and its long-term customers have mutually agreed to charge a lower tariff in respect of a particular generating station or transmission system in terms of Clauses (1) to (3) of this Regulation, the said agreed tariff shall not be revised upwards at the time of true up based on the capital cost and additional capital expenditures in accordance with these regulations:

Provided that where the true up tariff is lower than the agreed tariff, the generating company or the transmission licensee shall charge such true-up tariff only:

Provided further that the difference between the agreed tariff and the true-up tariff shall be settled between the parties in accordance with Regulations 10(7) and 10(8) of these regulations.

89. **Deferred Tax liability with respect to the previous tariff period:** Deferred tax liabilities for the period up to 31st March 2009, whenever they materialise, shall be recoverable directly by the generating companies or transmission licensees from the then beneficiaries or long term customers, as the case may be. Deferred tax liabilities for the period

arising from 1.4.2009 to 31.3.2024, if any, shall not be recoverable from the beneficiaries or the long term customers, as the case may be.

90. **Hedging of Foreign Exchange Rate Variation:** (1) The generating company or the transmission licensee, as the case may be, may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest and repayment of foreign currency loan taken for the generating station or the transmission system, in part or in full at their discretion.

(2) If the petitioner enters into hedging arrangement(s) based on its approved hedging policy, the petitioner shall communicate to the beneficiaries concerned, of entering into such arrangement(s) within thirty days.

(3) Every generating company and transmission licensee shall recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant year on a year-to-year basis as expense in the period in which it arises and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against foreign debt.

(4) To the extent the generating company or the transmission licensee 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 the transmission licensee or its suppliers or contractors.

91. **Award of Arbitration:** In cases where there is a liability with respect to capital works on account of award of arbitration having principal amount along with interest payment, the principal amount actually paid shall be capitalised:

Provided that any interest amount associated with the arbitration award and actually paid shall be recovered in instalments along with carrying cost at the rate specified under Regulation 10(6) and 10(7) of these Regulations;

Provided further that such number of instalments shall be decided by the Commission on a case-to-case basis depending upon the amount to be reimbursed.

92. **Recovery of the cost of hedging or Foreign Exchange Rate Variation (FERV):**

(1) Every generating company and the transmission licensee shall recover the cost of hedging and foreign exchange rate variation on a year-to-year basis as income or expense in the period in which it arises.

(2) Recovery of the cost of hedging or foreign exchange rate variation shall be made directly by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, from the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, without making any application before the Commission:

Provided that in case of any objections by the beneficiaries or the long term customers, as the case may be, to the amounts claimed on account of the cost of hedging or foreign exchange rate variation, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, may make an appropriate application before the Commission for its decision.

93. **Approval Process of Non-ISTS Lines carrying Inter-State Power:**

Existing intra-state transmission lines other than Natural ISTS lines, as certified by CEA based on the recommendations of the STU and RPC, shall be considered as ISTS systems: Provided that these transmission lines are being used for evacuation and transfer of inter-state power on a regular basis as identified by CTU in consultation with the concerned RPC and RLDC;

Provided further that such transmission system is under operation and appropriate metering system is in place to record flow of power;

Provided further that a proper mechanism is in place for the maintenance of such a transmission system after its COD;

Provided that such lines have not been developed for the sole purpose of the beneficiary(ies) of a single State.

(1) Existing Intra State lines which were planned as ISTS System shall also be considered as ISTS lines:

Provided that such lines have not been developed for the sole purpose of the beneficiary(ies) of a single State;

Provided further that such transmission system is under operation and appropriate metering system is in place to record flow of power;

Provided further that a proper mechanism is in place for the maintenance of such a transmission system after its COD.

- (2) CTU, in consultation with RLDC shall identify all such non-ISTS lines which are utilized for ISTS power transfer after ascertaining that such nature of flow of power has become permanent.
- (3) No New ISTS lines shall henceforth be planned and developed by State Transmission Utility unless agreed by CTU in consultation with RPC and approved by the Ministry of Power.
- (4) New transmission lines which have been conceived as ISTS lines at the planning stage shall be considered as part of the ISTS system:

Provided that such lines have not been developed for the sole purpose of the beneficiary(ies) of a single State;

Provided further that such transmission system is under operation and appropriate metering system is in place to record flow of power;

Provided further that a proper mechanism is in place for the maintenance of such a transmission system after its COD.

- (5) Tariff of all such ISTS lines shall be approved based on provisions of these Regulations, and the fixed charges of such system shall be allowed based on the availability certified by respective RPCs and shall be allowed to be recovered as per the mechanism specified in CERC (Sharing of Inter-State Transmission Charges and Losses), 2020.

94. **Application fee and publication expenses:** The following fees, charges and expenses shall be reimbursed directly by the beneficiary in the manner specified herein:

- (1) The application filing fee and the expenses incurred on publication of notices in the application for approval of tariff, may at the discretion of the Commission, be allowed to be recovered by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, directly from the beneficiaries or the long term customers, as the case may be.
- (2) The fees and charges shall be reimbursed directly by the beneficiaries in proportion to their allocation in the generating stations or by the long term customers or DICs in proportion to their share in the inter-State transmission systems determined in accordance with the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of inter-State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2020, as amended from time to time.
- (3) Fees and charges paid by the generating companies and inter-State transmission licensees (including deemed inter-State transmission licensees) under the Central Electricity Regulatory Commission (Fees and Charges of Regional Load Despatch Centre and other related matters) Regulations, 2009, as amended from time to time or any subsequent amendment thereof.
- (4) Licence fees paid by the inter-State transmission licensees (including the deemed inter-State transmission licensee) in terms of Central Electricity Regulatory Commission (Payment of Fees) Regulations, 2012.
- (5) Licence fees paid by NHPC Ltd to the State Water Resources Development Authority, Jammu, in accordance with the provisions of the Jammu & Kashmir Water Resources (Regulations and Management) Act, 2010.
- (6) The Commission may, for the reasons to be recorded in writing and after hearing the affected parties, allow reimbursement of any fee or expenses, as may be considered necessary.

95. **Special Provisions relating to NLC India Limited:** The tariff of the existing generating stations of NLC India Ltd, namely, TPS-II (Stage I & II) and TPS-I (Expansion), whose tariff for the tariff periods 2004-09, 2009-14 and 2014-19 has been determined by following the Net Fixed Assets approach, shall continue to be determined by adopting Net Fixed Assets approach.

96. **Special Provisions relating to Damodar Valley Corporation:** (1) Subject to clause (2), this Regulation shall apply to the determination of tariff of the projects owned by Damodar Valley Corporation (DVC).

- (2) The following special provisions shall apply for the determination of tariff of the projects owned by DVC:
 - (i) Capital Cost: The expenditure allocated to the object 'power', in terms of sections 32 and 33 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948, to the extent of its apportionment to generation and inter-state transmission, shall form the basis of capital cost for the purpose of determination of tariff:

Provided that the capital expenditure incurred on head office, regional offices, administrative and technical centres of DVC, after due prudence check, shall also form part of the capital cost.

- (ii) Debt Equity Ratio: The debt-equity ratio of all projects of DVC commissioned prior to 01.01.1992 shall be 50:50, and that of the projects commissioned thereafter shall be 70:30.
- (iii) Depreciation: The depreciation rate stipulated by the Comptroller and Auditor General of India in terms of section 40 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948 shall be applied for the computation of depreciation of projects of DVC.
- (iv) Funds under section 40 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948 The Fund(s) established in terms of section 40 of the Damodar Valley Corporation Act, 1948 shall be considered as items of expenditure to be recovered through tariff.
- (v) Expenses towards subsidiary activities as per Hon'ble Supreme Court Judgement in Civil Appeal No. 4289 of 2008.

97. **Special Provisions relating to BBMB and SSP:** The tariff of the generating station and the transmission system of Bhakra Beas Management Board (BBMB) and Sardar Sarovar Project (SSP) shall be determined after taking into consideration, the provisions of the Punjab Reorganization Act, 1966 and Narmada Water Scheme, 1980 under Section 6-A of the Inter-State Water Disputes Act, 1956, respectively.

98. **Special Provisions Relating to Certain Inter-State Generation Projects:** (1) The tariff of the generating station and the transmission system of the Indira Sagar generation project and such other inter-state generation projects shall be determined on a case-to-case basis.

99. **Special Provisions relating to Central Transmission Utility of India Ltd. (CTUIL):** The fees and charges of CTUIL shall be allowed separately by the Commission through a separate regulation:

Provided that until such regulation is issued by the Commission, the expenses of CTUIL shall be borne by Power Grid Corporation of India Ltd. (PGCIL) which shall be recovered by PGCIL as additional O&M expenses through a separate petition.

100. **Transmission Majoration Factor:** Transmission Majoration Factor admissible for the transmission projects executed through the JV route in terms of Regulation 410A of the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2001 shall be available for a period of 25 years from the date of issue of the transmission licence.

101. **Public Procurement through Competitive Bidding:** The generating company for a specific generating station or for an integrated mine or a transmission licensee shall procure equipment, work and services through a transparent process of competitive bidding:

Provided that under certain exceptional circumstances, equipment, works and services may be procured through other methods, as provided under general financial rules issued by the Government of India and applicable from time to time.

102. **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.

103. **Power to Remove Difficulty:** 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.

104. **Issue of Suo-Moto orders and practice directions:** The Commission may, from time to time, issue orders and practice directions in regard to the effective implementation of these regulations and matters incidental or ancillary thereto as the Commission may consider appropriate.

HARPREET SINGH PRUTHI, Secy.

[ADVT.-III/4/Exty./237/2024-25]

Appendix I**Depreciation Schedule**

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%) 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 thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections, such as wooden structures	100.00%
(v)	Roads other than Kutcha roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
e.	Transformers, Kiosks, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant)	
(i)	Transformers, including foundations having a rating of 100 KVA and over	5.28%

(ii)	Others	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%
Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%) SLM
h.	Batteries	9.50%
(i)	Underground cable, including joint boxes and disconnected boxes	5.28%
(ii)	Cable duct system	5.28%
i.	Overhead lines, including cable support	
(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%

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 the life of the particular asset is less than the 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 amendment thereto.

Appendix II
Depreciation Schedule for New Projects

Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%) SLM
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(a)	for investment in the land	3.34%
(b)	For the cost of clearing the site	3.34%
I	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 thermo-electric generating plant	3.34%
(iii)	Containing hydro-electric generating plant	3.34%
(iv)	Temporary erections, such as wooden structures	100.00%
(v)	Roads other than Kutcha roads	3.34%
(vi)	Others	3.34%
e.	Transformers, Kiosks, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant)	
(i)	Transformers, including foundations having a rating of 100 KVA and over	4.22%

(ii)	Others	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%
Sr. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (Salvage Value=10%) SLM
h.	Batteries	9.50%
(i)	Underground cable, including joint boxes and disconnected boxes	4.22%
(ii)	Cable duct system	4.22%
i.	Overhead lines, including cable support	
(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%
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 the life of the particular asset is less than the 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 amendment thereto

Appendix III**Depreciation Schedule for Integrated Mine**

DEPRECIATION SCHEDULE FOR INTEGRATED MINE		
Sr No	Asset Particulars	Life in Years
1	Land Freehold@	999
2	Land Leasehold	&&&
3	Temporary erections	1
4	HEMM [§]	8
5	Roads, bridges, culverts, helipads	25
6	Main Plant Buildings	30
7	Machinery other than HEMM	15
8	Water Supply, Drainage and sewerage	15
9	Furniture and Fixtures	15
10	Office equipment/s other than computers	15
11	Hospital equipment(s)	15
12	EDP, WP machines, SATCOM & communication equipment	15
13	Electrical installations	15
14	Self propelled vehicles	10
15	Computers, Software	6.33
16	Laboratory & workshop equipment	15
17	Mine Development Expenses and Evaluation and Exploration [#]	20 or life of mine, whichever is lower
18	Evaluation and Exploration [#]	20 or life of mine, whichever is lower
19	Others not covered above	15
*	Salvage Value shall be other than 5% for the following assets - a. IT Equipment, software Zero (0) b. Zero or as agreed with the state Government in case of land c. For specialized mining equipment as specified by the Ministry of Corporate affairs Mine Development expenses, Evaluation and Exploration Zero (0)	
@	Petitioner to submit if the Freehold Land is attached with any conditions for return. If yes submit the conditions and period after which the land is to be returned. In such a 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 the cost of each HEMM be provided separately	
#	In a generic sense Mine Development Expenditure is the expenditure incurred to bring the mine n into usable condition after ensuring the economic viability and decision is taken by the 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

Procedure for Calculation of Transmission System

Availability Factor for a Month

1. Transmission system availability factor for n^{th} calendar month (“TAFP n ”) shall be calculated by the respective transmission licensee, verified by the concerned Regional Load Dispatch Centre (RLDC) and certified by the Member-Secretary, Regional Power Committee of the region concerned, separately for each AC and HVDC transmission system and grouped according to sharing of transmission charges. In the case of the AC system, transmission System Availability shall be calculated separately for each Regional Transmission System and inter-regional transmission system. In the case of the HVDC system, transmission System Availability shall be calculated on a consolidated basis for all inter-state HVDC systems.
2. Transmission system availability factor for n^{th} calendar month (“TAFP n ”) shall be calculated by considering the following:
 - i) **AC transmission lines:** Each circuit of AC transmission line shall be considered as one element;
 - ii) **Inter-Connecting Transformers (ICTs):** Each ICT bank (three single-phase transformers together) shall form one element;
 - iii) **Static VAR Compensator (SVC):** SVC, along with SVC transformer, shall form one element;
 - iv) **Bus Reactors or Switchable line reactors:** Each Bus Reactors or Switchable line reactors shall be considered as one element;
 - v) **HVDC Bi-pole links:** Each pole of the HVDC link, along with associated equipment at both ends, shall be considered as one element;
 - vi) **HVDC back-to-back station:** Each block of the HVDC back-to-back station shall be considered as one element. If the associated AC line (necessary for the transfer of inter-

regional power through the HVDC back-to-back station) is not available, the HVDC back-to-back station block shall also be considered unavailable;

- vii) **Static Synchronous Compensation (“STATCOM”)**: Each STATCOM shall be considered as a separate element.

3. The Availability of the AC and HVDC portion of the Transmission system shall be calculated by considering each category of transmission elements as under:

TAFPn (in %) for AC system:

$$= \frac{(o \times AV_o) + (p \times AV_p) + (q \times AV_q) + (r \times AV_r) + (u \times AV_u)}{(o + p + q + r + u)} \times 100$$

Where,

- o = Total number of AC lines.
 AV_o = Availability of o number of AC lines
 p = Total number of bus reactors/switchable line reactors
 AV_p = Availability of p number of bus reactors/switchable line reactors
 q₁ = Total number of ICTs
 AV_q = Availability of q number of ICTs
 r = Total number of SVCs
 AV_r = Availability of r number of SVCs
 u = Total number of STATCOM
 AV_u = Availability of u number of STATCOM

TAFMn (in %) for HVDC System:

$$\sum_{x=1}^s C_{xpb}(\text{act}) \times AV_{xpb} + \sum_{y=1}^t C_y(\text{act}) \times AV_{ybtb}$$

$$= \frac{\sum_{x=1}^s C_{xpb} + \sum_{y=1}^t C_{ybtb}}{\dots} \times 100$$

$$\sum_{x=1}^s C_{xpb} + \sum_{y=1}^t C_{ybtb}$$

Where

$C_{xpb}(\text{act})$ = Total actual operated capacity of x^{th} HVDC pole

C_{xpb} = Total rated capacity of x^{th} HVDC pole

AV_{xpb} = Availability of x^{th} HVDC pole

$C_{ybtb}(\text{act})$ = Total actual operated capacity of y^{th} HVDC back-to-back station block

C_{ybtb} = Total rated capacity of y^{th} HVDC back-to-back station block

AV_{ybtb} = Availability of y^{th} HVDC back-to-back station block

s = Total no of HVDC poles

t = Total no of HVDC Back to Back blocks

4. The availability for each category of transmission elements shall be calculated based on the weightage factor, total hours under consideration and non-available hours for each element of that category. The formulae for calculation of the Availability of each category of the transmission elements are as per **Appendix-V**. The weightage factor for each category of transmission elements shall be considered as under:

- (a) For each circuit of the AC line – The number of sub-conductors in the line multiplied by ckt-km;
- (b) For each HVDC pole- The rated MW capacity;
- (c) For each ICT bank – The rated MVA capacity;
- (d) For SVC- The rated MVAR capacity (inductive and capacitive);
- (e) For Bus Reactor/switchable line reactors – The rated MVAR capacity;
- (f) For HVDC back-to-back stations connecting two Regional grids- Rated MW capacity of each block; and
- (g) For STATCOM – Total rated MVAR Capacity.

5. The transmission elements under outage due to the following reasons shall be deemed to be available:

- i. Shut down availed for maintenance of another transmission scheme or construction of new element or renovation/upgradation/additional capitalization in an existing system approved by the Commission. If the other transmission scheme belongs to the transmission licensee, the Member Secretary, RPC may restrict the deemed availability period to that considered reasonable by him for the work involved. In case of a dispute regarding deemed availability, the matter may be referred to the Chairperson, CEA, within 30 days.
- ii. Switching off of a transmission line to restrict over-voltage and manual tripping of switched reactors as per the directions of the concerned RLDC.
- iii. Shut down of a transmission line due to the Project(s) of NHAI, Railways and Border Road Organization, including for shifting or modification of such transmission line or any other infrastructure project approved by Ministry of Power. Member Secretary, RPC may restrict the deemed availability period to that considered reasonable by him for the work involved;

Provided that apart from the deemed availability, any other costs involved in the process of such shutdown of transmission line shall not be borne by the DICs.

Provided that such deemed availability shall be considered only for the period for which DICs are not affected by the shutdown of such transmission line.

6. For the following contingencies, the outage period of transmission elements, as certified by the Member Secretary, RPC, shall be excluded from the total time of the element under the period of consideration for the following contingencies:

- i) Outage of elements due to force majeure events beyond the control of the transmission licensee. However, whether the same outage is due to force majeure (not design failure) will be verified by the Member Secretary, RPC. A reasonable restoration time for the element shall be considered by the Member Secretary, RPC, and any additional time taken by the transmission licensee for restoration of the element beyond the reasonable time shall be treated as outage time attributable to

the transmission licensee. Member Secretary, RPC may consult the transmission licensee or any expert for estimation of reasonable restoration time. Circuits restored through ERS (Emergency Restoration System) shall be considered as available;

- ii) Outage caused by grid incident/disturbance not attributable to the transmission licensee, e.g. faults in a substation or bays owned by another agency causing an outage of the transmission licensee's elements, and tripping of lines, ICTs, HVDC, etc., due to grid disturbance. However, if the element is not restored on receipt of direction from RLDC while normalizing the system following grid incident/disturbance within reasonable time, the element will be considered not available for the period of outage after issuance of RLDC's direction for restoration;
- iii) The outage period which can be excluded for the purpose of sub-clause (i) and (ii) of this clause shall be declared as under:
 - a. Maximum up to one month by the Member Secretary, RPC;
 - b. Beyond one month and up to three months after the decision at RPC;
 - c. Beyond three months by the Commission for which the transmission license shall approach the Commission along with reasons and steps taken to mitigate the outage and restoration timeline.

7. Time frame for certification of transmission system availability: (1) The following schedule shall be followed for certification of availability by the Member Secretary of the concerned RPC:

- Submission of outage data along with documentary proof (if any) and TAFPn calculation by Transmission Licensees to RLDC/ constituents
 - By the 5th of the following month;
- Review of the outage data by RLDC / constituents and forward the same to respective RPC – by 20th of the month;
- Issue of availability certificate by respective RPC – by the 3rd of the next month.

Appendix-V**FORMULAE FOR CALCULATION OF AVAILABILITY OF EACH CATEGORY OF TRANSMISSION ELEMENTS****For AC transmission system**

$$AV_o(\text{Availability of } o \text{ no. of AC lines}) = \frac{\sum_{i=1}^o W_i(T_i - TN_{Ai})/T_i}{\sum_{i=1}^o W_i}$$

$$AV_q(\text{Availability of } q \text{ no. of ICTs}) = \frac{\sum_{k=1}^q W_k(T_k - TN_{Ak})/T_k}{\sum_{k=1}^q W_k}$$

$$AV_r(\text{Availability of } r \text{ no. of SVCs}) = \frac{\sum_{l=1}^{r-1} W_l(T_l - TN_{Al})/T_l}{\sum_{l=1}^r W_l}$$

$$AV_p(\text{Availability of } p \text{ no. of Switched Bus reactors}) = \frac{\sum_{m=1}^p W_m(T_m - TN_{Am})/T_m}{\sum_{m=1}^p W_m}$$

$$AV_u(\text{Availability of } u \text{ no. of STATCOMs}) = \frac{\sum_{n=1}^u W_n(T_n - TN_{An})/T_n}{\sum_{n=1}^u W_n}$$

$$AV_{x_{bp}}(\text{Availability of an individual HVDC pole}) = \frac{(T_x - TN)}{T_x}$$

$AV_{y_{btb}}$ (Availability of an individual HVDC

$$\text{Back-to-back Blocks}) = \frac{(T_y - TN_{Ay})}{T_y}$$

For the HVDC transmission system

For the new HVDC commissioned but not completed twelve months;

For first 12 months: $[(AV_{xbp} \text{ or } AV_{ybtb}) \times 95\%/85\%]$, subject to a ceiling of 95%.

Where,

o	=	Total number of AC lines;
AV_o	=	Availability of o number of AC lines;
p	=	Total number of bus reactors/switchable line reactors;
AV_p	=	Availability of p number of bus reactors/switchable line reactors;
q	=	Total number of ICTs;
AV_q	=	Availability of q number of ICTs;
r	=	Total number of SVCs;
AV_r	=	Availability of r number of SVCs;
U	=	Total number of STATCOM;
AV_u	=	Availability of u number of STATCOMs;
W_i	=	Weightage factor for i th transmission line;
W_k	=	Weightage factor for k th ICT;
W_l	=	Weightage factors for inductive & capacitive operation of l th SVC;
W_m	=	Weightage factor for m th bus reactor;
W_n	=	Weightage factor for n th STATCOM.
$T_i, T_k, T_l,$ $T_m, T_n, T_x,$ T_y	=	The total hours of i th AC line, k th ICT, l th SVC, m th Switched Bus Reactor & n th STATCOM, x th HVDC pole, y th HVDC back-to-back blocks during the period under consideration (excluding time period for outages not attributed to transmission licensee for the reasons given in Para 5 of the procedure)
T_{NAi}, T_{NAk}	=	The non-availability hours (excluding the time period for outages not T_{NAi}, T_{NAk} , attributable to transmission licensee taken as deemed availability as $T_{NAi}, T_{NAk}, T_{NAx}, T_{NAy}$ per Para 5 of the procedure) for i th AC line, k th ICT, l th SVC, m th Switched Bus Reactor, n th STATCOM, x th HVDC pole and y th HVDC back-to-back block.

TARIFF FILING FORMS (THERMAL)
FOR DETERMINATION OF TARIFF

Main Tariff Form

PART-I

Annexure-I

**Checklist of Main Tariff Forms and other information for tariff filing for
Thermal Stations**

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)	Tick
FORM- 1	Summary of Tariff	
FORM -1 (I)	Statement showing claimed capital cost	
FORM -1 (II)	Statement showing Return on Equity	
FORM-2	Plant Characteristics	
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 4A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM-9	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Depreciation on original project cost	
FORM- 12	Statement of Depreciation	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
FORM- 14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 15	Details of Fuel for Computation of Energy Charges	
FORM- 16	Details of Limestone for Computation of Energy Charge Rate	
FORM-17	Details of Capital Spares	
FORM- 18	Non-Tariff Income	
FORM-19	Details of Water Charges	
FORM-20	Details of Statutory Charges	

PART-I
List of Supporting Forms / documents for tariff filing for
Thermal Stations

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)	Tick
FORM-A	Abstract of Capital Cost Estimates	
FORM-B	Break-up of Capital Cost for Coal/Lignite based projects	
FORM-C	Break-up of Capital Cost for Gas/Liquid fuel based Projects	
FORM-D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-E	Details of variables, parameters, optional package etc. for New Project	
FORM-F	Details of cost over run	
FORM-G	Details of time over run	
FORM -H	Statement of Additional Capitalisation during end of the useful life	
FORM -I	Details of Assets De-capitalised during the period	
FORM -J	Reconciliation of Capitalisation claimed vis-à-vis books of accounts	
FORM -K	Statement showing details of items/assets/works claimed under Exclusions	
FORM-L	Statement of Capital cost	
FORM-M	Statement of Capital Woks in Progress	
FORM-N	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM-O	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM-P	Incidental Expenditure up to SCOD and up to Actual COD	
FORM-Q	Expenditure under different packages up to SCOD and up to Actual COD	
FORM-R	Actual cash expenditure	
FORM-S	Statement of Liability flow	
FORM-T	Summary of issues involved in the petition	

List of supporting documents for tariff filing for Thermal Stations

S. No.	Information / Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	A. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the Station for the new station & for the relevant years. B. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing station for relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
6	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable. List of supporting documents to be submitted: a. Detailed Project Report b. CPM Analysis c. PERT Chart and Bar Chart d. Justification for cost and time Overrun	
8	Generating Company shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the Generating Unit wise /stage wise/Station wise/ and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India for first two years i.e. 2019-20 and 2020-21 at the time of mid-term true-up in 2021-22 and for balance period of tariff period 2019-24 at the time of final true-up in 2024-25. In case of initial tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	
10.	Reconciliation with Balance sheet of any actual additional capitalization and amongst stages of a generating station	

S. No.	Information / Document	Tick
11.	BBMB is maintaining the records as per the relevant applicable Acts. Formats specified herein may not be suitable to the available information with BBMB. BBMB may modify the formats suitably as per available information to them for submission of required information for tariff purpose.	

Note 1: Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted has to be uploaded in the e-filing website and shall also be furnished in pen drive/flash drive.

PART-I
FORM-1

Summary of Tariff

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station: _____

Place (Region/District/State): _____

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Summary of Tariff							
1.1	Depreciation	Rs Lakh						
1.2	Interest on Loan	Rs Lakh						
1.3	Return on Equity ¹	Rs Lakh						
1.4	Interest on Working Capital	Rs Lakh						
1.5	O&M Expenses	Rs Lakh						
1.6	Special Allowance (If applicable)	Rs Lakh						
	Total	Rs Lakh						
2	Primary Fuel							
2.1	Landed Fuel Cost (coal/gas/RLNG/ liquid) as per FSA approved by beneficiaries	Rs/Ton						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.2	Landed Fuel Cost (coal from Integrated mine) as per FSA, if any, approved by beneficiaries or as per allocation of coal quantity	Rs/Ton						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.3	Landed Fuel Cost Imported Coal as per FSA approved by beneficiaries							

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	(%) of Fuel Quantity							
2.4	Landed Fuel Cost (coal/ gas /RLNG/liquid) other than FSA	Rs/Ton						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.5	Landed Fuel Cost Imported Coal other than FSA.							
	(%) of Fuel Quantity							
3.	Secondary Fuel							
3.1	Secondary fuel oil cost	Rs/Unit						
	Energy Charge Rate ex-bus (Paise/kWh) ^{2A,} 2B, 2C, 2D	Rs/Unit						

(Petitioner)

Note:

1. Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.
- 2A. If multi fuel is used simultaneously, give 2 in respect of every fuel individually.
- 2B. The rate of energy charge shall be computed for open cycle operation and combined cycle operation separately in case of gas/liquid fuel fired plants.
- 2C. The total energy charge shall be worked out based on ex-bus energy scheduled to be sent out.
- 2D. The Energy Charge rate for the month shall be based on fuel cost(s) and GCV(s) for the month as per Regulation 43.
- 2E. In case breakup is not available for 2.1 to 2.5, consolidated statement needs to be submitted.

PART-I
FORM-1(I)

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station: _____

Statement showing claimed capital cost - (A+B)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year/period					
3	Less: De-capitalisation during the year/period					
4	Less: Reversal during the year / period					
5	Add: Discharges during the year/ period					
6	Closing Capital Cost					
7	Average Capital Cost					

Statement showing claimed capital cost eligible for RoE at normal rate (A)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year / period					
3	Less: De-capitalisation during the year / period					
4	Less: Reversal during the year / period					
5	Add: Discharges during the year / period					
6	Closing Capital Cost					
7	Average Capital Cost					

Statement showing claimed capital cost eligible for RoE**at one year MCLR + 350 bps subject to ceiling of 14.00% (B)**

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year / period					
3	Less: De-capitalisation during the year / period					
4	Less: Reversal during the year / period					
5	Add: Discharges during the year / period					
6	Closing Capital Cost					
7	Average Capital Cost					

(Petitioner)

PART 1
FORM-1(IIA)

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station: _____

Statement showing Return on Equity at Normal Rate:

Sr	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	Return on Equity					
1	Gross Opening Equity (Normal)					
2	Less: Adjustment in Opening Equity					
3	Adjustment during the year					
4	Net Opening Equity (Normal)					
5	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
7	Less: Decrease due to De-capitalisation during the year / period					
8	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
9	Add: Increase due to discharges during the year / period					
10	Net closing Equity (Normal)					
11	Average Equity (Normal)					
12	Rate of ROE					
12	Total ROE					

(Petitioner)

PART 1
FORM-1(IIB)

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station: _____

Statement showing Return on Equity linked to SBI MCLR:

Sr	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
	Return on Equity (beyond the original scope of work including additional capitalization due to Change in Law, ECS, Force Majeure)					
1	Gross Opening Equity (Normal)					
2	Less: Adjustment in Opening Equity					
3	Adjustment during the year					
4	Net Opening Equity (Normal)					
5	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
7	Less: Decrease due to De-capitalisation during the year / period					
8	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
9	Add: Increase due to discharges during the year / period					
10	Net closing Equity (Normal)					
11	Average Equity (Normal)					
12	Rate of ROE (One year SBI MCLR+350 bps subject to ceiling of 14.00%)					
12	Total ROE					

(Petitioner)

**PART 1
FORM-2**

Plant Characteristics

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Unit(s)/Block(s)/Parameters	Unit-I	Unit-II	Unit-III		
Installed Capacity (MW)						
Schedule COD as per Investment Approval						
Actual COD /Date of Taken Over (as applicable)						
Pit Head or Non Pit Head or Integrated Mine						
Distance from Integrated mine (kms), If applicable						
Name of the Boiler Manufacture						
Name of Turbine Generator Manufacture						
Main Steam Pressure at Turbine inlet (kg/Cm ²) abs ¹ .						
Main Steam Temperature at Turbine inlet (°C) ¹						
Reheat Steam Pressure at Turbine inlet (kg/Cm ²) ¹						
Reheat Steam Temperature at Turbine inlet (°C) ¹						
Main Steam flow at Turbine inlet under MCR condition (tons /hr) ²						
Main Steam flow at Turbine inlet under VWO condition (tons /hr) ²						
Unit Gross electrical output under MCR /Rated condition (MW) ²						
Unit Gross electrical output under VWO condition (MW) ²						
Guaranteed Design Gross Turbine Cycle Heat Rate (kCal/kWh) ³						
Conditions on which design turbine cycle heat rate guaranteed						
% MCR						
% Makeup Water Consumption						
Design Capacity of Make up Water System						
Design Capacity of Inlet Cooling System						
Design Cooling Water Temperature (°C)						
Back Pressure						
Steam flow at super heater outlet under BMCR condition (tons/hr)						
Steam Pressure at super heater outlet under BMCR condition) (kg/Cm ²)						
Steam Temperature at super heater outlet under BMCR condition (°C)						
Steam Temperature at Reheater outlet at BMCR condition (°C)						
Design / Guaranteed Boiler Efficiency (%) ⁴						
Design Fuel with and without Blending of domestic/imported coal.						

Unit(s)/Block(s)/Parameters	Unit-I	Unit-II	Unit-III		
Type of Cooling Tower						
Type of cooling system⁵						
Type of Boiler Feed Pump⁶						
Type of Coal Mill						
Fuel Details⁷						
-Primary Fuel						
-Secondary Fuel						
-Alternate Fuels						
Types of SOX control system						
Types of NOX control system						
Details of SPM control system						
Special Features/Site Specific Features⁸						
Special Technological Features⁹						
Environmental Regulation related features¹⁰						
Any other special features						
1. At Turbine MCR condition.						
2. With 0% (Nil) make up and design Cooling water temperature						
3. At TMCR output based on gross generation, 0% (Nil) makeup and design Cooling water temperature.						
4. With Performance coal based on Higher Heating Value (HHV) of fuel and at BMCR) out put						
5. Closed circuit cooling, once through cooling, sea cooling, natural draft cooling, induced draft cooling etc.						
6. Motor driven, Steam turbine driven etc.						
7. Coal or natural gas or Naptha or lignite etc.						
8. Any site-specific feature such as Merry-Go-Round, Front/Rear/Sides fired Boiler, Vicinity to sea, Intake /makeup water systems etc. scrubbers etc. Specify all such features						
9. Any Special Technological feature like Advanced class FA technology in Gas Turbines, etc.						
10. Environmental Regulation related features like FGD, ESP etc.,						
Note 1: In case of deviation from specified conditions in Regulation, correction curve of manufacturer may also be submitted.						
Note 2: Heat Balance Diagram has to be submitted along with above information in case of new stations.						
Note 3: The Terms - MCR, BMCR, HHV, Performance coal, are as defined in CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations - 2010 notified by the Central Electricity Authority.						

**PART 1
FORM-3**

Normative parameters considered for tariff computations

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Year Ending March)

Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
Base Rate of Return on Equity	%						
Base Rate of Return on Equity on Add. Capitalization	%						
Effective Tax Rate ⁴	%						
Target Availability (NAPAF)	%						
Peak Hours	%						
Off-Peak Hours	%						
β- Average Monthly Frequency Response Performance ⁵	0-1						
Auxiliary Energy Consumption	%						
Gross Station Heat Rate	kCal/kWh						
Specific Fuel Oil Consumption	ml/kWh						
Cost of Coal/Lignite for WC ¹	in Months						
Cost of Main Secondary Fuel Oil for WC ¹	in Months						
Fuel Cost for WC ²	in Months						
Liquid Fuel Stock for WC ²	in Months						
O&M Expenses	Rs lakh/MW						
Maintenance Spares for WC	% of O&M						
Receivables for WC	in Months						
Storage capacity of Primary fuel	MT						
SBI 1 Year MCLR plus 325 basis point ³	%						
Blending ratio of domestic coal/imported coal							
Norms for consumption of reagent							
Specific Limestone consumption for Wet Limestone FGD							
Specific Limestone consumption for Lime Spray Dryer or							

Particulars 1	Unit 2	Existing 2023-24 3	2024-25 4	2025-26 5	2026-27 6	2027-28 7	2028-29 8
Semi-dry FGD							
Specific consumption of sodium bicarbonate							
Specific Limestone consumption for CFBC based generating station							
specific urea consumption of the SNCR							
Specific ammonia consumption of the SCR							
Transit and Handling Losses of coal or lignite, as applicable							

Note: 1). For Coal based/lignite based generating stations

2). For Gas Turbine/Combined Cycle generating stations duly taking into account the mode of operation on gas fuel and liquid fuel.

3). Mention relevant date.

4). Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation 31 i.e. actual tax (or advance tax)/gross income, where gross income refers the profit before tax.

5). To be submitted at the time of truing up based on RPC certification.

(Petitioner)

S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	2	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												
	Currency³& so on												
A.1	At the date of Drawl ²												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging ³												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.

2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.

3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given

4. Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

(Petitioner)

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.
2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given.

(Petitioner)

**PART 1
FORM-5**

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Last date of order of Commission for the project	Date (DD-MM-YYYY)	
Reference of petition no. in which the above order was passed	Petition no.	
Following details (whether admitted and /or considered) as on the last date of the period for which tariff is approved, in the above order by the Commission:		
Capital cost	(Rs. in lakh)	
Amount of un-discharged liabilities included in above (& forming part of admitted capital cost)		
Amount of un-discharged liabilities corresponding to above admitted capital cost (but not forming part of admitted capital cost being allowed on cash basis)		
Gross Normative Debt		
Cumulative Repayment		
Net Normative Debt		
Normative Equity		
Cumulative Depreciation		
Freehold land		

(Petitioner)

**PART 1
FORM- 6**

Financial Package up to COD

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 Project Cost as on COD¹ _____
 Date of Commercial Operation of the Station² _____

1	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount ³		Currency and Amount ³		Currency and Amount ³	
	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US \$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

Note:

1. Illustration: Say Rs. 80 Cr. + US\$ 200 m or Rs. 1680 Cr. including US\$ 200 m at an exchange rate of US\$=Rs 80
2. Provide details on commercial operation as on COD of each Unit
3. For example: US \$ 200m, etc.

(Petitioner)

PART 1
FORM- 7

Details of project specific loans

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/ COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.

2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawl& repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 or COD, whichever is later
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing, etc.

(Petitioner)

PART 1**FORM- 8****Details of Allocation of corporate loans to various projects****Name of the Petitioner**

Name of the Generating Station

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/ COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						
	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Project 3 and so on						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half-yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawl & repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base Exchange Rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 or COD, whichever is later.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

(Petitioner)

PART 1
FORM- 9

Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 COD _____
 For Financial Year _____

S. No.	Head of Work/ Equipment	ACE Claimed (Actual / Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in column 3	Cash basis	IDC included in col. 3			
1	2	3	4	(5 = 3 - 4)	6	7	8	9

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 9 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the Tariff Order).
2. The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period 2024-29.
3. In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalised during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. and impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.
6. The Petitioner to submit the list of individual items along with quantum and individual costs claimed as ACE.

Note:

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
2. In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. e.g. Rotor - 50 Crs. Initial spares- 5 Crs.

(Petitioner)

PART 1

FORM- 10

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Date of Commercial Operation

(Amount in Rs Lakh)

Financial Year (Starting from COD) ¹	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/ Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan ²										
Equity										
Internal Resources										
Others (Pl. specify)										
Total										

Note:

1. Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.

2. Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevant.

(Petitioner)

PART 1
FORM- 11

Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2024 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.3.2029	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.2029
1	2	3	4	5 = Col.3 X Col.4
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of			
	Depreciation (%)			

*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

Note:

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

**PART 1
FORM-12**

Statement of Depreciation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Opening Capital Cost						
2.	Closing Capital Cost						
3.	Average Capital Cost						
4.	Freehold land						
5.	Rate of depreciation						
6.	Depreciable value						
7.	Balance useful life at the beginning of the period						
8.	Remaining depreciable value						
9.	Depreciation (for the period)						
10.	Depreciation (annualised)						
11.	Cumulative depreciation at the end of the period						
12.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2009						
13.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
14.	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV, give information for the applicable period.

(Petitioner)

PART 1
FORM- 13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-2						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-3 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

S. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	Equity									
2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

Note:

1. Drawl of debt and equity shall be on pari-passu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawl of higher equity in the beginning is permissible. IDC on normative loan corresponding to excess equity over 30% of funds deployed shall be allowed only in case the actual infusion of equity on a pari-passu basis is more than 30% of total funds deployed and shall be computed on quarterly basis.
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. In case of multi unit project details of capitalization ratio used to be furnished.
4. In case IDC on normative loan is to be allowed prior to infusion of actual loan, rate of interest for computing such IDC shall be equal to 1-year SBI MCLR as prevailing on 1st April of the respective year. IDC on normative loan, post infusion of actual loan shall be computed based on WAROI for that respective quarter.

(Petitioner)

Sr. No.	Month-wise	Unit	For Existing Plants Year wise and Month-wise details for the period 2024-29 (For preceding 12 months)								
27	GCV of Domestic Coal supplied as received at Station	(kCal/Kg)									
28	GCV of Imported Coal of opening stock as received at Station	(kCal/Kg)									
29	GCV of Imported Coal supplied as received at Station	(kCal/Kg)									
30	Weighted average GCV of coal/ Lignite as Received	(kCal/Kg)									

(*specifying the period of adjustment along with reason and support document for the adjustment)

Note:

1. Similar details to be furnished for natural gas/liquid fuel for CCGT station and secondary fuel oil for coal/lignite based thermal plants with appropriate units.
2. As billed and as received GCV, quantity of coal, and price should be submitted as certified by statutory auditor.
3. The action taken to address the difference in GCV between as billed and as received should be submitted along with the petition.
4. The details of source wise fuel for computation of energy charges should be provided on year wise in above format along with month wise calculation as may be required by the Commission.
5. Details to be provided for each source separately. In case of more than one source, add additional column.
6. Break-up of the amount charged by the Coal Company is to be provided separately.
7. Distance of Integrated Mines from Generating Station, if applicable, is to be provided separately.

(Petitioner)

PART 1

FORM- 16

**Details of Limestone for
Computation of Energy Charge Rate**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No.	Month	Unit	For preceding	For preceding	For preceding
			3rd Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be)	2nd Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be)	1st Month (from COD or from 1.4.2024 as the case may be)
1	Quantity of Limestone supplied by Limestone supply Company	(MMT)			
2	Adjustment (+/-) in quantity supplied made by Limestone supply Company	(MMT)			
3	Limestone supplied by Limestone supply Company(1+2)	(MMT)			
4	Net Limestone Supplied (3-4)	(MMT)			
5	Amount charged by the Limestone supply Company	(Rs.)			
6	Adjustment (+/-) in amount charged made by Limestone supply Company	(Rs.)			
7	Total amount Charged (6+7)	(Rs.)			
8	Transportation charges by rail/ship/road transport	(Rs.)			
9	Adjustment (+/-) in amount charged made by Railways/Transport Company	(Rs.)			
10	Demurrage Charges, if any	(Rs.)			
11	Total Transportation Charges (8+/-9-10)	(Rs.)			
12	Total amount Charged for Limestone supplied including Transportation (7+11)	(Rs.)			

(Petitioner)

PART 1

FORM-17

Details of Capital Spares

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No.	Details of Capital Spares and Expenses		Claimed as a part of additional Capitalisation	Funded through compensatory allowance ² (If Applicable)	Funded through Special allowance (If Applicable)	Claimed as a part of stores and spares
	Name of spare	Amount in Rs. Lakh ¹				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						

1) No Spares individually costing upto Rs. 10 lakh shall be claimed.

2) Spares that have been procured in the past through compensatory allowance to be provided.

(Petitioner)

PART 1**FORM- 18****Non-Tariff Income****Name of the Petitioner****Name of the Generating Station**

S. No.	Parameters	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1.	Income from rent of land or buildings or eco-tourism						
2.	Income from sale of scrap						
3.	Income from advertisements						

Note: To be submitted at the time of truing up**(Petitioner)**

**PART 1
FORM- 19**

Details of Water Charges

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No.	Details of Water charges (excluding water cess)		Quantity allocated Unit....	Actual water consumption			Normative consumption at 85% PLF Unit....	Rate specified (as per govt. notification or agreement)	Spillage of water (in percentage)	Amount Claimed
	Name of source and quantity	Amount		Plant	Other than Plant	Total				
1										
2										
3										
4										
5										
6										

Note-1: The water charges shall include only the expenditure paid to the third party/Govt. entity for water consumed for the generation of electricity only, exclusive of expenses associated with the owner i.e. manpower, pumping charges etc.

Note-2: The supporting documents with regard to the rate specified by the Govt. entity shall be submitted.

(Petitioner)

PART 1
FORM- 20Details of Statutory Charges

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Particulars	Unit Rate	No of Units	Amount Claimed
Electricity Duty			
Water Cess			
...			
...			
...			

(Petitioner)

**PART 1
FORM- A**

Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Projects

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

New Projects

Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As on End of _____ Qtr. Of the year _____	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
IDC, IEDC,FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		

Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost	
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)	
Domestic Component (Rs. Lakh)	
Capital cost Including IDC, IEDC& FC (Rs. Lakh)	
Schedule of Commissioning	
Scheduled COD of Unit-I/Block-I as per Investment Approval	
Scheduled COD of Unit-II/Block-II as per Investment Approval	

Scheduled COD of last Unit/Block	

Note:

1. Copy of Investment approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM B or C as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.

(Petitioner)

**PART 1
FORM- B**

Break-up of Capital Cost for New Coal/Lignite based projects

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD ⁶	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off dat
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Cost of Land & Site Development						
1.1	Land*						
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)						
1.3	Preliminary Investigation & Site Development						
	Total Land & Site Development						
2	Plant & Equipment						
2.1	Steam Generator Island						
2.2	Turbine Generator Island						
2.3	BOP Mechanical						
2.3.1	External water supply system						
2.3.2	CW system						
2.3.3	DM water Plant						
2.3.4	Clarification plant						
2.3.5	Chlorination Plant						
2.3.6	Fuel Handling & Storage system						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD ⁶	Liabilities/Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off dat
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
2.3.7	Ash Handling System						
2.3.8	Coal Handling Plant						
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives						
2.3.10	MGR						
2.3.11	Air Compressor System						
2.3.12	Air Condition & Ventilation System						
2.3.13	Fire fighting System						
2.3.14	HP/LP Piping						
2.3.15	FGD system, if any						
2.3.16	De-salination plant for sea-water intake						
2.3.17	External coal handling in Jetty, if any						
	Total BOP Mechanical						
2.4	BOP Electrical						
2.4.1	Switch Yard Package						
2.4.2	Transformers Package						
2.4.3	Switch gear Package						
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding						
2.4.5	Lighting						
2.4.6	Emergency D.G. set						
	Total BOP Electrical						
2.5	Control & Instrumentation (C & I) Package						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD ⁶	Liabilities/Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off dat
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
5	Construction & Pre- Commissioning Expenses						
5.1	Erection Testing and commissioning						
5.2	Site supervision						
5.3	Operator's Training						
5.4	Construction Insurance						
5.5	Tools & Plant						
5.6	Startup fuel						
	Total Construction & Pre- Commissioning Expenses						
6	Overheads						
6.1	Establishment						
6.2	Design & Engineering						
6.3	Audit & Accounts						
6.4	Contingency						
	Total Overheads						
7	Total Capital cost excluding IDC & FC						
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
8.1	Interest During Construction (IDC)						
8.2	Financing Charges (FC)						
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						
8.4	Hedging Coat						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on COD ⁶	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off dat
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Total of IDC, FC,FERV & Hedging Cost						
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost						

**Provide details of Freehold land and Lease hold land separately*

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of both time & cost overrun, a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly. bringing out the agency responsible and whether such time and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD and increase of IDC from scheduled COD to actual COD.
4. Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
5. A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.
6. Cost should be based on Management Certificate or Auditor Certificate. In case based on management certificate, Auditor Certificate to be provided within 90 days from filing of the Petition.

(Petitioner)

PART 1
FORM- C

Break-up of Capital Cost for Gas/Liquid fuel based projects

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure	Liabilities/Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Cost of Land & Site Development						
1.1	Land*						
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)						
1.3	Preliminary Investigation & Site Development						
	Total Land & Site Development						
2	Plant & Equipment						
2.1	Steam Generator Island						
2.2	Turbine Generator Island						
2.3	WHRB Island						
2.4	BOP Mechanical						
2.4.1	Fuel Handling & Storage system						
2.4.2	External water supply system						
2.4.3	CW system						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure	Liabilities/Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date
1	2	3	4	5	6	7	8
2.4.4	Cooling Towers						
2.4.5	DM water Plant						
2.4.6	Clarification plant						
2.4.7	Chlorination Plant						
2.4.8	Air Condition & Ventilation System						
2.4.9	Fire fighting System						
2.4.10	HP/LP Piping						
	Total BOP Mechanical						
2.5	BOP Electrical						
2.5.1	Switch Yard Package						
2.5.2	Transformers Package						
2.5.3	Switch gear Package						
2.5.4	Cables, Cable facilities & grounding						
2.5.5	Lighting						
2.5.6	Emergency D.G. set						
	Total BOP Electrical						
2.6	Control & Instrumentation (C & I) Package						
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure	Liabilities/Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date
1	2	3	4	5	6	7	8
2.7	Taxes & Duties						
3	Initial Spares						
4	Civil Works						
4.1	Main plant/ Adm. Building						
4.2	External Water Supply System						
4.3	CW system						
4.4	Cooling Towers						
4.5	DM water Plant						
4.6	Clarification plant						
4.7	Fuel handling & Storage system						
4.8	Township & Colony						
4.9	Temp. construction & enabling works						
4.10	Road & Drainage						
4.11	Fire fighting System						
	Total Civil works						
5	Construction & Pre- Commissioning Expenses						
5.1	Erection Testing and commissioning						
5.2	Site supervision						
5.3	Operator's Training						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure	Liabilities/Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date
1	2	3	4	5	6	7	8
5.4	Construction Insurance						
5.5	Tools & Plant						
5.6	Startup fuel						
	Total Construction & Pre- Commissioning Expenses						
6	Overheads						
6.1	Establishment						
6.2	Design & Engineering						
6.3	Audit & Accounts						
6.4	Contingency						
	Total Overheads						
7	Capital cost excluding IDC & FC						
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
8.1	Interest During Construction (IDC)						
8.2	Financing Charges (FC)						
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						
8.4	Hedging Coat						
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure	Liabilities/Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date
1	2	3	4	5	6	7	8
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost						

**Provide details of Freehold land and Lease hold land separately*

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of time & cost overrun, a detailed note giving reasons of such time and cost overrun should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD and increase of IDC from scheduled COD to actual COD.
4. Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings. A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

(Petitioner)

**PART 1
FORM- D**

Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	...	Total Cost of all packages
1	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as applicable)					
2	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work					
3	No. of bids received					
4	Date of Award					
5	Date of Start of work					
6	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work					
7	Value of Award ² in (Rs. Lakh)					
8	Firm or With Escalation in prices					
9	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)					
10	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
11	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
12	Sub -total (9+10+11) (Rs. Lakh)					

Note:

1. The scope of work in any package should be indicated in conformity of Capital cost break-up for the coal/lignite based plants in the FORM-B to the extent possible. In case of Gas/Liquid fuel based projects, break down in the similar manner in the relevant heads as per FORM-C.
2. If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs.80 Cr. +US\$50m=Rs.480Cr. at US\$=Rs80 as on say 1.4.2024.

(Petitioner)

PART 1
FORM- E

Details of variables, parameters, optional package etc. for New Project

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Unit Size		
Number of Units		
Greenfield/Extension		
S. No.	Variables	(Design Operating Range) Values
1	Coal Quality - Calorific Value	
2	Ash Content	
3	Moisture Content	
4	Boiler Efficiency	
5	Suspended Particulate Matter	
6	Ash Utilization	
7	Boiler Configuration	
8	Turbine Heat Rate	
9	CW Temperature	
10	Water Source	
11	Distance of Water Source	
12	Clarifier	
13	Mode of Unloading Oil	
14	Coal handling Mechanism	
15	Type of Fly Ash Disposal and Distance	
16	Type of Bottom Ash Disposal and Distance	
17	Type of Soil	
18	Foundation Type (Chimney)	
19	Water Table	
20	Seismic and Wind Zone	
21	Condensate Cooling Method	
22	Desalination/RO Plant	
23	Evacuation Voltage Level	
24	Type of Coal (Domestic/Imported)	
Parameter/Variables		Values
Completion Schedule		
Terms of Payment		
Performance Guarantee Liability		
Basis of Price (Firm/Escalation-Linked)		
Equipment Supplier (Country of Origin)		
Optional Packages		Yes/No
Desalination Plant/RO Plant		
MGR		
Railway Siding		
Unloading Equipment at Jetty		
Rolling Stock/Locomotive		
FGD Plant		
Length of Transmission Line till Tie Point (in km)		

(Petitioner)

**PART 1
FORM- F**

Detail of cost over run

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
1	Cost of Land & Site Development					
1.1	Land*					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site Development					
2	Plant & Equipment					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
2.3.1	Fuel Handling & Storage system					
2.3.2	External water supply system					
2.3.3	DM water Plant					
2.3.4	Clarification plant					
2.3.5	Chlorination Plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage system					
2.3.7	Ash Handling System					
2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Fire fighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.4	BOP Electrical					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					
2.5	Control & Instrumentation (C & I) Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
3	Initial Spares					
4	Civil Works					
4.1	Main plant/ Adm. Building					
4.2	CW system					
4.3	Cooling Towers					
4.4	DM water Plant					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
4.5	Clarification plant					
4.6	Chlorination plant					
4.7	Fuel handling & Storage system					
4.8	Coal Handling Plant					
4.9	MGR & Marshalling Yard					
4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash disposal area development					
4.12	Fire fighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction & enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	Total Civil works					
5	Construction & Pre- Commissioning Expenses					
5.1	Erection Testing and commissioning					
5.2	Site supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Startup fuel					
	Total Construction & Pre- Commissioning Expenses					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/ Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
6	Overheads					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7	Capital cost excluding IDC & FC					
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Cost					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

**Submit details of Freehold and Lease hold land*

Note: Impact on account of each reason for Cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

**PART 1
FORM- G**

Detail of time over run

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No	Description of Activity / Works / Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run Days	Reasons for delay	Other Activity affected (Mention S. No. of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date			
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....							

1. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
2. Indicate the activities on critical path.

(Petitioner)

PART 1
FORM- H

Statement of Additional Capitalisation during five year before the end of useful life of the Project

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Year	Work/ Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	ACE Claimed (Actual/ Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Impact on life extension
			Accrual basis	Un- discharged Liability included in col. 4	Cash basis	IDC included in col. 4			
1	2	3	4	5	(6 = 4 - 5)	7	8	9	10

Note:

1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes.
2. Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of the asset.
3. The Petitioner to submit the list of individual items along with quantum and individual costs claimed as ACE.

(Petitioner)

**PART 1
FORM-I**

Details of Assets De-capitalized during the period

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____
Region _____

State _____

District _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalised	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization	Whether earning RoE at the normal rate or at SBI MCLR+350 bps
1	2	3	4	5	6	7
1						
2						
3						
4						
5						

Note: Year wise detail need to be submitted.

(Petitioner)

PART 1
FORM- J

Reconciliation of capitalisation claimed vis-à-vis books

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____
COD _____

(Amount in Rs.
Lakh)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Closing Gross Block as per IND AS					
2	Add/Less: Adjustments*					
3	Closing Gross Block as per IGAAP					
4	Opening Gross Block as per IND AS					
5	Add/Less: Adjustments*					
6	Opening Gross Block as per IGAAP					
7	Total Additions as per books (G = 3 - 5)					
8	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
9	Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage					
10	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
11	Net Additional Capital Expenditure Claimed (on accrual basis)					
12	Less: Un-discharged Liabilities (as per IGAAP)					
13	Add: Discharges of un-discharged liabilities, corresponding to admitted assets/works (as per IGAAP)					
14	Net Additional Capital Expenditure Claimed (on cash basis)					

Note: (1) Form is to be certified by the Auditor and Certificate issued as per the guidelines prescribed by their governing body.

(2) Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms. *Break-up to be specified.

(Petitioner)

PART 1
FORM- K

Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions:

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 COD _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed under Exclusion				Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3	
1	2	3	4	(5 = 3 - 4)	6	7

Note: 1. Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc.

2. For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)

PART 1

FORM- L

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Statement of Capital cost

(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis ²	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
A	a) Opening Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)			
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis ²	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date
2. As per IGAAP

(Petitioner)

PART 1
FORM- M

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Statement of Capital Woks in Progress
(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
A	a) Opening CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART 1
FORM- N**Calculation of Interest on Normative Loan**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Gross Normative loan - Opening						
2	Cumulative repayment of Normative loan up to previous year						
3	Net Normative loan - Opening						
4	Add: Increase due to addition during the year / period						
5	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
6	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
7	Add: Increase due to discharges during the year / period						
8	Net Normative loan - Closing						
9	Average Normative loan						
10	Weighted average rate of interest						
11	Interest on Loan						

(Petitioner)

PART 1
FORM- O

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Cost of Coal/Lignite ¹						
2	Cost of Main Secondary Fuel Oil ¹						
3	Fuel Cost ²						
4	Liquid Fuel Stock ²						
5	Cost of Limestone ³						
6	O & M Expenses						
7	Maintenance Spares						
8	Receivables						
9	Total Working Capital						
10	Rate of Interest						
11	Interest on Working Capital						

Note:

1. For Coal based/Lignite based generating stations
2. For Gas Turbine/Combined Cycle generating stations duly taking into account the annual mode of operation (last available) on gas fuel and liquid fuel
3. Applicable in case of Lignite Stations including advance

(Petitioner)

**PART 1
FORM- P**

Incidental Expenditure up to SCOD and up to Actual COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual COD
A	Head of Expenses:		
1	Employees' Benefits Expenses		
2	Finance Costs		
3	Water Charges		
4	Communication Expenses		
5	Power Charges		
6	Depreciation		
7	Other Office and Administrative Expenses		
8	Others (Please Specify Details)		
9	Other Pre-Operating Expenses		
...		
...		
B	Total Expenses		
	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		
	Less:		
C	Net IEDC		

(Petitioner)

PART 1
FORM- Q

Expenditure under different packages up to SCOD and up to Actual COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on Actual COD
1	Package 1		
2	Package 2		
3	Package 3		
4	-----		
5	-----		
6			

(Petitioner)

**PART 1
FORM- R**

Actual cash expenditure

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n/ DOCO
Expenditure towards Gross Block				
Add: Expenditure towards CWIP				
Add: Capital Advances, if any				
Less: Un-discharged liabilities (included above)				
Add/Less: Others				
Payment to contractors / suppliers towards capital assets				
Cumulative payments				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

(Petitioner)

PART 1
FORM- S

Statement of Liability Flow

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Party	Asset / Work	Year of actual capitalisati on	Original Liability	Liability as on 31.03.2024	Discharges (Year wise)	Reversal (Year wise)
a) For assets eligible for normal RoE						
b) For assets eligible for RoE at One year MCLR + 350 bps subject to ceiling of 14.00%						

(Petitioner)

PART 1**Form - T****Summary of issue involved in the petition**

1.	Petitioner:	
2.	Subject	
3.	Prayer:	
4.	Respondents	
	Name of Respondents	
	a.	
	b.	
	c.	
5.	Project Scope	
	Cost	
	Commissioning	
	Claim	
	AFC	
	Capital cost	
	Initial spare	
	NAPAF (Gen)	
	Any Specific	

TARIFF FILING FORMS (HYDRO)
FOR DETERMINATION OF TARIFF

PART-II

Annexure-I

PART-II**Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for
Hydro Stations**

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM- 1	Summary of Tariff	
FORM -1 (I)	Statement showing claimed capital cost	
FORM -1 (II)	Statement showing Return on Equity	
FORM-2	Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) & Other normative parameters considered for tariff calculation	
FORM-3	Salient Features of Hydroelectric Project	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 4A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects	
FORM-5A	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects	
FORM-5B	Break-up of Capital Cost for Hydro Power Generating Station	
FORM-5C	Break-up of Capital Cost for Plant & Equipment	
FORM-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-5Ei	In case there is cost over run	
FORM-5Eii	In case there is time over run	
FORM- 6	Financial Package upto COD	
FORM- 7	Details of Project Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various projects	
FORM-9A	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM 9B	Statement of Additional Capitalisation during end of the Project	
FORM 9Bi	Details of Asset De-capitalized during the period	
FORM- 9C	Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books	
FORM- 9D	Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions	
FORM- 9E	Statement of Capital cost	
FORM- 9F	Statement of Capital Woks in Progress	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Depreciation on original project cost	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
FORM- 12	Statement of Depreciation	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
FORM- 13A	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM- 13B	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 13C	Non-Tariff Income	
FORM- 13D	Incidental Expenditure during Construction	
FORM- 14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 14A	Actual cash expenditure	
FORM- 15A	Design energy and peaking capability (month wise)- ROR with Pondage/Storage type new stations	
FORM- 15B	Design energy and MW Continuous (month wise)- ROR type stations	
FORM- 16	Statement of Liability Flow	
FORM- 17	Operation & Maintenance Expense	
FORM- 18	Details of Statutory Charges	
FORM- 19	Summary of issue involved in the petition	
Other Information/ Documents		
Sl. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	A. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the Station for the new station & for the relevant years. B. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing station for the relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
6	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Hydro)	Tick
	applicable. List of supporting documents to be submitted: e. Detailed Project Report f. CPM Analysis g. PERT Chart and Bar Chart h. Justification for cost and time Overrun	
8	Generating Company shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the Generating Unit wise /stage wise/Station wise/ and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India for first two years i.e. 2024-25 and 2025-26 at the time of mid-term true-up in 2026-27 and for balance period of tariff period 2028-29 at the time of final true-up in 2029-30. In case of initial tariff filing, the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
9	Any other relevant information, (Please specify)	
10.	Reconciliation with Balance sheet of any actual additional capitalization and amongst stages of a generating station	
11.	BBMB is maintaining the records as per the relevant applicable Acts. Formats specified herein may not be suitable to the available information with BBMB. BBMB may modify tariff filing forms suitably as per available information to them for submission of required information for tariff purpose.	

Note 1: Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted has to be uploaded in the e-filing website and shall also be furnished in pen drive/flash drive.

**PART-II
FORM-1**

Summary of Tariff

Name of the Petitioner: _____
Name of the Generating Station: _____
Place (Region/District/State): _____

(Rs. lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.1	Depreciation						
1.2	Interest on Loan						
1.3	Return on Equity ¹						
1.4	Interest on Working Capital						
1.5	O & M Expenses						
	Total						

Note

1. Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 1(I)**

Name of the Petitioner: _____

Name of the Generating Station: _____

Statement showing claimed capital cost- (A+B)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Opening Capital Cost					
2.	Add: Addition during the year / period					
3.	Less: De-capitalisation during the year / period					
4.	Less: Reversal during the year / period					
5.	Add: Discharges during the year / period					
6.	Closing Capital Cost					
7.	Average Capital Cost					

Statement showing claimed capital cost eligible for RoE at normal rate (A)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Opening Capital Cost					
2.	Add: Addition during the year / period					
3.	Less: Decapitalisation during the year / period					
4.	Less: Reversal during the year / period					
5.	Add: Discharges during the year / period					
6.	Closing Capital Cost					
7.	Average Capital Cost					

Statement showing claimed capital cost eligible for RoE at One Year MCLR+350 bps subject to ceiling of 14.00% (B)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Opening Capital Cost					
2.	Add: Addition during the year / period					
3.	Less: De-capitalisation during the year / period					
4.	Less: Reversal during the year / period					
5.	Add: Discharges during the year / period					
6.	Closing Capital Cost					
7.	Average Capital Cost					

(Petitioner)

PART II
FORM-1(II)

Name of the Petitioner: _____

Name of the Generating Station: _____

Statement showing Return on Equity at Normal Rate

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2029-30
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Gross Opening Equity (Normal)					
2.	Less: Adjustment in Equity					
3.	Adjustment during the year					
4.	Net Opening Equity (Normal)					
5.	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
6.	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period					
7.	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
8.	Add: Increase due to discharges during the year / period					
9.	Net closing Equity (Normal)					
10.	Average Equity (Normal)					
11.	Rate of ROE					
12.	Total ROE					

(Petitioner)

Statement showing Return on Equity at One Year MCLR + 350 bps subject to ceiling of 14.00%

S. No.	Particulars	2024-25	20-21	2021-22	2022-23	2023-24
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1.	Gross Opening Equity [pertaining to Proviso to Regulation 30(2)]					
2.	Less: Adjustment in Equity					
3.	Adjustment during the year					
4.	Net Opening Equity					
5.	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
6.	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period					
7.	Less: Decrease due to reversal during the year / period					
8.	Add: Increase due to discharges during the year / period					
9.	Net closing Equity [pertaining to Proviso to Regulation 30(2)]					
10.	Average Equity [pertaining to Proviso to Regulation 30(2)]					
11.	Rate of ROE (One-year MCLR+350 bps subject to ceiling of 14.00%)					
12.	Total ROE					

Note: 1. Adjustment of equity as per Proviso to Regulation 18(3) of 2024 Tariff Regulations.

2. With respect to Equity infusion, the Generating Company is required to substantiate with supporting documents such as board resolutions, balance sheet/ reconciliation statement with balance sheet.

(Petitioner)

PART-II

FORM- 2

Details of COD, Type of hydro station, Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF) & other normative parameters considered for tariff calculation

Name of the Petitioner: _____

Name of the Generating Station: _____

Year Ending March

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1	Installed Capacity	MW						
2	Free power to home state	%						
3	Free Power under Local Area Development Fund (LADF)	%						
4	Date of commercial operation (actual/anticipated)							
	Unit-1							
	Unit-2							
	Unit-3							
5	Type of Station							
	a) Surface/underground							
	b) Purely ROR/ Pondage/Storage							
	c) Peaking/ non-peaking							
	d) No. of hours of peaking							
	e) Overload capacity (MW) & Period							
6	Type of excitation							
	a) Rotating exciters on generator							
	b) Static excitation							
7	Design Energy (Annual) ¹	GWh						
8	Auxiliary Consumption including Transformation losses	%						

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
9	Normative Plant Availability Factor (NAPAF)							
9.1	Maintenance Spares for WC	% of O&M						
9.2	Receivables for WC	in Months						
9.3	Base Rate of Return on Equity	%						
9.4	Base Rate of Return on Equity on Add. Capitalization							
9.5	Tax Rate ²	%						
9.6	Effective Tax Rate ⁴							
9.7	SBI Base Rate + 325 basis points as on _____ ³	%						
9.8	β- Average Monthly Frequency Response Performance ⁵	0-1						

1. Monthwise 10 day Design energy figures to be given separately with the petition.
2. Tax rate applicable to the company for the year FY 2023-24 should also be furnished.
3. Mention relevant date
4. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation 31.
5. To be submitted at the time of truing up based on RPC certification.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 3**

Salient Features of Hydroelectric Project

Name of the Petitioner: _____

Name of the Generating Station: _____

1. Location	
State/Dist.	
River	
2. Diversion Tunnel	
Size, shape	
Length (M)	
3. Dam	
Type	
Maximum dam height (M)	
4. Spillway	
Type	
Crest level of spillway (M)	
5. Reservoir	
Full Reservoir Level (FRL) (M)	
Minimum Draw Down Level (MDDL) (M)	
Live storage (MCM)	
6. De-silting Chamber	
Type	
Number and Size	
Particle size to be removed(mm)	
7. Head Race Tunnel	
Size and type	
Length (M)	
Design discharge(Cumecs)	
8. Surge Shaft	
Type	
Diameter (M)	
Height (M)	
9. Penstock/Pressure shafts	
Type	
Diameter & Length (M)	
10. Power House	
Installed capacity (No of units x MW)	
Type of turbine	
Rated Head(M)	
Rated Discharge (Cumecs)	
Head at Full Reservoir Level (M)	
Head at Minimum Draw down Level (M)	

MW Capability at FRL	
MW Capability at MDDL	
11. Tail Race Tunnel/Channel	
Diameter (M), shape	
Length (M)	
Minimum tail water level (M)	
12. Switchyard	
Type of Switch gear	
No. of generator bays	
No. of Bus coupler bays	
No. of line bays	
Efficiency (overall) Turbine and generator	

Note: Specify limitation on generation during specific time period(s) on account of restrictions on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations etc.

(Petitioner)

S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on					
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
	3	Scheduled payment date of interest													
	4	At the end of Financial year													
B		In case of Hedging ³													
	1	At the date of hedging													
	2	Period of hedging													
	3	Cost of hedging													
		Currency³¹& so on													
A.1		At the date of Drawl ²													
	2	Scheduled repayment date of principal													
	3	Scheduled payment date of interest													
	4	At the end of Financial year													
B		In case of Hedging ³													
	1	At the date of hedging													
	2	Period of hedging													
	3	Cost of hedging													

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.

2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given

3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given

4. Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 4A**

Details of Foreign Equity

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Exchange Rate on date/s of infusion _____

S. No.	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency1¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency2¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency3¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency4¹ and so on												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.

2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 5**

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

	Capital Cost as admitted by CERC	
a)	Capital cost admitted as on _____ (Give reference of the relevant CERC Order with Petition No. & Date)	
b)	Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)	
c)	Foreign Exchange rate considered for the admitted Capital cost (Rs Lakh)	
d)	Total Foreign Component (Rs. Lakh)	
e)	Domestic Component (Rs. Lakh.)	
f)	Hedging cost, if any, considered for the admitted Capital cost (Rs. Lakh)	
	Total Capital cost admitted (Rs. Lakh) (d+e+f)	

(Petitioner)

PART-II
FORM- 5A

Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Projects

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

New Projects

Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As on End of _____ Qtr. of the year _____	As on Actual COD of the Station ⁴
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC& FC		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		

Capital cost Including IDC, IEDC& FC (Rs. Lakh)	
Schedule of Commissioning as per investment approval	
Scheduled COD of Unit-I	
Scheduled COD of Unit-II	

Scheduled COD of last Unit/Station	

Note:

1. Copy of approval letter should be enclosed
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.
4. Cost should be based on Management Certificate or Auditor Certificate. In case based on management certificate, Auditor Certificate to be provided within 90 days from filing of the Petition.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 5B**

Break-up of Capital Cost for New Hydro Power Generating Station

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure as on actual COD (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation (7)
1.0	Infrastructure Works					
1.1	Preliminary including Development					
1.2	Land*					
1.3	R&R expenditure					
1.4	Buildings					
1.5	Township					
1.6	Maintenance					
1.7	Tools & Plants					
1.8	Communication					
1.9	Environment & Ecology					
1.10	Losses on stock					
1.11	Receipt & Recoveries					
1.12	Total (Infrastructure works)					
2.0	Major Civil Works					
2.1	Dam, Intake & De-silting Chambers					
2.2	HRT, TRT, Surge Shaft & Pressure shafts					

S. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure as on actual COD (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation (7)
2.3	Power Plant civil works					
2.4	Other civil works (to be specified)					
2.5	Total (Major Civil Works)					
3.0	Hydro Mechanical equipment					
4.0	Plant & Equipment					
4.1	Initial spares of Plant & Equipment					
4.2	Total (Plant & Equipment)					
5.0	Taxes and Duties					
5.1	Custom Duty					
5.2	Other taxes & Duties					
5.3	Total Taxes & Duties					
6.0	Construction & Pre- commissioning expenses					
6.1	Erection, testing & commissioning					
6.2	Construction Insurance					
6.3	Site supervision					
6.4	Total (Const. & Pre-					

S. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure as on actual COD (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation (7)
	commissioning)					
7.0	Overheads					
7.1	Establishment					
7.2	Design & Engineering					
7.3	Audit & Accounts					
7.4	Contingency					
7.5	Rehabilitation & Resettlement					
7.6	Total (Overheads)					
8.0	Capital Cost without IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.0	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.1	Interest During Construction (IDC)					
9.2	Financing Charges (FC)					
9.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
9.4	Hedging Cost					
9.5	Notional IDC					
9.6	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9.7	Revenue from Infirm Power					

S. No. (1)	Break Down (2)	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure as on actual COD (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (6=3-4-5)	Reasons for Variation (7)
10.0	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

**Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately*

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of both time & cost overrun, a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD and increase of IDC from scheduled COD to actual COD.
4. Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
5. A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 5C**

Break-up of Capital Cost for Plant & Equipment (New Projects)

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Break Down	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval	Cost on Actual COD	Variation	Reasons for Variation
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)
		Total Cost	Total Cost		
1.0	Generator, turbine & Accessories				
1.1	Generator package				
1.2	Turbine package				
1.3	Unit control Board				
1.4	C&I package				
1.5	Bus Duct of GT connection				
1.6	Total (Generator, turbine & Accessories)				
2.0	Auxiliary Electrical Equipment				
2.1	Step up transformer				
2.2	Unit Auxiliary Transformer				
2.3	Local supply transformer				
2.4	Station transformer				
2.5	SCADA				
2.6	Switchgear, Batteries, DC dist. Board				
2.7	Telecommunication equipment				
2.8	Illumination of Dam, PH and Switchyard				
2.9	Cables & cable facilities, grounding				
2.10	Diesel generating sets				
2.11	Total (Auxiliary Elect. Equipment)				

S. No.	Break Down	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval	Cost on Actual COD	Variation	Reasons for Variation
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)
		Total Cost	Total Cost		
3.0	Auxiliary equipment & services for power station				
3.1	EOT crane				
3.2	Other cranes				
3.3	Electric lifts & elevators				
3.4	Cooling water system				
3.5	Drainage & dewatering system				
3.6	Firefighting equipment				
3.7	Air conditioning, ventilation and heating				
3.8	Water supply system				
3.9	Oil handling equipment				
3.10	Workshop machines & equipment				
3.11	Total (Auxiliary equip. & services for PS)				
4.0	Switchyard package				
5.0	Initial spares for all above equipment				
6.0	Total Cost (Plant & Equipment) excluding IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
7.0	IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
7.1	Interest During Construction (IDC)				
7.2	Financing Charges (FC)				
7.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)				

S. No.	Break Down	Original Cost as approved by Authority/Investment Approval	Cost on Actual COD	Variation	Reasons for Variation
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)	(4)
		Total Cost	Total Cost		
7.4	Hedging Cost				
7.5	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost				
8.0	Total Cost (Plant & Equipment) including IDC, FC, FERV & Hedging Cost				

Note: In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost overrun was beyond the control of the generating company.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 5D**

Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	...	Total Cost of all packages
1	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as applicable)					
2	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work					
3	No. of bids received					
4	Date of Award					
5	Date of Start of work					
6	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work					
7	Value of Award ² in (Rs. Lakh)					
8	Firm or With Escalation in prices					
9	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)					
10	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
11	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
12	Sub -total (10+11+12) (Rs. Lakh)					

Note:

1. The scope of work in any package should be indicated in conformity of Capital cost break-up for the new Hydro Power Generating Station in the FORM-5B to the extent possible. For Plant & Equipment (New Projects) break down in the similar manner in the relevant heads as per FORM-5C.

2. If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date

(Petitioner)

PART-II
FORM- 5Ei

In case, there is cost over run

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1	Cost of Land & Site Development					
1.1	Land*					
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.3	Preliminary Investigation & Site Development					
2	Plant & Equipment					
2.1	Steam Generator Island					
2.2	Turbine Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
2.3.1	Fuel Handling & Storage system					
2.3.2	External water supply system					
2.3.3	DM water Plant					
2.3.4	Clarification plant					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
2.3.5	Chlorination Plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage system					
2.3.7	Ash Handling System					
2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Firefighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					
2.4	BOP Electrical					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					3

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
2.5	Control & Instrumentation (C & I) Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
3	Initial Spares					
4	Civil Works					
4.1	Main plant/ Adm. Building					
4.2	CW system					
4.3	Cooling Towers					
4.4	DM water Plant					
4.5	Clarification plant					
4.6	Chlorination plant					
4.7	Fuel handling & Storage system					
4.8	Coal Handling Plant					
4.9	MGR & Marshalling Yard					
4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash disposal area development					
4.12	Firefighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction &					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	enabling works					
4.15	Road & Drainage					
	Total Civil works					
5	Construction & Pre- Commissioning Expenses			3.1.1		
5.1	Erection Testing and commissioning					
5.2	Site supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Startup fuel					
	Total Construction & Pre- Commissioning Expenses					
6	Overheads					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Accounts					
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7	Capital cost excluding IDC & FC					

S. No.	Break Down	Original Cost (Rs. Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost	1	2
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Coat					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

*Submit details of Freehold and Lease hold land

Note: Impact on account of each reason for Cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 5Eii

In case, there is time over run

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S. No	Description of Activity/ Works/ Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run	Reasons for delay	Other Activity effected (Mention S. No of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date	Days		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
....							

3. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
4. Indicate the activities on critical path.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 6**

Financial Package upto COD

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 Project Cost as on COD¹ _____
 Date of Commercial Operation of the Station² _____

Particulars	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount ³		Currency and Amount ³		Currency and Amount ³	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Loan-I	US \$	200m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

Note:

1. Say Rs. 80 Cr. + US\$ 200 m or Rs. 1680 Cr. including US\$ 200 m at an exchange rate of US\$= Rs 80
2. Date of Commercial Operation means Commercial Operation of the last unit
3. For example: US \$ 200m, etc.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 7**

Details of Project Specific Loans

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US Dollars (\$), DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the detail of the original loan is to be given separately in the same form.

5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half-yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately.
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of foreign loan, date of each drawl& repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.
21. Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan.
22. Copy of loan agreement.

(Petitioner)

PART-II

FORM- 8

Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						
	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects						Total
Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US Dollars (\$), DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.

7. Base rate means the base as MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Documentary evidence for applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half-yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of foreign loan, date of each drawl& repayment along with exchange rate at that date may be given with documentary evidence.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately.
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.
21. Call or put option, if any exercised by the generating company for refinancing of loan.
22. Copy of loan agreement.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 9A**

Year wise Statement of Additional Capitalisation after COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

For Financial Year _____

S. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed (Actual / Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)

- In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 9 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)
- The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period 2024-29.
- In case of de-capitalisation of assets, separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
- Where any asset is rendered unserviceable, the same shall be treated as de-capitalized during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. In addition, impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at column 8.
- Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.
- The Petitioner to submit the list of individual items along with quantum and individual costs claimed as ACE.
- No ACE towards assets individually costing below Rs. 20 lakh shall be claimed by the Petitioner.

Note:

- Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification clearly bringing out the necessity and the benefits accruing to the beneficiaries.
- In case initial spares are purchased along with any equipment, then the cost of such spares should be indicated separately. e.g. Rotor - 50 Crs.

Initial spares- 5 Crs.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 9B

Statement of Additional Capitalisation during end of the Project

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

S. No.	Year	Work/Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	Amount capitalized /Proposed to be capitalized (Rs Lakh)	Justification for capitalisation proposed	Impact on life extension
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1					
2					
3					
4					
5					

Note:

1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes
2. Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulation under which claim and the necessity of capitalization of the asset

(Petitioner)

PART-II
FORM- 9Bi

Details of Assets De-capitalized during the period

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____
Region _____

State _____

District _____

S. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalized	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization	Whether earning RoE at the normal rate or at SBI MCLR+350 bps
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	7
1						
2						
3						
4						
5						

Note: Year wise detail need to be submitted.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 9C

Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 COD _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Closing Gross Block as per IND AS					
2	Add/Less: Adjustments					
3	Closing Gross Block as per IGAAP					
4	Opening Gross Block as per IND AS					
5	Add/Less: Adjustments					
6	Opening Gross Block as per IGAAP					
7	Total Additions as per books (G= 3 - 5)					
8	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
9	Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage					
10	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
11	Net Additional Capital Expenditure Claimed (on accrual basis)					
12	Less: Un-discharged Liabilities					
13	Add: Discharges of un-discharged liabilities, corresponding to admitted assets/works					
14	Net Additional Capital Expenditure Claimed (on cash basis)					

Note: Reason for exclusion of any expenditure shall be given in clear terms.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 9D**

Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions:

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

S. No.	Head of Work/ Equipment	ACE Claimed under Exclusion				Justification
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)

Note: 1. Exclusions claimed on assets not allowed in Tariff should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc.

2. For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 9E**

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

Statement of Capital cost

(To be submitted for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on relevant date.		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
A	a) Opening Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)			

S. No.	Particulars	As on relevant date.		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-II
FORM- 9F

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

Statement of Capital Woks in Progress
(To be submitted for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on relevant date.		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
A	a) Opening CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			

S. No.	Particulars	As on relevant date.		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
D	a) Deletion in CWIP during the period			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing CWIP as per books			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 10**

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 Date of Commercial Operation _____

(Amount in (Rs. Lakh))

Financial Year (Starting from COD) ¹	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year3	Year4	Year 5 & So on	Year 1	Year 2	Year3	Year4	Year 5 & So on
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
Amount Capitalized in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan ²										
Equity										
Internal Resources										
Others (Pl. specify)										
Total										

Note:

1. Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.
2. Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevant.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 11

Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2024 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.03.2029	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.2029
(1)	(2)	(3)	(4)	(5= Col.3 X Col.4)
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of			
	Depreciation (%)			

**Provide details of Freehold Land, Leasehold Land and Land under reservoir separately*

Note:

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 12**

Statement of Depreciation

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.	Opening Capital Cost						
2.	Closing Capital Cost						
3.	Average Capital Cost						
4.	Freehold land*						
5.	Rate of depreciation						
6.	Depreciable value						
7.	Balance useful life at the beginning of the period						
8.	Remaining depreciable value						
9.	Depreciation (for the period)						
10.	Depreciation (annualized)						
11.	Cumulative depreciation at the end of the period						
12.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 01.04.2009						
13.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
14.	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-2						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-3 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculation in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 13A**

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1.	Gross Normative loan - Opening						
2.	Cumulative repayment of Normative loan upto previous year						
3.	Net Normative loan - Opening						
4.	Add: Increase due to addition during the year / period						
5.	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
6.	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
7.	Add: Increase due to discharges during the year / period						
8.	Net Normative loan - Closing						
9.	Average Normative loan						
10.	Weighted average rate of interest						
11.	Interest on Loan						

(Petitioner)

PART-II
Form -13B

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner _____
Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	O & M Expenses						
2	Maintenance Spares						
3	Receivables						
4	Total Working Capital						
5	Rate of Interest						
6	Interest on Working Capital						

(Petitioner)

**PART II
FORM- 13C**

Non-Tariff Income

Name of the Hydro Asset: _____

S.No.	Parameters	Existing 2023-24	2024- 25	2025-26	2026- 27	2027-28	2028-29
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
4.	Income from rent of land or buildings or eco-tourism						
5.	Income from sale of scrap						
6.	Income from advertisements						

Note: To be submitted at the time of truing up

(Petitioner)

PART-II
Form -13 D

Incidental Expenditure during Construction

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Parameters	Upto Schedule COD	Upto Actual COD
(1)	(2)	(3)	(4)
A	Expenses:		
1.	Employees' Benefits Expenses		
2.	Finance Costs		
3.	Water Charges		
4.	Communication Expenses		
5.	Power Charges		
6.	Depreciation		
7.	Other Office and Administrative Expenses		
8.	Others (Please Specify Details)		
9.	Other pre-Operating Expenses		
		
B	Total Expenses		
10.	Less: Income from sale of tenders		
11.	Less: Income from guest house		
12.	Less: Income recovered from Contractors		
13.	Less: Interest on Deposits		
14.	Less:		
C	Net IEDC		

(Petitioner)

S. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
1.1	Total Foreign Loans									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
1.2	Indian Loans									
1.2.1	Indian Loan ¹									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.2	Indian Loan ²									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.3	Indian Loan ³									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
1.2	Total Indian Loans									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	

S. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	Equity									
2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

Note:

1. Drawl of debt and equity shall be on pari-passu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawl of higher equity in the beginning is permissible. IDC on normative loan corresponding to excess equity over 30% of funds deployed shall be allowed only in case the actual infusion of equity on a pari-passu basis is more than 30% of total funds deployed and shall be computed on quarterly basis.
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. In case of multi-unit project details of capitalisation ratio used to be furnished.
4. Detailed calculation of IDC (Actual drawl and repayment dates and amount, rates of interest, etc.) should be furnished.
5. In case IDC on normative loan is to be allowed prior to infusion of actual loan, rate of interest for computing such IDC shall be equal to 1-year SBI MCLR as prevailing on 1st April of the respective year. IDC on normative loan, post infusion of actual loan shall be computed based on WAROI for that respective quarter.

(Petitioner)

PART-II
FORM- 14A

Actual Cash Expenditure

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

Particulars	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (DOCO)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Expenditure towards Gross Block				
Add: Expenditure towards CWIP				
Add: Capital Advances, if any				
Less: Un-discharged liabilities (included above)				
Add/Less: Others				
Payment to contractors / suppliers towards capital assets				
Cumulative payments				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

(Petitioner)

PART-II
FORM- 15A

Design energy and peaking capability (month wise)- ROR with Pondage/Storage type new stations

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Generating Company.....			
Name of Hydro-Electric Generating Station:			
Installed Capacity: No of Units X MW=			
Month		Design Energy* (MUs)	Designed Peaking Capability (MW)*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		

September	I		
	II		
	III		
October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		
December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	II		
	III		
Total			
*As per DPR/TEC of CEA dated.....			
Note :			
Specify the number of peaking hours for which station has been designed.			

(Petitioner)

**PART-II
FORM- 15B**

Design energy and MW Continuous (month wise) - ROR type stations

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Generating Company.....

Name of Hydro-Electric Generating Station:

Installed Capacity: No of units X MW=

Month		Design Energy* (MUs)	MW continuous*
April	I		
	II		
	III		
May	I		
	II		
	III		
June	I		
	II		
	III		
July	I		
	II		
	III		
August	I		
	II		
	III		
September	I		
	II		

	III		
October	I		
	II		
	III		
November	I		
	II		
	III		
December	I		
	II		
	III		
January	I		
	II		
	III		
February	I		
	II		
	III		
March	I		
	II		
	III		
Total			
*As per DPR/TEC of CEA dated.....			

(Petitioner)

PART-II
FORM- 16

Statement of Liability Flow

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Party	Asset / Work	Year of actual capitalisation	Original Liability	Liability as on 31.03.2024	Discharges (Year wise)	Reversal (Year wise)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
a) For assets eligible for normal RoE						
b) For assets eligible for RoE at One Year SBI MCLR + 350 bps subject to ceiling of 14.00%						

(Petitioner)

**PART II
FORM 17**

Operation and Maintenance Expense

In case of the hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2024

Total capital expenditure up to cutoff date (a)	
R&R Expenditure (b)	
IDC & IEDC (c)	
Capital cost considered for O&M expense(d)= (a)-(b)-(c)	
First year annualize O&M expenses @ 3.50% of above (e) = 3.50% of (d)	
O&M expense for next year escalated by 5.47% p.a. (f) =(1+5.47%) of (e)	
Additional O&M expenses due to 8 th Pay Commission Wage Revision	
Additional O&M expenses due to Minimum Wage Revision	
Additional O&M expenses due to Goods and Services Tax (GST)	

Note: Additional O&M expenses with supporting documents and computations to be provided for respective years of Tariff Period.

(Petitioner)

**PART II
FORM 18**

Details of Statutory Charges (If applicable)

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Particulars	Unit Rate	No of Units	Amount Claimed
(1)	(2)	(3)	(4)
Electricity Duty			
Water Cess			
.....			

(Petitioner)

PART II
FORM 19

Summary of issue involved in the petition

1.	Petitioner:	
2.	Subject	
3.	Prayer: (1)... (2)... (3)... ...	
4	Respondents	
	Name of Respondents:	
	a.	
	b.	
	c.	
5.	Project Scope	IC DE FEHS AUX NAPAF
	Cost	Sanction Cost Latest RCE
	Commissioning	Unit/Station COD
	Claim	
	AFC	
	Capital cost	
	Initial spare	
	NAPAF	
	Design	
	Energy	
	Any Specific	

**TARIFF FILING FORMS (TRANSMISSION &
COMMUNICATION SYSTEM)**

FOR DETERMINATION OF TARIFF

PART-III

Annexure-I

INDEX

PART-III

**Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for
Transmission System& Communication System**

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Transmission& Communication System)	Tick
FORM- 1	Summary of Tariff	
FORM- 1A	Summary of Asset level cost	
FORM-2	Details of Transmission Lines and Substations and Communication System covered in the project scope and O&M for instant asset	
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations	
FORM- 4	Abstract of existing transmission assets/elements under project, Determination of Effective COD and Weighted Average Life for single AFC for the project as whole.	
FORM- 4A	Statement of Capital cost	
FORM- 4B	Statement of Capital Works in Progress	
FORM- 4C	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Project/Element	
FORM-5	Element wise Break-up of Project/ Asset/ Element Cost for Transmission System or Communication System	
FORM-5A	Break-up of Construction/Supply/Service packages	
FORM-5B	Details of all the assets covered in the project	
FORM- 6	Actual Cash Expenditure and Financial Package up to COD	
FORM- 7	Statement of Additional Capitalisation after COD	
FORM- 7A	Financing of Additional Capitalisation	
FORM- 7B	Statement of Additional Capitalisation during five year before the end of the useful life of the project.	
FORM- 8	Calculation of Return on Equity	
FORM-8A	Details of Foreign Equity	
FORM-9	Details of Allocation of corporate loans to various transmission elements	
FORM-9A	Details of Project Specific Loans	
FORM-9B	Details of Foreign loans	
FORM-9C	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
FORM-9D	Loans in Foreign Currency	
FORM-9E	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM- 10	Calculation of Depreciation Rate on original project cost	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Transmission & Communication System)	Tick
FORM- 10A	Statement of Depreciation	
FORM- 10B	Statement of De-capitalisation	
FORM- 11	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM- 12	Details of time over run	
FORM- 12A	Incidental Expenditure during Construction	
FORM- 12B	Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 13	Details of Initial spares	
FORM- 14	Non-Tariff Income	
FORM- 15	Summary of issue involved in the petition	
FORM A	Summary of Capital Cost & Annual Fixed Cost (AFC) Claimed for ALL the assets covered in the present petition.	
Other Information/ Documents		
S. No.	Information/Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Project(s) setup by a company making tariff application for the first time to CERC)	
2	Region wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & Annexure for the new Transmission System & Communication System for the relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
6	Copies of the BPTA/TSA/PPA with the beneficiaries, if any	
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable. List of supporting documents to be submitted: i. Detailed Project Report j. CPM Analysis k. PERT Chart and Bar Chart l. Justification for cost and time Overrun	
8	Transmission Licensee shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the transmission system as submitted to the Govt. of India for first two years i.e. 2024-25 and 2025-26 at the time of mid-term true-up in 2026-27 and for balance period of tariff period 2024-29 at the time of final true-up in 2029-30. In case of initial tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.	

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Transmission & Communication System)	Tick
9.	BBMB is maintaining the records as per the relevant applicable Acts. Formats specified herein may not be suitable to the available information with BBMB. BBMB may modify formats suitably as per available information to them for submission of required information for tariff purpose.	
10.	Any other relevant information, (Please specify)	

Note 1: Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted has to be uploaded in the e-filing website and shall also be furnished in pen drive/flash drive.

PART-III
FORM-1

Summary of Tariff

Name of the Transmission Assets _____

S. No.	Particulars	Form No.	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Depreciation						
2	Interest on Loan						
3	Return on Equity						
4	Interest on Working Capital						
5	O & M Expenses						
	Total AFC						

Note: This Form is a summary form and the Data to this form should flow from other base forms.

(Petitioner)

PART-III
FORM-1A

Summary of Asset Level Cost

Name of the Transmission Assets _____

(Amount in Rs. Lakh)

A) Summary of Capital Cost, Means of Finance of the Asset									
Particular	i) Apportioned Approved Cost		ii) Summary of Actual / Projected Capital Cost						
	as per IA	As per RCE	As on COD/01-04-2024	2024-25 (Actual/Projected)	2025-26 (Actual/Projected)	2026-27 (Actual/Projected)	2027-28 (Actual/Projected)	2028-29 (Actual/Projected)	As on 31.03.2029
Land (Freehold Land)									
Land (Leasehold)									
Building & Civil Works									
Transmission Line									
Sub-Station									
PLCC									
Total Capital Cost as per Books									
Less: Liability									
Add: Discharge of liability									
Total Capital Cost									
Equity									
Debt									

Note: This Form is a summary form and the Data to this form should flow from other base forms.

PART-III

FORM-2

Details of Transmission Lines, Substations and Communication System covered in the project scope and O&M for instant asset

Name of the Transmission Asset: _____

1. Transmission Lines:

S. No.	Name of Line	Type of Line AC/HV DC	S/C or D/C	No. of Sub- Conductors	Voltage Level kV	Line Bays	Line Reactor (Including Switchable Reactor)	Line length km	Date of Commercial Operation	Covered in the present Petition	
										Yes/No	If No, Petition No.
1											
2											
3											
-											
-											

Summary:

O& M Expenses for the Transmission lines covered in the instant petition	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Normative rate of O&M as per Regulation (Rupees in Lakh)					
Length in km					
O&M Claimed (Rupees in Lakh)					

2. Substations:

S. No.	Name of Sub-station	Type of Substation (Greenfield/Brownfield)/ GIS/HVDC terminal/HVDC C Back to Back	Voltage level kV	No. of transformers/ Reactors/S VC etc. (with capacity)*	No. of Bays				MVA/MVAr Capacity				Date of Commercial operation	Covered in the present Petition	
					765 kV	400kV	220 kV	132 kV & Below	765 kV	400 kV	220 kV	132 kV & Below		Yes /No	If No, Petition No.
1															
2															
3															
-															
-															

Summary:

O& M Expenses for the Substations covered in the instant petition	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Normative rate of O&M as per Regulation (Rupees in Lakh)*					
No. of units					
O&M Claimed (Rupees in Lakh)					

Note 1. Number of bays is inclusive of line bays, ICT bays, reactor bays etc. Each ICT bays, line bays, reactor bays shall be considered separately for purpose of O&M expenses.

2. The MVA Capacity shall exclude the capacity of reactor, FSE, Stat Com

3. O&M expenses for Transmission Licensees whose transmission assets are located solely in NE Region (including Sikkim), States of Uttarakhand, Himachal Pradesh, the Union Territories of Jammu and Kashmir and Ladakh, district of Darjeeling of West Bengal shall be worked out by multiplying 1.50 to the normative O&M expenses

3. Communication System:

S. No.	Name of Communication System	Type of Communication System - Communication System under ULDC/ SCADA/WAMS/Fibre Optic Communication System/RTU/PABX/PMU etc	Length of OPGW links	No. of RTU	No. of PMU	Date of Commercial operation	Capital Cost upto Cutoff date(Original Project cost)	Covered in the present Petition	
								Yes/No	If No, Petition No.
1									
2									
3									
-									

Summary

O& M Expenses for the Communication System covered in the instant petition	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Original Project Cost / Asset related to the communication system					
O&M expenses as per regulations (2% of Original Project Cost)					
Actual O&M Expense (Rupees in Lakh)*					

Note: 1. The O&M expenses as per regulation shall be worked on based on estimated project cost.

2. Expenses in case of U-NMS shall be allowed on actual basis after due prudence check.

*The actual O&M expenses to be provided at the time of true up.

4) Summary of O&M Expenses claim

(Rupees in Lakh)

S. No	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
	A) Normative O&M					
1	Transmission line					
2	Substation					
3	Communication System					
	Total Normative O&M					
	B) O&M Claimed under Regulation 35 (3)(C)					
1	Security Expenses					
2	Actual Capital Spare consumed ¹					
3	Insurance Premium Paid ²					
	Total O&M					

Note: The security expenses and Capital Spares are to be submitted on estimated basis for the purpose of O&M expenses. In case of additional security deployed, the petitioner shall indicate the same. The actual security and Capital Spares expenses to be provided at the time of true up.

1. List of Capital Spares to be provided at the time of truing up. Further, no Capital Spares individually costing upto Rs. 10 lakh shall be claimed.
2. At the time of determination of tariff Insurance Premium shall be estimated which shall be subject to truing up on the basis of actuals.

(Petitioner)

PART-III

FORM-3

Normative Parameters considered for Tariff Computation**Name of the Transmission Assets** _____**Year Ending March**

Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Base Rate of Return on Equity	%						
Base Rate of Return on Equity on Additional Capitalization after Cut-off Date ¹	%						
Tax Rate	%						
Effective Tax Rate ²	%						
Target Availability	%						
Normative O&M per km	Rs. Lakh						
Normative O&M per Bay	Rs. Lakh						
Normative O&M per MVA	Rs. Lakh						
Spares for WC as % of O&M	%						
Receivables in Days for WC	Days						
Reference Rate as on first day of financial year ³	%						
Lapsed life as on 01.04.2024 and beginning of every year(in completed years)	No. of years						

1. The additional capitalization to be equivalent to one year MCLR+350 bps subject to a ceiling of 14.00% in accordance with first Proviso to Regulation 30(3).

2. To be supported by necessary documents and calculations. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation 31.

3. For Tariff Petition, it should be 1.4.2024, while for True-up Petition, it should be 1st April of the respective financial years.

(Petitioner)

**PART-III
FORM 4**

Abstract of existing transmission assets/elements under project, Determination of Effective COD and Weighted Average Life for single AFC for the project as whole

Name of the Transmission Project: _____

(Amount in Rs. Lakh)

A) Details of All the Asset Covered under the Scope of the Project						
Asset No. & Asset Name description	Actual COD	COD considered for Tariff	Effective COD for the project as whole (Refer C)	Weighted Average useful life of the project (Refer D)	Lapsed useful Life of the project as on 01-04-2024 (Refer E)	Balance useful Life of the Project as on 01.04.2024 (Refer E)

B) Details as on 01-04-2024 for determination of Single Tariff for the Projects Commissioned prior to 01.04.2024						
Particulars as on 31-03-2024 after true up of 2019-24 period.	Asset 1	Asset 2	Asset 3	Asset 4	and so on	Total as on 01.04.2024 for the project as whole
a	b	c	d	e	f	$g=(b+c+d+e+f)$
Capital Cost as on 31.03.2024						
Cumulative Depreciation as on 31-03-2024						
Debt Equity Ratio as on 31.03.2024						
Gross Equity for Normative ROE as on 31.03.2024						
Gross Loan as on 31.03.2024						
Cumulative Re-payment of Loan as on 31.03.2024						

C) Computation of Effective COD for determining lapsed useful life of the project as whole.

Asset No.	Asset 1	Asset 2	Asset 3	Asset 4	and so on	Total
a	b	c	d	e	f	$g=(b+c+d+e+f)$
1) Actual COD of the Asset.						
2) COD considered for tariff purpose ⁽ⁱ⁾						
3) No. of days between the COD of the asset considered for tariff and the COD of the Project ^{(ii)&(iii)}						
4) True up Capital Cost as on 31-03-2024 (in Lakh)						
5) Weight of the Cost of an asset (in %) ^(iv)						
6) Weighted days = (3x5)						
7) Effective COD = (i.e. COD of the Project - Total Weighted days)						

Note:

i) COD of the Asset considered for tariff: This normally refers the actual COD of the project. In case commission had admitted clubbing of the assets if any in previous tariff period, then the COD considered for such clubbed asses for tariff purpose has to be considered here (eg. Notional COD)

ii) No. of days from the COD of the Project: It refers the distance between the COD considered for tariff for the individual Asset and the COD of the Project. This has been computed by (COD of the project - COD of the individual asset)

iii) COD of the Project = The COD of the last asset of the Project.

iv) Weight of the Cost of an asset = It refers the proportion (i.e. weight) of individual asset's cost on comparing the Total capital cost of the project. It has to be computed by (Trued up cost of concerned asset as on 31.03.2024/Total of true up cost of all the assets) x 100

v) Weighted days: This is the product of the Weight of the Cost of an asset and the distance from its COD to the COD of the project.

D) Weighted Average useful Life of the Project as whole								
Particulars	Capital Cost as on 01-04-2024 after true up of 2014-19					Combined Cost	Useful life / Extended life	Weighted Cost
	Asset 1	Asset 2	Asset 3	Asset 4	and so on			
a	b	c	d	e	f	$g=(b+c+d+e+f)$	h	$i = (g) \times (h)$
Freehold Land							0	
Leasehold Land							25	
Building & Other Civil Works							25	
Transmission Line							35	
Sub-Station Equipment							25	
PLCC							15	
and so on								
Total								
Weighted Average life = Total Weighted Cost/Total Combine Cost (Rounded off to get complete year)								Years

E) Lapsed weighted average useful life of the project & Balance weighted average Useful life		
This refers to the No. of completed years from the Effective COD till the last day of the previous tariff period (i.e. 31.03.2024)		
i) Effective COD		
ii) Last day of the previous tariff control period	3/31/2024	
iii) No. of Completed years lapsed as on 01.04.2024 (ii)-(i)		
iv) Remaining useful life (in year) (WAL-lapsed year)		

Note: 1) The petitioner has to maintain the identity of the individual assets. In consolidation petitions, the petitioner has to maintain and provide the details of individual assets, like description, actual COD, effective COD, cut-off date, admitted capital cost, O&M Expenses etc. The petitioner has to make all claims of additional capital expenditure or de-capitalization for the project, along with Auditor certificate by clearly mentioning the individual assets to which the claim has been made. Accordingly, the relevant tariff forms should show the individual asset wise breakup. 2) This form is required to be submitted when the project is commissioned prior to 01.04.2024 (i.e. the last element of the project commissioned prior to 01.04.2024. 3) The No. of completed year can be arrived by the excel function viz. YEARFRAC(31-03-2024,Effective COD) and ignore the fraction if any from the result.

(Petitioner)

**PART-III
FORM- 4A**

Statement of Capital cost

(To be given for relevant dates and year wise)

Name of the Transmission Asset: _____

(Amount in Rs Lakh)

A) Capital Cost	Particulars	As on relevant date. ¹		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
1	a) Opening Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in A(a) above	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	c) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in A(a) above			
2	a) Addition in Gross Block Amount during the period			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in B(a) above	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	c) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in B(a) above			
3	a) Closing Gross Block Amount as per books			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in C(a) above	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		
	c) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in C(a) above			

(Amount in Rs. Lakh)

B) Flow of liability for the Asset						
Particulars	As on COD/01-04-2024	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1. Opening balance of liability ²						
2. Add: Liability from ACE ³						
3. Discharge of liability by payment and claimed as ACE ⁴						
4. Reversal/cancelation (to be entered) ⁵						
5. Closing Balance of Admitted liability ⁶						

1. Relevant date/s means date of COD of transmission element/s or Communication system and financial year start date and end date
2. In case of new asset it should flow from Form 5 and in case of existing asset it should flow from admitted liability as on 31.03.2024.
3. It refers to the liability included in the addition into gross block as on last day of the concerned year as mentioned in Form 7 of the concerned year.
4. It refers the actual payment of capital liability which was admitted by Commission as on 31.03.2024 and/or the liability included in the COD cost and /or the liability included in the ACE of previous years. (eg. If any payment is made during 2027-28 towards the un-discharged liability)
5. It refers the liability included in the Gross Block but reversed or cancelled due to any reason. (eg. The liability no more payable due to non-fulfilment of any condition of the contractor, book adjustment etc.)
6. It refers the closing balance of capital liability (i.e. as on 31st march of the concerned year and it will be the opening balance as on 01st April of the next year.
7. The balances mentioned in flow of liability in Table B above and the liability as on relevant date as mentioned in Table A above should match.
8. If any of the project asset does not required to be consolidated due to any reason, the reason has to be explained and the opening position of those assets has to be shown in the format mentioned Table B above.

(Petitioner)

PART-III

FORM- 4B

Statement of Capital Works in Progress
(To be given for relevant dates and year wise)

Name of the Transmission Asset: _____

(Amount in Rs lakh)

	Particulars	As on relevant date. ¹		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
A	a) Opening CWIP Amount as per books			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in A (a) above	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		
B	a) Addition/Adjustment in CWIP Amount during the period			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in B (a) above	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		
C	a) Capitalization/Transfer to Fixed asset of CWIP Amount during the period			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in C (a) above	(i) (ii) ... (iii)... (iv) ...		
D	a) Closing CWIP Amount as per books			
	b) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost in D (a) above	(i) (ii) ... (iii)...		

Note: Relevant date/s means date of COD of transmission element/s and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-III

FORM- 4C

Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for New Project/Element
Name of the Transmission Asset: _____

New Projects Capital Cost Estimates

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As of End of ____ Qtr. of the year _____	As on Actual COD of the transmission system/transmission element/ Communication System
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC& FC		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs Lakh)		
Total IDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs Lakh)		
Capital cost Including IDC, IEDC& FC (Rs Lakh)		

Schedule of Commissioning	
COD of transmission system 1 /transmission element 1/Communication System 1	
COD of transmission system 1/ transmission element 2/ Communication System 2	

COD of last transmission system /transmission element / Communication System	

Note:

1. Copy of approval letter by the Board duly certified by the Company secretary should be enclosed
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM-5 or 5A as applicable
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-12(B).
4. Cost should be based on Management Certificate or Auditor Certificate. In case based on management certificate, Auditor Certificate to be provided within 90 days from filing of the Petition.

(Petitioner)

S. No. (1)	Particulars (2)	Cost in Lakh									Projected/actual cost of Deferred work to be capitalised after COD but before cut-off date (7)	Variation between actual Cost and IA/RCE cost as on COD (8=(5-6+7)-(3 or 4))	Reasons for Variation ₁ (9)	Un-Discharge Liabilities included in Col. 5 (10)	Admitted cost (11)	Capital Work in Progress as per Books of Account as on COD (12)	
		As per Original Estimates (3)			As per Revised Cost Estimates (if any)(4)			Actual Capital Expenditure (Gross Block) as on COD as per Books of Account(5)									
		Quantity	Rate	Estimated Cost	Quantity	Rate	Estimated Cost	Quantity	Rate	Gross Block of the asset							
13.5	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost (13.1+13.2+13.3+13.4)																
14	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost (10+11.4+12.5+13.5)																

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over- run was beyond the control of the transmission licensee.
2. Separate details of free hold/lease hold land should be submitted.
3. Deduction form Gross Block includes the Grant Received as on COD, Gross block as on COD which pertains to other business, Adjustment of excess initial spare etc.
4. The capital cost as per books of accounts and liability should be supported by Auditor Certificate.

B) Summary of Capital Cost as on COD										
Particular	Plant & Machinery Cost including initial spare but excluding IDC&IEDC	Initial Spare capitalised	IEDC capitalised	IDC capitalised	Loan FERV	Gross Block as per books of Account as on COD	Deduction from Gross Block ³	Gross block meant for tariff as on COD / 01.04.2024 (after deductions)	Un-discharged liability included in 8	Capital Cost on Cash basis for tariff as on COD / as on 01.04.2024
	1	2	3	4	5	6=(1+3+4+5)	7	8=(6-7)	9	10=(8-9)
Land (Freehold Land)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Land (Leasehold)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Building & Civil Works	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transmission Line	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub-Station	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PLCC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Capital Cost as per Books of Account	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Less: Un-discharged liabilities	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
Total Capital Cost Claimed for tariff	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00				
% of IDC / IEDC on the base of (Plant & Machinery cost including initial spare as per Books of Account)										
Means of Finance										
Equity										
Debt										

(Petitioner)

PART-III
FORM- 5A

Break-up of Construction/Supply/Service Packages

Name of the Transmission Asset: _____

S. No.	Name/No. of Construction/supply/service package	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as applicable)	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work, etc.	No. of bids received	Date of Award	Date of Start of work	Date of Completion of Work	Value of Award ² in (Rs. Lakh).	Firm or With Escalation in prices	Actual expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)	Sub-Total (Rs. Lakh)

Note:

1 The scope of work in any package should be indicated in conformity of cost break-up in Form-5 to the extent possible.

2 If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs. 800 Lakh. + US\$ 5m=Rs. 4800 Lakh. at US\$=Rs. 80 as on say 01.04.2024.

(Petitioner)

**PART-III
FORM- 5B**

Details of all the assets covered in the project

Name of the Transmission Project: _____

SCOD: _____

S. No.	Name of Asset	COD	Delay (in No. of in days)	Apportioned approved cost (Rs. Lakh)	Revised cost estimates, if applicable (Rs. Lakh)	Completed Cost (Rs. Lakh)	Covered in the present Petition	
							Yes/No	If No, Petition No.
1								
2								
3								
4								
5								

Total								

(Petitioner)

PART-III
FORM- 6

Actual Cash Expenditure and Financial Package upto COD

Name of the Transmission Asset: _____

A) Actual Cash Expenditure up to COD

(Rupees in Lakh)

Particulars	Quarter-I (Investment Approval)	Quarter- II	Quarter- III....	Quarter-n (SCOD)	Quarter-	Quarter-n (Actual COD)
Actual Payment to contractors/suppliers during the quarter						
Cumulative Cash payments at the end of the Quarter						
% of cumulative cash Payment on Total Payment up to Actual COD						

B) Financial package

	Financial Package as Approved		Financial Package as on		As Admitted on COD	
	Currency and Amount\$		Currency and Amount\$		Currency & Amount \$	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US \$	5m				
Loan-II						
and so on						
Total Loans						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						
Total Cost						
Add Cap.	Debt	Equity	Actual Debt	Actual equity	Debt	Equity
Add cap for Year-1						
Add cap for Year-2...						
Total Capital Cost with add cap.						

Note:

* Say Rs. 800 Lakh + US\$ 5m = Rs. 4800 Lakh including US\$ 5m at an exchange rate of US\$=Rs. 80.

For Example: US\$ 5m, etc.

\$ In case of foreign loans exchange rate considered on date of commercial operation.

(Petitioner)

PART-III
FORM- 7Statement of Additional Capitalisation after CODName of the Transmission Asset: _____
COD _____

A) ACE for the year: _____@ (Actual/Projected)								Admitted Cost in final tariff ¹ (Rs Lakh)
Particulars	Addition into Gross Block as per books of Account during the year	Less: Deductions dr. the year towards				Add: Discharge of earlier admitted liability	ACE on cash basis for tariff purpose	
		Grants Received (if any)	Asset pertaining to other business (If any)	Other Deducti on (if any)	Less: Un- discharged liability included in (2-4-5)			
1	2	3	4	5	6	7	8=(2-3-4-5-6+7)	
Land (Freehold Land)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Land (Leasehold)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Building, Civil Work	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Transmission Line	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Sub-Station	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
PLCC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Total	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	

@ Repeat the above table for other years.

B) Regulation wise ACE claim on Cash basis						
Regulation No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Reg. 24	ACE within the original scope and upto the cut-off date.					
24 (1) (a)	Un-discharged liabilities recognized to be payable at a future date					
24 (1) (b)	Works deferred for execution					
24 (1) (c)	Procurement of initial capital spares					
24 (1) (d)	Liabilities to meet award of arbitration etc.					
24 (1) (e)	Change in law or compliance of any existing law					
24 (1) (g)	Force Majeure events					

B) Regulation wise ACE claim on Cash basis						
Regulation No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Total under Regulation 24						
Reg. 25	ACE within the original scope and after the cut-off date					
25 (1) (a)	Liabilities to meet award of arbitration etc.					
25 (1) (b)	Change in law or compliance of any existing law					
25 (1) (d)	Liability for works executed prior to the cut-off date					
25 (1) (e)	Force Majeure events					
25 (1) (f)	Liability for works admitted by the Commission after the cut-off date					
Total under Regulation 25						
Reg. 26	ACE beyond the original scope:					
26 (1) (a)	Liabilities to meet award of arbitration etc.					
26 (1) (b)	Change in law or compliance of any existing law;					
26 (1) (c)	Force Majeure Events;					
26(1) (d)	Need for higher security and safety of the plant....					
26(1) (i)	Expenditure necessary for Efficient Operation including works required towards projects acquired through NCLT process ⁵					
Total under Regulation 26						
Total ACE claimed for tariff						
Total Admitted ACE during Final tariff ¹ .						

Note:

1. In case the true up, provide the ACE allowed in final tariff and enclose the copy of the tariff order(s).
2. Year wise details of the Work/Equipment proposed to be added after COD upto Cut-off Date/ beyond Cut- off Date has to be provided along with justification.
3. In case of de-capitalisation of assets details to be furnished in Form 10B.
4. No ACE towards assets individually costing below Rs. 20 lakh shall be claimed by the Petitioner.
5. The capital cost as per books of accounts and liability should be supported by Auditor Certificate.
6. Claim to be substantiated with technical justification and cost benefit analysis.

(Petitioner)

Part-III
Form 7A

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Transmission Asset: _____

(Amount in Rs. Lakh)

Financial Year (Starting from COD)	Actual/Projected					Admitted				
	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan										
Equity										
Internal Resources										
Others										
Total										

Note:

1. **Year 1** refers to Financial Year of COD in case of new elements. For existing elements it is from 2024-25 and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.
2. Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-9 or 9(A) whichever is relevant.

(Petitioner)

**PART-III
FORM- 7B**

Statement of Additional Capitalisation claimed during five year before the end of the useful life of the Project

Name of the Transmission Asset: _____

COD _____

S. No.	Year	Work/Equipment Proposed to be added five years before the useful life	Amount capitalised /Proposed to be capitalized (Rs Lakh)	Justification for capitalisation proposed	Impact on life extension
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note:

4. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes

(Petitioner)

Part-III
FORM 8

Calculation of Return on Equity at Normal Rate

Name of the Transmission Asset: _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No	Particulars	As on 01-04- 2024 / as on COD whichever is later	2024- 25	2025- 26	2026- 27	2027- 28	2028- 29
(1)	(2)		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	No. of Days in the year		365	365	365	366	365
	No. of days for which tariff claimed						
1	Opening Normative Equity						
2	Less: Adjustment in Equity*						
3	Adjustment during the year						
4	Net Opening Equity (Normal)						
5	Add: Increase in Equity due to addition during the year/period						
6	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year						
7	Add: Increase due to discharges during the year/period						
8	Closing Normative Equity						
9	Average Normative Equity						
11	Rate of Return on Equity (Base Rate)						
12	Reduced rate of 1% decided by commission under Regulation 30 (2) (if any)						
13	Effective tax rate / MAT rate for the respective						

**Statement showing Return on Equity at
Weighted Average Rate of Interest on Actual Loan Portfolio**

S. No.	Particulars	As on 01-04-2024 / as on COD whichever is later	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
(1)	(2)		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
1	Gross Opening Equity [pertaining to Proviso to Regulation 30(2)]						
2	Less: Less: Adjustment in Equity ¹						
3	Adjustment during the year						
4	Net Opening Equity [pertaining to Proviso to Regulation 30(2)]						
5	Add: Increase in equity due to addition during the year/period						
6	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year/period						
7	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
8	Add: Increase due to discharges during the year / period						
9	Closing Normative Equity						
10	Average Normative Equity						
11	Rate of Return on Equity						
12	Reduced rate of 1% decided by commission under Regulation 30 (2) (if any)						
13	Effective tax rate / MAT rate for the respective years						
14	Rate of Return on Equity (Pre Tax)						
15	Return on Equity on project cost till Cutoff date (Pre Tax)						

Note: 1 Adjustment of equity as per Proviso to Regulation 18(3) of 2024 Tariff Regulations.

2. In respect to Equity infusion the Transmission Licensee is required to substantiate with supporting documents such as board resolutions, balance sheet/ reconciliation statement with balance sheet.

(Petitioner)

Part-III
FORM 8A

Details of Foreign Equity

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the Asset/Element under petition)

Name of the Transmission Asset: _____

Exchange Rate on date/s of Infusion: _____

S. No.	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)	
	Currency1¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
	Currency2¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
	Currency3¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
	Currency4¹ and so on												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													

Note:

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.
2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given

(Petitioner)

**PART-III
FORM- 9**

Details of Allocation of corporate loans to various transmission elements

Name of the Transmission Asset: _____

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						
	Distribution of loan packages to various transmission elements/Communication system					
Name of the Projects						Total
Transmission element 1/Communication system 1						
Transmission element 2 /Communication system 2						
Transmission element 3/Communication system 3 and so on						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various transmission elements/Communication system, details in the Form is to be given separately for all the transmission elements/ Communication system in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately.
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawl & repayment of principal and interest along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate as on 31.03.2024 or as on COD whichever is later.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
19. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

(Petitioner)

**PART-III
FORM- 9A**

Details of Project Specific Loans

Name of the Transmission Asset: _____

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/COD <small>3,4,5,13,15</small>						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details to be submitted as on 31.03.2024 for existing assets and as on COD for the remaining assets.

4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various transmission system/transmission elements/Communication system, details in the Form is to be given separately for all the transmission system/transmission element/ Communication system in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawl & repayment of principal and interest along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate as on 31.03.2024 or as on COD whichever is later.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
19. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

(Petitioner)

S. No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2 and so on				
		1	2	3	4 ^s	5	6	7	8 ^s	9
		Particulars	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs Lakh)
1	At the date of hedging									
2	Period of hedging									
3	Cost of hedging									
	Currency³¹ & so on									
A.1	At the date of Drawl ²									
2	Scheduled repayment date of principal									
3	Scheduled payment date of interest									
4	At the end of Financial year									
B	In case of Hedging ³									
1	At the date of hedging									
2	Period of hedging									
3	Cost of hedging									

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.

2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given

3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given.

NOTE

In case of refinancing similar details with supporting documents to be furnished

^s - Exchange rate at COD/31.03.2024 whichever is later.

(Petitioner)

**PART-III
FORM- 9C**

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹

Name of the Transmission Asset: _____

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2023-24	2024- 25	2025- 26	2026- 27	2027- 28	2028- 29
1	2	3	4	5	6	7
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans up to previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
Loan-2 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans up to previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

Note:1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished as per Form 9(D). However, the calculation in original currency is also to be furnished separately in the same form.

2. In case of already commissioned combined assets the details may be provided asset wise as well as combined.

3. Details of Financing Charges.

(Petitioner)

PART-III

FORM9D

Loans in Foreign Currency

Name of the Transmission Asset: _____

Particulars	Existing 2023-24	2024- 25	2025- 26	2026- 27	2027- 28	2028- 29
1	2	3	4	5	6	7
Foreign Loan-1 (USD in Lakh) Exchange rate						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
Foreign Loan-2 (USD in Lakh) Exchange rate						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
Foreign Loan-3 (USD in Lakh) Exchange rate						
....						
....						

(Petitioner)

**PART-III
FORM9E**

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Transmission Asset: _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on 01-04-2024 / as on COD whichever is later	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
	No. of Days in the year		365	365	365	366	365
	No. of days for which tariff claimed						
1	Gross Normative loan - Opening						
2	Cumulative repayment of Normative Loan upto previous year						
3	Net normative loan - Opening						
4	Addition in Normative loan towards the ACE						
5	Adjustment of Normative Gross loan pertaining to the decapitalised asset.						
6	Normative Repayments of Normative Loan during the year						
7	Adjustment of Cum. repayment pertaining to the decapitalised asset.						
8	Net Normative loan - Closing						
9	Average Normative Loan						
10	Weighted average Rate of Interest of actual Loans						
11	Interest on Normative loan						

(Petitioner)

PART-III
FORM 10**Calculation of Depreciation Rate on original project cost**

Name of the Transmission Asset: _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2024 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.3.2029	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule ²	Depreciation Amount for each year up to 31.03.2029
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of Depreciation (%)			

Note:

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.
2. For Existing Project Depreciation Rate shall be as per Appendix-I while for New Project the rate shall be as per Appendix-II.

(Petitioner)

**PART-III
FORM- 10 A**

Name of the Transmission Asset: _____ (Amount in Rs. Lakh)

Statement of Depreciation							
S. No.	Particulars	As on 01-04-2024 / as on COD whichever is later	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
I	No. of Days in the year		365	365	365	366	365
II	No. of days for which tariff claimed						
<i>Life at the beginning of year</i>							
1.1	Weighted Average useful Life of the Asset/Project.						
1.2	Lapsed weighted average useful life of the asset/project (in Completed no. of Year).						
1.3	Balance weighted average useful life of the asset/project (in Completed no. of Years)						
<i>Capital Base</i>							
1.4	Opening Capital Cost						
1.5	Additional Capital Expenditure dr. the year						
1.6	De-Capitalisation during the year						
1.7	Closing Capital Cost						
1.8	Average Capital Cost						
1.9	Freehold land included in 1.8						
1.10	Asset having NIL Salvage value included in 1.8						
1.11	Asset having 10% Salvage value included in 1.8						
1.12	Depreciable value (1.10+ 90% of 1.11)						
<i>Depreciation for the period and Cum. Depreciation.</i>							
1.13	Weighted Average Rate of depreciation						
1.14	Depreciation (for the period)						
1.15	Depreciation (annualised)						
1.16	Cumulative depreciation at the beginning of the period						
1.17	Less: Adj. of Cum. dep. pertaining to the de-capitalised asset.						
1.18	Cumulative depreciation at the end of the period						

(Petitioner)

S. No.	Category	Date of Decapitalisation	Details of the Asset Decapitalised	Date / Year of capitalisation of asset/equipment being decapitalised	Original Capital Cost admitted for tariff for the asset being decapitalised	Debt Equity ratio considered on for tariff on the Capital cost at (5)	Cumulative Depreciation corresponding to decapitalised asset up to the date of decapitalisation	Cumulative Repayment of Loan corresponding to decapitalised asset up to the date of decapitalisation	Details of Petition in which the tariff of the asset being decapitalised was approved by Commission (Specify All the Pet. No. & Order date, Project name, Asset No for all the periods starting from its COD till date)
Total									
2027-28									
1									
2...									
Total									
2028-29									
1									
2...									
Total									

Note: Category include

1. Replacement due to no usable condition like destroyed, completed useful life etc.
2. Replacement due to change in law.
3. Inter Unit transfer (transfer outside of the project)
4. Asset not put to use

(Petitioner)

**PART-III
FORM- 11**

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Transmission Asset: _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on 01-04-2024 / as on COD whichever is later	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
I	No. of Days in the year		365	365	365	366	365
II	No. of days for which tariff claimed						
1	O & M Expenses - one month						
2	Maintenance Spares 15% of O&M Expenses						
3	Receivables equivalent to 45 days of AFC						
4	Total Working Capital						
5	Reference rate as on 01.04.2024 or as on 01st April of the COD year, whichever is later.						
6	Interest on Working Capital						

(Petitioner)

PART-III
FORM- 12

Details of time over run

Name of the Transmission Asset: _____

S. No.	Description of Activity/Works/Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Achieved (As per Actual)		Time Over-Run	Agency responsible and whether such time over run was beyond the control of the Transmission Licensee	Reasons for delay	Other Activity affected (Mention Sr. No of activity affected)
		Start Date	Completion Date	Start Date	Completion Date	Months			
1.	Notification under Section 164 of EA,2003								
2.	Award of Forest Proposal submission, Clearance & tree cutting order								
3.	Land acquisition								
4.	Award of tower supply & erection package								
5.	Tower Supply, Supply of Hardware& Accessories								
6.	Supply of Conductor								
7.	Supply of Insulators								
8.	Tower Foundation & erection								
9.	Stringing								
10.	Testing & Commissioning								

5. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
6. In case any margin (in schedule) is kept for the purpose of probable issue of RoW, the same may be indicated separately by the petitioner

(Petitioner)

PART-III

FORM- 12A

Incidental Expenditure during Construction

Name of the Transmission Asset: _____

Date of Commercial Operation _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	Year -1	Year-2	Year 3	Year-4	Year-5
A	Expenses:					
1	Employees' Remuneration & Benefits					
2	Finance Costs					
3	Water Charges					
4	Communication Expenses					
5	Power Charges					
6	Depreciation					
7	Other Office and Administrative Expenses					
8	Others (Please Specify Details)					
9	Other pre-Operating Expenses					
					
B	Total Expenses					
	Less: Income from sale of tenders					
	Less: Income from guest house					
	Less: Income recovered from Contractors					
	Less: Interest on Deposits					
					
	Total					

Note: IEDC should be duly reconciled with the corresponding figures of Auditor's Certificate.

(Petitioner)

Interest During Construction: Foreign Loan										
S. No.	Draw Down	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
	Particulars	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs. Lakh)
	--									
	--									
1.1	Total Foreign Loans									
	Draw down Amount									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									

Note:

1. Drawl of debt and equity shall be on pari-passu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawl of higher equity in the beginning is permissible. IDC on normative loan corresponding to excess equity over 30% of funds deployed shall be allowed only in case the actual infusion of equity on a pari-passu basis is more than 30% of total funds deployed and shall be computed on quarterly basis.
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. In case of multi element project details of capitalization ratio used to be furnished.
4. In case IDC on normative loan is to be allowed prior to infusion of actual loan, rate of interest for computing such IDC shall be equal to 1-year SBI MCLR as prevailing on 1st April of the respective year. IDC on normative loan, post infusion of actual loan shall be computed based on WAROI for that respective quarter.

Interest During Construction: Domestic Loan																	
S. No.	Name of the Lender & Loan	Loan Type ^a	Interest type ^b	Interest frequency ^c	Interest Due dates	Date of infusion	Loan Principal Amount	Rate of Interest ¹	CO D	No. of Interest Days	Interest up to COD	Adjustments if any	Capitalised IDC Up to COD	Interest on Cash basis) ^d	Un-Discharge IDC liability ^e	year 1 Discharge ^f	year 2 Discharge ^g
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10=(9-6)	11=(7*8*10)	12	13=11-12	14	15=(13-14)	16	17
1	Loan 1																
2	Loan 2																
3	Loan 3																
4	----																
6	Loan 2....																
Total							0.00				0.00			0.00			

- a) Loan Type (Project Specific loan/ Allocated loan),
b) Interest type (Fixed / Floating)
c) Interest payment frequency (Annual, Semi-Annual, Qtrly./Monthly etc.
d) Interest on Cash basis (i.e. Interest Actually paid up to Actual COD)
e) Un-Discharge IDC liability as on COD
f) Discharge of IDC liability claimed as ACE in Year 1
g) Discharge of IDC liability claimed as ACE in Year 2

Capitalised Finance Charges (Domestic Loan)

S. No	Name of the Finance Charge	Whether one time payment/periodical payment ?	Basis of payment	Date	Finance Charges paid/Payable	Capitalised FC	Liabilities	FC on Cash Basis
Total								

Note: 1) In case of Floating rate of Interest or multiple drawl of same loan or repayment during construction period, the petitioner has to provide a separate interest calculation for every such loans and the finally computed interest amount has to be shown in the above statement. The Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately

2) In case of re-payment if any made during the construction period, a separate calculation has to be enclosed for such loans and the final Interest amount has to be shown in the above statement.

4) The date should be shown in DD/MM/YYYY format

5) In case of multi element project details of capitalization ratio used to be furnished.

6) If any of the debt fund infused prior to the zero date, the IDC is entitled only from the zero date.

7) Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately

8) IDC on normative loan corresponding to excess equity over 30% of funds deployed shall be allowed only in case the actual infusion of equity on a pari-passu basis is more than 30% of total funds deployed and shall be computed on quarterly basis.

9) In case IDC on normative loan is to be allowed prior to infusion of actual loan, rate of interest for computing such IDC shall be equal to 1-year SBI MCLR as prevailing on 1st April of the respective year. IDC on normative loan, post infusion of actual loan shall be computed based on WAROI for that respective quarter.

(Petitioner)

**Part III
FORM -13**

Details of Initial Spares													
Name of the petitioner													
Claimed / Admitted COD									Cut-off Date of the Asset:				
A) Determination of Excess initials spare and its adjustment from Capital cost													
Particulars	Plant and machinery cost as on cut-off Date ¹	Initial Spare Capitalised as per Books of Account up to Cut-off Date					Ceiling limit as mentioned in Regulations 23	Entitled Initial Spare as per Regulations	Excess of capitalised Initial Spare to be reduced from Capital cost.	Adjustment of Excess Initial Spare from Capital cost of Plant and Machinery			
		As on COD	As ACE dr. Y1	As ACE dr. Y2	As ACE dr. Y3	Total as on Cut off Date ³				COD	ACE for Y1	ACE for Y2	ACE for Y3
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10=7-9 (Note 2)	11	12	13	14
Transmission Line													
Substation Green field													
Substation Brown Field													
Series Compensation devices and HVDC Station													
GIS/S- Green field													
GIS/S-Brown field													
Communication System													
Static Synchronous Compensator													
Initial spare as per Books of Account													
Un-Discharge liabilities included above													
Total Capitalized initial spare													
Note: 1) Plant and machinery cost as on cut-off Date for the purpose of initial spare (As computed in Col. L of the below table) 2) The column 10 has to be shown as nil in case the claimed initial spare is within the ceiling limit. 3) Total cost should be excluding IDC and IEDC. 4) Initial Spare for high voltage U/G Cable shall be allowed on case to case basis after due prudence check													

B) Determination of Plant & Machinery Cost for ceiling of initial spare.

Particulars	Gross Block of Asset as on COD	Less: Amount included in Col. B towards					Plant and machinery cost as on COD for Initial Spare purpose	Plant & Machinery Capitalised as ACE up to cut off date			plant and machinery cost as on cut-off Date for the purpose of initial spare
		Land Cost	Cost of Civil Works	IEDC	IEDC	Initial Spare		Year -1	Year-2	Year-3	
a	b	c	d	e	f	g	h=b-c-d-e-f-g	i	j	k	l=h+i+j+k
Transmission Line											
Substation Green field											
Substation Brown Field											
Series Compensation devices and HVDC Station											
Gas Insulated Substation-Green field											
Gas Insulated Substation-Brown field											
Communication System											
Static Synchronous Compensator											

Note: The Cost details for the year in which Cut-off date falls has to be provide only up to the cut-off date.

(Petitioner)

PART-III

FORM- 14

Non-Tariff Income

S. No.	Parameters	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
7.	Income from rent of land or buildings or eco-tourism						
8.	Income from sale of scrap						
9.	Income from advertisements						

Note: To be submitted at the time of truing up

(Petitioner)

**PART-III
FORM- 15**

Summary of issue involved in the petition

1. Name of the Petitioner		
2. Petition Category		
3. Tariff Period		
4. Name of the Project		
5. Investment Approval date		
6. SCOD of the Project		
7. Actual COD of the project		
8. Whether entire scope is covered in the present petition.		
9. No. of Assets covered in instant petition		
10. No. of Assets having time over run		
11. Estimated Project Cost as per IA		
12. Is there any REC? if so, provide the date		
13. Revised Estimated Project Cost (if any)		
14. Completion cost for all the assets covered in the instant petition.		
15. No. of Assets covered in instant petition and having cost overrun.		
16	Prayer in brief	
17	Key details and any Specific issue involved	
18	Respondents	
	Name of Respondents	
	1	4
	2.	5
	3.

(Petitioner)

**PART-III
FORM A**

Summary of Capital Cost & Annual Fixed Cost (AFC) Claimed for ALL the assets covered in the present petition.															
Name of the Petitioner															
Tariff Period				2024-29											
Name of the Transmission Project															
COD of the Project (if entire scope of project is completed)															
														Rupees in lakh	
A) Summary of Capital Cost as on COD and Additional Capital Expenditure claimed for all the assets Covered in the instant petition.															
S. No.	Asset No.	COD	Cut-off Date	<i>i) Apportioned Approved Cost</i>			<i>ii) Summary of Actual / Projected Capital Cost</i>							Capital Cost as on Cut-off Date	
				<i>As per Investment approval</i>	As per RCE	As on COD	2024-25		2025-26	2026-27	2027-28	2028-29	Capital Cost as on 31.03.2029		
				1	2	3	4	5	6		7	8	9		10
1	Asset 1														
2	Asset 2														
----	Asset														
Total Capital Cost Claimed															
B) Summary of Annual Fixed Cost (AFC) claimed for all the assets covered in the instant petition.															
S. No.	Asset No.	Asset Name and its location							2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29		
1	Asset 1														
2	Asset 2														
----	Asset														
Total AFC for all the Assets															
Note: 1) The purpose of this form is to summarise the Capital cost & AFC claimed for all the assets covered in the instant petition.															

(Petitioner)

TARIFF FILING FORMS (INTEGRATED MINE)

FOR DETERMINATION OF INPUT PRICE

Main Tariff Form

PART-IV

Annexure-I

**Checklist of Main Tariff Forms and other information for tariff filing for
Integrated Mine**

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Integrated Mine)	Tick
FORM- 1	Summary of Input Price	
FORM -1A	Summary of ROM Cost	
FORM -1B	Summary of Additional Charges	
FORM-2	Statement showing claimed Capital Cost	
FORM-2A	Statement showing claimed Return on Equity	
FORM-2B	Statement showing claimed O&M cost	
FORM- 3	Mine Characteristics/Important Details as per Mine Plan	
FORM- 3A	Normative Parameters considered for Input Price computation	
FORM- 4	Details of Foreign loans	
FORM- 4A	Details of Foreign Equity	
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Integrated Mine	
FORM- 6	Financial Package up to date of commercial operation & up to Peak rated capacity	
FORM- 7	Details of Integrated Mine Specific Loans	
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to Integrated Mine	
FORM-9	Year wise Statement of Additional Capitalization after date of commercial operation up to/ beyond achieving Peak rated Capacity	
FORM- 10	Financing of Additional Capitalization	
FORM- 11	Calculation of Depreciation	
FORM- 12	Statement of Depreciation	
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans	
FORM- 14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges	
FORM- 15	Non-Tariff Income	
FORM- 16	Details of Applicable Statutory Charges	
FORM-17	Details of Mine Closure expenses	
FORM- 18	Details for GCV Adjustment	

PART-IV
List of Supporting Forms / documents for tariff filing for
Integrated Mine

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Integrated Mine)	Tick
FORM-A	Abstract of Capital Cost Estimates and cost on date of commercial operation of the Integrated Mine	
FORM-B	Break-up of Capital Cost for New Integrated Mine	
FORM-C	Break-up of Construction/Supply/Service Packages	
FORM -D	Details of Assets De-capitalized during the period	
FORM -E	Reconciliation of Capitalization claimed vis-à-vis books of accounts	
FORM -F	Statement showing details of items/assets/works claimed under Exclusions	
FORM-G	Statement of Capital cost	
FORM-H	Statement of Capital Woks in Progress	
FORM-I	Calculation of Interest on Normative Loan	
FORM-J	Calculation of Interest on Working Capital	
FORM-K	Incidental Expenditure up to date of commencement of Production and up to Actual date of commercial operation	
FORM-L	Expenditure under different packages up to date of commencement of Production and up to Actual date of commercial operation	
FORM-M	Actual cash expenditure	
FORM-N	Statement of Liability flow	

List of supporting documents for tariff filing for Integrated Mine

S. No.	Information / Document	Tick
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Integrated Mine setup by a company making application for the first time to CERC)	
2	C. Mine wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on date of commercial operation of the Mine for the new mine & for the relevant years. D. Mine wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing mine for relevant years.	
3	Copies of relevant loan Agreements	
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.	
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.	
6	List of End use generating plant to whom supplies made/to be made and quantity supplied/to be supplied	
7	Integrated Mine shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the Integrated Mine and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India from the date of commencement of production in case of a new mine or first two years i.e. 2024-25 and 2025-26 at the time of mid-term true-up in 2026-27 and for balance period of tariff period 2024-29 at the time of final true-up in 2029-30. In case of initial tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.	
8	Any other relevant information, (Please specify)	
9	Reconciliation with Balance sheet of any actual capitalization or additional capitalization year on year basis duly audited	
10.	Integrated mine is maintaining the records to be submitted frequently to the Coal Controller Office. Copy of Same should be furnished to the Commission at the time of submission to CCO. Forms may be suitably modified to furnish relevant important information for input price determination	

Note 1: Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted has to be uploaded in the e-filing website and shall also be furnished in pen drive/flash drive.

PART-IV
FORM- 1

Summary of Input Price

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine: _____

Place (Region/District/State): _____

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	ROM Cost as per Form 1 A	Rs/Tonne						
1.2	Additional Charge as per Form 1B	Rs/Tonne						
	Input Price	Rs/Tonne						
1.3	Statutory Charges ^{\$} as applicable	Rs/Tonne						

Note:

\$ Detailed Computation of the same to be provided as per Form 16 duly audited

(Petitioner)

**PART-IV
FORM- 1A**

Summary of ROM Cost

Name of the Petitioner _____
 Name of the Integrated Mine: _____
 Place (Region/District/State): _____

S. No.	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	Depreciation	Rs Lakh						
1.2	Interest on Loan	Rs Lakh						
1.3	Return on Equity ¹	Rs Lakh						
1.4	Interest on Working Capital	Rs Lakh						
1.5	O&M Expenses excluding mining charge	Rs Lakh						
1.6	Mine closure expense ² (If and as applicable)	Rs Lakh						
1.0	Total Annual Extraction Cost (Sum of above 1.1 to 1.6)	Rs Lakh						
2.0	Annual Target Quantity (ATQ)	Tonne						
3.0	Annual Extraction cost per tonne (1.0 in Rs/2.0)	Rs/Tonne						
4.0	Mining charge ⁴ (If and as applicable)	Rs/Tonne						
5.0	Fixed Reserve Price ⁵ (If and as applicable)	Rs/Tonne						
6.0	ROM cost (3.0+4.0+5.0)	Rs/Tonne						

(Petitioner)

Note:

1. Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished as per Form .
2. Computation of Mine closure expenditure to be submitted separately as per Form 17.
3. Mining charge is the charge per tonne of fuel (coal/lignite) paid by the generating company to the Mine Developer and Operator (MDO) engaged by the generating company for mining, wherever applicable. Details to be provided in Form C
4. 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. Duly audited computations to be provided
5. Statutory charges, if any, included in above in any manner, details of such statutory charges need to be submitted.

PART-IV
FORM-1B**Summary of Additional Charges for (Name of the Activity@)**

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine: _____

Place (Region/District/State): _____

Sr. No.	Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.1	Depreciation	Rs Lakh						
1.2	Interest on Loan	Rs Lakh						
1.3	Return on Equity ¹	Rs Lakh						
1.4	Interest on Working Capital	Rs Lakh						
1.5	O&M Expenses excluding mining charge	Rs Lakh						
1.0	Total of Annual Additional Charges@ (Sum of above 1.1 to 1.5)	Rs Lakh						
2.0	Quantity [#]	Tonne						
3.0	Annual Activity* charge per tonne (Sr No 1.0 /Sr No 2.0) (If and as applicable)	Rs/Tonne						
4.0	Activity* charge (If and as applicable)	Rs/Tonne						

(Petitioner)

Note:

@. To be filled separately for Crushing Charges, Transportation Charges (Separately for mine up to washery end or CHP associated with integrated mine and from washery end or CHP associated with integrated mine end up to Loading point, as the case may be), Handling Charges and Washing Charges, as applicable

1. Details of calculations, considering equity as per regulation, to be furnished.

#. Quantity shall be Quantity Crushed, Transported (Separately for mine up to washery end or CHP associated with integrated mine and from washery end or CHP associated with integrated mine end up to Loading point, as the case may be), Handled or Washed, as applicable

*. Activity means Crushing, Transportation, Handling or Washing, as applicable. Details to be provided in Form C

2. Annual activity Charge depicted in Sr No 3 of above table is for activities carried out departmentally whereas activity charge in Sr No 4 is for activities carried out by engaging agencies

3. Statutory charges, if any, included in above in any manner, details of such statutory charges need to be submitted.

PART-IV
FORM-2

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine: _____

Statement showing claimed capital cost

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year/period					
3	Less: De-capitalization during the year/period					
4	Add: Discharges of Liability during the year/period					
5	Closing Capital Cost (1+2-3+4)					
6	Average Capital Cost					

(Petitioner)

Note: All values as per Indian GAAP, on cash basis duly audited

PART- IV
FORM-2A

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine: _____

Statement showing claimed Return on Equity

Sr	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
A)	Return on Equity					
1	Opening Equity					
2	Add: Increase in equity due to addition during the year / period					
3	Less: Decrease due to De-capitalization during the year / period					
4	Add: Increase due to discharges during the year / period					
5	Closing Equity (1+2-3+4)					
6	Average Equity					
7	Rate of ROE (Pre Tax)					
8	Total ROE					

Note: All values as per Indian GAAP, on cash basis duly audited

(Petitioner)

**PART-IV
FORM-2B**

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine: _____

Statement showing claimed O&M cost[^]

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Opening Capital Cost					
2	Add: Addition during the year/period					
3	Less: De-capitalization during the year/period					
4	Add: Discharges of Liability during the year/ period					
5	Closing Capital Cost (1+2-3+4)					
6	Average Capital Cost					
7	O&M [^] (escalated at the rate of 5.25% per annum) of Average Capital cost					
8	Annual Charge of Agency(ies) Other Than MDO*, if and as applicable					

(Petitioner)

Note: 1. Data to be furnished for each activity (Mining, Crushing, Transportation, Handling and Washing) separately as applicable

* Details to be provided

[^]At the time of true up Actual O&M expenses incurred to be submitted depicting all heads of expenditure duly audited.

2. All values as per Indian GAAP, on cash basis duly audited

PART- IV
FORM-3

Mine Characteristics/Important Details as per Approved Mine Plan dated (dd/mm/yyyy)

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine _____

Sr No	Parameters	Values
1	Mining plan/Mine closure plan Revision number and date of revision, if any	
2	Peak rated Capacity	
3	Year in which proposed to be achieved	
4	Mineable reserves	
5	Mining area land - Acquired/Leased	
6	If Leased - Period and terms of lease	
7	Mining Block Area	
8	Type of Mining	
9	Method of Mining	
10	Mine life in Years	
11	Scheduled date of commercial operation as per Investment approval	
12	Distance of Loading Point from mine end	
13	Gross Calorific value (GCV in Kcal/Kg) of coal as per Geological Report, Range ,Mean	
14	Specific gravity of coal (Avg)	
15	Main Equipment's	
16	Other Important Parameters as deemed necessary	

CALENDER PRODUCTION PROGRAMME DURING THIS TARIFF PERIOD

Production Year/s	Coal Production (Mt)	OB Removal (Mm ³)	Stripping Ratio (m ³ /t)
1			
2			
3			
4			
5			

ACTUAL PRODUCTION ACHIEVED DURING THIS TARIFF PERIOD

Production Year/s	Coal Production (Mt)	OB Removal (Mm ³)	Stripping Ratio (m ³ /t)
1			
2			
3			
4			
5			

**PART- IV
FORM-3A**

Normative parameters considered for Input Price computations

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mine

(Year Ending March)

Particulars	Unit	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
Base Rate of Return on Equity	%						
Effective Tax Rate ¹	%						
Input Cost of Coal/Lignite for WC	in days						
Consumption of stores and spares % of O&M	%						
One Month O&M Expenses	Rs lakh						
Rate of Interest on Working Capital	%						

Note:

1. Effective tax rate computation duly audited to be submitted.

(Petitioner)

S. No.	Financial Year (Starting from Date of Commercial operation)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
3	Cost of hedging												
	Currency³ & so on												
A.1	At the date of Drawl or at the beginning to the year of the period ²												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging ³												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.

2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given.

3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given

4. Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change is effective etc. must be clearly indicated.

(Petitioner)

PART-IV
FORM-4A**Details of Foreign Equity**

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the Integrated Mine under petition)

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine _____

Exchange Rate on date/s of infusion _____

S. No	Financial Year	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
		Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency1¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency2¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency3¹												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													
	Currency¹ and so on												
A.1	At the date of infusion ²												
2													
3													

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.

2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given.

(Petitioner)

**PART -IV
FORM- 5****Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Integrated Mine**

Name of the Petitioner _____
Name of the Integrated Mine _____

Last date of order of Commission for the Integrated Mine	Date (DD-MM-YYYY)	
Reference of petition no. in which the above order was passed	Petition no.	
Following details (whether admitted and /or considered) as on the last date of the period for which price is approved, in the above order by the Commission:		
Capital cost	(Rs. in lakh)*	
Amount of un-discharged liabilities included in above (& forming part of admitted capital cost)		
Amount of un-discharged liabilities corresponding to above admitted capital cost (but not forming part of admitted capital cost being allowed on cash basis)		
Gross Normative Debt		
Cumulative Repayment		
Net Normative Debt		
Normative Equity		
Cumulative Depreciation		
Freehold land		

(Petitioner)

PART- IV
FORM- 6Financial Package up to Date of Commercial Operation and up to date of Peak Rated Capacity

Name of the Petitioner _____
 Name of the Integrated Mine _____
 Cost as on Date of Commercial Operation¹ _____

	Financial Package as Approved		Financial Package as on date of Commercial Operation		As Admitted on date of Commercial Operation		Financial Package as on date of Peak Rated Capacity		As Admitted on date of Commercial Operation	
	Currency and Amount ²		Currency and Amount ²		Currency and Amount ²		Currency and Amount ²		Currency and Amount ²	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Loan-I	US \$	200m								
Loan-II										
Loan-III										
and so on										
Equity- Foreign										
Domestic										
Total Equity										
Debt : Equity Ratio										

Note:

1. Say Rs. 80 Cr. + US\$ 200 m or Rs. 1680 Cr. including US\$ 200 m at an exchange rate of US\$=Rs80
2. For example: US \$ 200m, etc.

(Petitioner)

**PART- IV
FORM- 7****Details of Integrated Mine specific loans**

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mine

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing Mine/s and as on date of commercial operation for new mine/s.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Input Price in the petition is claimed separately for various Mine/s, details in the Form is to be given separately for all the Mine/s in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawl & repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 or date of commercial operation, whichever is later
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing, etc.

(Petitioner)

PART- IV
FORM- 8

Details of Allocation of corporate loans to Integrated Mine

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine _____

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2024/ COD ^{3,4,5,13,15}						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						
	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects/Integrated Mine						Total
Project 1						

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Project 2						
Integrated Mine and so on						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2024 for existing integrated mine and as on date of commercial operation for the remaining integrated mine.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Input Price in the petition is claimed separately for various mines, details in the Form is to be given separately for all the mines in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, MCLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half-yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawl & repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base Exchange Rate means the exchange rate prevailing as on 31.03.2024 or COD, whichever is later
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

(Petitioner)

PART -IV

FORM- 9

Year wise Statement of Additional Capitalization after date of Commercial operation up to/beyond achieving Peak rated Capacity

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine _____

Date of Commercial Operation _____

S. No.	Head of Work / Equipment	ACE Claimed (Actual / Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
		Accrual basis	Un-discharged Liability included in column 3	Cash basis	IDC included in col. 3			
1	2	3	4	(5 = 3 - 4)	6	7	8	9

1. In case the integrated mine has been completed and cost has already been admitted under any price notification(s) in the past, fill column 9 giving the price as admitted for the purpose of price notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the Price notification).
2. The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period 2024-29.
3. In case of de-capitalization of assets separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalization of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalized during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. and impaired value if any, year of its capitalization to be mentioned at column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

Note:

1. Fill the form in chronological order year wise along with detailed justification

(Petitioner)

PART- IV

FORM- 10

Financing of Additional Capitalization

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mine

Date of Commercial Operation

(Amount in Rs Lakh)

Financial Year (Starting from COD) ¹	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on	Year 1	Year 2	Year 3	Year 4	Year 5 & So on
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalized in Work/ Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan ²										
Equity										
Internal Resources										
Others (Pl. specify)										
Total										

Note:

1. Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.
2. Loan details for meeting the additional capitalization requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevant.

(Petitioner)

**PART- IV
FORM- 11**

Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2024 or as on date of Commercial Operation, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.3.2029	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule for Integrated Mines	Depreciation Amount for each year up to 31.03.2029
1	2	3	4	5 = Col.3 X Col.4
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of Depreciation %			

*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

Note:

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification in Appendix I.

(Petitioner)

PART- IV
FORM- 12Statement of Depreciation

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mines

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Opening Capital Cost						
2.	Closing Capital Cost						
3.	Average Capital Cost						
4.	Freehold land						
5.	Rate of depreciation						
6.	Depreciable value						
7.	Balance useful life at the beginning of the period						
8.	Remaining depreciable value						
9.	Depreciation (for the period)						
10.	Depreciation (annualized)						
11.	Cumulative depreciation at the end of the period						
12.	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalization						
13.	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

(Petitioner)

PART- IV
FORM- 13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Loan-2						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						

Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Loan-3 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawl(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

S. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
1.2.4	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
	--	--	--		--	--		--	--	
1.2	Total Indian Loans									
	Draw down Amount	--	--		--	--		--	--	
	IDC	--	--		--	--		--	--	
	Financing charges	--	--		--	--		--	--	
1	Total of Loans drawn									
	IDC									
	Financing charges									
	Foreign Exchange Rate Variation									
	Hedging Cost									
2	Equity									
2.1	Foreign equity drawn									
2.2	Indian equity drawn	--	--		--	--		--	--	
	Total equity deployed									

Note:

1. Drawl of debt and equity shall be on pari-passu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawl of higher equity in the beginning is permissible. IDC on normative loan corresponding to excess equity over 30% of funds deployed shall be allowed only in case the actual infusion of equity on a pari-passu basis is more than 30% of total funds deployed and shall be computed on quarterly basis.
2. Applicable interest rates & exchange rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. Details of capitalization ratio used needs to be furnished.
4. In case IDC on normative loan is to be allowed prior to infusion of actual loan, rate of interest for computing such IDC shall be equal to 1-year SBI MCLR as prevailing on 1st April of the respective year. IDC on normative loan, post infusion of actual loan shall be computed based on WAROI for that respective quarter.

(Petitioner)

PART- IV

FORM- 15

Non-Tariff Income

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mine

S. No.	Parameters	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1.	Income from sale of washery rejects, if and as applicable						
2.	Profit from supply of coal to CIL or merchant sale of coal, if and as applicable						
3.	Income from rent of land or buildings, eco-tourism						
4.	Income from sale of scrap						
5.	Income from advertisements						
6.	Others &						

Note: To be submitted at the time of truing up

& Parameter wise details to be furnished

(Petitioner)

PART- IV**FORM- 16****Details of Applicable Statutory Charges****Name of the Petitioner**

Name of the Integrated Mine

Particulars	Applicable Rate	Quantity	Amount
Royalty	% of Input Price (Basic Rate)		
District Mineral Foundation (DMF)	% of Royalty		
National Mineral Exploration Trust (NMET)	% of Royalty		
GST Compensation Cess	Rs per tonne		
GST	% of Total Taxable Value of Goods		
Others, please specify, if any and as applicable			

(Petitioner)

PART- IV

FORM- 17

Details of Mine Closure Expenses

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mine

1. Amount Deposited in Escrow Account prior to date of Commercial Operation (Rs) **PV**
2. Life of Mine over which amount is to be recovered (Yrs) **n**
3. Borrowing Rate per year (%) **r**
4. Amount recoverable per Year (Rs) **P**

$$P = PV \times r / [1-(1+r)^{-n}]$$

5. Deposit after the date of Commercial operation - when mine closure is in scope of Generating Company itself

Production Year No. (1)	Amount of Deposit in Escrow account (2)	Date of Deposit in Escrow account (3)	Interest Earned/Accrued in Escrow account (4)	Amount received from Escrow account towards Mine closure (5)	Admissible Mine closure expense (6)
1					
2					
3					
4					
5					
.....					

6. Deposit after the date of Commercial operation - when mine closure is in scope of Mine Developer & Operator (MDO)

Production Year No. (1)	Amount of Deposit in Escrow account (2)	Date of Deposit in Escrow account (3)	Borrowing cost at weighted average rate of interest of actual loan (4)	Interest Earned/Accrued in Escrow account (5)	Amount received from Escrow account towards Mine closure (6)	Adjustment to be made in Input price as a part of Mine closure expense (7)
1						
2						
3						
4						
5						

(Petitioner)

Note: Calculations to be submitted duly certified by Auditor, as applicable

PART- IV

FORM- 18

Details for GCV Adjustment

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mine

1. Declared GCV of Coal (Kcal/Kg)
2. Weighted Average GCV of Coal extracted in the year as reported to CCO (Kcal/Kg)

(Petitioner)

PART- IV

FORM- A

Abstract of Capital Cost Estimates and Cost on the date of Commercial Operation of the Integrated Mine

Name of the Petitioner _____
Name of the Integrated Mine _____

New Mine**Capital Cost Estimates**

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Cost
Price level of approved estimates	As on End of _____ Qtr. Of the year _____	As on date of Commercial Operation of the Mine ⁴
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC & FC (Rs. Lakh)		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
IDC, IEDC,FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		

Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost	
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)	
Domestic Component (Rs. Lakh)	
Capital cost Including IDC, IEDC& FC (Rs. Lakh)	
Schedule	
Scheduled date of commercial operation as per Investment Approval/Mine Plan	
Scheduled date of Peak rated capacity as per Investment Approval/Mine Plan	

Scheduled COD of last Unit/Block	

Note:

1. Copy of Investment approval letter should be enclosed.
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM B as applicable.
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.
4. Cost should be based on Management Certificate or Auditor Certificate. In case based on management certificate, Auditor Certificate to be provided within 90 days from filing of the Petition.

(Petitioner)

PART -IV

FORM- B

Break-up of Capital Cost for New Integrated Mine

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on date of commercial operation/ anticipated date of commercial operation	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure up to Peak Rated Capacity
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Cost of Land & Site Development						
1.1	Land*						
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)						
1.3	Preliminary Investigation & Site Development (Prospecting and Boring)						
	Total Land & Site Development						
2	Plant & Equipment						
2.1	Coal Handling Plant						
2.2	Material Handling system						
2.3	Fixed Infrastructure Mechanical						
2.4	Other Plant and Machinery						
	Total BOP Mechanical						
3	Plant & Machinery						
3.1	Switchyard Package						
3.2	Emergency D G Set						
3.3	Fixed Infrastructure Electrical						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on date of commercial operation/ anticipated date of commercial operation	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure up to Peak Rated Capacity
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Total BOP Electrical						
4	Spares						
4.1	Initial Spares						
	Total Plant and Machinery						
5	Civil Works						
5.1	Township & Colony/ Aux Building						
5.2	Temporary Construction & Enabling Works						
5.3	Road and Drainage						
5.4	Fixed Infrastructure Civil						
	Total Civil Works						
6	Overheads						
6.1	Establishment (Other Expenditure directly attributable to Construction)						
6.2	MBOA						
6.3	Mine Development expenditure excluding IDC						
	Total Overheads						
7	Total Capital cost excluding IDC & FC						
8	IDC, FC, FERV & Hedging cost						
8.1	Interest During Construction (IDC)						
8.2	Financing charges (FC)						
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment Approval	Actual Capital Expenditure as on date of commercial operation/ anticipated date of commercial operation	Liabilities/ Provisions	Variation (3 - 4 - 5)	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure up to Peak Rated Capacity
			Actual Amount				
1	2	3	4	5	6	7	8
8.4	Hedging cost						
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging cost						
9	Capital cost including IDC,FC,FERV & Hedging cost						

**Provide details of Freehold land and Lease hold land separately*

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the Petitioner.
2. In case of both time & cost overrun, a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost overrun was beyond the control of the Petitioner.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled date of commercial operation to Actual date of commercial operation, increase in IEDC from scheduled date of commercial operation to actual date of commercial operation and increase of IDC from scheduled date of commercial operation to actual date of commercial operation.
4. **Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.**
5. A list of balance deferred work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

(Petitioner)

PART- IV

FORM- C

Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	...	Total Cost of all packages
1	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as applicable)					
2	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work					
3	No. of bids received					
4	Date of Award					
5	Date of Start of work					
6	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work					
7	Value of Award ² in (Rs. Lakh)					
8	Firm or With Escalation in prices					
9	Actual capital expenditure till the completion or up to date of commercial operation whichever is earlier (Rs. Lakh)					
10	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
11	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
12	Sub -total (9+10+11) (Rs. Lakh)					

Note:

1. The scope of work in any package should be indicated in conformity of Capital cost break-up for the Integrated Mine in the FORM-B to the extent possible.
2. If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date e.g. Rs.80 Cr. +US\$50m=Rs.480Cr. at US\$=Rs 80 as on say 01.04.2024.

(Petitioner)

PART- IV**FORM- D****Details of Assets De-capitalized during the period****Name of the Petitioner****Name of the Integrated Mine**

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitalization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset Capitalized	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de-capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note: Year wise detail need to be submitted.**(Petitioner)**

PART- IV

FORM- E

Reconciliation of capitalization claimed vis-à-vis books of accounts

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mine

Date of Commercial Operation

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7
1	Closing Gross Block as per IND AS					
2	Add/Less: Adjustments					
3	Closing Gross Block as per I GAAP					
4	Opening Gross Block as per IND AS					
5	Add/Less: Adjustments					
6	Opening Gross Block as per I GAAP					
7	Total Additions as per books (G = 3 - 5)					
8	Less: Additions pertaining to other Mines (give Mine wise breakup)					
9	Net Additions pertaining to instant Mine					
10	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
11	Net Additional Capital Expenditure Claimed (on accrual basis) (I GAAP)					
12	Less: Un-discharged Liabilities					
13	Add: Discharges of un-discharged liabilities, corresponding to admitted assets/works					
14	Net Additional Capital Expenditure Claimed (on cash basis)					

Note: 1. To be submitted duly certified by Auditor

2. Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms

(Petitioner)

PART- IV

FORM- F

Statement showing items/assets/works claimed under Exclusions:

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine _____

Date of Commercial Operation _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Head of Work/ Equipment	ACE Claimed under Exclusion				Justification
		Accrual basis (Indian GAAP)	Un- discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3	
1	2	3	4	(5 = 3 - 4)	6	7

Note: 1. Exclusions claimed on assets not allowed earlier should be supported by the specific reference of Commission Order date, Petition No., amount disallowed, etc.

2. For inter unit transfer, nature of transfer i.e. temporary or permanent should be mentioned. It is to be certified that exclusion sought in receiving station only and not in sending station or in both the station.

(Petitioner)

PART- IV

FORM- G

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mine

Statement of Capital cost

(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis ²	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
A	a) Opening Gross Block Amount as per books (Indian GAAP)			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases) (Indian GAAP)			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP) (Indian GAAP)			

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis ²	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
	b) Amount of IDC in C(a) above			
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period (Indian GAAP)			
	b) Amount of IDC in D(a) above			
	c) Amount of FC in D(a) above			
	d) Amount of FERV in D(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in D(a) above			
	f) Amount of IEDC in D(a) above			
E	a) Closing Gross Block Amount as per books (Indian GAAP)			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of commercial operation of mine and financial year start date and end date
2. As per IGAAP

(Petitioner)

PART- IV

FORM- H

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine _____

Statement of Capital Works in Progress
(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
A	a) Opening CWIP as per books (Indian GAAP)			
	b) Amount of IDC in A(a) above			
	c) Amount of FC in A(a) above			
	d) Amount of FERV in A(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in A(a) above			
	f) Amount of IEDC in A(a) above			
B	a) Addition in CWIP during the period(Indian GAAP)			
	b) Amount of IDC in B(a) above			
	c) Amount of FC in B(a) above			
	d) Amount of FERV in B(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in B(a) above			
	f) Amount of IEDC in B(a) above			
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period (Indian GAAP)			
	b) Amount of IDC in C(a) above			

S. No.	Particulars	As on relevant date		
		Accrual Basis	Un-discharged Liabilities	Cash Basis
	c) Amount of FC in C(a) above			
	d) Amount of FERV in C(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in C(a) above			
	f) Amount of IEDC in C(a) above			
D	a) Closing CWIP as per books (Indian GAAP)			
	b) Amount of IDC in E(a) above			
	c) Amount of FC in E(a) above			
	d) Amount of FERV in E(a) above			
	e) Amount of Hedging Cost in E(a) above			
	f) Amount of IEDC in E(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of commercial operation of mine and financial year start date and end date

(Petitioner)

PART-IV

FORM-I

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mine

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Gross Normative loan - Opening						
2	Cumulative repayment of Normative loan up to previous year						
3	Net Normative loan - Opening						
4	Add: Increase due to addition during the year / period						
5	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
6	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
7	Add: Increase due to discharges during the year / period						
8	Net Normative loan - Closing						
9	Average Normative loan						
10	Weighted average rate of interest						
11	Interest on Loan						

(Petitioner)

PART- IV

FORM- J

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine _____

(Amount in Rs Lakh)

S. No.	Particulars	Existing 2023-24	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Input Cost of Coal/Lignite ¹ Stock for 7 days of Production corresponding to ATQ for the relevant year						
2	Consumption of stores and spare including explosives, lubricants and fuels (@ 15%/20%) ¹ of O&M expenses excluding mining charge of MDO or annual charge of any agency other than MDO						
3	One Month O & M Expenses excluding mining charge of MDO or annual charge of any agency other than MDO						
4	Total Working Capital						
5	Rate of Interest						
6	Interest on Working Capital						

Note:

1. As applicable.

(Petitioner)

PART- IV

FORM- K

Incidental Expenditure up to date of commencement of Production and up to Actual date of commercial operation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No.	Parameters	As on date of commencement of Production	As on actual date of commercial operation
A	Head of Expenses:		
1	Employees' Benefits Expenses		
2	Finance Costs		
3	Water Charges		
4	Communication Expenses		
5	Power Charges		
6	Depreciation		
7	Other Office and Administrative Expenses		
8	Others (Please Specify Details)		
9	Other Pre-Operating Expenses		
...		
...		
B	Total Expenses		
	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		
	Less:.....		
C	Net IEDC		

(Petitioner)

PART -IV**FORM- L****Expenditure under different packages up to date of commencement of Production and up to Actual date of commercial operation**

Name of the Petitioner _____

Name of the Integrated Mine _____

(Amount in Rs. Lakh)

S. No .	Parameters	As on date of commencement of Production	As on actual date of commercial operation
1	Package 1		
2	Package 2		
3	Package 3		
4	----- ----		
5	----- -----		
6			

(Petitioner)

PART- IV

FORM- M

Actual cash expenditure

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mine

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n/ DOCO
Expenditure towards Gross Block				
Add: Expenditure towards CWIP				
Add: Capital Advances, if any				
Less: Un-discharged liabilities (included above)				
Add/Less: Others				
Payment to contractors / suppliers towards capital assets				
Cumulative payments				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

(Petitioner)

PART- IV**FORM- N****Statement of Liability Flow**

Name of the Petitioner

Name of the Integrated Mine

Party	Asset/ Work	Year of actual capitalizat ion	Original Liability in case date of commercial operation is prior to 31.3.2024	Liability as on 31.03.2024/date of commercial operation, whichever is later	Discharges (Year wise)	Reversal (Year wise)	Net Liability at end of each year

To be submitted duly audited

(Petitioner)