



सत्यमेव जयते

राजस्थान राजपत्र
विशेषांक

साधिकार प्रकाशित

RAJASTHAN GAZETTE
Extraordinary

Published by Authority

फाल्गुन 15, गुरुवार, शाके 1946- मार्च 06, 2025
Phalguna 15, Thursday, Saka 1946- March 06, 2025

भाग-7

विभिन्न विभागों में प्रदायों के लिए टेण्डर मांगने की सूचनाओं को सम्मिलित करते हुये सार्वजनिक और निजी विज्ञापन आदि।

राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग
अधिसूचना

जयपुर, फरवरी 18, 2025

संख्या रा.वि.वि. आयोग/सचिव/विनियम- 157 :-विद्युत अधिनियम 2003 (2003 का 36वां) की धारा 61, सपठित धारा 181 द्वारा प्रदत्त शक्तियाँ और उस निमित्त उसे समर्थ बनाने वाली समस्त शक्तियों का प्रयोग करते हुये, राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग, पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, एतद्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात् :-

भाग-I

प्रारम्भिक

1. लघुशीर्षक, सीमा तथा प्रारम्भण:

(1) ये विनियम, "राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन व शर्तें) विनियम, 2025" कहलायेंगे।

(2) ये विनियम सम्पूर्ण राजस्थान राज्य के लिये विस्तारित होंगे। ये विनियम इन विनियमों से आवृत्त वित्तीय वर्ष 2025-26 अर्थात् 1 अप्रैल 2025 तथा उसके पश्चात् वित्तीय वर्ष 2029-30 अर्थात् मार्च 31, 2030 तक के टैरिफ विनिर्धारण के लिये प्रयोज्य होंगे:

बशर्ते कि ये विनियम कैप्टिव उत्पादन संयन्त्र तथा अक्षय उर्जा स्रोतों से टैरिफ के विनिर्धारण पर प्रयोज्य नहीं होंगे परन्तु लघु व सूक्ष्म जल संयन्त्रों पर प्रयोज्य होंगे:

और बशर्ते कि विव 2024-25, अर्थात् मार्च 31, 2025 तक की अवधि से संबंधित समीक्षा मामलों सहित सभी प्रयोजनार्थ, टैरिफ विनिर्धारण से संबंधित मुद्दे राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन व शर्तें) विनियम, 2004, राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन व शर्तें) विनियम, 2009, राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन व शर्तें)

विनियम, 2014 या राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ विनिर्धारण हेतु निबन्धन व शर्तें) विनियम, 2019 यथास्थिति, उनके संशोधनों सहित, से प्रशासित होंगे।

(3) ये विनियम, इन विनियमों के शासकीय राजपत्र में प्रकाशन की तिथि से प्रवृत्त होंगे।

2. परिभाषाएँ:

क) इन विनियमों में, जब तक की सन्दर्भ द्वारा अन्यथा अपेक्षित नहीं है:

- (1) “लेखांकन विवरण पत्र” का अभिप्राय, प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिये निम्नलिखित विवरणों से है, अर्थात्:
- (i) समय-समय पर यथासंशोधित कम्पनी अधिनियम, 2013 में अन्तर्विष्ट प्रपत्र के अनुसार तैयार किया गया तुलन पत्र;
- (ii) समय-समय पर यथासंशोधित कम्पनी अधिनियम, 2013 कि अपेक्षाओं के अनुरूप लाभ तथा हानि खाता;
- (iii) भारत की सनदी लेखाकारों के संस्था के, समय-समय पर यथासंशोधित प्रयोज्य लेखामानकों के अनुरूपतैयार किया गया रोकड प्रवाह विवरण पत्र;
- (iv) संवैधानिक अंकेक्षकों का प्रतिवेदन;
- (v) सत्ता के यथा कम्पनी के कुल व्ययों, राजस्व, आस्तियों एवं दायित्वों तथा आयोग द्वारा विनियमित प्रत्येक व्यवसाय और अविनियमित व्यवसाय संचालनों, जहां भी लागू हो, के लिये प्रथमतः व्ययों, राजस्व, आस्तियों एवं दायित्वों के मध्य समाधान को दर्शाते हुये संवैधानिक अंकेक्षकों द्वारा सम्यक रूप से प्रमाणित लेखा-समाधान विवरण पत्र;
- (vi) समय समय पर यथासंशोधित, कम्पनी अधिनियम, 2013 के अन्तर्गत केन्द्र सरकार द्वारा विहित लागत अभिलेख;

समय समय पर आयोग द्वारा यथानिर्देशित ऐसे अन्य समर्थक विवरण पत्र एवं सूचना एवं उन पर टिप्पणीयों सहित:

बशर्त यह है कि विद्युत वितरण के व्यवसाय में किसी स्थानीय प्राधिकरण के वाग्दत्त होने की दशा में लेखांकन विवरण का अभिप्राय ऐसे स्थानीय प्राधिकरण पर यथा प्रयोज्य सुसंगत अधिनियम संविधियों के अनुसार यथोपरिवाणत तैयार व संशोधित किये गये मर्दों से है;

टिप्पणी: प्रथमतः प्रत्येक उत्पादन के लिये, प्रथमतः राज्य भार प्रेषण केन्द्र (रा.भा.प्रे.के.) के लिये एवं आयोग द्वारा विनियमित प्रत्येक व्यवसाय के लिये लेखा समाधान विवरण पत्रों सहित उपरोक्त संदर्भित लेखांकन विवरण पत्रों का संधारण किया जायेगा;

(2) “अधिनियम” का अभिप्राय, उसमें संशोधनों सहित, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36वां) से हैं;

(3) 'अतिरिक्त पूंजी व्यय' का अभिप्राय इन विनियमों के उपबंधों के अनुसार, उत्पादन कंपनी, रा.भा.प्रे.के. या अनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, द्वारा किया गया या परयोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के पश्चात् किया जाने वाला प्रक्षेपित पूंजी व्यय है;

(4) 'अतिरिक्त पूंजीकरण' का अभिप्राय इन विनियमों के अनुसार प्रजावान जांच के पश्चात् आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया अतिरिक्त पूंजी व्यय से है;

(5) "नियतन विवरण" का अभिप्राय अनुज्ञप्तिधारी/उत्पादन कम्पनी/रा.भा.प्रे.के. एवं अग्रतर उत्पादन कम्पनी के मामलों में प्रत्येक उत्पादन केन्द्र के प्रत्येक अलग-अलग व्यवसाय के सम्बन्ध में प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए किसी राजस्व, लागत, परिसम्पत्ति, दायित्व, आरक्षित या प्रावधान की राशि दर्शाते हुये, जो या तो,

(i) प्रत्येक ऐसे अलग-अलग व्यवसाय से/को प्रभारित किये जाने के साथ-साथ उसके प्रभारित किये जाने के आधार के विवरण; या

(ii) अनुज्ञप्तिधारी/उत्पादन कम्पनी, रा.भा.प्रे.के. के अनुज्ञप्त/विनियमित व्यवसाय तथा प्रत्येक अन्य पृथक् व्यवसाय के बीच प्रभाजन/या नियतन द्वारा विनिर्धारित विवरण के साथ-साथ प्रभाजन या नियतन के आधार का विवरण;

बशर्ते कि उत्पादन केन्द्र के सम्बन्ध में ऐसा नियतन विवरण चरण-वार, इकाईवार तथा/या सम्पूर्ण उत्पादन केन्द्र के लिए टैरिफ विनिर्धारण को सुलभ बनाये जाने की रीति से संधारित किया जायेगा;

(6) "समग्र राजस्व आवश्यकता" का अभिप्राय इन विनियमों के अनुसार, अनुज्ञप्तिधारी, रा.भा.प्रे.के. या उत्पादन कम्पनी के अनुज्ञेय व्ययों तथा उसके अनुज्ञप्त/विनियमित व्यवसाय से सम्बन्धित अंशपूजी पर प्रतिफल की टैरिफ के माध्यम से वसूली से है;

(7) "आवेदक" का अभिप्राय किसी उस अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी या रा.भा.प्रे.के. से है, जिसने समग्र राजस्व आवश्यकता तथा टैरिफ के विनिर्धारण हेतु आवेदन/याचिका की है या अधिनियम तथा इन विनियमों के अनुसार ट्रयूडिंग-अप के लिए आवेदन किया है तथा इसमें वह अनुज्ञप्तिपत्रधारी या उत्पादन कम्पनी या रा.भा.प्रे.के. भी शामिल है, जिसकी टैरिफ आयोग द्वारा स्व-प्रेरणा से या किसी इच्छुक या प्रभावित व्यक्ति द्वारा याचिका दायर किये जाने पर ट्रयूडिंग-अप के भाग के रूप में समीक्षा का विषय है;

(8) "सहायक उर्जा उपभोग" का अभिप्राय किसी उत्पादन केन्द्र/इकाई के मामलों में उत्पादन केन्द्र/इकाई के सहायक उपस्करों द्वारा उपभोगित उर्जा के परिमाण तथा उत्पादन केन्द्र/इकाई के अन्दर ट्रांसफार्मर हानियों से है तथा उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के जनित्र अन्तस्थों पर उत्पादित सकल उर्जा के योग के प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जायेगा;

बशर्ते कि सहायक उर्जा उपभोग उत्पादन केन्द्र पर आवासीय कश्लोनी को विद्युतापूर्ति तथा अन्य सुविधाओं हेतु उर्जा उपभोग तथा उत्पादन केन्द्र पर निर्माण कार्यों के लिए विद्युत उपभोग, जिसे पृथक् से मीटरित किया जायेगा, शामिल नहीं होगा;

बशर्ते यह भी कि संशोधित उत्सर्जन मानकों के अनुपालन के लिये सहायक ऊर्जा उपभोग पर प्रथमतः विचार किया जायेगा।

(9) कोयला और लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन के मामले में अवधि के संबंध में 'उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिए आनुषंगिक ऊर्जा उपभोग' या 'एयूएक्सई' का अभिप्राय कोयला या लिग्नाइट आधारित थर्मल उत्पादन स्टेशन की उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के आनुषंगिक उपस्कर द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मात्रा जैसा कि अपर उल्लेखित आनुषंगिक ऊर्जा उपभोग के अतिरिक्त से है;

(10) "उपलब्धता" का अभिप्राय

(क) किसी अवधि के लिए उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में अभिप्राय उस अवधि में सभी दिवस के लिए दैनिक औसत घोषित क्षमताओं के औसत, जो कि राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रमाणित है तथा जिसे उत्पादन केन्द्र की अधिस्तापित क्षमता में से इन विनियमों में यथाविनिर्दिष्ट मेगावाट में मानकीय सहायक उपभोग को कम करते हुये, की प्रतिशतता में अभिव्यक्त किया जायेगा, से है और इसे निम्नलिखित सूत्र के अनुसार परिकलित किया जायेगा:

एन

$$\text{उपलब्धता} = 10000 \times \Sigma \text{डीसी}_{\text{आई}} / [\text{एन} \times \text{आईसी} (100 - \text{एयूएक्स}_{\text{एन}} - \text{एयूएक्स}_{\text{इएन}})] \%$$

आई = 1

जबकि, एन = दी गयी अवधि के दौरान, समय ब्लॉकों की संख्या

डीसी_{आई} = ऐसी अवधि में आई के समय ब्लॉकों के लिए मे.वा. में औसित घोषित क्षमता

आईसी = उत्पादन केन्द्र की मे.वा. में अधिष्ठापित क्षमता

एयूएक्स_{एन} = सकल उत्पादन की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त मे.वा. में मानकीय सहायक उपभोग

एयूएक्स_{इएन} = सकल ऊर्जा उत्पादन की प्रतिशतता के रूप में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिये मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग, जहां भी लागू हो

(ख) किसी दी गयी अवधि के लिये प्रसारण तंत्र के संदर्भ में अभिप्राय, वोल्टेज पर परिदान बिन्दु तक विद्युत के प्रसारण के लिये समर्थ होने के घण्टे के समय से है, जिसे दी गयी अवधि में कुल घण्टों की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त किया जायेगा;

(ग) उत्पादन कम्पनी द्वारा प्रत्येक उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) या रा.भा.प्रे.के. द्वारा यथा प्रयोज्य एवं प्रमाणित प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के लिये वर्ष के दौरान वार्षिक वास्तविक उपलब्धता की गणना की जायेगी;

(11) "आधार दर" का अभिप्राय भारतीय स्टेट बैंक द्वारा समय समय पर यथा घोषित कोषों की एक वर्षीय सीमांत लागत आधारित धन उधार दर, से होगा;

(12) “लाभ-भोगी” से अभिप्राय-

(क) उत्पादन कम्पनी के उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) के संदर्भ में उस व्यक्ति से है जो इन विनियमों के अन्तर्गत क्षमता प्रभारों में भागीदारी रखता हो या इन विनियमों के अन्तर्गत जिसकी टैरिफ निर्धारित कि गयी है ऐसे केन्द्र पर उत्पादित विद्युत का क्रेता;

(ख) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी एवं रा.भा.प्रे.के. के संदर्भ में, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, दीर्घावधि ग्राहक एवं मध्यम अवधि ग्राहक;

(ग) वितरण अनुज्ञप्तिधारी के संदर्भ में, उपभोक्ता;

(13) “कानून में परिवर्तन” का अभिप्राय, निम्नलिखित में से किसी भी घटना के घटित होने से है;

(i) किसी भी भारतीय नये कानून का अधिनियमन, प्रभाव में लाना या प्रख्यापन;

(ii) किसी विद्यमान भारतीय कानून का अंगीकरण, संशोधन, रूपांतरण, विखण्डन या पुनः अधिनियमन; या

(iii) किसी भारतीय कानून के निर्वचन में किसी सक्षम न्यायालय, अधिकरण या भारतीय सरकारी अभिकरण द्वारा परिवर्तन जो भारतीय कानून के अन्तर्गत ऐसे निर्वचन के लिये अन्तिम प्राधिकारी है; या

(iv) परियोजना के लिये किसी शर्त या किसी सहमति की प्रसंविदा या अनापत्तियां या स्वीकृती या उपलब्ध अनुज्ञप्ति या प्राप्त की गयी में किसी सक्षम वैधानिक प्राधिकारी द्वारा परिवर्तन;

(14) “आयोग” का अभिप्राय राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग से है;

(15) “नियंत्रणावधि” का अभिप्राय उस अवधि से है, जिसके दौरान राजस्व आवश्यकता व टैरिफ विनिर्धारण के लिये इन विनियमों में निर्धारित किये गये सिद्धान्त व प्रतिमान वैध रहेंगे;

(16) “पारम्परिक विद्युत संयन्त्र” का अभिप्राय लिग्नाइट, कोयला या गैस आधारित तापीय या 25 मे.वा. अथवा अधिक के जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों से है;

(17) “विच्छेदक तिथि” का अभिप्राय किसी परियोजना के वाणिज्यिक परिचालन होने की तिथि से तीन वर्षों के पश्चात् कलैण्डर माह की अन्तिम तिथि से है;

बशर्ते कि प्रलेखीय साक्ष्यों के आधार पर यह सिद्ध कर दिया जाता है कि परियोजना विकासक के नियन्त्रण के बाहर के कारणों से पूंजीकरण नहीं किया जा सका, तो आयोग द्वारा विच्छेदक तिथि को बढ़ाया जा सकता है;

(18) “दिन” का अभिप्राय 0000 घण्टे पर शुरू होने वाली 24 घण्टे की अवधि से है;

(19) “वाणिज्यिक संचालन की तिथि या सी.ओ.डी.”

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

(ii) वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामलों में वितरण अनुज्ञप्तिधारी की विद्युत लाइन या सब-स्टेशन को इसकी निर्धारित वोल्टेज स्तर तक प्रभारित किये जाने की तिथि या वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इसे प्रभारित किये जाने के लिए तैयार होना घोषित किये जाने की तिथि के सात दिन बाद से है, चाहे इसके आपूर्तिकारों या संविदाकारों को आरोग्य कारणों से प्रभारित नहीं किया गया है:

(iii) उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के संबंध में 'प्रचालन की तारीख' या 'ओडीई' का अभिप्राय 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 से है:

(20) "दैनिक क्षमता सूचकांक" का अभिप्राय किसी दिवस के लिए अधिकतम उपलब्ध क्षमता की प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त, घोषित क्षमता, से है और इसकी गणना नीचे दिये गये सूत्र के अनुसार की जायेगी:

दैनिक क्षमता सूचकांक = घोषित क्षमता (मे.वा.) × 100/अधिकतम उपलब्ध क्षमता (मे.वा.)

दैनिक क्षमता सूचकांक 100% तक सीमित होगा तथा किसी अवधि के लिए शब्द "क्षमता सूचकांक" उपर्युक्तानुसार संगणित दैनिक क्षमता सूचकांक का औसत होगा;

(21) किसी उत्पादन केन्द्र के सम्बन्ध में "घोषित क्षमता" या "डी सी" का अभिप्राय उत्पादन केन्द्र के लिए दिन के किसी समय ब्लॉक जैसा की ग्रिड कोड में परिभाषित किया गया है या पूरे दिन के संदर्भ में ऐसे उत्पादन केन्द्र द्वारा ईंधन या जल की उपलब्धता को ध्यान में रखते हुये (और इन विनियमों में अग्रतर विशिष्टता के अधीन) मे.वा. में परिदत्त की जाने वाली एक्स-बस विद्युत की सामर्थ्यता से है:

(22) इन विनियमों के अन्तर्गत टैरिफ के प्रयोजनार्थ "विपूजीकरण" से अभिप्राय आस्तियों के अन्तः इकाई हस्तान्तरण या आस्तियों को उपयोग/सेवा से हटाने के अनुरूप आयोग द्वारा यथा स्वीकृत परियोजना की सकल स्थिर आस्तियों में कमी से है;

(23) "मानित अनुज्ञप्तिधारी" का अभिप्राय वह व्यक्ति जो अधिनियम की धारा 14 के अधीन अनुज्ञप्तिधारी समझा जायेगा;

(24) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में "अभिकल्प उर्जा" का अभिप्राय उर्जा के उस परिमाण से है, जिसका उत्पादन केन्द्र की 95 प्रतिशत अधिष्ठापित क्षमता से 90 प्रतिशत तक का विश्वस्त वर्ष में उत्पादन किया जा सके;

(25) "वितरण व्यवसाय" का अभिप्राय किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी के आपूर्ति क्षेत्र में विद्युत आपूर्ति करने के लिए वितरण तंत्र के परिचालन व संधारण के व्यवसाय से है;

- (26) “वितरण तार व्यवसाय” का अभिप्राय वितरण अनुज्ञप्तिधारी के आपूर्ति के क्षेत्र में विद्युत के वहीलिंग हेतु वितरण तंत्र के परिचालन एवं संधारण व्यवसाय से है;
- (27) ‘उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली’ का अभिप्राय 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 से है;
- (28) “विद्यमान उत्पादन इकाई/केन्द्र” का अभिप्राय उस उत्पादन इकाई/केन्द्र से है, जिसने 01.04.2025 से पूर्व ही वाणिज्यिक संचालन की तिथि प्राप्त कर ली है;
- (29) “टैरिफ तथा प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व” का अभिप्राय अनुज्ञप्तिधारी/उत्पादन कम्पनी/रा.भा.प्रे.के. को अनुज्ञप्त/विनियमित व्यवसाय से प्रचलित टैरिफ पर तथा विनियमित प्रभारों से प्रोद्भूत होने वाले अनुमानित राजस्व से है;
- (30) “दैवी आपत घटना” का किसी पक्षकार, किसी घटना या परिस्थितियों, जो युक्ति युक्त नियंत्रण में नहीं है या उस पक्षकार के किसी कृत्य या चूक के कारण है और जिसे युक्तियुक्त सावधानी व कर्मठता का उपयोग करते हुये भी पक्षकार, पूर्ववर्ती की सामान्यता को बिना सीमित किये जाने सहित, रोकने में समर्थ नहीं हो सकने वाली घटनाओं से है,
- (क) बिजली गिरना, सूखा, आग लगना और विस्फोट होना, भूकंप, ज्वालामुखी फटना, भूस्खलन, बाढ़, चक्रवात, तूफान, टॉरनेडो, भौगोलिक अप्रत्याशित घटना या आपवातिक रूप से खराब मौसम सहित ईश्वरीय कृत्य जो पिछले सौ वर्षों को सांख्यिकीय रिकॉर्ड से अधिक हो;
- (ख) हडताल, तालाबन्दी, कम काम करना, बन्द या अन्य औद्योगिक बाधाएँ,
- (ग) जन-शत्रु के कृत्य, युद्ध (घोषित या अघोषित), नाकाबन्दी, विद्रोह (बगावत), दंगा, क्रान्ति, तोड़-फोड़, बर्बरता तथा नागरिक- बाधा,
- (घ) आग सहित, परन्तु तक सीमित नहीं, अपरिहार्य दुर्घटना, विस्फोट, विघटनाभिक, संदूषण, विषैले-खतरनाक, रसायनिक संदूषण,
- (ङ) ग्रिड का बन्द होना या अवरोध, जो राज्य या केन्द्र सरकार द्वारा या आयोग द्वारा या राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा अपेक्षित या निर्देशित है तथा महत्वपूर्ण संयन्त्र या उपकरण की खराबी की गंभीर व तत्काल जोखिम को टालने के लिए कोई बन्द या अवरोध;
- (31) “वित्तीय वर्ष” का अभिप्राय किसी कैलेंडर वर्ष की 1 अप्रैल से शुरू होने और आगामी कैलेंडर वर्ष की 31 मार्च को समाप्त होने वाली अवधि से है;
- (32) ‘ईंधन आपूर्ति अनुबंध’ का अभिप्राय लाभार्थियों को विद्युत की आपूर्ति और विद्युत उत्पादन के लिए उत्पादन कंपनी और ईंधन आपूर्तिकर्ता के मध्य होने वाला अनुबंध अभिप्रेत है;

(33) "उत्पादन व्यवसाय" का अभिप्राय किसी लाभभोगी को आपूर्ति देने या इस प्रकार आपूर्ति दिये जाने में समर्थ हो सकने के प्रयोजन से किसी उत्पादन केन्द्र/इकाई से विद्युत उत्पादन के व्यवसाय से है;

(34) '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 यूनिटों को शामिल किया जायेगा;

(35) थर्मल उत्पादन स्टेशन (संयुक्तचक्रीय थर्मल उत्पादन स्टेशन के अतिरिक्त) के संबंध में 'उत्पादन यूनिट' या 'यूनिट' का अभिप्राय 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 से हैं;

(36) "उत्पादन टैरिफ" का अभिप्राय किसी उत्पादन केन्द्र/इकाई से विद्युत की एक्स-बस आपूर्ति के लिए टैरिफ से है;

(37) "ग्रिड कोड" का अभिप्राय राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड) विनियम, 2024 से है;

(38) "सकल उष्मीय मूल्य या जी.सी.वी."का अभिप्राय तापीय उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में एक किलोग्राम ठोस ईंधन या एक लीटर तरल ईंधन अथवा एक मानक क्यूबिक मीटर गैसीय ईंधन, जैसी भी स्थिति हो, के पूर्ण दहन से उत्पादित किलो कैलोरी ताप से है;

(39) "यथा प्रज्वलित जी.सी.वी."का अभिप्राय, विद्युत उत्पादन के लिये उत्पादन इकाई के बंकरों में कोयला या लिग्नाइट का भरण करने से पहले कोयला या लिग्नाइट का संगणित सकल उष्मीय मूल्य से है;

(40) "यथा प्राप्त जी.सी.वी." का अभिप्राय भारतीय मानक आई एस 436 (खण्ड-1/ भाग 1)-1964 के अनुसार भरे हुए वैगनों, ट्रकों, रज्जु मार्ग (रोपवे), मेरी-गो-राउण्ड (चक्रदोला), वाहक पट्टा (बैल्ट कन्वेयर) एवं जहाज से नमूनों के संग्रहण, तैयारी एवं परीक्षण के माध्यम से तापीय उत्पादन केन्द्र के उतराई स्थल पर कोयला या लिग्नाइट की यथा मापित जी.सी.वी.:

बशर्ते कि केन्द्र सरकार द्वारा जारी किये गये मार्गदर्शक सिद्धान्तों, यदि कोई हो, के अनुसार उत्पादन कम्पनियों द्वारा नियुक्त किये जाने वाले तृतीय पक्षकार नमूना के माध्यम से कोयला या लिग्नाइट का माप किया जायेगा:

बशर्ते यह कि कोयला या लिग्नाइट के नमूने या तो शारीरिक रूप से या द्रव चालित औगर के माध्यम से या कार्मिक तथा उपकरण की सुरक्षा को ध्यान में रखते हुए विचारित अन्य कोई उपयुक्त विधि के माध्यम से संग्रहित किये जायेंगे:

बशर्ते यह भी कि उत्पादन कम्पनियां, उचित एवं पारदर्शी रूप से जी.सी.वी. की माप हेतु नमूनों का संग्रहण, तैयारी एवं परीक्षण के लिये किसी भी उन्नत प्रौद्योगिकी को अंगीकृत कर सकती है;

(41) “सकल केन्द्र ताप दर” का अभिप्राय जनित्र अन्तस्थ पर एक किवाघ वैधुत उर्जा उत्पादित करने के लिये अपेक्षित किलो कैलोरी में ताप उर्जा निवेश से है;

(42) “भारतीय सरकार अभिकरण” से अभिप्राय भारत सरकार, राज्य सरकार और कोई भी मंत्रालय या भारत सरकार और जहां परियोजना स्थित है वहां की राज्य सरकार द्वारा नियन्त्रित विभाग या मण्डल या अभिकरण, या भारत में सम्बन्धित संविधियों के अन्तर्गत गठित विनियामक या अर्ध-न्यायिक प्राधिकारी है;

(43) “अशक्त विद्युत” का अभिप्राय किसी उत्पादन केन्द्र की इकाई द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन से पूर्व ग्रिड में अन्तःक्षेपित विद्युत से है जैसा कि राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड) विनियम 2024 में विनिर्दिष्ट है;

(44) “अधिष्ठापित क्षमता” का अभिप्राय उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों की नाम पट्टिका क्षमताओं या आयोग द्वारा समय-समय पर यथानुमोदित उत्पादन केन्द्र की क्षमता (जनित्र अन्तस्थ पर संगणित) से है;

(45) “अन्तर्सम्बन्ध बिन्दु” का अभिप्राय प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के ईएचवी सब-स्टेशन या वितरण अनुज्ञप्तिधारी के एच.वी. सब-स्टेशन से है, जहां उत्पादन केन्द्रों से उत्पादित विद्युत का राजस्थान ग्रिड या प्रसारण नेटवर्क तथा वितरण नेटवर्क के बीच के अन्तर्सम्बन्ध बिन्दु पर अन्तःक्षेपण किया जाता है, से है;

(46) “अनुज्ञप्तिधारी” का अभिप्राय उस व्यक्ति से है जिसे अधिनियम की धारा 14 के अन्तर्गत अनुज्ञापत्र स्वीकृत किया गया है तथा इसमें वह व्यक्ति भी शामिल है, जो अधिनियम की धारा 14 अन्तर्गत मानित अनुज्ञप्तिधारी है;

(47) किसी उत्पादन केन्द्र की इकाई के संदर्भ में “अधिकतम सतत् रटिंग (एमसीआर)” का अभिप्राय निर्माता द्वारा जनित्र अन्तस्थ पर निर्धारित प्राचलों (पैरामीटर्स) पर प्रत्याभूत अधिकतम सतत् उत्पादन से है एवं संयुक्त चक्रीय तापीय उत्पादन केन्द्र के ब्लाक के संदर्भ में अभिप्राय निर्माता द्वारा जनित्र अन्तस्थ पर निर्धारित प्राचलो (पैरामीटर्स) पर जल व भाप अन्तःक्षेपण के साथ प्रत्याभूत अधिकतम सतत् उत्पादन से है;

(48) “अधिकतम उपलब्ध क्षमता” का अभिप्राय जलीय केन्द्रों के लिये निम्नलिखित से है-

(क) पोण्डेज तथा भण्डारण प्रकार के विद्युत केन्द्रों युक्त रन-ऑफदरीवर विद्युत केन्द्र जलस्तर तथा प्रवाह की प्रचलित परिस्थितियों के अन्तर्गत उत्पादन केन्द्र की सभी चलित इकाइयों से अगले दिवस के चरम घण्टों से उपर मेगावाट में उत्पादित अधिकतम क्षमता:

बशर्ते कि इस प्रयोजनार्थ चरम घण्टे, 24 घण्टे की अवधि में तीन घण्टे से कम की नहीं होगी;

(ख) पोण्डेज रहित रन-ऑफ-रीवर उत्पादन केन्द्र:

जलस्तर तथा प्रवाह की प्रचलित परिस्थितियों के अन्तर्गत उत्पादन केन्द्र की सभी चालित इकाइयों से अगले दिवस में मेगावाट में उत्पादित अधिकतम क्षमता;

(49) “नवीन उत्पादन इकाई/केन्द्र” का अभिप्राय उस उत्पादन इकाई/केन्द्र से है, जो 01.04.2025 को या उसके बाद वाणिज्यिक परिचालन प्राप्त करती है;

(50) “गैर-टैरिफ आय” का अभिप्राय विनियमित व्यवसाय से सम्बन्धित टैरिफ से होने वाली आय के अलावा तथा अन्य व्यवसाय से होने वाली आय को छोड़कर, होने वाली अन्य आय से है तथा फुटकर आपूर्ति व्यवसाय वाले वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामलों में व्हीलिंग से होने वाली आय तथा प्रति आर्थिक सहायता अधिभार एवं व्हीलिंग के प्रभारों पर अतिरिक्त अधिभार से होने वाली प्राप्तियों के अलावा होने वाली अन्य आय से है;

(51) “परिचालन एवं संधारण व्यय” या “प. एवं सं. व्यय”

(क) किसी उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) के लिये अभिप्राय किसी उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) की परियोजना या उसके भाग के परिचालन एवं संधारण पर उपगत व्यय से है तथा इसमें जनशक्ति, मरम्मत, सुरक्षा, बीमा, स्पेयरों उपभोज्य वस्तुओं, जल प्रभार, याचिका दायर करने के शुल्क, लघु आस्तियां तथा अन्य उपरिव्यय पर किया गया व्यय शामिल है परन्तु इंधन व्यय अपवर्जित है;

(ख) किसी अनुज्ञप्तिधारी के लिये अभिप्राय प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा परिचालन एवं संधारण पर उपगत व्यय से है तथा इसमें जनशक्ति, सुरक्षा, बीमा, मरम्मत, स्पेयरों उपभोज्य वस्तुओं, याचिका दायर करने के शुल्क, अनुज्ञप्ति शुल्क, एएमसी एवं अन्य सेवा संविदायें, लघु आस्तियां तथा अन्य उपरिव्यय पर किया गया व्यय शामिल है;

(ग) रा.भा.प्रे.के. के लिये अभिप्राय रा.भा.प्रे.के. द्वारा परिचालन एवं संधारण पर उपगत व्यय से है तथा इसमें जनशक्ति, सुरक्षा, बीमा, मरम्मत, स्पेयरों, उपभोज्य वस्तुओं, एएमसी एवं अन्य सेवा संविदायें, याचिका दायर करने के शुल्क, लघु आस्तियां तथा अन्य उपरिव्यय पर किया गया व्यय शामिल है;

(52) “अन्य व्यवसाय” का अभिप्राय प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अधिनियम की धारा 41 या वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अधिनियम की धारा 51 के अन्तर्गत ऐसे प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी की परिसम्पतियों के इष्टतम उपयोग में लाये जाने के वाग्दत्त व्यवसाय से है;

(53) “संयंत्र भार घटक (प्लांट लोड फैक्टर)” का, किसी दी गयी अवधि के संदर्भ में अभिप्राय ऐसी अवधि में उस अवधि की अधिष्ठापित क्षमता के तदनु रूप, उर्जा की प्रतिशतता के रूप में व्यक्त भेजी गयी उर्जा से है और असका परिकलन नीचे दिये गये सूत्रानुसार किया जायेगा-

एन

$$\text{संयंत्र भार घटक (\%)} = 10000 \times \frac{\sum \text{एजी}_{\text{आई}}}{\text{एन} \times \text{आईसी}} \left(100 - \frac{\text{एयूएक्स}_{\text{एन}} - \text{एयूएक्स}_{\text{इएन}}}{\text{आईसी}} \right) \%$$

$$\text{आई} = 1$$

जबकि-

एन = दी गयी अवधि के दौरान, समय ब्लॉकों की संख्या

एजी_{आई} = ऐसी अवधि में आई वें समय ब्लॉक के लिए मे.वा. में वास्तविक एक्स-बस उत्पादन

आईसी = उत्पादन केन्द्र की मे.वा. में अधिष्ठापित क्षमता

एयूएक्स_{एन} = सकल उत्पादन के प्रतिशतता के रूप में व्यक्त मे.वा. में प्रासमिक सहायक उपभोग;

एयूएक्स_{इएन} = सकल उर्जा उत्पादन की प्रतिशतता के रूप में उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिये मानकीय सहायक उर्जा उपभोग, जहां भी लागू हो

वर्ष के दौरान वार्षिक वास्तविक संयंत्र भार घटक की संगणना उत्पादन कम्पनी द्वारा की जायेगी और रा.भा.प्रे.के. द्वारा प्रमाणित किया जायेगा।

(54) “परियोजना” का अभिप्राय किसी उत्पादन केन्द्र या प्रसारण तन्त्र, जैसी भी स्थिति हो, से है तथा किसी जलीय उत्पादन केन्द्र के मामले में इसमें उत्पादन सुविधा के सभी अवयव जैसे जलकपाट, शिखर व तल कार्य, मुख्य तथा नियामक जलाशय, बांध तथा अन्य जलीय कार्य, अन्तर्गग्रहण जल प्रवाहक तन्त्र शामिल हैं;

(55) “प्रारम्भिक उर्जा” का अभिप्राय अभिकल्प उर्जा तक, जलीय केन्द्र से वार्षिक रूप से उत्पादित उर्जा के परिमाण से है;

(56) ‘पम्पड भंडारण हाइड्रो उत्पादन स्टेशन’ का अभिप्राय ऐसे हाइड्रो स्टेशन से 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;

(57) “निर्धारित (रेटेड) वोल्टेज” का अभिप्राय निर्माता के अभिकल्प वोल्टेज, जिस पर प्रचालन हेतु प्रसारण तन्त्र या वितरण तन्त्र अभिकल्पित है या ऐसे निम्नतर वोल्टेज जिन पर, प्रयोक्ताओं के परामर्श से, अस्थाई रूप से लाइन प्रभारित की जाती है, से है;

(58) ‘संदर्भित ब्याज दर’ का अभिप्राय 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 से है;

(59) “विनियमित व्यवसाय” का अभिप्राय किसी विद्युत व्यवसाय से है, जिसे आयोग द्वारा विनियमित किया जाता है;

(60) इन विनियमों के प्रयोजनार्थ “अक्षय उर्जा स्रोतों” का अभिप्राय है तथा इसमें शामिल है, गैर-पारम्परिक अक्षय उत्पादन स्रोत जैसे लघु एवं सुक्ष्म जलीय, पवन तथा संयुक्त चक्रीय के साथ इसके संघटन सहित सौर बाँयोमास, बाँयो-ईंधन सहउत्पादन, शहरी/नगरपालिका अपशिष्ट तथा भारत सरकार के नवीन एवं अक्षय उर्जा, मंत्रालय द्वारा यथानुमोदित ऐसे अन्य स्रोत;

- (61) “फुटकर आपूर्ति व्यवसाय” का अभिप्राय वितरण अनुज्ञापत्रधारी द्वारा उसके अनुज्ञापत्र की शर्तों के अनुसार उसके उपभोक्ताओं को विद्युत विक्रय के व्यवसाय से है;
- (62) “रन-ऑफ-रीवर विद्युत केन्द्र” का अभिप्राय धारा प्रतिकूल पोण्डेज सहित या रहित जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों से है;
- (63) ‘पौंडेज के साथ अपवाह नदी उत्पादन स्टेशन’ का अभिप्राय विद्युत मांग के दैनिक हेरफेर को पूरा करने के लिए पर्याप्त पौंडेज के साथ हाइड्रो उत्पादन स्टेशन से है;
- (64) “विक्रय योग्य प्रारम्भिक उर्जा” का अभिप्राय विक्रय (एक्स-बस) हेतु उपलब्ध प्रारम्भिक उर्जा के परिमाण से है;
- (65) ‘नियत वाणिज्यिक संचालन तिथि या नियत सी.ओ.डी.’ से अभिप्राय नियोजन मंजूरी या विद्युत क्रय समझौता अथवा प्रसारण सेवा समझौता, यथास्थिति, के अन्तर्गत यथा सहमत या उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रस्तुत किये गये कोई अन्य दस्तावेज में यथा निर्दिष्ट वाणिज्यिक संचालन की तिथि पर आधारित पूंजी लागत की मंजूरी के समय आयोग द्वारा यथा निर्णित उत्पादन केन्द्र या उसकी उत्पादन इकाई या प्रसारण तंत्र या उसके अवयव की वाणिज्यिक संचालन की तिथि से होगा;
- (66) किसी समय ब्लॉक या किसी अवधि के लिए ‘अनुसूचित उत्पादन’ या ‘अनुसूचित अंतःक्षेपण’का अभिप्राय ग्रिड कोड के अनुसार राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दी गई आनुषंगिक सेवाओं के लिए अनुसूची सहित मेगावाट या मेगावाट घंटा एक्स-बस में उत्पादन या अंतःक्षेपण की अनुसूची से है;
- (67) किसी समय ब्लॉक या किसी अवधि के लिए ‘अनुसूचित आहरण’का अभिप्राय राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा दी गई आनुषंगिक सेवाओं के लिए अनुसूची सहित मेगावाट या मेगावाट घंटा एक्स-बस में आहरण की अनुसूची से है;
- (68) “नियत उर्जा” का अभिप्राय दी गयी समयावधि के लिये उत्पादन केन्द्र द्वारा ग्रिड में अन्तःक्षेपण की जाने वाली राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा नियत उर्जा की मात्रा से है;
- (69) “द्वितीयक उर्जा” का अभिप्राय जलीय उत्पादन केन्द्र पर वार्षिक रूप से अभिकल्प से अधिक उत्पादित उर्जा के परिमाण से है;
- (70) ‘लघु गैस टर्बाइन ऊर्जा उत्पादन स्टेशन’ का अभिप्राय है 50 मेगावाट या उसने कम की क्षमता रेंज में गैस टर्बाइन या ओपन साइकल गैस टर्बाइन /संयुक्त साइकल उत्पादन स्टेशन तथा सम्मिलित है;
- (71) “राज्य भार प्रेषण केन्द्र या रा.भा.प्रे.के.” का अभिप्राय, अधिनियम की धारा 31 के अन्तर्गत शक्तियों का उपयोग करने और प्रकार्यों के निर्वहन के प्रयोजन से राज्य सरकार द्वारा स्थापित केन्द्र से है;
- (72) “राज्य विद्युत समिति” (रा.वि.स.) का अभिप्राय आयोग द्वारा निर्धारित ग्रिड कोड के अन्तर्गत स्थापित राज्य विद्युत समिति है;

- (73) "वैधानिक अंकेक्षक" का अभिप्राय समय-समय पर यथासंशोधित कम्पनी अधिनियम, 2013 के प्रावधानों या तत्समय प्रवृत्त किसी अन्य कानून के अनुसार किसी उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा नियुक्त किये गये अंकेक्षक से है;
- (74) "संवैधानिक प्रभार" में कर, उपकर, शुल्क, रॉयल्टी तथा संसद या राज्य विधान मण्डल के अधिनियमों के माध्यम से या सम्बन्धित संविधियों के अन्तर्गत भारतीय सरकार अभिकरण द्वारा उद्गृहित अन्य प्रभार समाविष्ट है;
- (75) "भण्डारण प्रकार के विद्युत केन्द्र"का अभिप्राय मांग के अनुरूप विद्युत उत्पादन में परिवर्तन के लिये समर्थ हो सकने वाले वृहत् भण्डारण सहयुक्त जलीय उत्पादन केन्द्र से है;
- (76) "टैरिफ" का अभिप्राय उत्पादन, प्रसारण, रा.भा.प्रे.के., व्हीलिंग तथा विद्युतापूर्ति के प्रभारों की अनुसूची के साथ ही, उनकी प्रयुक्ति के लिये निबन्धनों व शर्तों से है;
- (77) "तापीय उत्पादन केन्द्र" का अभिप्राय उर्जा के अपने प्रारम्भिक स्रोत के रूप में जीवाश्म ईंधनों जैसे कि कोयला, लिग्नाइट, गैस, द्रव ईंधन या इनके संमिश्रण का उपयोग करते हुए विद्युत का उत्पादन करने वाले उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई से है;
- (78) "कार्य का संपादन विनियम" का अभिप्राय समय-समय पर यथा संशोधित राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (कार्य का संपादन) विनियम, 2021से है;
- (79) "प्रसारण व्यवसाय" का अभिप्राय प्रसारण लाइनों के स्थापित करने या परिचालन करने के व्यवसाय से है;
- (80) "प्रसारण हानि" का अभिप्राय किसी प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के प्रसारण तन्त्र में सब-स्टेशन में वातानुकूलन, रोशनी, बैटरी, चार्जिंग, सब-स्टेशन उपस्करों के उपांग आदि के प्रयोजनार्थ सहायक विद्युत उपभोग सहित की उर्जा हानि से है और उसे पृथक से लेखाबद्ध किया जायेगा;
- (81) "प्रसारण सेवा अनुबंध" का अभिप्राय प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी तथा प्रसारण सेवा/लाइनों के प्रयोगकर्ता के मध्य किये गये अनुबंध, संविदा, समझौता ज्ञापन या अन्य इसी प्रकार की प्रसंविदा से है;
- (82) "प्रसारण तन्त्र" का अभिप्राय सम्बद्ध सब-स्टेशनों के साथ या के बिना किसी लाइन या लाइनों के समूह से है तथा इसमें प्रसारण लाइनों एवं सब-स्टेशनों से सम्बद्ध उपकरण शामिल है;
- (83) प्रसारण प्रणाली के संबंध में 'परीक्षण प्रचालन' का वही अर्थ होगा जैसा कि राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड) विनियम 2024 में विनिर्दिष्ट है;
- (84) उत्पादन स्टेशन के संबंध में 'परीक्षण चालन' का वही अर्थ होगा जैसा कि राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड) विनियम 2024 में विनिर्दिष्ट है;

(85) किसी उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में “इकाई” का अभिप्राय, विद्युत जनित्र, इसके प्रमुख प्रस्तावक तथा सहायकों से है तथा संयुक्त चक्रीय ताप विद्युत उत्पादन केन्द्र के संदर्भ में कम्बशन टर्बाइन जनित्र, वेस्ट हीट रिकवरी बॉयलर, स्टीम टर्बाइन जनित्र तथा सहायक इसमें शामिल है;

(86) “उतराई स्थल” से अभिप्राय कोयला, लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन केन्द्र के भीतर उस स्थल से है जहां पर रैंक या ट्रक या अन्य परिवहन रीति से लाये गये कोयला या लिग्नाइट को उतारा जाता है;

(87) वाणिज्यिक संचालन तिथि से किसी उत्पादन केन्द्र, प्रसारण तन्त्र तथा वितरण तन्त्र की इकाई का “उपयोगी जीवन काल” के संबंध में अभिप्राय, निम्नालिखित से होगा, अर्थात्:

(क)	कोयला/लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन केन्द्र -	25 वर्ष
(ख)	गैस/तरल ईंधन आधारित तापीय उत्पादन केन्द्र -	25 वर्ष
(ग)	ए.सी. तथा डी.सी. सब-स्टेशन (गैस रोधित सब- स्टेशन सहित) -	25 वर्ष
(घ)	पम्पड भण्डारण जलीय उत्पादन केन्द्रों सहित जलीय उत्पादन केन्द्र-	40 वर्ष
(ङ)	प्रसारण लाइन (उच्च वोल्टेज ऐकान्तर तथा उच्च वोल्टेज सीधे करण्ट सहित) -	35 वर्ष
(च)	वितरण लाइनें तथा वितरण तन्त्र -	35 वर्ष

(88) “प्रयोक्ता” का अभिप्राय किसी अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी, किसी उस व्यक्ति जिसने कैप्टिव उत्पादन संयंत्र स्थापित किया है या खुले अभिगमन का उपभोग करने वाले उपभोक्ता, जो प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के प्रसारणतन्त्र या वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण तंत्र का उपयोग कर रहा है, से है;

(89) “व्हीलिंग” का अभिप्राय, परिचालन, जिसके द्वारा किसी प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण तंत्र तथा सहयुक्त सुविधाओं का किसी अन्य व्यक्ति द्वारा अधिनियम की धारा 62 के अन्तर्गत विनिर्धारित प्रभारों का भुगतान कर विद्युत के परिवहन हेतु उपयोग किया जाता है, से है;

(90) “वर्ष” का अभिप्राय, 31 मार्च को समाप्त होने वाले वित्तीय वर्ष से है, तथा

(i) “चालू वर्ष” का अभिप्राय उस वर्ष से होगा, जिसमें टैरिफ के विनिर्धारण हेतु याचिका दायर किये जाने के लिये अपेक्षित है;

(ii) “पिछले वर्ष” का अभिप्राय, चालू वर्ष के तत्काल विगत वर्ष से है;

(iii) “आगामी वर्ष” का अभिप्राय चालू वर्ष के अगले अनुवर्ती वर्ष से है।

(ब) इन विनियमों में प्रयुक्त उन शब्दों व अभिव्यक्तियों को जो यहां परिभाषित नहीं हैं किन्तु अधिनियम या आयोग के अन्य विनियमों में परिभाषित हैं, वही अर्थ होगा, जो अधिनियम या आयोग के अन्य विनियमों में हैं।

(स) इन विनियमों में उपयोग में आये संक्षेपणों का अर्थ संक्षेपणों में यथावर्णित होगा।

3. विनियमों का विषय क्षेत्र तथा प्रयोज्यता की सीमा

(1) ये विनियम निम्नलिखित मामलों के लिये प्रयुक्त होंगे:

(क) किसी उत्पादन कम्पनी द्वारा वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत की आपूर्ति (कैप्टिव उत्पादन संयन्त्र तथा अक्षय उर्जा स्रोतों को छोड़कर लेकिन लघु तथा सूक्ष्म जलीय संयन्त्र शामिल):

बशर्ते कि विद्युतापूर्ति की कमी की दशा में आयोग, उत्पादन कम्पनी तथा किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी या वितरण अनुज्ञापत्रधारियों के मध्य अनुबन्ध के अनुसार विद्युत के विक्रय या क्रय के लिये विद्युत की युक्तिसंगत कीमत सुनिश्चित करने हेतु टैरिफ की न्यूनतम तथा अधिकतम सीमा निर्धारित कर सकता है जो कि एक वर्ष से अधिक की अवधि के लिये नहीं होगी;

- (ख) विद्युत के राज्यान्तरिक प्रसारण;
- (ग) विद्युत के राज्यान्तरिक व्हीलिंग;
- (घ) रा.भा.प्रे.के. के व्ययों की वसूली के लिये;
- (ङ) विद्युत के फुटकर विक्रय:

बशर्ते कि किसी एक ही क्षेत्र में दो या अधिक वितरण अनुज्ञापत्रधारियों द्वारा विद्युत के वितरण के मामले में आयोग वितरण अनुज्ञापत्रधारियों के मध्य प्रतिस्पर्धा को प्रोन्नत करने हेतु विद्युत के फुटकर विक्रय के लिये टैरिफ की अधिकतम सीमा निर्धारित कर सकता है;

- (च) खुले अभिगमन का उपभोग करने हेतु, अधिनियम की धारा 42 की उप धारा (2) के प्रथम परन्तुक के अन्तर्गत व्हीलिंग प्रभारों के अतिरिक्त अधिभार;
- (छ) खुले अभिगमन का उपभोग करने हेतु अधिनियम की धारा 42 की उप धारा (4) के अन्तर्गत व्हीलिंग प्रभारों के अतिरिक्त, अधिभार।

(2) इन विनियमों में किसी बात के होते हुये भी आयोग, टैरिफ को अपना सकता है, बशर्ते कि ऐसी टैरिफ का विनिर्धारण जैसा कि अधिनियम की धारा 63 के अन्तर्गत यथा परिकल्पित है, केन्द्र सरकार द्वारा जारी किये गये दिशा-निर्देशों के अनुसार बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से किया गया है।

भाग-II

सामान्य सिद्धान्त

4. नियंत्रणावधि

इन विनियमों के अन्तर्गत नियंत्रणावधि 1 अप्रैल 2025 से शुरू होने वाले पांच (5) वित्तीय वर्षों की होगी।

5. टैरिफ विनिर्धारण तथा टैरिफ सिद्धान्त

(1) आयोग, इन विनियमों के सुसंगत प्रावधानों के अनुसार 01.04.2025 से शुरू होने वाली नियंत्रणावधि के दौरान उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति हो, द्वारा आवेदन किये जाने पर विनियम 3 के अन्तर्गत आवृत्त मामलों हेतु टैरिफ तथा प्रभारों का विनिर्धारण करेगा।

(2) टैरिफ सिद्धान्त, किसी उत्पादन कम्पनी, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, रा.भा.प्रे.के. तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये टैरिफ विनिर्धारण हेतु किये गये आवेदन पर प्रयुक्त होंगे।

(3) किसी उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों), प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, रा.भा.प्रे.के. तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये समग्र राजस्व आवश्यकता तथा टैरिफ व प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व की संगणना किये जाने हेतु, टैरिफ सिद्धान्त निम्नलिखित तत्वों पर आधारित होंगे:

(i) आवेदक आगामी वर्ष की समग्र राजस्व आवश्यकता (स.रा.आ.) विद्यमान टैरिफ तथा प्रस्तावित टैरिफ से अनुज्ञप्तिधारी प्रत्याशित राजस्व का पूर्वानुमान प्रस्तुत करेगा तथा आयोग उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों), प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, रा.भा.प्रे.के. तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये आगामी वर्ष हेतु स.रा.आ. तथा टैरिफ का निर्धारण करेगा:

(ii) अंकेक्षित लेखे बनाम अनुमोदित पूर्वानुमान तथा निष्पादनों में आवेदक के नियंत्रण वाले घटकों (नियंत्रणीय घटक) तथा आवेदक के नियंत्रण से बाहर वाले घटकों (अनियंत्रणीय घटक) द्वारा कारित विचलन के श्रेणीकरण के आधार पर पिछले वर्ष के व्ययों तथा राजस्व का ट्र्यूइंग-अप आयोग द्वारा किया जायेगा;

(iii) इन विनियमों में आयोग द्वारा यथा उल्लिखित अनियंत्रणीय घटकों के कारण अनुमोदित लाभों तथा हानियों को पारेषितकिये जाने की यंत्रविधि;

(iv) इन विनियमों में आयोग द्वारा यथा उल्लिखित नियंत्रणीय घटकों के कारण अनुमोदित लाभों तथा हानियों को पारेषितकिये जाने की यंत्रविधि;

(v) अनुमोदित पूर्वानुमान तथा ट्र्यूइंग-अप क्रिया के परिणामों पर आधारित नियंत्रणावधि के प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिये उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों), प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, रा.भा.प्रे.के. तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये वार्षिक टैरिफ का निर्धारण;

(4) इन विनियमों की अधिसूचना के पश्चात् अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. के पास नियंत्रण अवधि के किसी भी वर्ष के लिये स.रा.आ./टैरिफ याचिका दायर करते समय नियंत्रण अवधि की शेष अवधि के लिये बहुवर्षीय टैरिफ विनिर्धारण के लिये याचिका दायर करने का विकल्प होगा। यदि अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. बहुवर्षीय टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प देते हैं तो उन्हें समग्र राजस्व आवश्यकता का पूर्वानुमान, विद्यमान टैरिफ से प्रत्याशित राजस्व और नियंत्रण अवधि के प्रत्येक शेषवर्ष के लिये प्रस्तावित टैरिफ प्रस्तुत करनी होगी तथा नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिये आयोग स.रा.आ. एवं टैरिफ का विनिर्धारण करेगा:

बशर्ते कि यदि अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. ने बहुवर्षीय टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प दिया है तो उन्हें नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान गत वर्ष के लिये स.रा.आ. के ट्र्यूइंग-अप के लिये याचिका प्रस्तुत करनी होगी तथा गत वर्ष के ट्र्यूइंग-अप के आधार पर आगामी वर्ष के लिये स.रा.आ. और टैरिफ के पुनःनिर्धारण के लिये याचिका प्रस्तुत कर सकते हैं।

बशर्ते यह भी कि बहुवर्षीय टैरिफ निर्धारण का विकल्प चुनने वाली संबंधित कंपनी के प्रबंध निदेशक समय पर डू-अप याचिकायें दायर करने के लिये उत्तरदायी होंगे। यदि अनुज्ञप्तिधारी या राभाप्रेके इन विनियमों में निर्दिष्ट समय सीमा के भीतर गत वित्तीय वर्ष की डू-अप याचिका दायर नहीं करता है, तो वे बहुवर्षीय टैरिफ व्यवस्था के अंतर्गत वाधित टैरिफ वसूलने के हकदार नहीं होंगे तथा आयोग द्वारा निर्धारित शास्ति के लिये भी उत्तरदायी होंगे।

बशर्ते यह भी है कि किसी भी अतिरिक्त आय को अगली डू-अप याचिकाओं में उचित रूप से समायोजित किया जायेगा। यदि यह पाया जाता है कि अनुज्ञप्तिधारी या राभाप्रेके अत्यधिक लाभ कमा रहे हैं या डू-अप याचिका दायर न करने की स्थिति में आयोग टैरिफ को उचित रूप से संशोधित करने के लिये स्वतः आदेश जारी कर सकता है।

6. बहुवर्षीय टैरिफ (बवटै) नियंत्रणावधि के अन्तर्गत दायरीकरण

(1) प्रत्येक उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., प्रत्येक वर्ष के 30 नवम्बर तक, नियंत्रणावधि के दौरान निम्नलिखित आवेदन दायर करेगा:

(क) आगामी वर्ष के लिये सराआ के अनुमोदन तथा टैरिफ के निर्धारण हेतु याचिका

(ख) पिछले वर्ष की सराआ के अनुमोदन हेतु याचिका:

बशर्ते कि पिछली बहुवर्षीय टैरिफ नियंत्रणावधि के वर्षों के लिये ट्रयूंग अप, सम्बन्धित टैरिफ विनियमों के अन्तर्गत ही की जायेगी:

बशर्ते यह कि प्रत्येक उत्पादन केन्द्र/इकाई(इकाइयों) के सम्बन्ध में प्रत्येक उत्पादन कम्पनी, अनुज्ञप्तिधारी एवं रा.भा.प्रे.के. द्वारा, नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् विव 2025-26 के लिये सर.रा.आ. की स्वीकृति तथा टैरिफ के निर्धारण के लिए आवेदन को शासकीय राज-पत्र में इन विनियमों की अधिसूचना के चार सप्ताह के भीतर दायर करना होगा:

बशर्ते यह कि यदि अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. ने बहुवर्षीय टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प दिया है तो उन्हें नियन्त्रण अवधि के प्रत्येक शेषवर्ष के लिये सर.रा.आ. की स्वीकृति तथा टैरिफ के निर्धारण के लिए बहुवर्षीय टैरिफ याचिका को दायर करना होगा।

बशर्ते यह भी कि नियन्त्रण अवधि के प्रथम वर्ष अर्थात् विव 2025-26 के लिये, आयोग अंतरिम आधार पर प्रथक आदेश से विव 2024-25 की प्रयोज्य टैरिफ को, इन विनियमों के अन्तर्गत आयोग द्वारा जारी किये गये टैरिफ आदेश के अनुसार समायोजन के अध्यक्षीन, छः माह से अधिक न हो, की अवधि के लिये बढ़ा सकता है।

7. कतिपय परिवर्तनशीलता के लिये विशिष्ट प्रक्षेप-पथ

(1) आयोग पिछले निष्पादन को ध्यान में रखते हुये कतिपय परिवर्तनशीलताओं जैसे प्रसारण हानियां, वितरण हानियां या संग्रहण दक्षता सहित, परन्तु सीमित नहीं, हेतु नियंत्रणावधि के लिये प्रक्षेप-पथ निर्धारित कर सकता है,

(2) आयोग द्वारा विनियमों के अनुसार निर्धारित किये गये प्रक्षेप-पथ को आवेदक द्वारा उसके समग्र राजस्व आवश्यकता पूर्वानुमान तथा विनियम 11 के अनुसार टैरिफ तथा प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व में समावेशित करना होगा।

8. ट्रयूडिंग-अप

(1) उत्पादन कम्पनी की उसकी प्रत्येक उत्पादन केन्द्र/इकाई(इकाइयों), अनुज्ञप्तिधारियों एवं रा.भा.प्रे.के. के सम्बन्ध में समग्र राजस्व आवश्यकता तथा टैरिफ व प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व, इन विनियमों के अनुसार नियंत्रणावधि के दौरान व्ययों तथा राजस्व के ट्रयूडिंग-अप के अध्यक्षीन होगी।

(2) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. पिछले वर्षों के व्यय तथा राजस्व के ट्रयूडिंग-अप, इन विनियमों में निर्धारित समय सीमा के अन्दर - अन्दर आवेदन करेगी।

बशर्ते कि उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति हो, आयोग को, आयोग द्वारा अलग आदेश द्वारा समय-समय पर विहित किये जा सकने वाले प्रपत्र में, सूचना के साथ-साथ लेखांकन विवरण,निदेशकों का प्रतिवेदन, लेखा पुस्तकों के सारांश के साथ अन्य ऐसी सूचनायें प्रस्तुत करेगी जो कि समग्र राजस्व आवश्यकता के अनुमोदित पूर्वानुमान तथा टैरिफ व प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व से वित्तीय निष्पादन में किसी विचलन के कारणों तथा की सीमा के निर्धारण, हेतु आयोग द्वारा चाही गई हो।

(3) ट्रयूडिंग-अप का कार्यक्षेत्र, उत्पादन कम्पनी की उसकी प्रत्येक उत्पादन केन्द्र/इकाई(इकाइयों), अनुज्ञप्तिधारी एवं रा.भा.प्रे.के. के अनुमोदित समग्र राजस्व आवश्यकता तथा टैरिफ व प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व, से निष्पादन की तुलना किया जाना होगा तथा इसमें निम्नलिखित समाविष्ट होंगे-

- (क) पहले वित्तीय वर्ष के लिये आवेदक के अंकेक्षित निष्पादन की ऐसे पिछले वित्तीय वर्ष के अनुमोदित पूर्वानुमान से तुलना तथा विवेकी जांच के अध्यक्षीन व्ययों व राजस्व का ट्रयूडिंग-अप;
- (ख) पिछले वर्ष के लिये नियंत्रणीय तथा अनियंत्रणीय घटकों के कारण लाभों व हानियों का परिकलन;
- (ग) परिणामी राजस्व अन्तर/अधिशेष, आयोग के आदेशानुसार समायोजित किया जायेगा;
- (घ) आयोग द्वारा समय - समय पर जारी किये गये निर्देशों की अनुपालना की समीक्षा;
- (ङ) अन्य सुसंगत विस्तृतियां, यदि कोई हैं।

(4) ट्रयूडिंग-अप पूरा हो जाने पर आयोग इन विनियमों के अन्तर्गत निर्धारित परिवर्तियों के लिये किन्हीं विचलनों को आवेदक के नियन्त्रण (नियंत्रणीय घटकों) वाले या आवेदक के नियंत्रण से बाहर (अनियंत्रणीय घटकों) वाले घटकों को, उपरोपित करेगा।

(5) ट्रयूडिंग-अप पूरा हो जाने पर आयोग, उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. को नियंत्रणीय या अनियंत्रणीय घटकों के कारण अनुमोदित समग्र लाभ या हानि तथा उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या

रा.भा.प्रे.के. जिस कार्यविधि से ऐसे लाभ या ऐसी हानि को इन विनियमों के अनुसार पास-थ्रू करेगी (गा), अभिलिखित करते हुये एक आदेश पारित करेगा।

9. अनियंत्रणीय तथा नियंत्रणीय घटकों के कारण लाभ तथा हानि

(1) अनियंत्रणीय घटकों में आयोग द्वारा निर्धारित निम्नलिखित घटक, जो आवेदक के नियंत्रण से बाहर थे तथा कम नहीं किये जा सके, समाविष्ट होंगे:

(क) उच्च शक्ति घटनायें;

(ख) कानून में परिवर्तन, न्यायिक उद्घोषणायें तथा केन्द्र सरकार, राज्य सरकार या आयोग के आदेश;

(ग) अर्थव्यवस्था विस्तीर्ण प्रभाव जैसे- स्फीति दर में अप्रत्याशित परिवर्तन, बाजार ब्याज दरें, कर तथा वैधानिक उद्घाहयतायें;

(घ) कोयलें, तेल तथा समस्त प्राथमिक - द्वितीयक ईंधन कीमतों में विचलन के कारण ईंधन लागत में विचलन;

(ङ) वितरण अनुज्ञप्तिधारियों के लिये विद्युत क्रय व्ययों में विचलन;

(च) भाडा दरों में विचलन; तथा

(छ) उपभोक्ताओं की संख्या या उपभोक्ता मिश्रण अथवा उपभोक्ताओं को आपूरित विद्युत की प्रमात्रा में विचलन।

(2) आवेदक के कार्य निष्पादन, में कुछ निदर्शा परिवर्तन या प्रत्याशित परिवर्तन, जो आयोग द्वारा नियंत्रणीय घटकों को उपरोपित किये जा सकते हैं, में निम्नलिखित शामिल हैं, परन्तु उन तक ही सीमित नहीं हैं-

(क) प्रसारण हानियों, वितरण हानियों तथा संग्रहण दक्षता में विचलन;

(ख) निष्पादन प्राचलों जैसे- स्टेशन ताप दर, कोयला पारगमन हानियां, सहायक उपभोग, द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग आदि में विचलन;

(ग) परिचालन एवं संधारण व्ययों में विचलन।

(3) उत्पादन कम्पनी, या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. को अनियंत्रणीय घटकों के कारण अनुमोदित समग्र लाभ या हानि, उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. की टैरिफ में, एक ऐसी अवधि, जो आयोग द्वारा, इन विनियमों के अन्तर्गत पारित आदेश में, निर्धारित की जा सके, समायोजन के रूप में अनुज्ञात किया जायेगा।

(4) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी को नियंत्रणीय घटकों के कारण लाभ या हानि, निम्नलिखित मामलों को छोड़कर, उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रतिधारित या वहन किया जायेगा:

(क)स्टेशन ताप दर, सहायक उपभोग, द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग, जो विनियम 55 के अनुसार होगा; तथा
(ख)वितरण हानि, जो विनियम 74 के अनुसार होगी।

(5) उपरोक्त उप-विनियम (4) में कुछ अन्तर्विष्ट होते हुये भी ईंधन की कीमत तथा/या विद्युत क्रय की दर में परिवर्तनशीलता से उत्पन्न लाभ या हानि जो विनियम 87 में यथानिर्धारित व्यवहृत की जायेगी, के सम्बन्ध में प्रयुक्त नहीं होगी।

10. टैरिफ निर्धारण की कालावधि

(1) आयोग, टैरिफ सिद्धांतों के अन्तर्गत आवृत, उत्पादन कम्पनी के उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. की, कैप्टिव विद्युत संयन्त्र तथा अक्षय उर्जा स्रोतों के संयन्त्रों को छोडकर नियंत्रणावधि के दौरान प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिये, ऐसे वित्तीय वर्ष के प्रारम्भण पर निम्नलिखित को ध्यान में रखते हुये टैरिफ का निर्धारण करेगा:

(क) इन विनियमों के अन्तर्गत निर्धारित बहुवर्षीय टैरिफ सिद्धान्त;

(ख) उत्पादन कम्पनी तथा अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. के मामलों में ऐसे वित्तीय वर्ष(वर्षों) के लिये अनुमोदित समग्र राजस्व आवश्यकता पूर्वानुमान तथा टैरिफ व प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व;

(ग) पिछले वित्तीय वर्ष के लिये ट्रयूडिंग - अप का प्रभाव; तथा

(घ) व्ययों तथा राजस्व का ट्रयूडिंग - अप अपनाने के बाद टैरिफ में समायोजित करते हुए अनुमोदित लाभ व हानियां।

बशर्ते यह कि यदि अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. ने बहुवर्षीय टैरिफ निर्धारण का विकल्प चुना है, तो आयोग नियंत्रणावधि के प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिये, जिसके लिये याचिका दायर की गयी है, स.रा.आ. एवं टैरिफ का निर्धारण बहुवर्षीय टैरिफ याचिका की स्वीकृति के यथाअंश करेगा।

(2) किसी उत्पादन कम्पनी के उत्पादन केन्द्र/इकाई (इकाइयों) या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. के लिये टैरिफ, जहां कहीं प्रयोज्य है, ईंधन लागत तथा/या विद्युत क्रय दर समायोजन को छोडकर, सामान्यतः वर्ष में एक बार से अधिक निर्धारित नहीं की जायेगी।

11. समग्र राजस्व आवश्यकता के अनुमोदन तथा टैरिफ निर्धारण हेतु याचिका

(1) आवेदक, नियंत्रणावधि के आगामी वर्ष के लिये समग्र राजस्व आवश्यकता के पूर्वानुमान, विद्यमान टैरिफ और प्रस्तावित टैरिफ से प्रत्याशित राजस्व, प्रयोज्य शुल्क के साथ प्रस्तुत करेगा। प्रत्याशित राजस्व तथा व्यय की संगणना किये जाने तथा टैरिफ निर्धारण हेतु सूचनार्ये प्रस्तुत किये जाने के लिये, आरूप ऐसे होंगे जो आयोग द्वारा समय-समय पर पृथक आदेश द्वारा निर्धारित किये गये हैं।

(2) आवेदक समग्र राजस्व आश्यकता के पूर्वानुमान, पृथक परिवर्तियों के आचरण से सम्बन्धित पूर्वधारणाओं, जिसमें वर्ष के दौरान समग्र राजस्व आवश्यकता समाविष्ट है, का उपयोग करते हुये विकसित करेगा।

(3) आवेदक, टैरिफ तथा प्रभारों से प्रत्याशित राजस्व का पूर्वानुमान निम्नलिखित के आधार पर विकसित करेगा:

(क) उत्पादन कम्पनी के मामले में, वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को विनिहित क्षमता का अनुमान तथा नियंत्रणावधि में आगामी वित्तीय वर्ष के लिये प्रत्येक इकाई/केन्द्र द्वारा प्रत्याशित उर्जा उत्पादन;

(ख) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में, प्रसारण तंत्र प्रयोक्ताओं को विनिहित प्रसारण क्षमता के अनुमान तथा नियंत्रणावधि में आगामी वित्तीय वर्ष के लिये पारेषित की जाने वाली प्रत्याशित उर्जा;

(ग) रा.भा.प्रे.के. के मामले में, नियंत्रणा अवधि के भीतर आगामी वित्तीय वर्ष के लिये संचालन प्रभारों का प्राक्कलन;

(घ) वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में, उपभोक्ताओं को आपूरित तथा वितरण तंत्र प्रयोक्ताओं के निमित्त नियंत्रणावधि में आगामी वित्तीय वर्ष के लिये व्हील की जाने वाली विद्युत की मात्रा का अनुमान;

(ङ) आवेदन किये जाने की तिथि को प्रचलित टैरिफ।

(4) पिछले वर्ष के लिये सूचनायें अंकेक्षित लेखों पर आधारित होनी चाहिए और यदि पिछले वर्ष के लिये अंकेक्षित लेखे उपलब्ध नहीं हैं, तो पिछले वर्ष से तत्काल विगत वर्ष के अंकेक्षित लेखे भी पिछले वर्ष के अनांकेक्षित लेखों के साथ दायर किये जाने चाहिए।

(5) याचिका में निम्नलिखित शामिल होंगे :

(क) चालू टैरिफ तथा सभी प्रयोज्य निबन्धन व शर्तें तथा चालू टैरिफ से आगामी वर्ष या उस अवधि जिसके लिये टैरिफ का निर्धारण किया जाना है, का एक विवरण;

(ख) राज्य सरकार से प्राप्त या बकाया आर्थिक सहायता की संगणना, उपभोक्ता, जिन्हें यह निर्देशित है तथा यह दर्शाते हुये कि इन उपभोक्ताओं पर प्रयोज्य चालू तथा प्रस्तावित टैरिफ में आर्थिक सहायता को किस प्रकार प्रतिबिम्बित किया जाता है, की संपूर्ण विस्तृतियों का एक विवरण पत्र। इस विवरण में उन उपभोक्ताओं को बिना आर्थिक सहायता के संगणित टैरिफ भी शामिल होगी। आर्थिक सहायता की संगणनायें उस अवधि जिसके लिये टैरिफ क्रियान्वित की जानी हैं, की स्थिति की तुलना करेगी;

(ग) वार्षिक राजस्व में अनुमानित परिवर्तन जो प्रस्तावित टैरिफ की अवधियों, जिनमें उन्हें क्रियान्वित किया जाना है, से परिवर्तन के परिणामी होंगे, का एक विवरण पत्र;

(घ) लेखों का वार्षिक विवरण तथा निदेशकों के प्रतिवेदन सहित वार्षिक प्रतिवेदन व सांख्यिकी के साथ चालू पिछले व आगामी वर्ष के लिये इसकी गतिविधियों का लेखा। गतिविधियों के प्रतिवेदन में विभिन्न निष्पादन प्राचलों के बारे में लक्ष्य तथा उपलब्धियां भी इंगित की जायेगी;

- (इ) किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में, अगर प्रस्तावित टैरिफ वित्तीय वर्ष शुरू होने के बाद लागू की जानी है, वित्तीय वर्ष के शेष महीनों के दौरान प्रत्येक प्रस्तावित टैरिफ आशुधनों के अन्तर्गत प्रत्याशित राजस्व तथा आपूरित विद्युत के परिमाण के अनुपात का एक विवरण पत्र शामिल होगा;
- (च) किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में उपभोक्ता की प्रत्येक श्रेणी के बारे में बाह्य आर्थिक सहायता तथा प्रति आर्थिक सहायता को छोड़कर वोल्टेज वार आपूर्ति की लागत की विस्तृत संगणनायें;
- (छ) विद्यमान टैरिफ तथा प्रस्तावित टैरिफ में प्रति आर्थिक सहायता की राशि की संगणनायें दर्शाते हुये एक विवरण पत्र;
- (ज) प्रस्तावित टैरिफ परिवर्तनों के लिये तर्काधार देते हुये एक व्याख्यात्मक टिप्पणी;
- (झ) यदि अनुज्ञप्तिधारी, विनियम 38 अन्तर्गत यथा-उल्लेखित किसी अन्य व्यवसाय में प्रयुक्त है, तो अनुज्ञप्तिधारी निम्नलिखित सूचनायें प्रस्तुत करेगा:
- (1) अन्य व्यवसाय का नाम तथा विवरण जिसमें अनुज्ञप्तिधारी प्रयुक्त है;
 - (2) ऐसे प्रत्येक व्यवसाय के लिए, पिछले वर्ष में उत्पादित, चालू वर्ष के दौरान अनुमानित तथा आगामी वर्ष के लिये प्रक्षेपित राजस्व की राशि;
 - (3) उपर्युक्त राजस्व के उत्पादन के लिये अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रयोग में लाई गई अनुज्ञप्त व्यवसाय की परिसंपत्तियां;
 - (4) उपर्युक्त राजस्व के उत्पादन में खर्च किया गया व्यय, प्रत्येक व्यवसाय के लिये पृथक - पृथक;
 - (5) क्या इन व्ययों को अनुज्ञप्तिधारी की स.रा.आ. में पहले ही शामिल कर लिया गया है? पूर्ण रूप से या आंशिक रूप से, यदि आंशिक रूप से, तो संविभाजन का अनुपात तथा आधार प्रस्तुत किया जाना है।
- (ञ) सम्बन्धित अनुज्ञापत्र द्वारा चाही गई या आयोग द्वारा निर्धारित अन्य कोई सूचना।
- (6) यदि किसी व्यक्ति के पास एक से अधिक अनुज्ञापत्र है तथा/या वितरण अथवा प्रसारण के एक से अधिक क्षेत्र के लिये मानित अनुज्ञप्तिधारी है, तो वह उपर्युक्तानुसार प्रत्येक अनुज्ञापत्र या प्रसारण अथवा वितरण के क्षेत्र के लिये पृथक संगणनायें प्रस्तुत करेगा। इसी प्रकार उत्पादन कम्पनी, उत्पादन केन्द्रवार संगणनायें प्रस्तुत करेगी।
- (7) उत्पादन केन्द्र के स्वामित्व और उसे परिचालित करने वाला वितरण अनुज्ञप्तिधारी, उत्पादन, इसके अनुज्ञप्त व्यवसाय तथा अन्य व्यवसाय के पृथक लेखे संधारित व प्रस्तुत करेगा।
- (8) अन्तरण कीमत या ईंधन की उतराई तक लागत के निर्धारण हेतु याचिका:
- (क) कोई भी व्यक्ति, जो कैप्टिव खान का स्वामी है या जिसे कैप्टिव खान आवंटन की गई है या जिसे तापीय विद्युत केन्द्र को ईंधन की आपूर्ति के लिये खनन हेतु भू-उपयोग का अधिकार दिया गया है वह खान मुख पर ईंधन अन्तरण कीमत निर्धारण के लिये, यदि वह सरकार या सरकार अनुमोदित तंत्र या ईंधन विनियामक द्वारा विनिर्धारण नहीं है, तो आयोग को याचिका दायर कर सकता है। याचिका में परियोजना के मुख्य लक्षणों के साथ-साथ अनुमोदित खनन योजना तथा अन्य वांछित सूचनायें उदाहरणार्थ वार्षिक खनन

क्षमता, खान आरक्षित ईंधन की उपलब्धता की अवधि, धुलाई/लाभार्थी योजना, वित्तीय पैकेज, निष्पादन प्राचल, संदर्भ कीमत स्तर, प्रारम्भिक लागत का परिशोधन आदि का समावेश होगा।

(ख) याचिका, खनन कार्य से पूर्व खान मुख पर अन्तरण कीमत के अनन्तिम निर्धारण के लिये भी दायर की जा सकती है। इस प्रकार का अनन्तिम निर्धारण अन्तिम अन्तरण कीमत के निर्धारण के लिये मार्गदर्शक घटक होगा।

(9) यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियमों के अन्तर्गत याचिका, अनुबद्धित तिथि के तीन माह के अन्दर-अन्दर दायर नहीं करता है, तो आयोग अपने स्तर पर स्व प्रस्ताव से टैरिफ निर्धारण की कार्यवाही प्रारम्भ कर सकता है।

बशर्ते कि किसी नियंत्रणावधि के वित्तीय वर्ष विशेष के लिये निर्धारित टैरिफ, जब तक कि आयोग ऐसी टैरिफ की उत्तरवर्ती वित्तीय वर्षों के लिये क्रमिकता अनुमत नहीं कर देता है, केवल ऐसे वित्तीय वर्ष की समाप्ति तक प्रयोज्य होगी।

(10) टैरिफ याचिकायें अंग्रेजी में प्रस्तुत की जायेंगी जिनके साथ हिंदी अनुवाद या विलोमतः भी संलग्न होगी। सूत्रों के साथ कार्य-पन्नों सहित टैरिफ याचिका की सॉफ्ट प्रति भी आयोग को प्रस्तुत की जायेगी।

12. आयोग द्वारा आदेश

(1) समय-समय पर यथासंशोधित राविविआ (कार्य का संपादन) विनियम, 2021 के अनुसार याचिका को पंजीकृत कर लिये जाने के पश्चात् आयोग अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी या रा.भा.प्रे.के. को निम्नलिखित के प्रस्तुतीकरण के लिये कह सकता है :

(क) आयोग को आवेदक की संगणनाओं के निर्धारण में समर्थ होने के लिये आयोग द्वारा उपयुक्त समझे जाने वाली अन्य अग्रतर सूचनायें, विशिष्टियां तथा प्रलेख; या

(ख) यदि आयोग आवेदक की संगणनाओं को इन विनियमों के अनुरूप नहीं मानता है तो एक संशोधित याचिका।

(2) सूचना प्राप्त होने के पश्चात् या अन्यथा प्रकार से आयोग, समय-समय पर यथा संशोधित राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (कार्य का संपादन) विनियम, 2021 के प्रावधानों के अनुसार कार्यवाही प्रवर्तित करने के बारे में उपयुक्त आदेश जारी कर सकता है।

(3) आवेदक आयोग द्वारा निर्धारित समय में याचिका के मुख्य लक्षणों को उसके आपूर्ति क्षेत्र में व्यापक प्रसार वाले दो अग्रणी समाचार पत्रों, एक हिन्दी तथा एक अंग्रेजी तथा उत्पादन कम्पनी होने की दशा में राज्य में व्यापक प्रसार वाले समाचार पत्रों में आयोग द्वारा इंगित रीति से प्रकाशित करेगा। आयोग, अपेक्षित होने पर, आवेदक को अतिरिक्त सूचना प्रकाशित करने के लिये कह सकता है तथा आवेदक भी प्रकाशित होने वाली सूचना में अतिरिक्त सूचना जोड़ सकता है।

(4) अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनीया रा.भा.प्रे.के., आयोग द्वारा समय-समय पर चाही जाने वाली अतिरिक्त सूचना आयोग को प्रस्तुत करेगा।

(5) उसके पश्चात् आयोग अधिनियम तथा इन विनियमों के अनुसार स.रा.आ. तथा टैरिफ का निर्धारण करेगा। आयोग द्वारा निर्धारित की गयी टैरिफ, राज्य सरकार द्वारा आर्थिक सहायता की वचनबद्धता को ध्यान में रखे बिना होगी। आयोग, राज्य सरकार द्वारा इंगित उपभोक्ताओं की श्रेणियों के लिये आर्थिक सहायता की वचनबद्धता, जो अग्रिम रूप से दी जानी है, को ध्यान में रखते हुये सहायता प्राप्त टैरिफ का भी निर्धारण करेगा।

13. राज्य सरकार द्वारा आर्थिक सहायता

(1) यदि राज्य सरकार को आयोग द्वारा निर्धारित टैरिफ में किसी उपभोक्ताओं की श्रेणी को किसी प्रकार की आर्थिक सहायता स्वीकृत करनी है तो वह आर्थिक सहायता स्वीकृत किये जाने से प्रभावित अनुज्ञप्तिधारी/व्यक्ति को क्षतिपूर्ति के लिये राशि का, इस विनियम में निर्धारित रीति से, अग्रिम रूप से भुगतान करेगी।

(2) प्रत्येक श्रेणी के लिये टैरिफ का निर्धारण आयोग द्वारा किसी भी आर्थिक सहायता पर विचार किये बिना किया जायेगा। यदि सरकार द्वारा आर्थिक सहायता प्रदान की जाती है, तो परिणामतः इस श्रेणी के उपभोक्ताओं द्वारा देय राशि कम हो जायेगी।

(3) यदि आर्थिक सहायता की राशि 5 करोड़ रुपये से अधिक है तो आर्थिक सहायता का भुगतान मासिक रूप से किया जायेगा, जबकि यदि राशि 5 करोड़ रुपये से कम है तो आर्थिक सहायता का भुगतान वार्षिक रूप से किया जायेगा।

(4) वितरण अनुज्ञप्तिधारी, संबंधित तिमाही की समाप्त तिथि से तीस दिन के भीतर आयोग को त्रैमासिक रिपोर्ट प्रस्तुत करेगा, जिसमें वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा संबंधित तिमाही के दौरान राज्य सरकार की दी गयी आर्थिक सहायता की मांगों के संबंध में ब्यौरा होगा, जो आर्थिक सहायता प्राप्त श्रेणी द्वारा उपभोग की गयी ऊर्जा के लेखों और राज्य सरकार द्वारा घोषित प्रति यूनिट आर्थिक सहायता के उपभोक्ता श्रेणीवार पर आधारित होगा, अधिनियम की धारा 65 के अनुसार आर्थिक सहायता का वास्तविक भुगतान और बकाया और भुगतान की गयी आर्थिक सहायता में अंतर तथा अन्य प्रासंगिक विवरण, जैसा कि आयोग और/या विद्युत मंत्रालय द्वारा विद्युत अधिनियम 2003 के प्रावधानों के अंतर्गत बनाये गये नियमों के अंतर्गत निर्दिष्ट किया जा सकता है। अनुपालन न किये जाने की स्थिति में, आयोग अनुज्ञप्तिधारी को संबंधित अधिकारी के विरुद्ध उचित कार्यवाही करने का निर्देश दे सकता है।

(5) अधिनियम की धारा 65 के अंतर्गत देय आर्थिक सहायता का लेखांकन वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इस संबंध में केन्द्रीय सरकार द्वारा जारी मानक प्रचालन प्रक्रियाओं के अनुसार किया जायेगा।

(6) यदि आर्थिक सहायता का लेखांकन और आर्थिक सहायता के लिये बिल तैयार करना अधिनियम या इसके अंतर्गत जारी नियमों या विनियमों के अनुसार नहीं पाया जाता है, तो आयोग इस खाते पर कोई लागत की अनुमति नहीं देगा और अधिनियम के प्रावधानों के अनुसार गैर-अनुपालन के लिये अनुज्ञप्तिधारी के विरुद्ध उचित कार्यवाही कर सकता है।

14. टैरिफ का प्रकाशन

(1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग के आदेश में निर्धारित समय के अन्दर-अन्दर टैरिफ के मुख्य लक्षण अपने आपूर्ति क्षेत्र में व्यापक प्रसार वाले दो, एक हिन्दी तथा एक अंग्रेजी, दैनिक समाचार पत्रों में प्रकाशित करेगा। टैरिफ, आदेश में अनुबद्ध तिथि से केवल इस प्रकार के प्रकाशन के बाद ही लागू होगी तथा तब तक लागू रहेगी जब तक टैरिफ में कोई संसोधन आयोग द्वारा अनुमोदित व वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रकाशित नहीं किया जाता है।

(2) उपभोगताओं की प्रत्येक श्रेणी के लिए टैरिफ वितरण अनुज्ञप्तिधारी की वेबसाइट पर प्रदर्शित की जाएगी एवं उपभोगताओं को ईंधन अधिभार और अन्य प्रभारों को छोड़कर टैरिफ में परिवर्तन की सूचना वितरण अनुज्ञप्तिधारी की वेबसाइट के साथ ऊर्जा बिलो या लघुसंदेशों सेवा या मोबाइल एप्लिकेशन और इसी प्रकार के अन्य तरीकों के माध्यम से की जाएगी।

(3) उत्पादन कम्पनी तथा प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. आदेश की तिथि से 15 दिवस में वेबसाइट पर टैरिफ की प्रमुख विशिष्टियां प्रकाशित करेंगे।

15. टैरिफ आदेशों का सम्प्रेषण

आयोग, आदेशों किये जाने के सात दिवस के अन्दर-अन्दर, आदेश की एक प्रति राजस्थान सरकार, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण, आवेदक को भिजवायेगा तथा अपनी वेबसाइट पर आदेश को प्रदर्शित करेगा। आयोग, कथित आदेश की प्रति आयोग द्वारा निर्धारित शुल्क के भुगतान किये जाने पर, किसी भी व्यक्ति को भी उपलब्ध करवायेगा।

भाग -III

लागत तथा प्रतिफल के परिकलन हेतु वित्तीय सिद्धान्त

16. पूंजीगत लागत तथा पूंजी संरचना

(1) विद्यमान परियोजनाओं के मामलों में, आयोग द्वारा 01.04.2025 से पूर्व स्वीकार की गई पूंजीगत लागत तथा नियंत्रणावधि 2025-26 से 2029-30 तक के सम्बन्धित वर्ष के लिये आयोग द्वारा स्वीकार किये जा सकने वाले, प्रक्षेपित उपगत किये जाने वाले अतिरिक्त व्यय, टैरिफ निर्धारण हेतु, आधार होंगे।

(2) किसी नयी परियोजना की पूंजीगत लागत में शामिल होंगे -

(क) ऐसा उपगत खर्चा, निर्माण के दौरान ब्याज तथा वित्त पोषण प्रभारों व निर्माण के दौरान, परियोजना की वाणिज्यिक परिचालन तिथि तक, ऋण पर विदेशी विनियम जोखिम विचलन के कारण लाभ या हानि सहित, जो विवेकी जांच के पश्चात् आयोग द्वारा स्वीकृत किया गया है।

(ख) इस विनियम में उल्लेखित उच्चतम दर के अध्यक्षीन पूंजीकृत प्रारम्भिक स्पेयर्स, तथा

(ग) विनियम 17 के अन्तर्गत निर्धारित अतिरिक्त पूंजीकरण के कारण व्यय एवं विपूंजीकरण:

बशर्ते कि ऐसी सम्पत्ति जो परियोजना का भाग है लेकिन उपयोग में न लाई गयी या उपयोग में न आ रही, को पूंजीगत से हटा दिया जायेगा।

(घ) वाणिज्यिक संचालन तिथि से पहले ईंधन लागत से अधिक अस्थिर विद्युत के विक्रय से राजस्व के कारण समायोजन।

(ङ) वाणिज्यिक संचालन के पहले आस्तियों के प्रयोग द्वारा प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उपाजित राजस्व का समायोजन;

(च) कम भार पर उत्पादन के लचीले संचालन को सक्षम करने के लिये आवश्यक व्यय;

(3) विद्यमान एवं नई जलीय उत्पादन केन्द्र के मामले में पूंजी लागत में राष्ट्रीय पुनःस्थापन एवं पुनर्यवस्थापन नीति के अनुरूप परियोजना की स्वीकृत वाणिज्यिक संचालन के पहले योजना की लागत एवं यथा स्वीकृत वाणिज्यिक संचालन के पहले पैकेज भी सम्मिलित होगा।

(4) विद्यमान एवं नई परियोजनाओं की पूंजी लागत में से निम्नलिखित को अपवर्जित किया जायेगा:

(क) परियोजना की अंगभूत आस्तियां, परन्तु उपयोग में नहीं है (टैरिफ याचिका दायर करते समय घोषित की जाने वाली);

(ख) प्रतिस्थापन या उन्नयन अप्रचलन के कारण हटाया जाने या एक परियोजना से दूसरी परियोजना को स्थानान्तरण के वाणिज्यिक कारण संचालन की तिथि के पश्चात् आस्तियों का विपूंजीकरण;

(ग) जलीय विद्युत केन्द्रों के मामलों में, पारदर्शी प्रक्रिया को अपनाते हुए राज्य सरकार द्वारा आबंटित परियोजना स्थल को प्राप्त करने के लिये परियोजना विकासक द्वारा उपगत किये गये या उपगत किये जाना वाला कोई भी व्यय;

(घ) अक्षय उर्जा पर आधारित उत्पादन केन्द्र से विद्युत उत्पादन के लिये उपयोग की जा रही, विद्यमान परियोजना की भूमि की अनुपातिक लागत;

(ङ) परियोजना के कार्यान्वयन के लिये केन्द्र या राज्य सरकार या कोई भी वैधानिक निकाय/मण्डल या प्राधिकारी से प्राप्त अनुदान जिसके पुनर्भुगतान का कोई दायित्व नहीं है।

(5) पूंजीगत लागत आयोग द्वारा विवेकी जांच के पश्चात् स्वीकर की जायेगी तथा टैरिफ के निर्धारण का आधार होगी।

बशर्ते कि कम्पनी के अंकेक्षित लेखों पर आधारित कार्य के मूल विषय क्षेत्र हेतु वाणिज्यिक परिचालन तिथि का वास्तविक व्यय पर, आयोग द्वारा विवेकी जांच के अध्यक्षीन, विचार किया जा सकता है। यदि कार्य के मूल विषय क्षेत्र से अधिक पूंजीगत लागत में वृद्धि के लिये पर्याप्त औचित्य बता दिया जाता है तो विवेकी जांच के दौरान आयोग द्वारा उस पर विचार किया जा सकता है।

(6) विवेकी जांच में पूंजीगत व्यय के औचित्य, वित्त पोषण योजना, निर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत लंघन की संविक्षा तथा ऐसे अन्य मामले जो आयोग द्वारा टैरिफ निर्धारण के लिये उपयुक्त माने जा सकें, सम्मिलित हो सकते हैं। पूंजीगत लागत की विवेकी जांच करते समय आयोग देखेगा कि क्या उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. परियोजना के निष्पादन के समय अपने फैसलों व निर्णयों में सावधान रहे हैं या परियोजना के निष्पादन में सावधान व सतर्क रहे हैं।

(7) जहां विद्युत क्रय अनुबन्ध या प्रसारण अनुबन्ध या व्हीलिंग अनुबन्ध में पूंजीगत लागत की उच्चतम सीमा दे रखी है, तो माने जाने वाली पूंजीगत लागत ऐसी उच्चतम सीमा से अधिक नहीं होगी।

(8) प्रारम्भिक स्पेयर को निम्नलिखित उच्चतम प्रतिमानों के अध्यधीन विच्छेदक तिथि तक की संयंत्र एवं मशीनरी की लागत की प्रतिशतता के रूप में पूंजीकृत किया जायेगा:

(क)कोयला आधारित/लिग्नाइट प्रज्वलित तापीय उत्पादन केन्द्र,	4.00%
(ख)गैस-टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय तापीय उत्पादन केन्द्र,	4.00%
(ग)जलीय उत्पादन केन्द्र, सहित पम्प भण्डारण जलीय उत्पादन केन्द्र,	4.00%
(घ)उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली	4.00%
(इ) प्रसारण तंत्र	
प्रसारण लाइन	1.00%
प्रसारण सब-स्टेशन	
-ग्रीन फील्ड	4.00%
- ब्राउन फील्ड	6.00%
क्रमबद्ध प्रतिपूर्ति उपकरण एवं एचवीडीसी स्टेशन	4.00%
गैस अवरोधी सब-स्टेशन	
-ग्रीन फील्ड	5.00%
- ब्राउन फील्ड	7.00%
संचार प्रणाली	3.50%
स्थैतिक तुल्यकाली क्षतिपूरक	6.00%
(च) वितरण तंत्र	
वितरण लाइन	2.00%
वितरण सब-स्टेशन	4.00%

बशर्ते कि जहां पर उत्पादन केन्द्र में कोई प्रसारण उपकरण उत्पादन परियोजना का अंश बना रहा है, तो ऐसे उपकरण के लिये प्रारम्भिक स्पेयरों के लिये उच्चतम प्रतिमान इन विनियमों के अन्तर्गत प्रसारण तंत्र के लिये विनिर्दिष्ट उच्चतम प्रतिमानों के अनुसार होंगे:

बशर्ते यह कि किसी प्रसारण परियोजना का एक बार प्रारम्भण हो गया है तो ट्रयूईंग-अप के समय प्रसारण परियोजना के अनुरूप संयंत्र एवं मशीनरी की लागत के आधार पर प्रारम्भिक स्पेयरों की लागत को सीमित किया जायेगा:

बशर्ते यह भी कि प्रारम्भिक स्पेयरों की लागत की संगणना के प्रयोजनार्थ संयंत्र एवं मशीनरी की लागत के आई.डी.सी., वित्तीय प्रभार, उपरी व्यय, भूमि की लागत एवं सिविल संकर्मों की लागत को अपवाजित करते हुये विच्छेदक तिथि को यथा परियोजना लागत के संयंत्र एवं मशीनरी की लागत के विचारित किया जायेगा।

(9) विदेशी मुद्रा ऋणों की अदला - बदली (स्वैपिंग) अनुज्ञात की जायेगी। अदला - बदली की लागत तथा उसके बाद के ब्याज प्रभारों पर आयोग द्वारा विवेकी जांच के पश्चात् विचार किया जायेगा। उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. अदला-बदली वाले ऋणों की पूर्ण विशिष्टियां उपलब्ध करवायेंगे। अदला-बदली की लागत, ब्याज तथा वित्त प्रभारों के प्रति मानी जायेगी।

(10) समता पूंजी के सापेक्ष अंश तथा ऋण के सम्बन्ध में पूंजी की पुनर्संरचना परियोजना की अवधि के दौरान अनुमत की जायेगी, बशर्ते कि यह टैरिफ को प्रतिकूल प्रभावित नहीं करती हो। ऐसी पुनर्संरचना से हुये परिलाभ, उत्पादन कम्पनी के मामलें में क्षमता प्रभार में भागीदारी रखने वाले व्यक्तियों तथा प्रसारण या वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामलें में राज्यान्तरिक खुले अभिगमन वाले ग्राहकों को या ऐसे अनुज्ञप्तिधारी के मामलें में उपभोक्ताओं को दिये जायेंगे।

17. अतिरिक्त पूंजीकरण

(1) वाणिज्यिक परिचालन तिथि के पश्चात् तथा विच्छेदक तिथि तक, विधिवत् अंकेक्षित, वास्तव में कार्य के मूल विषय क्षेत्र के भीतर उपगत नयी परियोजना या विद्यमान परियोजना के सम्बन्ध में निम्नलिखित पूंजीगत व्यय, आयोग द्वारा, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, कार्य के मूल विषय क्षेत्र के प्रति माने जा सकते हैं -

(क) भावी दिनांक को भुगतान किये जाने को मान्य किये गये अमुक्त दायित्वों के कारण,

(ख) निष्पादन के लिये आस्थगित कार्यों पर,

(ग) मध्यस्थ के पंचाट की पूर्ति के लिये या संवैधानिक प्रधिकारी के आदेश या निदेश की पालना के लिये या न्यायालय की डिक्री या आदेश के समाधान के लिये दायित्व;

(घ) विच्छेदक तिथि के भीतर कानून में परिवर्तन या किसी विद्यमान कानून प्रदान जिसे कार्य के मूल विषय क्षेत्र में प्रदान नहीं किया गया है, की पालना के कारण;

(ङ) मूल परियोजना लागतों में सम्मिलित किये गये प्रारम्भिक स्पेयरों के, विनियम 16(8) में निर्धारित उच्चतम प्रतिमान के अध्यक्षीन, खरीद पर।

(च) दैवी आपत घटनायें।

बशर्ते कि कार्य के मूल विषय क्षेत्र में सम्मिलित किये गये कार्य की विस्तृतियों, व्यय के अनुमानों सहित अनन्तिम टैरिफ के आवेदन के साथ प्रस्तुत की जायेगी।

बशर्ते यह भी कि अमुक्त दायित्वों तथा निष्पादन के लिये आस्थगित कार्यों की सूची उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक परिचालन तिथि के पश्चात् अन्तिम टैरिफ के आवेदन के साथ प्रस्तुत की जायेगी।

बशर्ते यह भी कि उत्पादन कम्पनी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., यथास्थिति, भावी दिनांक को भुगतान किये जाने को मान्य किये गये दायित्व, व्यय के अनुमानों सहित कार्य मूल विषय क्षेत्र में सम्मिलित आस्तियों-वार/कार्य-वार संकर्मों का ब्यौरा एवं निष्पादन के लिये आस्थगित संकर्मों का उनका कारण देते हुए, प्रस्तुत करेंगे।

(2) विच्छेदक तिथि के पश्चात् नयी परियोजना या विद्यमान परियोजना के सम्बन्ध में मूल विषय क्षेत्र के भीतर निम्नलिखित मदों पर उपगत पूंजीगत व्यय को विवेकी जांच के अध्यक्षीन, आयोग द्वारा स्वीकार किया जा सकता है -

(क) मध्यस्थ के पंचाट की पूर्ति के लिये या संवैधानिक अधिकारी के आदेश या निदेश की पालना के लिये या न्यायालय की डिक्री या आदेश के समाधान के लिये दायित्व;

(ख) कानून में परिवर्तन, या किसी विद्यमान कानून जिसे कार्य के मूल विषय क्षेत्र में प्रदान नहीं किया गया है, की अनुपालना;

(ग) कार्य के मूल विषय क्षेत्र में राख पोखर, या राख संचालन तंत्र से सम्बन्धित आस्थगित कार्य,

(घ) विच्छेदक तिथि से पहले निष्पादित संकर्मों के लिये दायित्व

(ङ) वास्तविक भुगतान द्वारा ऐसे दायित्वों के निर्वाहन की सीमा तक विच्छेदक तिथि के पश्चात् आयोग द्वारा स्वीकृत किये गये संकर्मों के लिये दायित्व

(च) दैवी आपत घटनायें।

बशर्ते कि ऐसे अतिरिक्त पूंजी व्यय उपगत करने से पहले उत्पादन कम्पनी/अनुज्ञप्तिधारी/रा.भा.प्रे.के. आयोग की सिद्धान्ततः स्वीकृति के लिये याचिका दायर करेगा।

(3) विच्छेदक तिथि के पश्चात् विद्यमान परियोजना के मूल विषय क्षेत्र के अन्तर्गत अभिनियोजित आस्तियों के प्रतिस्थापन के मामलों में निम्नलिखित आधारों की विवेकी जांच के अध्यक्षीन, सकल स्थिर आस्तियों, संचयी मूल्य हास एवं का आवश्यक समायोजन करने के पश्चात् आयोग द्वारा अतिरिक्त पूंजीकरण को स्वीकृत किया जा सकता है:

(क) आस्तियों जिनका उपयोगी जीवन परियोजना के उपयोगी जीवन के समानुपातिक नहीं है एवं इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार ऐसी आस्तियों का पूर्ण रूप से हास हो गया है;

(ख) कानून में परिवर्तन या दैवी-आपत शर्तों के कारण आस्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन आवश्यक है;

(ग) तकनीकी के अप्रचलन के कारण आस्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन आवश्यक है; और

(घ) ऐसी आस्ति या उपकरण का प्रतिस्थापन आयोग द्वारा अन्यथा अनुज्ञात कर दिया गया है।

(इ) प.एवंस. व्यय में शामिल आवर्ती व्ययों को छोड़कर, प्रत्येक मामले के आधार पर पट्टाधारित भूमि के पट्टे के नवीकरण से संबंधित अतिरिक्त व्यय।

बशर्ते कि छोटी परिसंपत्तियों जैसे कि उपकरण और सामग्री, बैटरी, फर्नीचर, एयर कंडीशनर, वोल्टेज स्टेबलाइजर्स, रेफ्रिजरेटर, कूलर, कंप्यूटर, पंखे, वाशिंग मशीन, हीट कन्वेक्टर, गद्दे, कालीन आदि को प्राप्त करने पर किये गये किसी भी व्यय को टैरिफ के निर्धारण के लिये अतिरिक्त पूंजीकरण के लिये विचारित नहीं किया जायेगा।

(4) कार्य के मूल विषय क्षेत्र के अन्दर-अन्दर प्रतिबद्धित दायित्वों के करण स्वीकार किया गया कोई भी व्यय तथा तकनीकी-आर्थिक आधार पर आस्थगित किया गया व्यय परन्तु कार्य के मूल विषय क्षेत्र में आवृत व्यय, विनियम 19 में निर्धारित मानकीय ऋण समता पूंजी अनुपात में पूरा किया जायेगा।

(5) परियोजना के मूल विषय क्षेत्र से परे निम्नलिखित आधारों पर उपगत पूंजी व्यय को, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, आयोग द्वारा स्वीकृत किया जा सकता है:

(क) मध्यस्थ के पंचाट की पूर्ति के लिये या संवैधानिक अधिकारी के आदेश या निदेश की पालना के लिये या न्यायालय की डिक्री या आदेश के समाधान के लिये दायित्व;

(ख) कानून में परिवर्तन या किसी विद्यमान कानून की अनुपालना;

(ग) राष्ट्रीय या आन्तरिक सुरक्षा के लिये/उत्तरदायी वैधानिक अधिकारियों द्वारा यथा परामर्शित या निर्देशित संयंत्र की उच्चतर सुरक्षा और सुनिश्चितता की आवश्यकताओं के कारण उपगत किया जाने वाला कोई पूंजी व्यय;

(घ) प्रत्येक मामले के आधार पर कार्य के मूल विषय क्षेत्र के अतिरिक्त से संबंधित आस्थगित संकर्म;

(इ) अन्य परिवर्धन, संकर्म/सेवाएं जो कि उत्पादन केन्द्र या प्रसारण तंत्र के कार्य कुशल एवं सफल संचालन के लिये आवश्यक हो गये हैं परन्तु मूल पूंजी लागत में सम्मिलित नहीं हैं;

(च) कम भार पर उत्पादन केन्द्र के परिवर्तनक्षम संचालन को सक्षम करने के लिये आवश्यक व्यय;

(छ) दैवी-आपत घटनायें।

बशर्ते कि छोटी परिसंपत्तियों जैसे कि उपकरण और सामग्री, बैटरी, फर्नीचर, एयर कंडीशनर, वोल्टेज स्टेबलाइजर्स, रेफ्रिजरेटर, कूलर, कंप्यूटर, पंखे, वाशिंग मशीन, हीट कन्वेक्टर, गद्दे, कालीन आदि को प्राप्त करने पर किये गये किसी भी व्यय को टैरिफ के निर्धारण के लिये अतिरिक्त पूंजीकरण के लिये विचारित नहीं किया जायेगा।

बशर्ते कि ऐसे अतिरिक्त पूंजी व्यय उपगत करने से पहले उत्पादन कम्पनी आयोग की सिद्धान्ततः स्वीकृति के लिये याचिका दायर करेगी।

बशर्ते कि कार्य के मूल विषय क्षेत्र में शामिल न किये गये नये कार्य के कारण टैरिफ के विनिर्धारण हेतु आयोग द्वारा स्वीकार किया गया कोई भी व्यय, विनियम 19 में निर्धारित मानकीय ऋण समता पूंजी के अनुपात में पूरा किया जायेगा।

बशर्ते यह भी कि यदि किसी व्यय का दावा प.एवं.सं. के अधीन नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण (आर एण्ड एम) या मरम्मत एवं संधारण के अन्तर्गत कर लिया गया है तो उसी व्यय का दावा इस विनियम के अधीन नहीं किया जा सकता है।

(6) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कारण अतिरिक्त पूंजीकरण निम्न प्रकार होगा:

(क) प्रयोज्य संशोधित उत्सर्जन मानकों की पालना के लिये विद्यमान उत्पादन केन्द्र में अतिरिक्त पूंजी व्यय उपगत करने की अपेक्षा रखने वाली उत्पादन कम्पनी अपने प्रस्ताव को लाभ भोगीयों के साथ साझा करेगी एवं ऐसे अतिरिक्त पूंजीकरण करने की स्वीकृति के लिये याचिका दायर करेगी।

(ख) उपरोक्त खण्ड (क) के अन्तर्गत प्रस्ताव में केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा यथा विनिर्दिष्ट प्रस्तावित प्रौद्योगिकी के ब्यौरे, कार्य का विषय क्षेत्र, व्यय का प्रावस्थाभाजन (क्रमबद्धता), पूरा होने की अनुसूची विदेशी मुद्रा विनियम अंश सहित पूरा होने की अनुमानित लागत, यदि कोई हो, लाभ-भोगीयों की टैरिफ पर सांकेतिक प्रभाव की विस्तृत संगणना एवं उत्पादन कम्पनी द्वारा विचारित अन्य सम्बन्धित सूचना, अन्तर्विष्ट होगी।

(ग) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के कारण अतिरिक्त पूंजी व्यय की स्वीकृति के लिये जब उत्पादन कम्पनी आवेदन करती है, तो आयोग लागत प्राक्कलनों, वित्तीय योजना, पूरा होने की अनुसूची, निर्माण के दौरान ब्याज, कुशल प्रौद्योगिकी का प्रयोग, लागत-लाभ विश्लेषण, एवं ऐसे अन्य घटक जो आयोग द्वारा सुसंगत विचारित किये जाये, की युक्तियुक्तता पर सम्यक विचार करने के पश्चात् स्वीकृति दे सकता है।

(घ) संशोधित उत्सर्जन मानकों के कार्यान्वयन के पूरा होने के पश्चात्, उत्पादन कम्पनी टैरिफ के निर्धारण के लिये याचिका दायर करेगी। कोई भी उपगत या उपगत किये जाने वाले प्रक्षेपित व्यय तथा विवेकी जांच के पश्चात् लागत की युक्तियुक्तता और प्रचालन पैरामीटर पर प्रभाव पर आधारित आयोग द्वारा स्वीकरोक्ति टैरिफ के निर्धारण का आधार होगा।

(7) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., यथास्थिति, आस्तियों की निवृत्ति या विपूंजीकरण के मामले में

(क) ऐसी आस्तियों की मूल स्वीकृत लागत को सकल स्थिर आस्तियों के मूल्य में से घटाया जायेगा;

(ख) ऐसी आस्तियों की मूल स्वीकृत साम्या को साम्या के मूल्य में से घटाया जायेगा;

(ग) ऋण के मूल्य को मानकीय बकाया ऋण संघटक में अर्थात् ऐसी आस्तियों की स्वीकृत साम्या को कम कर ऐसी आस्तियों के लिये अनुज्ञात संचित मूल्य हास को कम कर ऐसी आस्तियों की मूल स्वीकृत लागत।

18. उपभोक्ता अंशदान, निक्षेप कार्य तथा अनुदान

(1) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा पूरे किये गये निम्नलिखित प्रकृति के कार्य इस वर्ग के अन्तर्गत वर्गीकृत किये जायेंगे-

(क) उपभोक्ता अंशदान, निक्षेप कार्य या अनुदान के संदर्भ में, संपूर्ण निधि या उसका भाग प्रयोक्ताओं/उपभोक्ताओं से प्राप्त करने के पश्चात् किये गये कार्य;

(ख) विभिन्न योजनाओं के अंतर्गत धनराशि सहित राज्य तथा केन्द्र सरकार से प्राप्त अनुदानों का उपयोग करते हुये शुरू किये गये पूंजीगत कार्य इत्यादि;

(ग) बिना किसी ब्याज लागतों के साथ तथा बिना किसी पुनर्भुगतान की बाध्यता वाले प्राप्त वित्त पोषण के तहत किये गये अन्य संकर्म।

(2) इस प्रकार के किये गये पूंजीगत व्ययों के व्यवहार के लिये सिद्धान्त निम्नवत् होंगे:

(क) इन विनियमों में निर्धारित मानकीय प.एवं.सं. व्यय अनुमत किये जायेंगे।

(ख) ऐसे वित्तीय समर्थन की राशि को घटाने के पश्चात्, ऋण: साम्या अनुपात को विनियम 19 के अनुसार विचारित किया जायेगा;

(ग) विनियम 22 में यथानिर्धारित, **मूल्य** हास सम्बन्धी प्रावधान उपभोक्ता अंशदान, निक्षेप कार्य तथा अनुदान के माध्यम से प्राप्त वित्तीय सहारा की सीमा तक प्रयोज्य नहीं होंगे। अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति है, को उनके द्वारा प्रदान किये गये ऋण तथा समता पूंजी अंशदान सहित वित्तीय सहारा की सीमा तक **मूल्य** हास का दावा किया जाना अनुज्ञात किया जायेगा।

(घ) विनियम 20 में यथानिर्धारित, समता पूंजी पर प्रतिफल सम्बन्धी प्रावधान अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी, जैसी भी स्थिति है, द्वारा किये गये अंशदान पर 70:30 के मानकीय ऋण समता पूंजी मिश्रण की सीमा या वास्तविक समता पूंजी जो भी कम है, पर प्रयोज्य होगा।

19. ऋण-समता पूंजी अनुपात

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

बशर्ते कि

i. जहाँ वास्तव में लगाई गई समता, पूंजी लागत के 30 प्रतिशत से कम है, वहाँ टैरिफ के अवधारण के लिए वास्तविक समता पर विचार किया जायेगा:

ii. विदेशी मुद्रा में विनिधान की गई समता, प्रत्येक विनिधान की तारीख को भारतीय रुपयों में अभिहित की जाएगी:

iii. परियोजनाका निष्पादन करने के लिए प्राप्त किसी अनुदान को ऋण-समता अनुपात पूंजी ढांचे के एक भाग के रूप में नहीं माना जायेगा।

स्पष्टीकरण- यदि परियोजना के वित्त पोषण के लिए यथास्थिति, उत्पादन कंपनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा अंश पूंजी जारी करते समय और इसकी मूक्तआरक्षति से सृजित आंतरिक स्रोतों के विनिधान से कोई प्रीमियम लिया जाता है, तो इसे समता पर प्रतिदाय संगणित करने के प्रयोजन के लिए संदत

पूंजी के रूप में संगणित किया जायेगा, यदि इस तरह की प्रीमियम पूंजी और आंतरिक संसाधनों का उपयोग वास्तव में उत्पादन स्टेशन या प्रसारण/वितरण प्रणाली के पुंजीगत व्यय को पूरा करने के लिए किया गया हो।

(2) उत्पादन कंपनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., यथास्थिति, उत्पादन स्टेशन या प्रसारण/वितरण 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 कम्पनी के बोर्ड का संकल्प या सक्षम प्राधिकारी का अनुमोदन प्रस्तुत करेगा:

(3) 1.4.2025 के पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अधीन घोषित उत्पादन स्टेशन और प्रसारण/रा.भा.प्रे.के./वितरण प्रणाली के मामले में, 31.3.2025 को समाप्त होने वाली अवधि के लिए टैरिफ के अवधारण हेतु आयोग द्वारा अनुज्ञात ऋण समता अनुपात पर विचार किया जायेगा:

बशर्तेकि उत्पादन स्टेशन या प्रसारण/रा.भा.प्रे.के./वितरण प्रणाली, यथास्थिति, जो कि अपना उपयोगी जीवन 1.4.2025 को पूरा कर चुके हैं या 2026-30 की टैरिफ अवधि के दौरान अपना उपयोगी जीवन पूरा करेंगे, यदि वास्तविक रूप से परिणियोजित समता पूंजी लागत के 30% से अधिक है, तो 30% से अधिक समता पर टैरिफ संगणना के लिए विचार नहीं किया जायेगा:

(4) यदि किसी उत्पादन स्टेशन और प्रसारण/रा.भा.प्रे.के./वितरण प्रणाली को 1.4.2025 में पहले प्रचालनरत घोषित किया जाता है परंतु जहाँ ऋण-समता अनुपात का निर्धारण आयोग द्वारा 31.3.2025 को समाप्त अवधि के लिए टैरिफ अवधारण हेतु नहीं किया गया है, वहाँ आयोग ऋण-समता अनुपात इस विनियम के खंड (1) के अनुसार अनुमोदित करेगा।

(5) टैरिफ अवधारण के लिए अतिरिक्त पूंजी व्यय के रूप में आयोग द्वारा 1.4.2025 को या उसके पश्चात् उपगत या उपगत होने के लिए प्रक्षेपित कोई व्यय तथा जीवनकाल विस्तार के लिए नवीकरण और आधुनिकीकरण व्यय पर इस विनियम के खंड (1) में विनिर्देश रीति से विचार किया जायेगा।

(6) टैरिफ 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 जायेगा।

(7) प्राकृतिक आपदाओं के कारण क्षतिग्रस्त परिसंपत्तियों के नवीनीकरण, आधुनिकीकरण, उपयोगी जीवन विस्तार और पुनरुद्धार पर टैरिफ निर्धारण के लिये आयोग द्वारा स्वीकृत किसी भी व्यय का भुगतान प्रतिस्थापित परिसंपत्तियों की मूल राशि को मूल लागत में से अपलिखित करने के पश्चात् इन विनियमों में निर्दिष्ट मानक ऋण-समता अनुपात पर किया जायेगा।

ऐसे उत्पादन स्टेशन या प्रसारण प्रणाली या वितरण प्रणाली या रा.भा.प्रे.के. के मामले में, जिसने 1.4.2025 को या उसके पश्चात् अपना उपयोगी जीवन पूरा कर लिया है, उपयोगी जीवन के पूरा होने पर संचित मूल्यहास में से ऋण की संचयी पुनर्भुगतान को कम करके समता में कमी करने के लिये तथा उपयोगी जीवन के पूरा होने के पश्चात् स्वीकार्य मूल्यहास उपयोग किया जायेगा और शेष मूल्यहास, यदि कोई हो, को

पहले बकाया शेष ऋण के पुनर्भुगतान के विरुद्ध समायोजित किया जायेगा तथा उसके पश्चात् समता को कम करने के लिये उपयोग किया जायेगा।

20. समता पूंजी पर प्रतिफल

- (1) समता पूंजी पर प्रतिफल का परिकलन रूपये के रूप में, विनियम 19 अनुसार विनिर्धारित समता पूंजी आधार पर किया जायेगा।
- (2) समता पूंजी पर प्रतिफल का परिकलन प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी एवं रा.भा.प्रे.के. के लिये 14 प्रतिशत, उत्पादन कम्पनियों के लिये 15 प्रतिशत तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये 16 प्रतिशत की आधार दर पर किया जायेगा।

21. दीर्घकालीन ऋणों पर ब्याज तथा वित्त प्रभार

- (1) विनियम 19 में इंगित रीति से संगणित ऋण पर ब्याज की गणना करने के लिये सकल मानकीय ऋण के रूप में माना जायेगा।

बशर्ते यह कि परिसम्पतियों के अपसरित या विपूंजीकरण किये जाने के मामले में उपर यथोल्लिखित संगणित ऋण को विनियम 17 के अनुसार कम कर दिया जायेगा।

- (2) 01.04.2025 को मानकीय ऋण का परिकलन आयोग द्वारा 31.03.2025 तक स्वीकार किये गये संचित पुर्नभुगतानों की सकल मानकीय ऋणों में से कटौती करके किया जायेगा।
- (3) नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिये पुनर्भुगतान उस वर्ष के लिये अनुमत किये गये हास के बराबर माने जायेंगे।
- (4) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा ऋण स्थगनावधि का उपयोग कर लिये जाने के उपरांत भी ऋण का पुर्नभुगतान परियोजना के वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष में अनुमत किये गये वार्षिक मूल्यहास के बराबर होगा।
- (5) ब्याज की दर उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति हो, कि विनियमित व्यवसाय के लिये प्रयोज्य प्रत्येक वर्ष के शुरुआत में वास्तविक ऋण पत्राधान के आधार पर संगणित भारित औसत ब्याज की दर होगी,

बशर्ते कि ट्रयूडिंग-अप के समय पर सम्बन्धित वर्ष के दौरान वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर संगणित ब्याज की भारित औसत दर को यथा ब्याज की दर के विचारित किया जायेगा:

बशर्ते यह भी कि मानकीय ऋणों के लिये आयोग द्वारा अनुज्ञात भारित औसत ब्याज दर बकाया मानकीय ऋणों पर प्रयोज्य रहेगी।

बशर्ते यह भी कियदि किसी वर्ष विशेष के लिये कोई वास्तविक ऋण नहीं है परन्तु मानकीय ऋण अभी भी बकाया है, तो ब्याज की उपलब्ध अन्तिम भारित औसत दर पर विचार किया जायेगा।

बशर्ते यह भी कियदि उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति है, के विनियमित व्यवसाय ने वास्तव में कोई ऋण नहीं ले रखा है, तो उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी की ब्याज की समग्र भारित औसत दर विचार किया जायेगा।

(6) ऋण पर ब्याज की गणना, वर्ष के मानकीय औसत ऋण पर, ब्याज की भारित औसत दर प्रयुक्त करते हुये की जायेगी।

(7) उपरोक्त ब्याज संगणना उपभोक्ता अंशदान, निक्षेप संकर्म, अनुदान और पूंजी सहायकी द्वारा वित्तपोषित पूंजी आस्ति की सीमा तक ऋण राशि पर ब्याज, मानकीय या अन्यथा, को अपवाजित करेगी।

(8) किसी भी वर्ष के लिये वित्तीय संस्थानों में ऋण प्राप्त करने के लिये उपगत वित्त प्रभार, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, ट्रयूडिंग-अप के समय पर आयोग द्वारा अनुज्ञात किये जायेंगे।

(9) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. जब तक कि इसकी परिणति ब्याज में निवल बचत की हो जाती है, ऋण को पुनर्वित्त/पुनर्संरचना के हर संभव प्रयास करेगी तथा उस दशा में ऐसे पुनर्वित्तपोषण/पुनर्संरचना से सहयुक्त लागत सम्बन्धित वर्ष के लिये ट्रयूडिंग-अप के समय पर आयोग द्वारा, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, अनुज्ञात की जायेगी। ऋण पर ब्याज की गणना करने के लिये ऋण के निबन्धन व शर्तों में परिवर्तनों को, ऐसे पुनर्वित्त पोषण की तिथि से प्रतिबिम्बित किया जायेगा।

22. मूल्य हास

(1) मूल्य हास के प्रयोजन से मूल्य आधार परिसंपत्तियों की आयोग द्वारा स्वीकारी गयी पूंजीगत लागत होगा।

(2) परिसम्पत्तियों का उबार मूल्य 10 प्रतिशत के बराबर माना जायेगा तथा मूल्य हास परिसम्पत्तियों की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुमत किया जायेगा।

बशर्ते कि आईटी उपकरण और सॉफ्टवेयर के लिये उबार मूल्य शून्य माना जायेगा तथा परिसम्पत्तियों का 100 प्रतिशत मूल्य, मूल्य-हासयोग्य माना जायेगा।

बशर्ते कि जल उत्पादन केन्द्रों के मामले में उबार मूल्य, स्थल के सृजन के लिये विकासकर्ता द्वारा राज्य सरकार के साथ किये गये अनुबन्ध में उल्लेखानुसार होगा।

बशर्ते यह भी कि हास योग्य मूल्य के परिकलन के प्रयोजन से जल उत्पादन केन्द्रों की परिसम्पत्तियों की पूंजीगत लागत, विनियमित टैरिफ पर दीर्घकालीन विद्युत क्रय अनुबंध के अन्तर्गत विद्युत के विक्रय की प्रतिशतता के सदृश होगी।

परन्तु यह भी की उत्पादन स्टेशन या यूनिट या प्रसारण प्रणाली, यथास्थिति, की निम्नतर उपलब्धता के कारण अस्वीकृत मूल्य हासकी अनुमति उपयोगी जीवन या विस्तारित जीवन के दौरान बाद के चरण पर वसूल किये जाने के लिए नहीं होगी।

(3) जल उत्पादन केन्द्र के मामलों में पट्टे के अधीन धारित भूमि तथा जलाशय की भूमि के अलावा भूमि, हास योग्य परिसम्पत्ति नहीं होगी तथा इसकी लागत की परिसम्पत्ति के हास योग्य मूल्य का परिकलन करते समय पूंजीगत लागत से अपवर्जित कर दिया जायेगा।

(4) उत्पादन केन्द्र, प्रसारण तंत्र, रा.भा.प्रे.के. तथा वितरण तंत्र की परिसम्पत्तियों के लिये मूल्यहास की संगणना वार्षिक रूप से सीधी रेखा पद्धति के आधार पर तथा इन विनियमों के परिशिष्ट-1 में निर्धारित दरों पर की जायेगी।

बशर्ते कि वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से 12 वर्ष की अवधि के पश्चात् बन्द होने वाले वर्ष के 31 मार्च को शेष रहे हास योग्य मूल्य की परिसम्पत्ति के शेष को उपयोगी जीवन काल में विस्तारित कर दिया जायेगा।

(5) विद्यमान परियोजनाओं के मामले में 01.04.2025 को हास योग्य मूल्य के शेष का परिकलन परिसम्पत्तियों के सकल हास योग्य मूल्य में से आयोग द्वारा 31.03.2025 तक स्वीकारे गये संचित मूल्यहास की कटौती करते हुये की जायेगी।

(6) मूल्यहास वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष से प्रभार्य होगा। परिसम्पत्ति का वाणिज्यिक परिचालन वर्ष के भाग में होने की दशा में हास समानुपात आधार पर प्रभारित होगा।

(7) पर्यावरणीय संरक्षण से सम्बन्धित परिसम्पत्ति के प्रति मूल्यहास, प्रकरण-दर-प्रकरण के आधार पर टैरिफ का निर्धारण करते समय इस शर्त के अधीन अनुमत किया जायेगा कि यथाविहित पर्यावरणीय मानकों की पिछली टैरिफ अवधि के दौरान पालना की गयी है।

(8) यदि उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के लिये एकल टैरिफ निर्धारित किये जाने की आवश्यकता हो, तो मूल्यहास का परिकलन, वाणिज्यिक परिचालन की प्रभावी तिथि से उसकी व्यष्टिक इकाइयों के मूल्यहास को ध्यान में रखते हुये किया जायेगा।

23. पट्टा प्रभार

किसी उत्पादन कम्पनी या प्रसारण या वितरण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा पट्टे पर ली गई परिसम्पत्तियों के लिये प्रभारों पर, पट्टा समझौते के अनुसार विचार किया जायेगा, बशर्ते कि आयोग द्वारा यह युक्ति-संगत माने गये हैं।

24. परिचालन एवं संधारण व्यय

(1) नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय का विनिर्धारण, आयोग द्वारा इन विनियमों में बाद में निर्धारित मानकीय प.एवं.सं. व्ययों पर आधारित किया जायेगा।

(2) यदि अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. या उत्पादन कम्पनी द्वारा परिसम्पत्तियों के प.एवं.सं. का उत्तरदायित्व लिया जाता है तथा प.एवं.सं. व्यय वहन करता है, तो इसके लिये पट्टे पर ली गयी और उपभोक्ताओं के अंशदान से सृजित परिसम्पत्तियों के प.एवं.सं. व्ययों पर विचार किया जायेगा।

(3) इन विनियमों के अन्तर्गत नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् 2025-26) पर अनुमत किये गये मानकीय प.एवं.सं. व्ययों को उत्पादन कम्पनी, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारियों, रा.भा.प्रे.के. एवं वितरण अनुज्ञप्तिधारियोंके लिए नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिए 5.25 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर पर वृद्धित किया जायेगा।

(4) युद्ध, विद्रोह, कानूनों में परिवर्तन या ऐसी संभाव्यताओं के कारण प.एवं.सं. व्ययों में वृद्धि पर, आयोग द्वारा किसी निर्धारित अवधि के लिये विचार किया जा सकता है।

25. डूबत तथा संदिग्ध ऋण

आयोग, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा निर्दिष्ट प्रक्रिया के अनुसार पिछले वर्ष में डूबत व संदिग्ध ऋणों के अपलेखन के अध्यक्षीन, प्राप्यताओं के 0.25 प्रतिशत तक के डूबत व संदिग्ध ऋणों के अपलेखन के प्रावधान पर विचार कर सकता है।

26. कार्यशील पूंजी पर ब्याज प्रभार

(1) मानकीय कार्यशील पूंजी की राशि आवृत करेगी -

1. उत्पादन

(क) कोयला आधारित/लिग्नाइट प्रज्वलित उत्पादन केन्द्रों के लिये

(i) वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता के अनुरूप पिट-हैड उत्पादन केन्द्रों के लिये 15 दिनों के लिये कोयले या लिग्नाइट की उतराई तक लागत तथा गैर-पिट हैड वाले उत्पादन केन्द्रों के लिये 45 दिनों के लिये,

(ii) जहां कहीं प्रयोज्य है, वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता के सदृश 45 दिनों के लिये चूना पत्थर की उतराई तक लागत,

(iii) मानक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के सदृश 20 दिनों के लिये स्टॉक के प्रति चूना पत्थर या अभिकर्मक (उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली के लिये) की लागत;

(iv) लक्ष्य उपलब्धता के अनुरूप 60 दिनों के लिये द्वितीयक ईंधन तेल की कीमत तथा एक से अधिक ईंधन तेल के उपयोग की दशा में मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल के लिये ईंधन तेल स्टॉक की लागत,

(v) 30 दिनों के लिये परिचालन व संधारण व्यय,

(vi) विनियम 46 में निर्धारित परिचालन एवं संधारण व्ययों के 20 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर, तथा

(vii) वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता पर परिकल्पित विद्युत के विक्रय के लिये 45 दिनों के बराबर स्थाई व परिवर्तनीय प्रभारों की प्राप्यतायें।

बशर्ते कि इन विनियमों के अनुसार कार्यशील पूंजी का परिकल्पन किये जाने में स्वयं के उत्पादन केन्द्र होने की दशा में उत्पादन व्यवसाय द्वारा फुटकर आपूर्ति व्यवसाय को विद्युतपूर्ति की सीमा तक प्राप्यताओं के प्रति कोई राशि अनुज्ञात नहीं की जायेगी।

(ख) गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्र उत्पादन केन्द्रों हेतु-

- (i) उत्पादन केन्द्र के गैस ईंधन तथा तरल ईंधन पर परिचालन की विधि को विधिवत् ध्यान में रखते हुये वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता के अनुरूप 15 दिनों के लिये ईंधन की उतराई तक लागत,
- (ii) वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता के अनुरूप 15 दिनों के लिये तरल ईंधन स्टॉक तथा एक से अधिक तरल ईंधन के उपयोग की दशा में मुख्य तरल ईंधन की लागत,
- (iii) 30 दिनों के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय,
- (iv) विनियम 46 में निर्धारित परिचालन एवं संधारण व्ययों के 30 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स, तथा
- (v) वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता पर परिकल्पित विद्युत के लिये 45 दिनों के बराबर स्थाई व परिवर्तनीय प्रभारों की प्राप्यतायें।

बशर्ते कि इन विनियमों के अनुसार कार्यशील पूंजी का परिकलन किये जाने में स्वयं के उत्पादन केन्द्र होने की दशा में उत्पादन व्यवसाय द्वारा फुटकर आपूर्ति व्यवसाय को विद्युतापूर्ति की सीमा तक प्राप्यताओं के प्रति कोई राशि अनुज्ञात नहीं की जायेगी।

(ग) जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये (पंप स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशनोसहित)

- (i) 30 दिनों के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय
- (ii) विनियम 46 में निर्धारित परिचालन एवं संधारण व्ययों के 15 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स, तथा
- (iii) वार्षिक मानकीय क्षमता सूचकांक पर संगणित विद्युत के विक्रय के लिये 45 दिन के स्थाई प्रभारों के बराबर प्राप्यतायें।

बशर्ते कि इन विनियमों के अनुसार कार्यशील पूंजी का परिकलन किये जाने में स्वयं के उत्पादन केन्द्र होने की दशा में उत्पादन व्यवसाय द्वारा फुटकर आपूर्ति व्यवसाय को विद्युतापूर्ति की सीमा तक प्राप्यताओं के प्रति कोई राशि अनुज्ञात नहीं की जायेगी।

2. प्रसारण एवं रा.भा.प्रे.के.

- (i) 30 दिनों के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय
- (ii) प्रसारण के लिए विनियम 63 और रा.भा.प्रे.के. के लिए विनियम 69 में निर्धारित परिचालन एवं संधारण व्ययों के 15 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स,
- (iii) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के लिये वार्षिक लक्ष्य उपलब्धता स्तर पर संगणित 45 दिनोंके रा.भा.प्रे.के. प्रभारों/प्रसारण प्रभारों (यथास्थिति) के बराबर प्राप्यतायें;

घटायें

बैंक गारण्टी के रूप में रोके गये प्रतिभूमि निक्षेपों को छोड़कर, प्रयोक्ताओं से प्रतिभूमि निक्षेप के रूप में रोकी गयी राशि।

3. वितरण

- (i) 30 दिनों के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय
- (ii) विनियम 81 में निर्धारित परिचालन एवं संधारण व्ययों के 15 प्रतिशत की दर पर संधारण स्पेयर्स,+
- (iii) उपभोक्ताओं से 45 दिनों के विपत्रण के बराबर प्राप्यतायें।

घटायें

बैंक गारण्टी के रूप में रोके गये प्रतिभूमि निक्षेपों को छोड़कर, वितरण तंत्र प्रयोक्ताओं (खुले अभिगमन उपभोक्ताओं) तथा फुटकर आपूर्ति उपभोक्ताओं से प्रतिभूति निक्षेप के रूप में रोकी गयी राशि।

(2) कार्यशील पूंजी पर ब्याज की दर मानकीय आधार पर होगी और उसे 1.4.2025 को या 2026-30 की उस टैरिफ अवधि जिसमें यथास्थिति, उत्पादन स्टेशन या उसके यूनिट या प्रसारण प्रणाली/रा.भा.प्रे.के./वितरण 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 जायेगा:

बशतेर कि ट्रूडिंग-अप के मामले में, कार्यशील पूंजी पर ब्याज की दर को 2026-30 की टैरिफ अवधि के दौरान प्रत्येक वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को ब्याज की संदर्भित दर पर माना जायेगा। कार्यशील पूंजी और उसपर ब्याज, इस बात के होते हुए भी कि उत्पादन कंपनी या अनुज्ञापतिधारी या रा.भा.प्रे.के. ने किसी बाहरी एजेंसी से कार्यशील पूंजी के लिए ऋण नहीं लिया है, मानकीय आधार पर देय होगा।

27. विदेशी विनियम दर विभिन्नता की हैजिंग (एफईआरवी)

(1) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञापतिधारी या रा.भा.प्रे.के., यथास्थिति, उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञापतिधारी अपने विवेक पर, पूर्णतः या अंशतः, उत्पादन केन्द्र या प्रशासन तंत्र के लिये अर्जित विदेशी ऋण के पुनर्भुगतान एवं विदेशी मुद्रा वाले ऋण पर ब्याज के सम्बन्ध में विदेशी विनियम प्रभावन हैज कर सकती है।

(2) जैसे ही और जब उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञापतिधारी या रा.भा.प्रे.के. अपनी अनुमोदित नीति के आधार पर हैजिंग करती है तो उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञापतिधारी या रा.भा.प्रे.के. ऐसे संव्यवहार(रों) करने के तीस दिवस के भीतर अपने निर्णय के बारे में सम्बन्धित लाभ-भोगीयों को सूचित करेंगे।

(3) प्रत्येक उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञापतिधारी या रा.भा.प्रे.के. वर्ष प्रतिवर्ष के आधार पर सम्बन्धित वर्ष में मानकीय विदेशी ऋण के अनुरूप विदेशी विनियम दर विचलन की है हैजिंग की लागत को उस अवधि में जिसमें यह हुआ है यथा व्यय के वसूल करेंगे तथा ऐसे विदेशी विनियम दर विचलन के अनुरूप अतिरिक्त रूपया दायित्व हैजिंग किये गये विदेशी ऋण के विरुद्ध अनुज्ञात नहीं किया जायेगा।

(4) उस सीमा तक जिसमें उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञापतिधारी या रा.भा.प्रे.के. विदेशी विनियम प्रभावन को हैज करने के योग्य नहीं है, तो ब्याज के भुगतान के प्रति अतिरिक्त रूपया दायित्व एवं सम्बन्धित वर्ष में

मानकीय विदेशी मुद्रा के ऋण के अनुरूप ऋण का पुनर्भुगतान अनुज्ञेय होगी बशर्ते यह उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या इसके आपूर्तिकारों या ठेकेदारों पर आरोप्य नहीं है।

(5) प्रत्येक उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. वर्ष प्रतिवर्ष के आधार पर हैजिंग की लागत और विदेशी विनियम दर विचलन को उस अवधि में जिसमें यह हुआ है यथा आय या व्यय के वसूल करेगी।

28. साम्या पर प्रतिफल पर कर

(1) उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति है, के लिये आयोग द्वारा अनुमोदित साम्या पर प्रतिफल के सदृश आय पर कर लाभभोगी से सीधा वसूल किया जायेगा। आय पर कर का परिकलन उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति है, द्वारा संदत्त कुल वास्तविक आय कर के सन्दर्भ में साम्या पर प्रतिफल के सम्बन्ध में समानुपात आधार पर किया जायेगा। साम्या पर प्रतिफल के सिवाए किसी अन्य आय धारा (दक्षता लाभ, प्रोत्साहन इत्यादि सहित) पर कर लाभग्राही से वसूल नहीं किया जायेगा तथा ऐसी अन्य आय पर कर उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति है, द्वारा संदेय होगा।

(2) यदि किसी वर्ष विशेष के लिये कर पूर्व लाभ किसी वर्ष के लिये आयोग द्वारा यथानुमोदित साम्या पर प्रतिफल से उच्चतर है तो साम्या पर प्रतिफल पर लाभग्राही से समानुपात आधार पर निम्नलिखित रीति से वसूल किया जायेगा:

वसूल किये जाने वाला आयकर = संदत्त कुल आय कर X अनुमोदित साम्या पर प्रतिफल लागू कर दर के साथ सकल/कर पूर्व लाभ

(3) यदि किसी वर्ष विशेष के लिये कर पूर्व लाभ आयोग द्वारा किसी वर्ष के लिये यथानुमोदित सकल किये गये साम्या पर प्रतिफल से निम्नतर है, तो उत्पादन कम्पनी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा संदत्त वास्तविक आयकर लाभग्राही से वसूल किया जायेगा।

(4) आय पर कर की वैधानिक अंकेक्षक द्वारा यथा प्रमाणित, कोई भी कम वसूली या अधिक वसूली, आयकर अधिनियम, 1961 के अन्तर्गत, प्रत्येक वर्ष आयकर निर्धारण पर समायोजित कर ली जायेगी।

बशर्ते कि तापीय उत्पादन केन्द्रों को विनिहित आयकर लाभग्राहियों को वार्षिक स्थाई प्रभारों के अनुपात में ही प्रभारित किया जायेगा तथा जलीय उत्पादन केन्द्रों को विनिहित आयकर लाभग्राहियों को वार्षिक क्षमता प्रभारों के अनुपात में ही प्रभारित किया जायेगा तथा प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में आयकर की हिस्सेदारी वार्षिक प्रसारण प्रभारों के अनुपात में ही होगी, रा.भा.प्रे.के. के मामले में आयकर की हिस्सेदारी परिचालन के अनुपात में होगी तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी के मामले में आयकर की हिस्सेदारी मासिक विपत्र के अनुपात में होगी।

और बशर्ते कि उत्पादन कम्पनी, अनुज्ञप्तिधारी तथा रा.भा.प्रे.के. आयकर का विपत्रण अपने-अपने विपत्रों में "आय कर पुनर्भरण" नामक पृथक् मद के अन्तर्गत करेंगे।

(5) आयोग द्वारा अनुमोदित साम्या पर प्रतिफल पर कर का परिकलन अग्रिम रूप से निर्धारित या जमा कराये गये कर के आधार पर वर्ष की समाप्ति पर वास्तविक के प्रति समायोजन के अध्यक्षीन किया जा सकता है। वास्तविक कर की तुलना में कर की वसूली या प्रतिदिन, यदि कोई है, आयकर विभाग के निर्धारण अधिकारी द्वारा यथाविनिर्धारित ब्याज के साथ किया जायेगा। उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., जैसी भी स्थिति है, द्वारा कर जमा कराने में विलम्ब या कर की राशि कम जमा कराये जाने के कारण शास्ति, यदि कोई है, का दावा नहीं किया जायेगा।

29. पेंशन एवं ग्रेच्यूटी का अनिधिक दायित्व

तत्कालीन रा.रा.वि.म. के कर्मचारियों के सम्बन्ध में पेंशन व ग्रेच्यूटी के अनिधिक दायित्व की राशि, 20.7.2000 तक के ऐसे कर्मचारियों के पेंशन व ग्रेच्यूटी के प्रति बीमांकिक दायित्व को पूरा करने के लिये आयोग द्वारा निर्धारित की जायेगी। ऐसी राशि अनुज्ञप्तिधारी जिसे यह दायित्व राज्य सरकार द्वारा समनुदेशित किया गया है, के लिये व्यय के रूप में मानी जायेगी।

30. अधिक राशि का प्रतिदान

अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी या रा.भा.प्रे.के. आयोग द्वारा विनिर्धारित टैरिफ के अनुसार प्रभारों की वसूली करेगा। यदि कोई अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. या उत्पादन कम्पनी, आयोग द्वारा विनिर्धारित टैरिफ से अधिक प्रभार वसूल करता है तो अधिक वसूल की गयी राशि उस व्यक्ति जिसने ऐसे अधिक प्रभारों का भुगतान किया है, को बैंक दर के बराबर ब्याज के साथ अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी द्वारा उपगत दायित्वों को प्रतिकूल प्रभावित किये बिना वापस की जायेगी।

31. विलम्बित भुगतान के लिये प्रभार

किसी अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. या उत्पादन कम्पनी द्वारा अन्य को अपनी देयताओं पर भुगतान में विलम्ब, जो उसके नियंत्रण से बाहर के कारणों से उत्पन्न हुआ है, के लिये प्रभारों का किया गया कोई भी भुगतान व्यय माना जायेगा।

32. विलम्ब से भुगतान पर अधिभार

(क) यदि उत्पादन टैरिफ, प्रसारण प्रभारों, रा.भा.प्रे.के. के प्रचालन प्रभारों, व्हीलिंग प्रभारों या लाभार्थी या किसी उपभोक्ता के सिवाय व्यक्ति द्वारा क्रेता विद्युत के प्रभारों के विपत्र का भुगतान, विपत्र के प्रस्तुतीकरण की तिथि से 45 दिवस की अवधि से अधिक विलम्बित किया जाता है, तो उत्पादन कम्पनी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के., यथास्थिति, द्वारा विद्युत मंत्रालय द्वारा समय-समय पर संशोधित विद्युत (विलंब भुगतान अधिभार और सम्बन्धित मामले) नियम, 2022 में निर्दिष्ट विलम्ब भुगतान अधिभार उद्ग्रहित किया जायेगा।

जब तक कि पार्टियों द्वारा अन्यथा करार न हो, लाभार्थी या दीर्घकालिक ग्राहक या मध्यम अवधि ग्राहकों द्वारा संदेय प्रभारों को बकाया प्रभारों पर विलंब भुगतान अधिभार के लिए पहले समायोजित किया

जायेगा और उसके बाद दीर्घकालिक अतिदेय बिलसेआरंभ होने वाले, उत्पादन कंपनी या प्रसारणअनुज्ञप्तिधारी, यथास्थिति, द्वारा बिल किए गए मासिक प्रभारों के लिए किया जायेगा।

(ख) किसी उपभोक्ता द्वारा विपत्र का भुगतान किये जाने में आयोग द्वारा निर्धारित अवधि से अधिक विलम्ब किया जाता है, तो समय-समय पर आयोग द्वारा यथानिर्धारित विलम्ब से भुगतान का अधिभार अनुज्ञप्तिधारी को संदेय होगा।

33. परिचालन के प्रतिमान

इन विनियमों में निर्धारित परिचालन के प्रतिमान, उच्चतम प्रतिमान है तथा उत्पादन कम्पनी, अनुज्ञप्तिधारी एवं रा.भा.प्रे.के. और प्रयोक्ता, उन्नत प्रतिमानों के लिये सहमत हो सकते हैं। ऐसे मामलों में उनके समझौते के आधार पर उन्नत प्रतिमान टैरिफ निर्धारण के प्रयोजनार्थ ध्यान में रखे जायेंगे।

भाग – IV

राजस्व

34. टैरिफ आय

विद्युत के उत्पादन, प्रसारण, रा.भा.प्रे.के. के लिये शुल्क एवं प्रभारों, वहीलिंग या प्रदाय के लिये आयोग द्वारा समस्त प्रभारों से निर्धारित आय, टैरिफ आय के रूप में मानी जायेगी:

बशर्ते कि विद्युत वितरण के मामले में विद्युत के अनाधिकृत उपयोग के लिये प्राप्त राजस्व तथा विद्युत की चोरी के प्रति वसूल की गयी राशि के 50 प्रतिशत को टैरिफ आय के रूप में माना जायेगा। विद्युत चोरी के प्रति वसूल की गयी शेष 50 प्रतिशत राशि को गैर-टैरिफ आय माना जायेगा।

35. गैर-टैरिफ आय

(1) गैर-टैरिफ शुद्ध आय, जिसमें ट्रांसफार्मर किराया, सावधि जमा/वैधानिक निवेश(निवेशों) से आय, भूमि/भवन से किराया, स्क्रेप विक्रय, पारिस्थितिक पर्यटन, अस्वीकृत कोयले का विक्रय, विज्ञापन आदि से आय शामिल है, परन्तु उस तक सीमित नहीं है, को गैर-टैरिफ आय माना जायेगा।

बशर्ते कि उत्पादन केन्द्र या अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विलम्ब से भुगतान पर उपाजित विलम्ब से भुगतान पर, अधिभार एवं ब्याज को गैर-टैरिफ आय के अन्तर्गत विचारित नहीं किया जायेगा।

(2) किसी उत्पादन कम्पनी या अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा अपनी देयताओं का विनियम 37 के अनुसार त्वरित भुगतान किये जाने के कारण अजित कोई भी छूट गैर-टैरिफ आय मानी जायेगी। अपने प्रचालनीय स्टॉफ के लिये आवासीय कॉलोनी या नगर-क्षेत्र हेतु विद्युत केन्द्र/सब-स्टेशन बस बार से आहरण कर विद्युत के विक्रय से राजस्व तथा ऐसी विद्युत केन्द्र/उत्पादन की लागत के बीच का अन्तर पृथक से रिपोर्ट किया जायेगा तथा गैर-टैरिफ आय के रूप में माना जायेगा।

36. अधिभार तथा अतिरिक्त अधिभार

अधिनियम की धारा 39,40 तथा 42 के अन्तर्गत अधिभार और अतिरिक्त अधिभार को आय के रूप में माना जायेगा तथा आयोग द्वारा यथा-निर्देशित व्यवहार किया जायेगा।

37. त्वरित भुगतान पर छूट

(1) क्षमता प्रभारों तथा उत्पादन टैरिफ के विद्युत प्रभारों या प्रसारण प्रभारों या रा.भा.प्रे.के. के लिये प्रचालन प्रभारों अथवा वहीलिंग प्रभारों का साख पत्र के माध्यम से या नकद/चैक द्वारा या इलैक्ट्रॉनिक अन्तरण के माध्यम से, विपत्रों के प्रस्तुतीकरण के 5 कार्य दिवसों के अन्दर-अन्दर भुगतान किये जाने पर 1.5 प्रतिशत की छूट अनुमत की जायेगी।

स्पष्टीकरण: '5दिवसों' की संगणना के मामलें में, दिनों की संख्या की गणना किसी भी अवकाश पर बिना विचार करते हुए निरन्तर की जायेगी। यदि अन्तिम दिवस अथवा 5वां दिवस शासकीय अवकाश है तो छूट के प्रयोजनार्थ 5वां दिवस का अर्थ यथा तात्कालिक उत्तरवर्ती कार्य दिवस से लगाया जायेगा (जहां लाभ भोगी का प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्ता या प्रतिनिधि का कार्यालय, बिल की प्राप्ति या अभिस्वीकृत के प्रयोजनार्थ स्थित है, के शासकीय राज्य सरकार के कैलेण्डर के अनुसार)

(2) यदि भुगतान साख-पत्र के माध्यम से या नकद/चैक द्वारा या इलैक्ट्रॉनिक अन्तरण के माध्यम से 5 कार्य दिवसों के बाद, परन्तु विपत्रों के प्रस्तुतीकरण की 30 दिवस की अवधि के अन्दर-अन्दर किये जाते हैं, तो छूट 1 प्रतिशत अनुमत की जायेगी।

38. अन्य व्यवसाय से आय

(1) अन्य व्यवसाय से राजस्व को, आयोग द्वारा अधिकृत सीमा तक आय के रूप में माना जायेगा।

(2) अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. विनियम 11 के अन्तर्गत यथानिर्धारित सूचनायें याचिका के साथ आयोग को प्रस्तुत करेगा कि क्या अनुज्ञप्तिधारी, विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 41 तथा 51 के अन्तर्गत विहित अभिप्राय के अन्दर-अन्दर किसी अन्य व्यवसाय में वाग्दत्त है।

39. स्वच्छ विकास तंत्र (सीडीएम)लाभों की शेयरिंग

स्वच्छ विकास तंत्र के अधीन अनुमोदित उत्सर्जन कटौती परियोजनाओं से कार्बन क्रेडिट की प्राप्तियों को निम्नलिखित ढंग से शेयर किया जायेगा:

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

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

भाग - V

उत्पादन केन्द्रों के लिये टैरिफ

40. प्रयोज्यता

(1) इस भाग-V में विनिर्दिष्ट विनियम, उत्पादन के पारम्परिक विद्युत संयंत्रों तथा लघु/सूक्ष्म जलीय (एमएमएच) विद्युत केन्द्रों से किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत की आपूर्ति के लिये टैरिफ के निर्धारण हेतु प्रयोज्य होंगे:

(2) आयोग, किसी उत्पादन कम्पनी द्वारा किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत की आपूर्ति के लिये टैरिफ निर्धारण के निम्नलिखित मामलों में, इस भाग में अन्तर्विष्ट विनियमों से मार्गदर्शित होगा:

(क) जहां इस प्रकार की टैरिफ किसी विद्युत क्रय अनुबन्ध या व्यवस्था जो कि नियंत्रणावधि के प्रारम्भण के बाद सहमत की गई है, के अनुसार है, या

(ख) जहां इस प्रकार की टैरिफ किसी विद्युत क्रय अनुबन्ध या व्यवस्था जो कि नियंत्रणावधि से पूर्व सहमत की गई है, के अनुसार है तथा या तो आयोग ने ऐसे अनुबन्ध/ऐसी व्यवस्था को पूर्व में अनुमोदित नहीं किया है या अनुबन्ध/व्यवस्था में यह विचारित है कि टैरिफ प्रचलित राविविआ टैरिफ विनियमों पर आधारित होगी।

(ग) जहां वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत के उत्पादन के व्यवसाय में प्रयुक्त है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी के उत्पादन व्यवसाय द्वारा इस के फुटकर आपूर्ति व्यवसाय को विद्युतापूर्ति किये जाने की अन्तरण कीमत निर्धारित करने में।

41. उत्पादन टैरिफ के निर्धारण हेतु याचिका

(1) किसी भी उत्पादन कम्पनी को वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत की आपूर्ति के लिये टैरिफ निर्धारण के लिये, इन विनियमों के भाग-II के प्रावधानों के अनुसार एक याचिका दायर करनी होगी।

(2) इन विनियमों के अन्तर्गत उत्पादन केन्द्र के सम्बन्ध में टैरिफ का निर्धारण चरण-वार, इकाइवार या पूरे उत्पादन केन्द्र के लिये किया जा सकता है। उत्पादन केन्द्र के लिये टैरिफ निर्धारण के मामले में, इस भाग में विनिर्दिष्ट अनुबन्ध व शर्तें, चरणों या इकाइयों, जैसी भी स्थिति हो, पर उसी तरह से प्रयोज्य होगी, जैसे कि उत्पादन केन्द्र के लिये प्रयोज्य होती है।

(3) जहां टैरिफ का निर्धारण किसी उत्पादन केन्द्र के चरण या इकाई के लिये किया जा रहा है, तो उत्पादन कम्पनी, आम सुविधाओं की पूंजीगत लागत और संयुक्त व साझा लागतों को सभी चरणों या इकाइयों, जैसी भी स्थिति हो, में आवंटन के लिये युक्तिसंगत आधार अपनायेगी।

बशर्ते कि उत्पादन कम्पनी ऐसी लागतों के आवंटन का आधार दर्शाते हुये आवंटन विवरण संधारित करेगी तथा जिसको वैधानिक अंकेक्षक द्वारा अंकेक्षित व प्रमाणित कराने के बाद टैरिफ निर्धारण हेतु आवेदन के साथ, आयोग को प्रस्तुत करेगी।

(4) उत्पादन कम्पनी, किसी इकाई चरण या सम्पूर्ण उत्पादन केन्द्र, जैसी भी स्थिति हो, याचिका किये जाने की तिथि तक या याचिका किये जाने की तिथि के पूर्व तक, वैधानिक अंकेक्षकों द्वारा प्रमाणित वास्तव में किये गये पूंजीगत व्ययों पर आधारित अनन्तिम टैरिफ के निर्धारण हेतु वाणिज्यिक परिचालन की प्रत्याशित

तिथि से पहले 6 माह के भीतर में याचिका दायर कर सकती है और अनन्तिम टैरिफ, ऐसी इकाई या चरण या उत्पादन केन्द्र, जैसी भी स्थिति हो, के वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से प्रभारित की जायेगी।

(5) उत्पादन कम्पनी, उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक परिचालन तिथि तक अंकेक्षित लेखों पर आधारित वैधानिक अंकेक्षकों द्वारा प्रमाणित वास्तव में किये गये पूंजीगत व्यय के आधार पर अन्तिम टैरिफ अनुसार एक नवीन याचिका दायर करेगी।

(6) आयोग द्वारा निर्धारित अनन्तिम टैरिफ तथा अन्तिम टैरिफ के किसी अन्तर जो उत्पादन कम्पनी को उपरोप्य नहीं है, को आयोग द्वारा यथा-निर्देशित अनुवर्ती वर्ष की टैरिफ में समायोजित किया जायेगा।

42. टैरिफ के घटक

(1) तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत के विक्रय की टैरिफ में दो भाग अर्थात् वार्षिक स्थाई प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों, जो नीचे दी गई विधि से परिकलित किये जायेंगे शामिल है।

(2) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत के विक्रय के लिये टैरिफ में, दो भाग होंगें जैसे वार्षिक क्षमता प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार, जो आगे दी गई विधि से परिकलित किये जायेंगे की वसूली शामिल है।

(3) वार्षिक स्थाई प्रभारों में निम्नलिखित तत्व शामिल होंगे-

- (क) परिचालन एवं संधारण व्यय,
- (ख) सावधि ऋणों पर ब्याज तथा वित्त प्रभार,
- (ग) हास,
- (घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज,
- (ङ) अंश पूंजी पर प्रतिफल,

निम्नलिखित को घटायें-

(च) गैर-टैरिफ आय,

(4) तापीय उत्पादन केन्द्र तथा जलीय उत्पादन केन्द्र के मामले में ऊर्जा प्रभारों का परिकलन, जैसा कि विनियम 50 में निर्धारित है, के अनुसार किया जायेगा।

43. पूंजीगत लागत तथा अशक्त विद्युत का विक्रय

(1) उत्पादन कम्पनी की पूंजीगत लागत का परिकलन विनियम 16 के प्रावधानों के अनुसार किया जायेगा।

(2) तापीय उत्पादन केन्द्र से वितरण अनुज्ञप्तिधारी को अशक्त विद्युत के विक्रय के लिये प्रभार, उस अवधि के दौरान व्यय की गई, वास्तविक ईंधन लागत, चूना पत्थर लागत सहित, जैसी भी स्थिति हो, पर आधारित होंगे।

बशर्ते कि अस्थिर विद्युत के विक्रय के लिये अधिकतम अनुज्ञेय अवधि राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड के अधिनियम के अनुसारया प्रत्येक मामले के आधार पर आयोग द्वारा यथा विस्तारित तक सीमित होगी।

बशर्ते कि उत्पादन कम्पनी द्वारा अशक्त विद्युत के विक्रय से अर्जित ईंधन लागत की वसूली के अलावा अन्य राजस्व को पूंजीगत लागत में कमी करने के लिये माना जायेगा तथा इसे राजस्व नहीं माना जायेगा।

(3) सभी घटकों जैसे बांध, अन्तर्ग्रहण, जल संवाहक तंत्र, योजना के विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा उत्पादन इकाइयों को आवृत करते हुये सम्पूर्ण जल विद्युत उत्पादन के यथा प्रभाजित जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों की पूंजीगत लागत का निर्धारण 16 के अनुसार किया जायेगा।

बशर्ते कि उत्पादन कम्पनी द्वारा अशक्त विद्युत के विक्रय से अर्जित राजस्व को पूंजीगत लागत में कमी करने के लिये माना जायेगा तथा राजस्व के रूप में नहीं माना जायेगा। अशक्त विद्युत के विक्रय की दर वहीं होगी जो उत्पादन केन्द्र की प्राथमिक ऊर्जा दर है।

44. तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये परिचालन के प्रतिमान

परिचालन के प्रतिमान नीचे दिये गये अनुसार प्रयोज्य होंगे-

(1) तापीय विद्युत केन्द्रों के लिये पूर्ण वार्षिक स्थाई प्रभारों की वसूली हेतु लक्ष्य उपलब्धता:

क) वार्षिक स्थाई प्रभारों की पूर्ण वसूली के लिये लक्ष्य उपलब्धता उप-विनियम (1)ख) तथा (1)ग) में आवृत हैं, को छोड़कर सभी तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये 85 प्रतिशत होगी।

ख) सीएफबीसी प्रौद्योगिकी काम में लेने वाले लिग्नाइट प्रज्वलित तापीय विद्युत केन्द्र:

परिचालन के प्रथम तीन वर्षों के लिये 75.0%

चतुर्थ वर्ष व उसके बाद 78.0%

टिप्पणी: उपरोक्त उप-विनियम के लिये परिचालन के प्रथम वर्ष का अभिप्राय वाणिज्यिक परिचालन की तिथि से आगे 365 दिन और आगे तदनुसार है।

निम्नलिखित केन्द्रों के लिये वार्षिक स्थाई प्रभारों की पूर्ण वसूली के लिये लक्ष्य उपलब्धता होगी:

केन्द्र का नाम	लक्ष्य उपलब्धता
कोटा ताविके (इकाई 1 से 7)	83%
सूरतगढ ताविके (इकाई 1 से 6)	83%
छाबडा ताविके (इकाई 1 से 4)	83%
कालीसिंध ताविप (इकाई 1 व 2)	83%

ग) निम्नलिखित केन्द्रों के लिये वार्षिक स्थाई प्रभारों की पूर्ण वसूली के लिये लक्ष्य उपलब्धता होगी:

केन्द्र का नाम	लक्ष्य उपलब्धता
रामगढ गैस ताविके (चरण 1 से 3)	70%
धौलपुर संचाविस (इकाई 1 से 3)	70%

- (2) प्रोत्साहन राशि हेतु लक्ष्य संयन्त्र भार घटक:
प्रोत्साहन राशि हेतु लक्ष्य संयत्र भार घटक लक्ष्य उपलब्धता के लिये ऊपर निर्दिष्ट के समान होगा।
- (3) सकल स्टेशन ताप दर
- (क) निम्नलिखित विद्यमान कोयला व गैस आधारित तापीय उत्पादन केन्द्र/इकाइयां:

केन्द्र	सकल स्टेशन ताप दर (किलो कैलोरी/किवाघ)
कोटा ताविके (इकाई 1 से 7)	2561.70
सूरतगढ ताविके (इकाई 1 से 6)	2476.28
रामगढ गैस ताविके (इकाई 1 से 3)	संयुक्त चक्रीय 1950.00 खुला चक्रीय 2830.00
धौलपुर संचाविस (इकाई 1 से 3)	संयुक्त चक्रीय 1950.00 खुला चक्रीय 2830.00
छाबडा ताविके (इकाई 1 से 4)	2400.00
जेएसडब्ल्यू एनर्जी (बाइमेर) लिमिटेड	2403.50
गिरल लिग्नाइट तापीय विद्युत केन्द्र	2403.50
कालीसिंध ताविप (इकाई 1 व 2)	2333.28
छबड़ा सुक्रि ताविप (इकाई 5 व 6)	2133.60
सूरतगढ सुक्रि ताविप (इकाई 7 व े 8)	2145.68

बशर्ते कि लिग्नाइट प्रज्वलित उत्पादन केन्द्रों के मामले में (सीएफबीसी प्रौद्योगिकी आधारित केन्द्रों सहित) अधिकतम अभिकल्प ताप दर नीचे दिये नमी अंश के घटक का उपयोग करते हुये बढ़ा दी जायेगी:

- 50 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.10
- 40 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.07
- 30 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.04
- नमी अंश के अन्य मूल्यों के लिये गुणन घटक जो कि 30-40 प्रतिशत तथा 40-50 प्रतिशत के नमी अंश श्रेणी के मध्य है, के लिये गुणन घटक के निर्धारित मूल्य पर आधारित आनुपातिक गुणन घटक, क्रमशः सम्बन्धित विस्तार श्रेणी जो उपरोक्त उप उपविनियम (i) से (iii) में दी गई है, के अनुपात में किया जायेगा।
- नमी अंश का निर्धारण दहनता के स्तर पर किया जायेगा।

(ख) उपरोक्त खण्ड 3(क) में आवृत्त नहीं होने वालों के सिवाय सभी तापीय उत्पादन केन्द्रों/इकाइयों के लिये सकल स्टेशन ताप दर

कोयला तथा लिग्नाइट आधारित तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्र

=1.045X अभिकल्प ताप दर (किलो कैलोरी/किवाघ)

जहाँ किसी इकाई की अभिकल्प ताप दर का अभिप्राय 100 प्रतिशत अधिकतम सतत् रेटिंग, शून्य प्रतिशत संघटित, अभिकल्प कोयला तथा अभिकल्प शीतलन जल तापमान/पृष्ठ दबाव की स्थितियों में आपूर्तिकर्ता द्वारा प्रत्याभूत इकाई ताप दर से है।

बशर्ते कि जहाँ इकाई अभिकल्प ताप दर की गारण्टी नहीं दी गयी है परन्तु टर्बाइन चक्र ताप दर तथा बॉयलर दक्षता की उसी आपूर्तिकर्ता या भिन्न-भिन्न आपूर्तिकर्ताओं ने पृथक से गारण्टी दे दी है, तो इकाई अभिकल्प ताप दर का निर्धारण गारण्टी दिये गये टर्बाइन चक्र ताप दर तथा बॉयलर दक्षता का उपयोग करते हुये किया जायेगा।

बशर्ते कि जहाँ इकाई ताप दर नीचे दी गई सारणी में यथा निर्धारित सीमा से अधिक नहीं होगी।

दबाव रेटिंग (किग्रा/सीए म ²)	150	170	170	247	247	260	270	270
एसएचटी/ आरएचटी (डिग्री सेल्सियस)	535/ 535	537/ 537	537/ 565	537/ 565	565/ 593	593/ 593	593/ 593	600/ 600
बीएफपी का प्रकार	विद्युत चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित	टर्बाइन चालित
अधिकतम टर्बाइन चक्र ताप दर (किलो कैलोरी प्रति किवाघ)	1955	1950	1935	1900	1850	1814	1810	1790
न्यूनतम बॉयलर दक्षता								
उप- बिटुमिनस भारतीय कोयला%	86.00	86.00	86.00	86.00	86.00	86.00	86.50	86.50
बिटुमिनस आयातीत कोयला%	89.00	89.00	89.00	89.00	89.00	89.50	89.50	89.50

यदि डिजाइन किये गये टरबाइन चक्र ताप दर और बॉयलर दक्षता इन मूल्यों से बेहतर हैं. तो अभिकल्प इकाई ताप दर की गणना के लिये इसे विचारित किया जायेगा।

बशर्ते यह भी कि किसी इकाई के दबाव व तापमान प्राचल उपर्युक्त रेटिंगो से भिन्न है तो निकटवर्ती श्रेणी की अधिकतम अभिकल्प इकाई की ताप दर ध्यान में रखी जायेगी।

बशर्ते यह भी है की जहां उसी आपूर्तिकर्ता या विभिन्न आपूर्तिकर्ताओं द्वारा इकाई की ताप दर प्रत्याभूत नहीं की गयी है परन्तु टर्बाइन चक्र ताप दर तथा बॉयलर दक्षता पृथक से प्रत्याभूत की गई है तो इकाई की अभिकल्प ताप दर की संगणना टर्बाइन चक्र ताप दर तथा बॉयलर दक्षता का उपयोग करते हुये की जायेगी।

अग्रेतर बशर्ते कि जहां उप-बिटुमिनेस भारतीय कोयले की बॉयलर दक्षता 86 प्रतिशत से कम तथा बिटुमिनेस आयातीत कोयले की 89 प्रतिशत से कम है, तो उसे स्टेशन ताप दर के परिकलन हेतु, उप बिटुमिनेस भारतीय कोयले व बिटुमिनेस आयातीत कोयले के लिये क्रमशः 86 प्रतिशत व 89 प्रतिशत माना जायेगा।

बशर्ते कि शुष्क शीतलन प्रणाली पर आधारित इकाइयों के मामले में अधिकतम टरबाइन चक्र ताप दर वास्तविक डिजाइन के अनुसार या उपरोक्त सारणी में दिये गये मूल्यों से 6% अधिक, जो भी कम हो, मानी जायेगी।

बशर्ते यह भी है कि अस्वीकृत कोयले पर आधारित उत्पादन स्टेशनों के लिये आयोग स्टेशन ताप दर को प्रत्येक मामले के आधार पर अनुमोदित करेगा।

टिप्पणी 1 : लिग्नाइट प्रज्वलित तापीय उत्पादन स्टेशन के लिये, न्यूनतम बॉयलर दक्षता 76% (पल्वराइज्ड के लिये) और 80% (फ्लुइडाइज्ड बेड के लिये) आधारित बॉयलर होगी।

टिप्पणी 2 : जहां बॉयलर फीड पम्प विद्युत से परिचालित है, तो ऐसी उत्पादन इकाइयों के मामले में अधिकतम अभिकल्प ताप दर उपर निर्धारित टर्बाइन चालित बीएफपी युक्त अधिकतम ताप दर से 40 किलो कैलोरी/किवाघनिम्नतर होगी।

आगे शर्त यह है कि लिग्नाइट प्रज्वलित उत्पादन केन्द्रों के मामले में (सीएफबीसी प्रौद्योगिकी आधारित केन्द्रों सहित) अधिकतम अभिकल्प ताप दर नीचे दिये नमी अंश के घटक का उपयोग करते हुये बढ़ा दी जायेगी:

- i. 50 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.10
- ii. 40 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.07
- iii. 30 प्रतिशत नमी वाले लिग्नाइट के लिये गुणन घटक 1.04
- iv. नमी अंश के अन्य मूल्यों के लिये गुणन घटक जो कि 30-40 प्रतिशत तथा 40-50 प्रतिशत के नमी अंश श्रेणी के मध्य है, के लिये गुणन घटक के निर्धारित मूल्य पर आधारित आनुपातिक गुणन घटक, क्रमशः सम्बन्धित विस्तार श्रेणी जो उपरोक्त उप उपविनियम (i) से (iii) में दी गई है, के अनुपात में किया जायेगा।
- v. नमी अंश का निर्धारण दहनता के स्तर पर किया जायेगा।

(ग) उपरोक्त खण्ड 3(क) में आवृत्त नहीं होने वाली गैस आधारित/तरल आधारित तापीय उत्पादन इकाई(यां):

= 1.05X प्राकृतिक गैस तथा पुनः तरलीय प्राकृतिक गैस के लिये इकाई की अभिकल्प ताप दर (किलो कैलोरी/किवाघं)

= 1.071X तरल ईंधन के लिये इकाई/खंड की अभिकल्प ताप दर (किलो कैलोरी/किवाघं)

जहाँ किसी इकाई की अभिकल्प ताप दर का अभिप्राय 100 प्रतिशत अधिकतम सतत् रेटिंग पर प्रत्याभूत इकाई ताप दर से है और स्थल की परिवेशी स्थितियों से है और किसी ब्लॉक के लिये प्रत्याभूत अभिकल्प ताप दर का अभिप्राय 100 प्रतिशत अधिकतम सतत् रेटिंग, स्थल की परिवेशी स्थितियों शून्य प्रतिशत संघटित अभिकल्प की शीतलन जल तापमान/पृष्ठ दबाव से है।

(4) द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग

(क) कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र: 0.50 मिली/किवाघं

(ख) लिग्नाइट प्रज्वलित उत्पादन केन्द्र: 1.00 मिली/किवाघं
(सीएफबीसी प्रौद्योगिकी आधारित)

(5) अभिकर्मक के उपभोग के लिये मानदंड

(i) सल्फरडाइऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिये विभिन्न प्रौद्योगिकियों के लिये विशिष्ट अभिकर्मक का मानकीय उपभोग निम्नानुसार होगा:

(क) वेट लाइम स्टोन आधारित ईंधन गैस डीसल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली के लिये: विनिर्दिष्ट लाइम स्टोन उपभोग (जी/किवाघं) की गणना निम्न सूत्र की पालना करके की जायेगी:

$$\left[\frac{\text{के} \times \text{मानकीय हीट दर (किलो कैलोरी/किवाघं)} \times \text{कोयले की सल्फर सामग्री}(\%)/\text{किलो कैलोरी/केजी में सीवीपीएफ}}{85/\text{एलपी}} \right] \text{जी/किवाघं}$$

जहाँ

एलपी = प्रतिशतता में लाइम स्टोन शुद्धता

सीवीपीएफ = कोयला/लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन केन्द्र, यथास्थिति, के लिये यथा लागू किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम में यथा प्राप्त कोयला/लिग्नाइटका भारित औसत सकल कैलोरिफिक मूल्य

बशर्ते कि के का मूल्य 600 एमजी/एनएम³ के सल्फरडाइऑक्साइड उत्सर्जन मानदंड के अनुपालन के लिये यूनिटों के लिये (26.8 x डिजाइन सल्फरडाइऑक्साइड निराकरण कुशलता/73%) या 100/200 एमजी/एनएम³ के सल्फरडाइऑक्साइड उत्सर्जन मानदंड के साथ अनुपालन करते हुये (35.2 x डिजाइन सल्फरडाइऑक्साइड निराकरण कुशलता/96%) के समतुल्य होगा;

बशर्ते यह भी किलाइम स्टोन शुद्धता 85% कम नहीं होगी।

(ख) लाइम स्प्रे ड्रायर या अर्ध ड्राई ईंधन गैस डीसल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली के लिये: विनिर्दिष्ट लाइम उपभोग को लाइम की न्यूनतम शुद्धता (एलपी) के आधार पर 90% या उससे अधिक के आधार पर सूत्र $(6 \times 90 / \text{एलपी})$ ग्राम/किवाघंलागू करते हुये गणना की जायेगी;

(ग) ड्राई सोरबेंट अंतःक्षेपन प्रणाली (सोडियम बाइकार्बोनेट का उपयोग करते हुये) के लिये:

सोडियम बाइकार्बोनेट का विनिर्दिष्ट उपभोग 100% शुद्धता पर 12 ग्राम प्रति किवाघं होगा।

(घ) समुद्र जल आधारित फ्लू गैस डीसल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली: समुद्र जल आधारित फ्लू गैस डीसल्फरीकरण (एफजीडी) प्रणाली में प्रयुक्त अभिकर्मक शून्य होगा।

(ii) सीएफबीसी प्रोद्योगिकी (फर्नेस अंतःक्षेपन) आधारित उत्पादन केन्द्र के लिये:

सीएफबीसी आधारित उत्पादन केन्द्र (फर्नेस अंतःक्षेपन) के लिये विनिर्दिष्ट लाइम स्टोन के उपभोग की गणना निम्न सूत्र की पालना करके की जायेगी:

$$(62.9 \times \text{एस} \times \text{एसएचआर} / \text{सीवीपीएफ}) \times (85 / \text{एलपी})$$

जहाँ

एस = प्रतिशतता में सल्फर सामग्री

एलपी = प्रतिशतता में लाइम स्टोन शुद्धता

एसएचआर = किलो कैलोरी प्रति किवाघं में सकल केन्द्र ताप दर

सीवीपीएफ = लिग्नाइट आधारित तापीय उत्पादन केन्द्र के लिये यथा लागू किलो कैलोरी प्रति किवाघं में यथा प्राप्त लिग्नाइट की भारित औसत सकल कैलोरिफिक मूल्य

(iii) नाइट्रोजन के ऑक्साइड के उत्सर्जन में कमी के लिये विभिन्न प्रोद्योगिकियों के लिये विशिष्ट अभिकर्मक का मानकीय उपभोग निम्नानुसार होगा:

(क) चयनात्मक गैर-उत्प्रेरक कटौती (एसएनसीआर) प्रणाली के लिये: एसएनसीआर प्रणाली का विशिष्ट यूरिया उपभोग यूरिया की 100 प्रतिशत शुद्धता पर 1.2 ग्राम प्रति किवाघं होगा।

(ख) चयनात्मक उत्प्रेरक कटौती (एससीआर) प्रणाली के लिये: एससीआर प्रणाली का विशिष्ट अमोनिया उपभोग अमोनिया की 100 प्रतिशत शुद्धता पर 0.6 ग्राम प्रति किवाघं होगा।

(6) सहायक ऊर्जा उपभोग

(क) नीचे उप-विनियम (6)(घ) के अन्तर्गत आवृत्त को छोड़कर कोयला आधारित उत्पादन केन्द्र

क्र. सं.	उत्पादन स्टेशन	नेचुरल ड्राफ्ट कूलिंग टावर के बिना या उसके साथ
(i)	200-300 मेगावाट सीरीज	8.50 %
(ii)	300/330/350/500 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 %

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

बशर्ते 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 %

टिप्पणी: 200 मेगावाट सेट से कम की यूनिट क्षमता के लिए सहायक ऊर्जा उपभोग को प्रति मामले के आधार पर निपटाया जायेगा।

(ख) नीचे उप-विनियम (6)(घ) के अन्तर्गत आवृत को छोड़कर गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय उत्पादन केन्द्र:

- i. संयुक्त चक्रीय 2.75 प्रतिशत
- ii. खुला चक्रीय 1.0 प्रतिशत

बशर्ते कि जहां गैस आधारित उत्पादन केन्द्र विद्युत मोटर चालित गैस बूस्टर कम्प्रेसर का उपयोग कर रहे हैं, संयुक्त चक्रीय प्रणाली के मामले में सहायक ऊर्जा उपभोग 3.30 प्रतिशत होगा (भाप टर्बाइन जनरेटरों के लिये शीतलन कंडेन्सरों के प्रभाव सहित):

बशर्ते यह कि 0.35 प्रतिशत की अतिरिक्त सहायक ऊर्जा उपभोग को यांत्रिक तलौछ पंखों के साथ प्रत्यक्ष शीतलन कंडेन्सरों वाले संयुक्त चक्रीय उत्पादन केन्द्रों के लिये अनुज्ञात होगा।

(ग) नीचे उपविनियम (6) (घ) के अन्तर्गत आवृत को छोड़कर लिग्नाइट प्रज्वलित तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्र:

- i. सहायक ऊर्जा उपभोग प्रतिमान उपरोक्त उप-विनियम (6)(क) पर कोयला आधारित उत्पादन केन्द्रों के सहायक ऊर्जा उपभोग प्रतिमान से 0.5 प्रतिशत उपर होगा।

ii . सीएफबीसी प्रौद्योगिकी युक्त लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिये सहायक ऊर्जा उपभोग प्रतिमान, उपरोक्त उप-विनियम (6)(क) पर कोयला आधारित उत्पादन केन्द्रों के उपरोक्त सहायक ऊर्जा उपभोग प्रतिमानों से 1.5 प्रतिशत अधिक होंगी।

(घ)विद्यमान तापीय उत्पादन केन्द्र/इकाइयां

केन्द्र	सहायक ऊर्जा उपभोग (%)	
कोटा ताविके (इकाई 1 से 7)	9.27%	
सूरतगढ ताविके (इकाई 1 से 6)	9.00%	
छाबडा ताविके (इकाई 1 से 4)	9.00%	
रामगढ गैस ताविके (इकाई 1 से 3)	3.00%	3.00%
	1.00%	1.00%
धौलपुर संचाविस (इकाई 1 से 3)	3.00%	3.00%
	1.00%	1.00%
जेएसडब्ल्यू एनर्जी (बाइमेर) लिमिटेड	11.5%	
गिरल लिग्नाइट तापीय विद्युत केन्द्र	11.5%	
कालीसिंध ताविप (इकाई 1 व 2)	5.25%	
छबडा सुक्रि ताविप (इकाई 5 व 6)	5.25%	
सूरतगढ सुक्रि ताविप (इकाई 7 व 8)	5.25%	

बशर्ते कि उन तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये जहां टर्बूब प्रकार की कोयला मिलों का उपयोग होता है, प्रतिमान को अग्रतर 0.8 प्रतिशत से बढ़ाया जायेगा।

बशर्ते यह भी कि रामगढ गैस तापीय विद्युत केन्द्र के लिये खुले चक्र हेतु 3 प्रतिशत तथा संयुक्त चक्र हेतु 2 प्रतिशत अतिरिक्त सहायक ऊर्जा उपभोग गैस कम्प्रेसर के उपयोग किये जाने के दिनों की संख्या के लिये प्रयोज्य होगा।

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

प्रौद्योगिकी का नाम	एयूएक्सएन (सकल उत्पादन के % रूप में)
(1) सल्फर डाइऑक्साइड के उत्सर्जन की कमी के लिए:	
(क) एफजीडी प्रणाली आधारित वेट लाइमस्ट्रजेन (बिना गैस से गैसहीटर)	1.0 %
(ख) लाइम स्प्रे ड्रायर या सेमी ड्रायर एफजीडी प्रणाली	1.0 %
(ग) ड्राई सॉरबेन्ट इंजेक्शन सिस्टम (सोडियम	शून्य

बाइकार्बोनेट सहित)	
(घ) सीएफबीसी पावर प्लांट के लिए (फरनेस इंजेक्शन)	शून्य
(इ) एफजीडी प्रणाली आधारित समुद्री जल (बिना गैस से गैसहीटर)	1.0 %
(2) नाइट्रोजन के ऑक्साइड के उत्सर्जन की कमी के लिए	
(क) चयनित नॉन-केटालिटिक कमी प्रणाली	शून्य
(क) चयनित केटालिटिक कमी प्रणाली	0.2 %

बशर्ते कि जहाँ प्रौद्योगिकी 'गैस टू गैस' हीटर सहित संस्थापित की जाती है, उक्त विनिर्दिष्ट एयूएक्स_{इएन} में सकल उत्पादन के 0.20% तक की वृद्धि होगी।

(7) पारगमन हानियां

ईंधन आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिये ईंधन आपूर्ति कम्पनी द्वारा माह के दौरान आपूर्ति की गई ईंधन की मात्रा की प्रतिशतता के रूप में मानकीय पारगमन तथा संचलन हानियां:

(क) कोयला/लिग्नाइट आपूर्ति

- i. खदान पर स्थित उत्पादन केन्द्र 0.20 प्रतिशत
- ii. खदान के अलावा अन्य स्थान पर स्थित उत्पादन केन्द्र 0.80 प्रतिशत

बशर्ते कि आयातित कोयले के मामले में पारगमन तथा संचलन हानियां 0.20 प्रतिशत होगी।

और बशर्ते कि यदि ईंधन आपूर्ति अनुबन्ध में परिदत्त ईंधन की प्रमात्रा के आधार पर विपत्रण का प्रावधान है, तो मानकीय पारगमन तथा संचलन हानियां प्रयोज्य नहीं होगी।

(ख) तरल या अन्य कोई ईंधन 0%

(8) विद्यमान तापीय उत्पादन केन्द्र की किसी भी इकाई की निवृत्ति के मामले में या यदि किसी इकाई के प्रतिमान पर विनिर्दिष्ट नहीं किये गये हैं तो ऐसी उत्पादन इकाई/केन्द्र के संचालन के लिये प्रतिमान सम्बन्धित टैरिफ आदेश में आयोग द्वारा यथा स्वीकृत होंगे।

45. जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये परिचालन के प्रतिमान

परिचालन के प्रतिमान निम्नवत होंगे, अर्थात्:

(1) पूर्ण क्षमता प्रभारों की वसूली के लिये मानकीय क्षमता सूचकांक

(क) उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक परिचालन के पहले वर्ष के दौरान

- i. बिना पोण्डेज के रन-ऑफ-रीवर उत्पादन केन्द्र 85 प्रतिशत
- ii. स्टोरेज प्रकार के तथा पोण्डेज वाले रन-ऑफ-रीवर उत्पादन केन्द्र 80 प्रतिशत

(ख) उत्पादन केन्द्र की वाणिज्यिक परिचालन के प्रथम वर्ष बाद:

- i. बिना पोण्डेज के रन-ऑफ-रीवर उत्पादन केन्द्र 90 प्रतिशत
- ii. स्टोरेज प्रकार के तथा पोण्डेज वाले रन-ऑफ-रीवर उत्पादन केन्द्र 85 प्रतिशत

(ग) आयोग, जल की पर्याप्त मात्रा उपलब्ध न होने की दशा में प्रकरण-दर-प्रकरण आधार पर, मानकीय क्षमता सूचकांक में शिथिलता दे सकता है।

(घ) यदि उत्पादन केन्द्र, विहित मानकीय स्तरों से नीचे क्षमता सूचकांक प्राप्त करता है, तो क्षमता प्रभारों की वसूली यथानुपात की जायेगी। शून्य क्षमता सूचकांक पर, उत्पादन केन्द्र को कोर्द क्षमता प्रभार संदेय नहीं होंगे।

(2) पंप स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के मामले में, डाउनस्ट्रीम जलाशय में 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 आभार्थियों द्वारा व्यवस्थित किया जायेगा। बदले में लाभार्थियों को व्यस्ततम घंटों के दौरान उत्पादन स्टेशनों में कमतर उन्नत जलाशय से उच्चतर उन्नत जलालय से जल की पंपिंग में प्रयुक्त ऊर्जा के 75% के समतुल्य ऊर्जा के लिए पात्र होंगे और उत्पादन स्टेशन व्यस्ततम घंटों के दौरान विद्युत की इस प्रकार की मात्रा की आपूर्ति के लिए बाध्यता के अधीन होंगे:

बशर्ते कि अव्यस्ततम घंटों के दौरान ऊर्जा के वांछित स्तर की आपूर्ति के लिए विफल लाभार्थियों के मामले में, व्यस्ततम घंटों के दौरान स्टेशन में उनकी ऊर्जा पात्रता में समानुपातिक कमी होगी:

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

(3) सहायक ऊर्जा उपभोग**(क) सतही जलीय उत्पादन केन्द्र**

- i. जनित्र लाट पर आरूढ आवर्ती उद्दीपक युक्त 0.2 प्रतिशत
- ii. स्थिर उद्दीपन तंत्र युक्त 0.5 प्रतिशत

(ख) भूमिगत जलीय उत्पादन केन्द्र

- i. जनित्र लाट पर आरूढ आवर्ती उद्दीपक युक्त 0.4 प्रतिशत
- ii. स्थिर उद्दीपन तंत्र युक्त 0.7 प्रतिशत

(ग) विद्यमान जलीय विद्युत केन्द्रों के लिये सहायक उपभोग

- i. माही विद्युत गृह द्वितीय - 3 लाख इकाइयां प्रतिवर्ष +उत्पादित ऊर्जा का 0.75 प्रतिशत
- ii. माही विद्युत गृह प्रथम -4 लाख इकाइयां प्रतिवर्ष +उत्पादित ऊर्जा का 0.65 प्रतिशत
- iii. नये मिनी/माइक्रो जलीय विद्युत केन्द्र - उत्पादित ऊर्जा के 10 प्रतिशत अधिकतम के अध्यक्षीन वास्तविक आंकड़ों के आधार पर

46. परिचालन एवं संधारण व्यय

(1) कोयला, लिग्नाइट एवं गैस टर्बाइन आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिये

(क) 110 मेवा तथा उससे उपर तथा 250 मेवा तक की इकाई आकार-24.85लाख रू प्रति मेवा वित्तीय वर्ष 2025-26 के लिये

(ख) 250 मेवा से उपर की इकाई आकार-22.36 लाख रू/मेवा वित्तीय वर्ष 2025-26 के लिये

(2) लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिये: 32.67 लाख रू प्रति मेवा वित्तीय वर्ष 2025-26 के लिये

(3) गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय उत्पादन केन्द्र

विवरण	लघु गैस टर्बाइन विद्युत उत्पादन केन्द्रों के अतिरिक्त गैस टर्बाइन/संयुक्त चक्रीय उत्पादन केन्द्र विव 2025-26 के लिये	लघु गैस टर्बाइन उत्पादन केन्द्र (50 में.वा. से कम युनिट आकार) विव 2025-26 के लिये
	लघु गैस टर्बाइन के अतिरिक्त बिना प्रतिश्रुति स्पेयर्स के	बिना प्रतिश्रुति स्पेयर्स के
विव 2025-26 के लिये प. एवं सं. व्यय	18.62 लाख रू./मेवा	22.61 लाख रू./मेवा

(4) यदि संसाधित जल को 50 किमी से अधिक की दूरी के लिये परिवाहित किया जाना है तो फिर उपरोक्त प.एवं.सं. व्ययों के अतिरिक्त आयोग द्वारा विवेकी जांच के अध्यक्षीन, उपयुक्त विशेष प.एवं.सं. व्यय अनुज्ञात किये जायेंगे। इसमें 50 किमी से अधिक की दूरी के लिये पाइप लाइन तथा जल पम्पिंग स्टेशन परिचालन लागत तथा ऐसे पम्पिंग स्टेशन के लिये अतिरिक्त विद्युत उपभोग से सम्बन्धित प.एवं.सं. व्यय शामिल होंगे।

(5) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये

(क) वित्तीय वर्ष 2025-26 के लिये माही विद्युत गृह प्रथम तथा माही विद्युत गृह द्वितीय जलीय ऊर्जा केन्द्र के लिये परिचालन एवं संधारण व्यय, 15.31 लाख रूपये प्रति मेगावाट होंगे।

(ख) 1.4.2025 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% एवं 5.0%पर नियत किया जायेगा और क्रमशः 200

मेगावाट से अधिक की संस्थापित क्षमता के साथ स्टेशनों के लिए और 200 मेगावाट में कम वा बराबर की संस्थापित क्षमता के साथ स्टेशनों के लिए मूल परियोजना लागत (पुनर्वास एवं पुनःस्थापन कार्यों, आईडीसी और आईईडीसी की लागत को छोड़कर) के 5% होगी और इन विनियमों के अनुसार वार्षिक वृद्धि के अध्यक्षीन होगी।

(6) विभिन्न इकाई आकारों के संयोजन वाले उत्पादन केन्द्रों के लिये परिचालन एवं संधारण व्ययों के लिये भारत औसत मूल्य अपनाया जायेगा।

(7) प्रत्येक अनुगामी वर्ष के प.एवं.सं. व्यय प्रतिमानों को विनियम 24 में यथा विनिर्दिष्ट वृद्धिकरण दर से किया जायेगा।

बशर्ते कि मानकीय प.एवं.सं. व्ययों से अधिक बीमांकिक मूल्यकांक पर आधारित सीमावर्ती दायित्वों को, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, प्रथम रूप से टैरिफ के माध्यम से अनुज्ञात किया जायेगा।

बशर्ते कितापीय विद्युत संयंत्रों (टीपीपी)तापीय विद्युत केन्द्रों के लिये उपयोगकर्ता एजेसियों तक राख के परिवहन के लिये विद्युत मंत्रालय, भारत सरकार द्वारा समय-समय पर जारी दिशा-निर्देशों के अनुसार राख परिवहन व्यय को विवेकी जांच के पश्चात् अलग से अनुमति दी जायेगी।

(8) केन्द्र या राज्य सरकार के स्वामित्व वाली उत्पादन कंपनी के मामले में, मजदूरी वा वेतन पुनरीक्षण के कार्यान्वयन के कारण प्रभाव की अनुमति टैरिफ के ड्रइंग 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, 2030 को समाप्त होने वाली टैरिफ अवधि के दौरान 5.25% की दर से वार्षिक वृद्धि की जाएगी।

47. राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एस.एल.डी.सी.) शुल्क तथा प्रसारण प्रभार

आयोग द्वारा यथानिर्धारित राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभारों को व्यय के रूप में माना जायेगा। राज्य के बाहर विक्रीत ऊर्जा के लिये संदत्त राज्य भार प्रेषण केन्द्र तथा प्रसारण प्रभारों को, उत्पादन टैरिफ निर्धारण हेतु, व्यय के रूप में नहीं माना जायेगा।

48. स्थाई प्रभारों तथा क्षमता प्रभारों का परिकलन

(1) तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्र

(क) उत्पादन कम्पनी के कुल वार्षिक स्थाई प्रभार सहित साम्या प्रतिफल का परिकलन इन विनियमों के भाग -III व भाग V के संदर्भ में अनुमत व्यय तथा प्रतिफल के अनुसार किया जायेगा।

(ख) किसी उत्पादन कम्पनी द्वारा वसूली योग्य वार्षिक क्षमता प्रभारों का परिकलन, उपरोक्त उपविनियम (1)(क) के प्रावधानों के अनुसार परिकलित कुल वार्षिक व्ययों और प्रतिफल, में से विनियम 35 के अनुसार गैर-टैरिफ आय को कम करके किया जायेगा।

(2) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्र

(क) किसी जलीय ऊर्जा केन्द्र से विद्युत विक्रय के लिये द्वि-भागीय टैरिफ में वार्षिक क्षमता प्रभारों तथा प्राथमिक ऊर्जा प्रभारों की वसूली समाविष्ट होगी। क्षमता प्रभार का निम्नलिखित सूत्र के अनुसार परिकलन किया जायेगा:

$$\text{क्षमता प्रभार} = (\text{वार्षिक स्थाई प्रभार} - \text{प्राथमिक ऊर्जा प्रभार})$$

टिप्पणी- प्राथमिक ऊर्जा प्रभारों के माध्यम से वसूली, वार्षिक स्थाई प्रभार से अधिक नहीं होगी।

(ख) वार्षिक स्थाई प्रभार: वार्षिक स्थाई प्रभार निम्नानुसार परिकलित किये जायेंगे-

i. कुल वार्षिक स्थाई प्रभार सहित साम्या प्रतिफल का परिकलन इन विनियमों के भाग-III व भाग V के संदर्भ में अनुमत व्यय तथा प्रतिफल के अनुसार किया जायेगा।

ii. वार्षिक स्थाई क्षमता प्रभारों का परिकलन, उपरोक्त उपविनियम (2)(ख)(i) के प्रावधानों के अनुसार परिकलित में से विनियम 35 के अनुसार कुल वार्षिक व्ययों और प्रतिफल, में से गैर-टैरिफ आय को घटाकर किया जायेगा।

(3) पम्पड स्टोरेज हाइड्रो उत्पादन स्टेशनों के लिए क्षमता प्रभार और ऊर्जा प्रभार की संगणना और भुगतान:

(क) पम्पडस्टोरेज हाइड्रो उत्पादन की नियत लागत इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट मानदण्डों पर आधारित वार्षिक आधार पर संगठित किया जायेगा और क्षमता प्रभार के रूप में मासिक आधार पर वसूल किया जायेगा। क्षमता प्रभार उत्पादन स्टेशन की बिक्री योग्य क्षमता में उनके संबंधित आवंटन के समानुपात में लाभांशियों द्वारा संदेय होगा।

बशर्ते कि उत्पाद 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 प्रसार भुगतान की निर्धारित करने के प्रयोजन के लिए उत्पादन स्टेशन के लिए पूर्ण लागत के नवीनतम अनुभाग के आधार पर होगी।

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

(एएफसी × 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 × एनडीएम/एनडीवाई) × (व्यस्ततम 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 निर्धारित लागत, रुपए में

एनडीएम= महीने में दिनों की संख्या

एनडीवाई= वर्ष में दिनों की संख्या

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

(ग) ऊर्जा प्रभार एकस 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।

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

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

जहाँ,

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

बशर्ते कि एक महीने में अनुसूचित ऊर्जा महीने के लिए डिजाइन ऊर्जा से कम हो 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।

बशर्ते 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 एकस बस तक पंपिंग ऊर्जा के लिए प्रभार उत्पादन स्टेशन की बिक्री योग्य क्षमता में उनके संबंधित आवंटन के लिए समानुपात में लाभार्थियों द्वारा संदेय होगा।

(ङ) उत्पादन कंपनी प्राकृतिक जल के दैनिक प्रवाह को ऊपरी उन्नयन जलाशय में और ऊपरी उन्नयन जलाशय और प्रति घंटे के आधार पर कम ऊंचाई वाले जलाशय का रिकॉर्ड बनाए रखेगी। पानी के प्राकृतिक प्रवाह सहित उपलब्ध पानी के साथ व्यस्ततम 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 दिन का 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 अव्यस्ततम अवधि के दौरान कम ऊंचाई वाले जलाशय से उच्च ऊंचाई तक पानी पंप नहीं करने के वैध कारण के रूप में माना जायेगा:

बशर्ते कि 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 जायेगा:

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

जहाँ,

(एसीसी)adj- समायोजित वार्षिक क्षमता प्रभार

(एसीसी) आर - वसूल किया वार्षिक क्षमता प्रभार

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

बशर्ते कि ग्रिड कोड की अनुसूचीकरण क्रियाविधि के अनुसार, उत्पादन स्टेशन को दिन के सभी समय ब्लॉक के लिए डे अहेड आधार पर अपनी मशीन की उपलब्धता को दैनिक आधार पर घोषित करना अपेक्षित होगा।

(च) राज्य 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 जायेगा।

49. स्थाई प्रभारों या क्षमता प्रभारों की वसूली

(1) पूर्ण स्थाई प्रभार या क्षमता, तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये विनियम 44 में उल्लेखित लक्ष्य उपलब्धता पर या जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये विनियम 45 में निर्दिष्ट मानक क्षमता सूचकांक पर वसूली योग्य होंगे। स्थाई प्रभारों या क्षमता प्रभारों की वसूली, लक्ष्य उपलब्धता या मानकीय क्षमता सूचकांक स्तर से नीचे होने पर, यथानुपात आधार पर होगी। शून्य उपलब्धता/क्षमता सूचकांक पर, कोई स्थाई प्रभार/क्षमता प्रभार संदेय नहीं होगा।

बशर्ते कि यदि उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण या उत्सर्जन नियंत्रण प्रणाली की स्थापना के कारण बंद हो, यथास्थिति, उत्पादन कंपनी को केवल प्रचालन एवं संधारण व्यय और ऋण पर ब्याज वसूली करने की अनुमति होगी।

(2) क्षमता प्रभारों का भुगतान विनिहित/संविदित क्षमता के समानुपात में मासिक आधार पर होगा।

50. ऊर्जा प्रभार

(1) तापीय उत्पादन केन्द्रों के लिये ऊर्जा (परिवर्तनीय) प्रभारों में उतराई में ईंधन लागत सम्मिलित होगी और निम्न प्रकार से परिकलित किये जायेंगे-

ऊर्जा प्रभार (रू)=रू/किवाघं में ऊर्जा प्रभारों की दरXअनुसूचित उत्पादन के अनुरूप किवाघंमें माह के लिये अनुसूचित ऊर्जा (एक्स बस)

(2) जहाँ पर, ऊर्जा प्रभारों की दर (आर.ई.सी.) रूपये/किवाघं में एक्स-बस विद्युत के एक किवाघं के लिये प्राथमिक व द्वितीयक ईंधन की मानकीय परिमाणों की कीमतों का योग होगी तथा निम्नवत् परिकलित की जायेगी-

$$\text{ऊर्जा प्रभारों की दर} = \frac{100\{पी_{क} \times (क्यू_{क})_{एन} + पी_{एस} \times (क्यू_{एस})_{एन}\}}{[100 - (एयूएक्स)_{एन}]} \text{ (रू/किवाघं)}$$

जहां,

पी_{की}= प्राथमिक ईंधन अर्थात् कोयला या लिग्नाइट या गैस या तरल ईंधन तथा चूना पत्थर, यदि प्रयोज्य है, रू/किग्रा या रू/घनमीटर, जैसी भी स्थिति है, में कीमत।

(क्यू_{की})_{एन}= उत्पादक अन्तस्थों पर विद्युत के एक किवाघं के उत्पादन हेतु प्राथमिक ईंधन की किग्रा या लीटर या घन मीटर, जैसी भी स्थिति है, में मात्रा जो कि मानकीय सकल स्टेशन ताप दर (कोयला/लिग्नाइट आधारित उत्पादन केन्द्रों के लिये द्वितीयक ईंधन तेल द्वारा सहभागित ताप/ऊष्मा को कम करके, और यथा प्राप्त कोयला/लिग्नाइट या गैस या तरल ईंधन की सकल ऊष्मीय मान में से 85 किक्के/किग्रा या यथा प्रज्वलित सकल ऊष्मीय मूल्य, जो भी उच्चतर हो को कम करने के आधार पर परिकलित की जायेगी)

पी_{एस}= रू/मिली. में द्वितीयक ईंधन तेल की कीमत

(क्यू_{एस})_{एन}= विनियम 44(4) के अनुसार द्वितीयक ईंधन तेल मिली/किवाघं की मानकीय मात्रा, जैसी भी स्थिति हो, तथा

एयू_{एस}_{एन}= विनियम 44 (6) के अनुसार सकल, उत्पादन का मानकीय सहायक ऊर्जा उपभोग प्रतिशत के रूप में, जैसी भी स्थिति हो।

विपत्रण/ईंधन मूल्य विचलन के प्रयोजनार्थ ऊर्जा प्रभार, प्रत्येक केन्द्र की इकाइयों से वास्तविक उत्पादन के आधार पर भारित औसत दर आधारित प्रति विद्युत उत्पादन केन्द्र परिकलित किये जायेंगे।

(3) ईंधन की कीमत या ऊष्मा मान में परिवर्तन के कारण ऊर्जा प्रभारों की दर (आरईसी) का समायोजन:

प्रारम्भ में मिश्रित कोयला/लिग्नाइट या गैस या तरल ईंधन का भारित औसत सकल ऊष्मीय मान और उतराई तक की लागत पूर्वगामी तीन महिनों के वास्तविक आंकड़ों के अनुसार लिया जायेगा। कोई भी परिवर्तन स्टॉक में से जला कोयले/लिग्नाइट या गैस या तरल ईंधन जैसी भी स्थिति हो, (मिश्रित अनुपात में कोई परिवर्तन हो तो, उसको शामिल करते हुये) भारित औसत ऊष्मा मान और किसी ऊर्जा केन्द्र के लिये कोयला/लिग्नाइट, तेल, गैस, और तरल ईंधन, जैसी भी स्थिति हो, के क्रय के लिये भारित औसत उतरने तक की लागत के आधार पर माह दर माह के आधार समायोजित किया जायेगा। उत्पादन कम्पनी अपने बिलों में आयोग द्वारा निर्धारित प्राथमिक व द्वितीयक ईंधन की आधार दर ऊर्जा प्रभार तथा इसके लिये ईंधन कीमत परिवर्तन को पृथक से इंगित करेगी।

(4) ईंधन की उतराई तक लागत:

ईंधन की उतराई तक लागत में ईंधन की श्रेणी/गुणवत्ता/ऊष्मीय मान के समान ईंधन की लागत जिसमें यथाप्रयोज्य रॉयल्टी कर तथा शुल्क, रेल/सडक/पाइप लाइन (विदेशी या देशीय या दोनों) से परिवहन की लागत, चढाने-उतारने के प्रभार, धुलाई प्रभार, जहां कही भी लागू हो, तृतीय पक्ष के नमूनों के प्रभार एवं प्रयोज्य वैधानिक प्रभार, सदृश ईंधन की कीमत शामिल है तथा विद्युत प्रभारों के परिकलन के प्रयोजन से संगणना माह के दौरान विनियम 44(7) में यथानिर्दिष्ट ईंधन आपूर्ति कम्पनी द्वारा ईंधन की प्रेषित मात्रा में प्रतिशतता के रूप में मानकीय पारगमन व संचालन हानियों को ध्यान में रखते हुये की जायेगी।

जलीय उत्पादन केन्द्रों हेतु प्राथमिक तथा द्वितीयक ऊर्जा प्रभारों का परिकलन निम्नानुसार किया जायेगा:

(5) प्राथमिक ऊर्जा प्रभारों का परिकलन, जल विद्युत उत्पादन केन्द्र से एक्स-बस पर अनुसूचित बाहर प्रेषित की जाने वाले ऊर्जा के पैसे प्रति किवाघं के आधार पर किया जायेगा।

(6) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये प्राथमिक ऊर्जा की दर तापीय ऊर्जा केन्द्रों के लिये प्रयोज्य उत्पादन लागत या प्रोत्साहन दर, जो भी कम है, की 50 प्रतिशत होगी।

(7) प्राथमिक ऊर्जा प्रभार, प्राथमिक ऊर्जा दर तथा केन्द्र की विक्रय योग्य ऊर्जा के आधार पर परिकलित किया जायेगा:

बशर्ते कि यदि वसूली योग्य प्राथमिक ऊर्जा प्रभार, उर्पयुक्त प्राथमिक ऊर्जा दर प्रयुक्त करते हुये किसी उत्पादन केन्द्र के वार्षिक स्थाई प्रभारों से अधिक हो जाते हैं, तो ऐसे उत्पादन केन्द्र के लिये प्राथमिक ऊर्जा दर निम्नलिखित सूत्र से परिकलित की जायेगी-

वार्षिक स्थाई प्रभार

प्राथमिकऊर्जा दर= -----

विक्रय योग्य प्राथमिक ऊर्जा

(8) प्राथमिक ऊर्जा प्रभार = विक्रय योग्य प्राथमिक ऊर्जा X प्राथमिक ऊर्जा दर

(9) द्वितीयक ऊर्जा दर, प्राथमिक ऊर्जा दर के बराबर होगी।

द्वितीयक ऊर्जा प्रभार= विक्रय योग्य द्वितीयक ऊर्जा X द्वितीयक ऊर्जा दर

(10) उपरोक्त प्रावधान विद्यमान मिनी/माइक्रो हाइडल विद्युत केन्द्रों पर प्रयोज्य नहीं होंगे।

51. प्रोत्साहन राशि

(1) तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये

(क) प्रोत्साहन राशि लाभभोगी द्वारा लक्ष्य संयन्त्र भारघटक के अनुरूप एक्स-बस ऊर्जा से अधिक वास्तविक एक्स-बस ऊर्जा के लिये 37 पैसे/किवाघं की फ्लेट दर पर संदेय होगा।

(ख) प्रोत्साहन राशि वित्तीय वर्ष के प्रत्येक माह में संचयी समायोजन के अध्यक्षीन, मासिक आधार पर परिकलित व विपत्रित की जायेगी तथा अन्तिम समायोजन वित्तीय वर्ष के अन्त में किया जायेगा।

(2) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये

(क) प्रोत्साहन राशि जब क्षमता सूचकांक (सीआई) विशुद्ध रूप से रन-अॉफ-रीवर ऊर्जा केन्द्रों के लिये बिना पोण्डेज 90 प्रतिशत से तथा पोण्डेज या स्टोरेज प्रकार के ऊर्जा केन्द्रों के साथ रन-अॉफ-रीवर ऊर्जा केन्द्र के लिये 85 प्रतिशत से अधिक हो जाता है तो परिचालन के पहले वर्ष में नये उत्पादन केन्द्रों सहित, सभी जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्र के मामले में संदेय होंगे तथा प्रोत्साहन 100 प्रतिशत के अधिकतम क्षमता सूचकांक तक अर्जित होगा।

(ख) उत्पादन कम्पनी को प्रोत्साहन राशि निम्नलिखित सूत्र के अनुसार संदेय होगा:

प्रोत्साहनराशि = $0.65 \times \text{वार्षिक स्थाई प्रभार} \times (\text{सीआई}_{\text{र}} - \text{सीआई}_{\text{एन}}) / 100$ (यदि प्रोत्साहन ऋणात्मक है, तो यह शून्य पर नियत किया जायेगा)

जहाँ, सीआई_र प्राप्त हुआ क्षमता सूचकांक है और सीआई_{एन} मानकीय क्षमता सूचकांक है, जिसके मूल्य बिना पोण्डेज के रन-अॉफ-रीवर हाइड्रो केन्द्र के लिये 90 प्रतिशत और पोण्डेज/स्टोरेज प्रकार के हाइड्रो उत्पादन केन्द्रों के लिये 85 प्रतिशत है।

(ग) क्षमता सूचकांक तथा द्वितीयक ऊर्जा के लिये भुगतान के लिये प्रोत्साहन राशि वित्तीय वर्ष के प्रत्येक माह में संचयी समायोजन के अध्यक्षीन, मासिक आधार पर परिकल्पित व विपत्रित की जायेगी और अन्तिम समायोजन वित्तीय वर्ष के अन्त में किया जायेगा।

(घ) वार्षिक आधार पर संगणित कुल प्रोत्साहन भुगतान, लाभभोगी द्वारा विनिहित/संवेदित क्षमता के आधार पर वहन किया जायेगा।

52. अनुसूचीकरण

(1) तापीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये

अनुसूचीकरण की क्रियाविधि तथा उपलब्धता, आयोग द्वारा अधिसूचित राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड में यथा-उल्लेखित होगी।

(2) जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये

(क) अनुसूचीकरण आयोग द्वारा अधिसूचित राजस्थान विद्युत ग्रिड कोड में यथानिर्दिष्ट होगा। 25 मेगावाट से कम क्षमता वाले जलीय विद्युत उत्पादन केन्द्र अनुसूचीकरण के अध्यक्षीन नहीं होंगे।

(ख) उपलब्ध क्षमता की घोषणा में सिचाई, पेयजल, औद्योगिकी, पर्यावरण महत्व आदि के कारण जल के उपयोग पर प्रतिबन्ध(धों) के कारण विशिष्ट समयावधि के दौरान उत्पादन पर परिसीमन भी सम्मिलित होगा।

(ग) बिना पोण्डेज के रन-अॉफ-रीवर ऊर्जा केन्द्र के लिये, चूंकि ऐसे केन्द्रों में उत्पादन में भिन्नता के कारण रिसाव हो सकता है, अतः ये अनिर्वायत: चलने वाले केन्द्र माने जायेंगे। अतिभार सामर्थ्यता को विधिवत् ध्यान में रखते हुये अधिकतम उपलब्ध क्षमता अनिर्वायत: उपलब्ध जल का पूर्ण उपयोग करने के लिये अपेक्षित के बराबर या उससे अधिक होनी चाहिए।

(घ) पोण्डेज सहित व स्टोरेज प्रकार के विद्युत केन्द्रों के साथ रन-अॉफ-रीवर ऊर्जा केन्द्र के लिये, चूंकि ये जल केन्द्र, तंत्र की चरम मांग को पूरा करने के लिये चरम घण्टों के दौरान क्रियाशील रहने के लिये अभिकल्पित किये जाते हैं, उस दिन के लिये घोषित, केन्द्र की अधिकतम उपलब्ध क्षमता अतिभार सामर्थ्यता सहित अधिष्ठापित क्षमता में से जलाशय स्तर के लिये संशोधित सहायक उपभोग तथा परिगमन हानियों को कम करने के बाद शेष के बराबर होगी। राज्य भार प्रेषण केन्द्र यह सुनिश्चित करेगा कि इस प्रकार के उत्पादन केन्द्रों की उत्पादन अनुसूचियां तैयार की जाती हैं और केन्द्र से उपलब्ध जल ऊर्जा तंत्र की विशिष्ट आवश्यकताओं/निरोधों की अवस्थाओं को छोड़कर, इष्टतम उपयोग के लिये प्रेषित की गई है।

53. घोषित क्षमता का प्रदर्शन

- (1) उत्पादन कम्पनी को जब कभी भी राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा कहा जाये, अपने उत्पादन केन्द्र की घोषित क्षमता का प्रदर्शन करना होगा। उत्पादन की घोषित क्षमता के प्रदर्शन करने में विफल रहने की दशा में उत्पादक को देय स्थाई प्रभार या क्षमता प्रभार शास्ति के उपाय के रूप में कम कर दिये जायेंगे।
- (2) एक दिन में किसी भी अन्तराल/खण्ड के लिये पहली गलत घोषणा हेतु शास्ति की प्रमात्रा दो दिवस के स्थाई प्रभारों के सदृश होगी। द्वितीय गलत घोषणा के लिये शास्ति चार दिवसों के स्थाई प्रभारों के बराबर होगी और वर्ष में बाद की गलत घोषणाओं के लिये शास्ति गुणोत्तर वृद्धि से गुणित होगी।
- (3) उत्पादन केन्द्रों की क्रियाशीलता की लॉग बुक, राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा समीक्षा के लिये उपलब्ध रहेगी। ये पुस्तकें मशीनों के परिचालन व संधारण का अभिलेख रखेगी।

54. स्थाई प्रभारों या क्षमता प्रभारों का विपत्रण तथा भुगतान

- (1) तापीय विद्युत केन्द्रों के लिये स्थाई प्रभारों या क्षमता प्रभारों का विपत्रण तथा भुगतान मासिक आधार पर निम्नलिखित विधि से किया जायेगा:
 - (2) वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा एक वर्ष से अधिक के लिये निश्चित ऊर्जा क्रय अनुबन्ध रखने वाले व्यक्ति किसी उत्पादन केन्द्र की अधिष्ठापित क्षमता में उनके प्रतिशतता अंश नियतन या संविदा के समानुपात में, स्थाई प्रभारों या क्षमता प्रभारों का भुगतान करेंगे।
 - (3) विद्युत अनुज्ञप्तिधारी तथा एक वर्ष से अधिक के लिये निश्चित ऊर्जा के लिये ऊर्जा क्रय अनुबन्ध रखने वाला व्यक्ति अधिष्ठापित क्षमता से अपना अंश का राज्य के भीतर किसी अन्य वितरण अनुज्ञप्तिधारी के पक्ष में समर्पण कर सकता है। ऐसी परिस्थितियों में संदेय क्षमता प्रभार समर्पित क्षमता तथा अर्जित अतिरिक्त क्षमता के अनुसार संशोधित किये जायेंगे। ऐसा कोई भी पुनर्नियतन रा.भा.प्रे.के. द्वारा ऐसे पुनर्नियतन के प्रभावी होने के कम से कम तीन दिवस पूर्व अग्रिम रूप से अधिसूचित किया जायेगा।
 - (4) यदि किसी अवधि में कोई क्षमता अनाभियाचित रहती है, तो पूरे स्थाई प्रभार या क्षमता प्रभारों में उपर्युक्त उप-विनियम (2) में वर्णित व्यक्तियों की, हिस्सेदारी होगी।
 - (5) यदि किसी अवधि में कोई क्षमता अनाभियाचित रह जाती है तो उत्पादन कम्पनी राज्य के बाहर के व्यक्ति सहित किसी भी व्यक्ति को विद्युत का विक्रय करने के लिये स्वतंत्र होगी एवं ऐसा व्यक्ति जिसे विद्युत का विक्रय किया गया है, उपरोक्त उप खण्ड (2) में उल्लिखित व्यक्तियों के अतिरिक्त ऐसे व्यक्ति द्वारा उपयोग की गयी क्षमता के अनुपात में क्षमता प्रभारों को भी साझा करेगा।
 - (6) स्थाई प्रभारों का भुगतान, राज्य के बाहर के व्यक्तियों सहित, उपर्युक्त उप-विनियम (2), (3) एवं (5) में आवृत व्यक्तियों द्वारा उत्पादन कम्पनी को प्रत्येक माह निम्नलिखित सूत्र के अनुसार किया जायेगा-

(क) तापीय ऊर्जा उत्पादन कम्पनी को संदेय कुल स्थाई प्रभार:

पहले माह के लिये = $(1X \text{ ए.सी.सी.1})/12$

दूसरे माह के लिये = $(2X \text{ ए.सी.सी.2-1} \times \text{ए.सी.सी.1})/12$

तीसरे माह के लिये = $(3X \text{ ए.सी.सी.3} - 2 X \text{ ए.सी.सी.2})/12$
 चौथे माह के लिये = $(4X \text{ ए.सी.सी.4} - 3 X \text{ ए.सी.सी.3})/12$
 पांचवे माह के लिये = $(5X \text{ ए.सी.सी.5} - 4 X \text{ ए.सी.सी.4})/12$
 छठे माह के लिये = $(6X \text{ ए.सी.सी.6} - 5 X \text{ ए.सी.सी.5})/12$
 सातवे माह के लिये = $(7X \text{ ए.सी.सी.7} - 6 X \text{ ए.सी.सी.6})/12$
 आठवें माह के लिये = $(8X \text{ ए.सी.सी.8} - 7 X \text{ ए.सी.सी.7})/12$
 नौवें माह के लिये = $(9X \text{ ए.सी.सी.9} - 8 X \text{ ए.सी.सी.8})/12$
 दसवें माह के लिये = $(10X \text{ ए.सी.सी.10} - 9 X \text{ ए.सी.सी.9})/12$
 ग्यारहवें माह के लिये = $(11X \text{ ए.सी.सी.11} - 10 X \text{ ए.सी.सी.10})/12$
 बारहवें माह के लिये = $(12X \text{ ए.सी.सी.12} - 11 X \text{ ए.सी.सी.11})/12$

(ख) उत्पादन केन्द्र की क्षमता में निश्चित हिस्सा रखने वाला प्रत्येक व्यक्ति भुगतान करेगा-

पहले माह के लिये = $(\text{ए.सी.सी.1} X \text{ डब्ल्यू बी 1})/1200$
 दूसरे माह के लिये = $(2X \text{ ए.सी.सी.2} X \text{ डब्ल्यू बी 2} - 1 X \text{ ए.सी.सी.1} X \text{ डब्ल्यू बी 1})/1200$
 तीसरे माह के लिये = $(3X \text{ ए.सी.सी.3} X \text{ डब्ल्यू बी 3} - 2 X \text{ ए.सी.सी.2} X \text{ डब्ल्यू बी 2})/1200$
 चौथे माह के लिये = $(4X \text{ ए.सी.सी.4} X \text{ डब्ल्यू बी 4} - 3 X \text{ ए.सी.सी.3} X \text{ डब्ल्यू बी 3})/1200$
 पांचवे माह के लिये = $(5X \text{ ए.सी.सी.5} X \text{ डब्ल्यू बी 5} - 4 X \text{ ए.सी.सी.4} X \text{ डब्ल्यू बी 4})/1200$
 छठे माह के लिये = $(6X \text{ ए.सी.सी.6} X \text{ डब्ल्यू बी 6} - 5 X \text{ ए.सी.सी.5} X \text{ डब्ल्यू बी 5})/1200$
 सातवे माह के लिये = $(7X \text{ ए.सी.सी.7} X \text{ डब्ल्यू बी 7} - 6 X \text{ ए.सी.सी.6} X \text{ डब्ल्यू बी 6})/1200$
 आठवें माह के लिये = $(8X \text{ ए.सी.सी.8} X \text{ डब्ल्यू बी 8} - 7 X \text{ ए.सी.सी.7} X \text{ डब्ल्यू बी 7})/1200$
 नौवें माह के लिये = $(9X \text{ ए.सी.सी.9} X \text{ डब्ल्यू बी 9} - 8 X \text{ ए.सी.सी.8} X \text{ डब्ल्यू बी 8})/1200$
 दसवें माह के लिये = $(10X \text{ ए.सी.सी.10} X \text{ डब्ल्यू बी 10} - 9 X \text{ ए.सी.सी.9} X \text{ डब्ल्यू बी 9})/1200$
 ग्यारहवें माह के लिये = $(11X \text{ ए.सी.सी.11} X \text{ डब्ल्यू बी 11} - 10 X \text{ ए.सी.सी.10} X \text{ डब्ल्यू बी 10})/1200$
 बारहवें माह के लिये = $(12X \text{ ए.सी.सी.12} X \text{ डब्ल्यू बी 12} - 11 X \text{ ए.सी.सी.11} X \text{ डब्ल्यू बी 11})/1200$
 जहां,

ए.सी.सी.1, ए.सी.सी.2, ए.सी.सी.3, ए.सी.सी.4, ए.सी.सी.5, ए.सी.सी.6, ए.सी.सी.7, ए.सी.सी.8, ए.सी.सी.9, ए.सी.सी.10, ए.सी.सी.11, ए.सी.सी.12 क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पांचवे, छठे, सातवे, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारहवें, बारहवें माह तक समाप्त संचयी अवधि के लिये लक्षित उपलब्धता के अनुरूप वार्षिक स्थाई प्रभारों की राशि है।

तथा डब्ल्यू बी 1, डब्ल्यू बी 2, डब्ल्यू बी 3, डब्ल्यू बी 4, डब्ल्यू बी 5, डब्ल्यू बी 6, डब्ल्यू बी 7, डब्ल्यू बी 8, डब्ल्यू बी 9, डब्ल्यू बी 10, डब्ल्यू बी 11, डब्ल्यू बी 12 क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पांचवे, छठे, सातवे, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारहवें, बारहवें माह तक की संचयी अवधि के दौरान सहभागित क्षमता की प्रतिशतता के भारित औसत है।

(7) जल विद्युत उत्पादन केन्द्रों के लिये क्षमता प्रभारों का विपत्रण तथा भुगतान मासिक आधार पर निम्नलिखित रीति से किया जायेगा:

जल उत्पादन केन्द्रों के लिये क्षमता प्रभार, वितरण अनुज्ञप्तिधारी तथा एक वर्ष के लिये ऊर्जा क्रय अनुबन्धकारी व्यक्ति द्वारा उत्पादन कम्पनी को प्रत्येक माह, नीचे दिये गये सूत्र के अनुसार तथा सम्बन्धित उत्पादन कम्पनी में उनकी अपनी-अपनी हिस्सेदारी के अनुपात में किया जायेगा-

ए.सी.सी.₁= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₁ + डी.ई. दूसरे से 12वें माह तक)* प्राथमिक ऊर्जा दरे
 ए.सी.सी.₂= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₂ + डी.ई. तीसरा से 12वें माह तक)* प्राथमिक ऊर्जा दर
 ए.सी.सी.₃= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₃ + डी.ई. चौथा से 12वें माह तक)* प्राथमिक ऊर्जा दर
 ए.सी.सी.₄= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₄ + डी.ई. पांचवा से 12वें माह तक)* प्राथमिक ऊर्जा दर
 ए.सी.सी.₅= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₅ + डी.ई. छठा से 12वें माह तक)* प्राथमिक ऊर्जा दर
 ए.सी.सी.₆= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₆ + डी.ई. सातवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक ऊर्जा दर
 ए.सी.सी.₇= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₇ + डी.ई. आठवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक ऊर्जा दर
 ए.सी.सी.₈= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₈ + डी.ई. नौवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक ऊर्जा दर
 ए.सी.सी.₉= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₉ + डी.ई. दसवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक ऊर्जा दर
 ए.सी.सी.₁₀= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₁₀ + डी.ई. ग्यारहवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक ऊर्जा दर
 ए.सी.सी.₁₁= ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₁₁ + डी.ई. बारहवां से 12वें माह तक)* प्राथमिक ऊर्जा दर
 ए.सी.सी.₁₂= (ए.एफ.सी. - (एस.पी.ई.₁₂))' प्राथमिक ऊर्जा दर

जहां

ए.एफ.सी.₁= वार्षिक स्थाई प्रभार

ए.सी.सी.₁, ए.सी.सी.₂, ए.सी.सी.₃, ए.सी.सी.₄, ए.सी.सी.₅, ए.सी.सी.₆, ए.सी.सी.₇, ए.सी.सी.₈, ए.सी.सी.₉, ए.सी.सी.₁₀, ए.सी.सी.₁₁, ए.सी.सी.₁₂ क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पांचवे, छठे, सातवे, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारहवें, बारहवें माह के अंत तक संचयी अवधि के लिये वार्षिक क्षमता प्रभार की मात्रा है।

एस.पी.ई.₁, एस.पी.ई.₂, एस.पी.ई.₃ एस.पी.ई.₁₂ क्रमशः वर्ष के पहले, दूसरे, तीसरे 12 वें माह तक एक्स-बस अनुसूचित प्राथमिक ऊर्जा के मान है।

सी.सी.₁, सी.सी.₂, सी.सी.₃ सी.सी.₁₂ वर्ष के पहले, दूसरे, तीसरे 12 वें माह तक निम्नानुसार निर्धारित क्षमता प्रभार है।

डी.ई.= वार्षिक अभिकल्प ऊर्जा

डी.ई.₁, डी.ई.₂, डी.ई.₃ डी.ई.₁₂ वर्ष के पहले, दूसरे, तीसरे 12 वें माह तक एक्स-बस अभिकल्प ऊर्जा के मान है।

डी.ई.₁

सी.सी.₁ = ए.सी.सी.₁ X----

डी.ई.

डी.ई.₂

सी.सी.2 = ए.सी.सी.2 X-----

डी.ई.

डी.ई.3

सी.सी.3 = ए.सी.सी.3 X-----

डी.ई.

डी.ई.4

सी.सी.4 = ए.सी.सी.4 X-----

डी.ई.

डी.ई.5

सी.सी.5 = ए.सी.सी.5 X-----

डी.ई.

डी.ई.6

सी.सी.6 = ए.सी.सी.6 X-----

डी.ई.

डी.ई.7

सी.सी.7 = ए.सी.सी.7 X-----

डी.ई.

डी.ई.8

सी.सी.8 = ए.सी.सी.8 X-----

डी.ई.

डी.ई.9

सी.सी.9 = ए.सी.सी.9 X-----

डी.ई.

डी.ई.10

सी.सी.10 = ए.सी.सी.10 X-----

डी.ई.

डी.ई.11

सी.सी.11 = ए.सी.सी.11 X-----

डी.ई.

डी.ई.12

सी.सी.12 = ए.सी.सी.12 X-----

डी.ई.

उत्पादक को संदेय कुल क्षमता प्रभार

पहले माह के लिये = (सीसी₁)
 दूसरे माह के लिये = (सीसी₂- सीसी₁)
 तीसरे माह के लिये = (सीसी₃- सीसी₂)
 चौथे माह के लिये = (सीसी₄- सीसी₃)
 पांचवे माह के लिये = (सीसी₅- सीसी₄)
 छठे माह के लिये = (सीसी₆- सीसी₅)
 सातवे माह के लिये = (सीसी₇- सीसी₆)
 आठवें माह के लिये = (सीसी₈- सीसी₇)
 नौवें माह के लिये = (सीसी₉- सीसी₈)
 दसवें माह के लिये = (सीसी₁₀- सीसी₉)
 ग्यारहवें माह के लिये = (सीसी₁₁- सीसी₁₀)
 बारहवें माह के लिये = (सीसी₁₂- सीसी₁₁)

तथा उत्पादन केन्द्र की क्षमता में निश्चित नियतन का प्रत्येक लाभभोगी निम्नलिखित के लिये भुगतान करेगा-

पहले माह के लिये = (सी.सी.1 X डब्ल्यू बी 1)/100
 दूसरे माह के लिये = (सी.सी.2X डब्ल्यू बी 2-सी.सी.1 X डब्ल्यू बी 1)/100
 तीसरे माह के लिये = (सी.सी.3X डब्ल्यू बी 3-सी.सी.2 X डब्ल्यू बी 2)/100
 चौथे माह के लिये = (सी.सी.4X डब्ल्यू बी 4-सी.सी.3 X डब्ल्यू बी 3)/100
 पांचवे माह के लिये = (सी.सी.5X डब्ल्यू बी 5-सी.सी.4 X डब्ल्यू बी 4)/100
 छठे माह के लिये = (सी.सी.6X डब्ल्यू बी 6-सी.सी.5 X डब्ल्यू बी 5)/100
 सातवे माह के लिये = (सी.सी.7X डब्ल्यू बी 7-सी.सी.6 X डब्ल्यू बी 6)/100
 आठवें माह के लिये = (सी.सी.8X डब्ल्यू बी 8-सी.सी.7 X डब्ल्यू बी 7)/100
 नौवें माह के लिये = (सी.सी.9X डब्ल्यू बी 9-सी.सी.8 X डब्ल्यू बी 8)/100
 दसवें माह के लिये = (सी.सी.10X डब्ल्यू बी 10-सी.सी.9 X डब्ल्यू बी 9)/100
 ग्यारहवें माह के लिये = (सी.सी.11X डब्ल्यू बी 11-सी.सी.10 X डब्ल्यू बी 10)/100
 बारहवें माह के लिये = (सी.सी.12X डब्ल्यू बी 12-सी.सी.11 X डब्ल्यू बी 11)/100

जहाँ,

डब्ल्यू बी 1, डब्ल्यू बी 2, डब्ल्यू बी 3, डब्ल्यू बी 4, डब्ल्यू बी 5, डब्ल्यू बी 6, डब्ल्यू बी 7, डब्ल्यू बी 8, डब्ल्यू बी 9, डब्ल्यू बी 10, डब्ल्यू बी 11, डब्ल्यू बी 12 क्रमशः पहले, दूसरे, तीसरे, चौथे, पांचवे, छठे, सातवे, आठवें, नौवें, दसवें, ग्यारहवें, बारहवें माह तक संचित अवधि के दौरान लाभभोगी के प्रतिशतता विनिहित क्षमता अंश के भारित औसत है।

55. नियंत्रण योग्य घटकों के कारण लाभों या हानियों की हिस्सेदारी

(1) किसी उत्पादन कम्पनी को स्टेशन ताप दर, सहायक उपभोग तथा द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग के कारण वित्तीय लाभ में, उत्पादन कम्पनी तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी की मासिक आधार पर 60:40 के अनुपात में उत्पादन कम्पनी तथा लाभभोगी के बीच निम्नलिखित सूत्रानुसार हिस्सेदारी होगी-

$$\text{शुद्ध लाभ} = (\text{ईसीआर}_{\text{एन}} - \text{ईसीआर}_{\text{ए}}) \times \text{अनुसूचित उत्पादन}$$

जबकि-

ईसीआर_{एन} स्टेशन ताप दर, सहायक उपभोग तथा द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग हेतु निर्धारित प्रतिमानों के आधार पर परिकल्पित मानकीय ऊर्जा प्रभार दर।

ईसीआर_ए माह के लिये वास्तविक स्टेशन ताप दर, सहायक उपभोग तथा द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग के आधार पर परिकल्पित वास्तविक ऊर्जा प्रभार दर।

(2) किसी उत्पादन कम्पनी द्वारा स्टेशन ताप दर, सहायक उपभोग तथा द्वितीयक ईंधन तेल उपभोग के कारण वित्तीय हानि, उत्पादन कम्पनी द्वारा वहन की जायेगी।

56. विद्यमान लघु/सुकुम (एमएमएच) विद्युत केन्द्र के लिये टैरिफ

विद्यमान लघु/सुकुम (एमएमएच) विद्युत केन्द्र के लिये अगले 5 (पांच) वर्ष की अवधि के लिये टैरिफ 4.58 रु प्रति किवाघं होगी।

भाग -VI

प्रसारण हेतु टैरिफ एवं रा.भा.प्रे.के. प्रभारों की वसूली

57. प्रयोज्यता

(1) इस भाग में अन्तर्विष्ट विनियम, रा.भा.प्रे.के. प्रचालन प्रभारों एवं किसी प्रसारण तंत्र के उपयोगकर्ता के साथ किये गये प्रसारण सेवा अनुबन्ध या अन्य व्यवस्था के अनुसार, किसी प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के राज्यान्तरिक प्रसारण तंत्र तक अभिगमन करने तथा उसका उपयोग करने की टैरिफ विनिर्धारण करने में प्रयुक्त होंगे।

(2) विद्युत अधिनियम, की धारा 36 के परन्तुक के अन्तर्गत किसी अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इस सम्बन्ध में किये गये आवेदन के अनुसार मध्यवर्ती प्रसारण सुविधाओं के प्रयोग हेतु, प्रभार तथा निबन्धन व शर्तें निर्धारित करने में आयोग इस भाग में अन्तर्विष्ट निबन्धन व शर्तों से नियंत्रित होगा।

(3) सभी नई राज्यान्तर्गत पारेषण परियोजनाओं जिनकी लागत रुपये तीन सौ करोड या उससे अधिक होगी उसको भारत सरकार के अधिनियमकी धारा 63 के अधीन गाइडलाइनों के अनुसार टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धा बोली के माध्यम से विकसित किया जाएगा।

बशर्त कि असाधारण परिस्थितियों में आयोग प्रत्येक मामले के आधार पर इस सीमा में छूट दे सकता है।

बशर्ते यह कि एक परियोजना पर विचार करते समय सभी, संयोजित अपस्ट्रीम/डाउनस्ट्रीम प्रसारण प्रणालियों सहित प्रसारण प्रणाली को टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धा बोली के माध्यम से परियोजना के विकास के लिये बोलियां आमंत्रित करने के लिये एकल परियोजना के रूप में माना जायेगा। यह सीमा उन सभी अंतर-राज्यीय प्रसारण परियोजनाओं पर लागू होगी जिनके लिये आयोग द्वारा अभी अनुमोदन प्रदान किया जाना है।

58. प्रसारण की टैरिफ/रा.भा.प्रे.के. प्रभारों के विनिर्धारण हेतु याचिका

(1) इन विनियमों के भाग-II के प्रावधानों की अनुपालना करते हुये प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी संपूर्ण विद्यमान लाइनों या सब-स्टेशन या प्रसारण तंत्र के सम्बन्ध में टैरिफ विनिर्धारण हेतु याचिका दायर करेगा।

बशर्ते कि प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी, नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष हेतु टैरिफ याचिका के साथ नियंत्रणावधि के आगामी वर्ष तथा अनुवर्ती/पश्चात्कर्ता वर्षों के लिये प्रसारण हानि में कमी के लक्ष्य प्रस्तावित करेगा। प्रस्तावित लक्ष्यों की प्राप्ति के लिये प्रस्तावित उपायों का विवरण देगा।

(2) इन विनियमों के भाग-II के प्रावधानों की अनुपालना करते हुये रा.भा.प्रे.के., रा.भा.प्रे.के. प्रभारों के विनिर्धारण हेतु याचिका दायर करेगा।

59. टैरिफ के घटक

वार्षिक प्रसारण प्रभार द्वारा वित्तीय वर्ष के लिये प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी की समग्र राजस्व आवश्यकता की वसूली के लिये प्रावधान किया जायेगा जिसमें से आयोग द्वारा यथानुमोदित गैर-टैरिफ आय तथा अन्य व्यवसाय से आय की राशि कम की जायेगी तथा ये विनियम 62 के अनुसार परिकलित किये जायेंगे।

60. पूँजी निवेश योजना

(1) यदि प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. ने वार्षिक टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प चुना है तो पूँजी निवेश योजना, राविआ (निवेश अनुमोदन) विनियम, 2006 के अनुसार दायर की जायेगी।

(2) यदि प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. ने नियंत्रणावधि के प्रत्येक शेष रहे वर्ष के लिये बहुवर्षीय टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प चुना है तो प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिये पूँजी निवेश योजना प्रस्तुत करेंगे।

(3) पूँजी निवेश योजना, विद्युत निष्क्रमण, भार संवर्द्धन, प्रसारण हानियों में कमी, आपूर्ति की गुणवत्ता में सुधार, विश्वसनीयता, मीटरिंग इत्यादि की आवश्यकताओं को पूरा करने के लिये राज्यान्तरिक प्रसारण तंत्र के सुदृढीकरण तथा संवर्द्धन हेतु किये जाने वाले निवेश के लिये न्यूनतम लागत वाली योजना होगी।

(4) पूँजी निवेश योजना से प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. द्वारा आगामी वर्ष में परियोजनाओं के किये जाने वाले सभी पूँजीगत व्यय आवृत होंगे तथा आयोग द्वारा समय-समय पर निर्धारित किये जा सकने वाले रूप में होगी।

(5) पूँजी निवेश योजना के साथ यथापेक्षित सूचनायें, विशिष्टता तथा प्रलेख प्रस्तावित निवेश की आवश्यकता व औचित्यता दर्शाते हुये संलग्न होंगे। पूँजी निवेश योजना में पूँजीकरण अनुसूची व वित्त पोषण योजना भी सम्मिलित होगी।

(6) आयोग, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. के द्वारा दायर की गई पूँजी निवेश योजना पर विवेकी जांच पर आधारित आवश्यक होने पर, आशोधनों के साथ विचार कर अनुमोदित करेगा। किसी दिये गये वर्ष के लिये प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी या रा.भा.प्रे.के. की अनुमोदित निवेश योजना के सदृश लागतों को इसकी राजस्व आवश्यकता के लिये ध्यान में रखा जायेगा।

61. परिचालन के प्रतिमान

परिचालन के प्रतिमान, समय-समय पर उनके आशोधनों के अध्यक्षीन निम्नानुसार होंगे:

(1) सब-स्टेशन पर सहायक विद्युत उपयोग:

सब-स्टेशनों पर वातानुकूलन, रोशनी, तकनीकी उपयोगादि के लिये सहायक उपभोग, प्रसारण हानियों का भाग माना जायेगा और उसे पृथक से लेखाबद्ध किया जायेगा।

(2) प्रसारण तंत्र कीमानक उपलब्धता

(i) प्रसारण तंत्र की मानक उपलब्धता निम्नानुसार होगी:

क) उच्च वोल्टेज ए सी प्रणाली 98 प्रतिशत

ख) उच्च वोल्टेज डी सी बॉयपोल लिक्स तथा एचवीडीसी बैंक - टू-बैंक स्टेशन 95 प्रतिशत

(ii) प्रोत्साहन राशि के विचार हेतु

क) उच्च वोल्टेज ए सी प्रणाली 98.50 प्रतिशत

ख) उच्च वोल्टेज डी सी बॉयपोल लिक्स तथा एचवीडीसी बैंक - टू-बैंक स्टेशन 97.50 प्रतिशत

बशर्ते यह कि 99.75 प्रतिशत से अधिक उपलब्धता के लिये कोई प्रोत्साहन राशि देय नहीं होगी।

उपलब्धता की सब-स्टेशनवार संगणना की जायेगी तथा इन्हें उपयोगकर्ता को आपूर्ति करने वाले सभी सब-स्टेशनों के लिये, आयोग द्वारा राविविआ (प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के निष्पादन के मानक) विनियम, 2021 में निर्धारित रीति से, एकीकृत किया जायेगा एवं रा.भा.प्रे.के. द्वारा प्रमाणित किया जायेगा।

टिप्पणी - उपलब्धता मानक स्तर से नीचे होने पर वार्षिक प्रसारण प्रभारों की वसूली समानुपात आधार पर होगी। शून्य उपलब्धता पर प्रसारण प्रभार, संदेय नहीं होंगे।

62. समग्र राजस्व आवश्यकता

प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी की समग्र राजस्व आवश्यकता में निम्नलिखित अवयव समाविष्ट होंगे, यथा-

(क) परिचालन एवं संधारण व्यय

(ख) दीर्घकालीन ऋणों पर ब्याज तथा वित्त प्रभार

(ग) अमूर्त परिसम्पत्तियों का हास तथा ऋण परिशोधन

- (घ) कार्यशील पूंजी पर ब्याज तथा उपयोगकर्ताओं से निक्षेपों पर संदेय ब्याज, तथा
 (ङ) इकाई के प्रभार
 (च) साम्या पूंजी पर प्रतिफल
 निम्नलिखित को घटायें -
 (छ) गैर-टैरिफ आय, तथा
 (ज) इन विनियमों में निर्दिष्ट सीमा तक अन्य व्यवसाय से आय

बशर्ते कि राविप्रानि के मामले में, समग्र राजस्व आवश्यकता में, आयोग द्वारा इन विनियमों के विनियम 29 के संदर्भ में आयोग द्वारा यथा विनिर्धारित पेंशन तथा ग्रेच्युटी न्यास के प्रति अतिरिक्त अंशदान शामिल होगा।

63. परिचालन एवं संधारण व्यय

परिचालन एवं संधारण व्यय के प्रतिमान नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् विव 2025-26) के लिये प्रसारण लाइनों के परिपथ किलोमीटर, एमवीए में परिणमन क्षमता तथा सब-स्टेशन में निर्गत-फीडर खण्डों की संख्या के आधार पर नीचे दिये गये अनुसार निर्धारित किये गये हैं-

(क) प्रति परिपथ कि.मी. प.एवं.सं. व्यय

765 केवी	: 1.33 लाख रू प्रति परिपथ किमी
400केवी	: 0.84लाख रू प्रति परिपथ किमी
220केवी	: 0.34लाख रू प्रति परिपथ किमी
132केवी	: 0.19लाख रू प्रति परिपथ किमी

(ख) प्रति एमवीए क्षमता प.एवं.सं. व्यय : 0.49 लाख रू प्रति एमवीए

(ग) प्रति फीडर निर्गत फीडर खण्ड प.एवं.सं. व्यय

765 केवी	: 64.46 लाख रू प्रति परिपथ किमी
400केवी	: 42.96लाख रू प्रति परिपथ किमी
220केवी	: 9.45 लाख रू प्रति परिपथ किमी
132केवी	: 5.70 लाख रू प्रति परिपथ किमी
33केवी	: 0.80 लाख रू प्रति परिपथ किमी

टिप्पणी- एमवीए क्षमता में एमवीए_{आर} सम्मिलित है।

प्रत्येक अनुगामी वर्ष के प.एवं.सं. व्यय प्रतिमानों को विनियम 24 में यथा विनिर्दिष्ट वृद्धिकरण दर से किया जायेगा।

बशर्ते कि केन्द्र या राज्य सरकार के स्वामित्व वाले प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के मामलों में, वेतन या वेतन संशोधन के कार्यान्वयन के कारण होने वाले प्रभाव को टैरिफ के ड्रिफ्टिंग अप के समय अनुज्ञात किया जायेगा।

बशर्ते यह भी कि मानकीय प.एवं.सं. व्ययों से अधिक बीमांकिक मूल्यकांक पर आधारित सीमावर्ती दायित्वों को, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, प्रथम रूप से टैरिफ के माध्यम से अनुज्ञात किया जायेगा।

64. प्रसारण प्रभारों का भुगतान

(1) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी को अपनी समग्र राजस्व आवश्यकता को प्रसारण प्रभारों द्वारा निम्नलिखित प्रभारों में से एक या उनके संयोजन के माध्यम से वसूली के लिये अनुमत किया जा सकता है:

(क) नेटवर्क अभिगमन प्रभार-संयोजन परिसमपत्तियों के लिये लागत वसूली के अनुरूप स्थाई प्रभार,

(ख) नेटवर्क प्रयोग प्रभार - संविदित या सहमत क्षमता पर आधारित स्थाई प्रभार,

(ग) प्रसारित ऊर्जा पर आधारित प्रभार,

(घ) संयोजिता प्रभार,

(ङ) अभिक्रियाशीलऊर्जा प्रभार,

(च) केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट कार्यप्रणाली के अनुसार वोल्टेज, दूरी, दिशा तथा प्रवाह के परिमाण जैसे घटकों पर आधारित पारेषण मूल्य निर्धारण प्रणाली।

बशर्ते कि अधिनियम की धारा 63 तथा केन्द्र सरकार द्वारा निर्धारित दिशा निर्देशों के अनुसार प्रतिस्पर्द्धा रूप से विकसित की गयी परियोजनाओं के मामलों में वार्षिक प्रसारण प्रभार, इस प्रकार की प्रसारण परियोजनाओं के लिये अपनाये गये वार्षिक प्रसारण सेवा प्रभार होंगे।

(2) आयोग द्वारा यथानुज्ञात प्रसारण हानियां, प्रसारण तंत्र के उपयोगकर्ताओं द्वारा प्रेषित ऊर्जा कि प्रतिशतता के रूप में वहन किये जायेंगे।

65. वार्षिक प्रसारण प्रभारों का आवंटन

(1) प्रसारण तंत्र के दीर्घकालीन एवं मध्यम-कालिक उपयोगकर्ताओं की प्रसारण लागत की हिस्सेदारी उनके द्वारा अनुबंधित/सहमत प्रसारण क्षमता से राज्यान्तर्गत प्रसारण तंत्र की कुल प्रसारण क्षमता के अनुपात में होगी।

बशर्ते कि दीर्घकालीन एवं मध्यम-कालिक उपयोगकर्ताओं द्वारा संदेश प्रभारों में आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 64 की उपधारा (3) के अन्तर्गत पारित अपने आदेश में वोल्टेज, दूरी, दिशा, प्रवाह की मात्रा तथा समय का उपयोग जैसे घटकों पर भी विचार किया जा सकता है।

बशर्ते यह भी है कि प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रभारों की संगणना दैनिक आधार पर की जायेगी तथा आयोग द्वारा किसी उपयोगकर्ता या उपयोगकर्ताओं की ऐसी श्रेणी के लिये, जहां अन्यथा निर्देशित है, को छोड़कर, ये प्रतिमाह विपत्रित किये जायेंगे।

बशर्त यह भी है कि खुले अभिगमन उपभोक्ताओं (दीर्घकालीन एवं मध्यम-कालिक के अलावा) द्वारा संदेय प्रभार, यथासंशोधित राविविआ (खुले अभिगमन हेतु निबन्धन व शर्तें) विनियम, 2016 के अनुसार तथा आयोग द्वारा समय-समय पर जारी किये जाने वाले आदेशों के माध्यम से निर्धारित विधि से होंगे।

(2) प्रसारण तंत्र के किसी दीर्घकालीन एवं मध्यम-कालिक उपयोगकर्ता द्वारा संदेय वार्षिक प्रसारण प्रभार (एटीसी) निम्नलिखित समीकरण के अनुसार परिकलित किये जायेंगे-

एटीसी= टीसी X [सीएल/एससीएल]

जहां,

टीसी= प्रसारण लागत, जो राविविआ की सराआ को अल्पकालीन खुले अभिगमन संव्यवहारों से आय से कम करने के बराबर

सीएल = उपयोगकर्ता की अनुबन्धित/सहमत प्रसारण क्षमता

एससीएल = सभी उपयोगकर्ताओं की अनुबन्धित/सहमत प्रसारण क्षमता का योग

66. हानियों का व्यवहार

आयोग द्वारा अनुज्ञात की गई प्रसारण हानियां, प्रसारण तंत्र के उपयोगकर्ता द्वारा वहन की जायेगी तथा राभाप्रेके द्वारा संधारित किये जाने वाले ऊर्जा लेखे तदनुसार प्रतिबिम्बित करेंगे।

67. प्रोत्साहन

(1) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी निम्नलिखित सूत्र के अनुसार मानकीय उपलब्धता से उपर वार्षिक उपलब्धता प्रोत्साहन = वार्षिक प्रसारण प्रभार X (प्राप्त वार्षिक उपलब्धता -मानकीय उपलब्धता)/मानकीय उपलब्धता

जहां,

वार्षिक प्रसारण प्रभार, विनियम-62 के अन्तर्गत परिकलित प्रभार होंगे।

बशर्त कि 99.75 प्रतिशत के उपर की उपलब्धता पर कोई प्रोत्साहन संदेय नहीं होगा।

(2) प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी को संदेय प्रोत्साहन में, अनुज्ञप्तिधारी तथा दीर्घकालीन एवं मध्यम-कालिक खुले अभिगमन ग्राहकों की हिस्सेदारी होगी।

68. अभिक्रियाशील ऊर्जा प्रभार

वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सम्पन्न किये गये तंत्र अध्ययन पर आधारित जहां कहीं अपेक्षित है, भार की ओर तथा प्रसारण तंत्र के साथ अन्तर्सम्बन्ध बिन्दु से आगे पर्याप्त कैपेसिटर बैंक स्थापित करेगा तथा 0.95 से उच्चतर लैंगग पावर फैक्टर संधारित करेगा। निम्न शक्ति घटक के लिये अभिक्रियाशील प्रभार, ग्रिड कोड में निर्दिष्ट अनुसार होंगे।

69. रा.भा.प्रे.के. व्ययों की वसूली

(1) आयोग, रा.भा.प्रे.के. शुल्कों तथा प्रभारों का विनिर्धारण समय-समय पर यथासंशोधित राविविआ (राज्य भार प्रेषण केन्द्र के लिये शुल्कों व प्रभारों का उद्ग्रहण) विनियम, 2004 के अनुसार करेगा। नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के दौरान रा.भा.प्रे.के. शुल्कों तथा प्रभारों का विनिर्धारण निम्नलिखित उप-विनियम (2) के अन्तर्गत यथासारांशित अनुमोदित राभाप्रेके व्ययों पर आधारित निम्नानुसार होंगे-

(2) राभाप्रेके के व्ययों में अन्तर्विष्ट होंगे-

(क) परिचालनीय व्ययों में निम्नलिखित अवयवों का समावेश होगा-

- i. प्रचालन तथा संधारण व्यय,
- ii. कार्यशील पूंजी पर ब्याज,
- iii. क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र शुल्क तथा प्रभार,

(ख) निम्नलिखित युक्त पूंजीगत व्यय घटक-

- i. हास,
- ii. सावधि ऋण पर ब्याज तथा वित्त प्रभार,
- iii. साम्या पूंजी पर प्रतिफल,

(3) राभाप्रेके से सम्बन्धित किसी संवैधानिक अंकेक्षक या सनदी लेखाकार द्वारा विधिवत् प्रमाणित, पृथक-पृथक लेखे, राभाप्रेके व्ययों के अनुमोदन तथा राभाप्रेके शुल्क व समय-समय पर आयोग द्वारा जारी किये जाने वाले आदेशों में यथानिर्दिष्ट रीति में, उसके प्रभारों के विनिर्धारण का आधार होंगे। इस प्रयोजनार्थ, रा.भा.प्रे.के. प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के लेखों से स्वतंत्र अपने स्वयं के लेखों का संधारण करेगा।

विव2025-26 के लिये 23.41 करोड़ रुपये के प.एवं.सं. व्यय को यथा आधार प.एवं.सं. व्यय विचारित किया जायेगा।

(4) प्रत्येक अनुगामी वर्ष के प.एवं.सं. व्यय प्रतिमानों को विनियम 24 में यथा विनिर्दिष्ट वृद्धिकरण दर से किया जायेगा।

बशर्ते कि वेतन या वेतन संशोधन के कार्यान्वयन के कारण होने वाले प्रभाव को टैरिफ के ड्रइंग अप के समय अनुज्ञात किया जायेगा।

बशर्ते यह भी कि मानकीय प.एवं.सं. व्ययों से अधिक बीमांकिक मूल्यकांक पर आधारित सीमावर्ती दायित्वों को, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, प्रथक रूप से टैरिफ के माध्यम से अनुज्ञात किया जायेगा।

भाग – VII

वितरण हेतु टैरिफ: विद्युत व्हीलिंग तथा फुटकर आपूर्ति

70. प्रयोज्यता

(1) ये विनियम किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उसके उपभोक्ताओं को विद्युत के फुटकर विक्रय की टैरिफ निर्धारण के लिये प्रयुक्त होंगे।

(2) इस भाग में अन्तर्विष्ट विनियम किसी वितरण उपयोगकर्ता, जिसे (खुला अभिगमन) के लिये आयोग द्वारा बनाये गये विनियम, समय-समय पर यथासंशोधित, के अनुसार किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण तंत्र तक खुले अभिगमन की अनुमति दी गई है, द्वारा विद्युत के व्हीलिंग हेतु संदेय टैरिफ के विनिर्धारण के लिये भी प्रयुक्त होंगे।

71. व्हीलिंग प्रभारों तथा फुटकर आपूर्ति के विनिर्धारण हेतु याचिका

वितरण अनुज्ञप्तिधारी, इन विनियमों के भाग-II के प्रावधानों की अनुपालना करते हुये अपने स.रा.आ. और टैरिफ याचिका के साथ व्हीलिंग प्रभारों तथा फुटकर टैरिफ के विनिर्धारण हेतु याचिका दायर करेगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी व्हीलिंग प्रभारों तथा फुटकर टैरिफ के विनिर्धारण हेतु अपनी याचिका में प्रति आर्थिक सहायता अधिभार एवं अतिरिक्त अधिभार के निर्धारण को भी सम्मिलित करेगा।

बशर्ते कि जहां अनुज्ञप्तिधारी को बहुवर्षीय टैरिफ निर्धारित करने की आवश्यकता होती है, वह उपभोक्ता मूल्य सूचकांक पर आधारित कोई सूत्र (या) नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष से पूर्ववर्ती वर्ष को आधार वर्ष मानते हुए टैरिफ याचिका में अनुज्ञप्तिधारी की समग्र राजस्व आवश्यकता को पूरा करने के लिये आवश्यक मात्रा (प्रतिशत/मूल्य) का प्रस्ताव भी कर सकता है। नियंत्रण अवधि के दौरान, ऐसे मामले में अनुज्ञप्तिधारी डू-अप और/या वास्तविक निष्पादन के आधार पर शेष नियंत्रण अवधि के लिये अनुमोदन में संशोधन हेतु मध्यावधि पुनर्विलोकन के लिये याचिका भी दायर कर सकता है। आयोग विवेकपूर्ण जांच के पश्चात् अनुज्ञप्तिधारी के प्रस्ताव के आधार पर टैरिफ निर्धारित कर सकता है।

72. पूंजी निवेश योजना

(1) यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी ने वार्षिक टैरिफ विनिर्धारण का विकल्प चुना है तो पूंजी निवेश योजना, राविविआ (निवेश अनुमोदन) विनियम, 2006 के अनुसार, आगामी वर्ष के लिये चालू वर्ष के 30 नवम्बर तक दायर की जायेगी।

(2) यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी ने नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिये बहुवर्षीय टैरिफ विनिर्धारण के लिये विकल्प चुना है तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष के लिये पूंजी निवेश योजना इन विनियमों की अधिसूचना की दिनांक से 60 दिनों के भीतर प्रस्तुत करेंगे।

बशर्ते कि यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी ने नियंत्रण अवधि के प्रत्येक शेष वर्ष के लिये बहुवर्षीय टैरिफ निर्धारण के विकल्प का चयन किया है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी नियंत्रण अवधि के प्रत्येक शेष वर्ष के लिये पूंजी निवेश योजना प्रस्तुत करेगा।

(3) पूँजी निवेश योजना, भार संवृद्धि, वितरण हानियों में कमी, आपूर्ति की गुणवत्ता में सुधार, विश्वसनीयता आदि की अपेक्षाओं को पूरा करने हेतु वितरण तंत्र के सुदृढीकरण तथा संवर्द्धन पर किये जा रहे निवेश हेतु न्यूनतम लागत वाली योजना होगी।

(4) पूँजी निवेश योजना वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा आगामी वर्ष में परियोजनाओं के समस्त पूंजीगत व्यय आवृत होंगे तथा आयोग द्वारा समय-समय पर निर्धारित किये जा सकने वाले प्रपत्र में होगी।

(5) निवेश योजना के साथ यथापेक्षित सूचनायें, विशिष्टियाँ तथा प्रलेख प्रस्तावित निवेश की आवश्यकता व औचित्यता दर्शाते हुये संलग्न होंगे। निवेश योजना में पूंजीकरण अनुसूची तथा वित्तीय योजना को भी शामिल किया जायेगा।

(6) आयोग, वितरण अनुज्ञप्तिधारी की पूँजी निवेश योजना पर विवेकी जांच पर आधारित आवश्यक होने पर, आशोधनों के साथ विचार कर अनुमोदित करेगा। किसी दिये गये वर्ष के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी की अनुमोदित निवेश योजना के सदृश लागतों को इसकी राजस्व आवश्यकता के लिये ध्यान में रखा जायेगा।

(7) मांग पक्ष प्रबंधन उपायों का कार्यान्वयन

(1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी स.रा.आ. याचिका और निवेश योजना के यथा अंश के मांग प्रतिक्रिया उपायों सहित ऊर्जा दक्षता योजनाओं और मांग पक्ष प्रबंधन (डीएसएम) के कार्यान्वयन पर विचार करेगा।

(2) वितरण अनुज्ञप्तिधारी ऊर्जा दक्षता/संरक्षण उपायों को लागू करके अपनी स्वयं के उपभोग को कम करने का प्रयास करेगा।

(3) वितरण अनुज्ञप्तिधारी नियंत्रण अवधि के आरंभ में अपनी स्वयं की ऊर्जा उपभोग और ऊर्जा संरक्षण उपाय का विद्यमान स्तर प्रस्तुत करेगा तथा ऊर्जा दक्षता संबंधी बचत के लक्ष्य और निगरानी योजना के साथ-साथ बहुवर्षीय टैरिफ याचिका के यथा अंश के पूंजीगत व्यय या परिचालन व्यय के अंतर्गत ऊर्जा दक्षता सुधार स्कीम/योजना के कार्यान्वयन के माध्यम से अपनी स्वयं की ऊर्जा उपभोग में कमी लाने के लिये प्रक्षेप पथ उपलब्ध करायेगा।

(4) वितरण अनुज्ञप्तिधारी मांग पक्ष प्रबंधन डीएसएम प्रकोष्ठ का गठन करेगा।

73. विक्रय का आंकलन

(1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी, उसके आपूर्ति क्षेत्र में विभिन्न श्रेणियों के उपभोक्ताओं तथा प्रत्येक टैरिफ श्रेणी में प्रत्येक उपभोग स्लैब के लिये प्रत्याशित मांग व विक्रय का एक पूर्वानुमान प्रस्तुत करेगा।

(2) विद्युत व्यापारियों या अन्य अनुज्ञप्तिधारियों को विद्युत का विक्रय यदि कोई है, पृथक से इंगित किया जायेगा।

(3) जहां आयोग ने किसी विशेष टैरिफ श्रेणी के लिये पूर्वानुमान हेतु कोई प्रणाली निर्धारित कर दी है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी ऐसी कार्यप्रणाली को इस प्रकार की टैरिफ श्रेणी के लिये विक्रय पूर्वानुमानों को विकसित करने के लिये समाविष्ट करेगा।

(4) आयोग पिछले वर्षों में उपभोक्ताओं की संख्या तथा उपभोग व विद्युत की मांग में संवृद्धि तथा अगले वर्ष में प्रत्याशित संवृद्धि तथा अन्य कोई घटक, जिसे आयोग सुसंगत मान सके, पर आधारित युक्ति-संगतता के लिये पूर्वानुमानों का परीक्षण करेगा तथा उपभोक्ताओं को विद्युत के विक्रय का यथोचित आशोधनों के साथ, अनुमोदन करेगा।

74. वितरण हानियां तथा संग्रहण दक्षता

(1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी पिछले वर्ष तथा चालू वर्ष में कुल व वोल्टेजवार वितरण हानियों तथा आधार, जिन पर ऐसी हानियां परिकालित की गई हैं, की सूचना देगा।

(2) वितरण अनुज्ञप्तिधारी पिछले वर्ष तथा चालू वर्ष में कुल स श्रेणीवार संग्रहण दक्षता तथा आधार, जिस पर ऐसी संग्रहण दक्षता परिकालित की गई है, की सूचना देगा।

(3) वितरण अनुज्ञप्तिधारी नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष के लिये स.रा.आ./टैरिफ याचिका के साथ-साथ आगामी वर्षों के अतिरिक्त नियन्त्रणावधि के पश्चात् वर्षों के लिये हानि में कमी तथा संग्रहण दक्षता में सुधार के लक्ष्य भी, लक्ष्यों की प्राप्ति हेतु प्रस्तावित उपायों की विस्तृति देते हुये, प्रस्तावित करेगा।

बशर्ते कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी राज्य सरकार द्वारा सहमत तथा किसी राष्ट्रीय योजना या कार्यक्रम या अन्यथा के अंतर्गत केन्द्र सरकार द्वारा अनुमोदित समग्र तकनीकी और वाणिज्यिक हानि न्यूनीकरण प्रक्षेप पथ भी प्रस्तुत करेगा।

बशर्ते कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी अपने कार्यनिष्पादन के आधार पर अनुमोदित प्रक्षेप पथ से कम हानि का प्रस्ताव कर सकता है, जिस पर आयोग द्वारा विचार किया जा सकता है।

(4) प्रस्तुत की गई सूचनाओं तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा हानि में कमी तथा संग्रहण दक्षता में सुधार हेतु प्रस्तावित लक्ष्य के आधार पर आयोग, नियंत्रणावधि के आगामी वर्षों के लिये वितरण हानियों में कमी तथा संग्रहण दक्षता में सुधार का लक्ष्य निर्धारित करेगा।

(5) अनुमोदित समग्र तकनीकी और वाणिज्यिक हानि न्यूनीकरण प्रक्षेप पथ से विचलन के कारण वितरण अनुज्ञप्तिधारी को होने वाले लाभ या हानि को औसत विद्युत क्रय लागत के आधार पर निर्धारित किया जायेगा तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारी और उपभोक्ताओं के मध्य साझा किया जायेगा। लाभ का दो तिहाई अंश टैरिफ में उपभोक्ताओं को पारित किया जायेगा तथा शेष वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अपने पास प्रतिधारित किया जायेगा। हानियों का दो तिहाई अंश वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा वहन किया जायेगा तथा शेष अंश उपभोक्ताओं द्वारा वहन किया जायेगा।

बशर्ते कि यदि ए.टी.एंड सी. हानि 15% के स्तर को पार कर जाती है तो सभी हानियों का वहन वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा किया जायेगा।

75. समग्र राजस्व आवश्यकता

(1) किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी की फुटकर आपूर्ति टैरिफ, वितरण अनुज्ञप्तिधारी की उस वित्तीय वर्ष की समग्र राजस्व आवश्यकता की, आयोग द्वारा यथानुमोदित गैर-टैरिफ आय वहीलिंग से आय, अन्य व्यवसाय से

आय तथा प्रति आर्थिक सहायता अधिभार व अतिरिक्त अधिभार तथा राज्य सरकार के आर्थिक सहायता की राशि, यदि कोई है, घटाते हुये, वसूली का प्रावधान करेगी और इसमें निम्नलिखित का समावेश होगा:

- (क) विद्युत क्रय लागत, स्वयं तथा साझेदारी परियोजनाओं के लिये विद्युत उत्पादन की लागत;
- (ख) प्रसारण प्रभार;
- (ग) राष्ट्रीयभाप्रेके/क्षेभाप्रेके/रा.भा.प्रे.के. प्रभार;
- (घ) परिचालन एवं संधारण व्यय;
- (ङ) दीर्घकालीन ऋणों पर ब्याज व वित्त प्रभार;
- (च) हास;
- (छ) नियामक परिसम्पत्तियों का परिशोधन;
- (ज) कार्यशील पूंजी पर ब्याज;
- (झ) उपभोक्ता प्रतिभूतिनिक्षेप तथा वितरण तंत्र उपयोगकर्ताओं से निक्षेपों पर ब्याज;
- (ञ) डूबत ऋण हेतु प्रावधान, यदि कोई है;
- (ट) साम्या पर प्रतिफल।

(2) विद्युत के विक्रय से शुद्ध राजस्व आवश्यकता = उपर्युक्तानुसार समग्र राजस्व आवश्यकता, घटायें:

- (क) गैर-टैरिफ आय;
- (ख) खुले अभिगमन उपभोक्ताओं से वसूल की गयी, वहीलिंग प्रभार से आय;
- (ग) इन विनियमों में निर्धारित सीमा तक अन्य व्यवसाय से आय;
- (घ) खुले अभिगमन उपभोक्ताओं से प्रति-आर्थिक सहायता अधिभार के कारण प्राप्तियां; तथा
- (ङ) खुले अभिगमन उपभोक्ताओं से वहीलिंग प्रभारों पर अतिरिक्त अधिभार के कारण प्राप्तियाँ।

बशर्ते कि अधिनियम की धारा 65 के अन्तर्गत आर्थिक सहायता के अलावा राज्य सरकार से प्राप्त किसी भी राजस्वानुदान को राज्य सरकार द्वारा इंगित रीति से माना जायेगा। यदि ऐसी कोई रीति इंगित नहीं की गई है, तो अनुदान का उपयोग डिस्कॉम की सराआ तथा राजस्व के कुल अन्तर को कम करने के लिये किया जायेगा।

(3) वितरण अनुज्ञप्तिधारी की फुटकर टैरिफ, आयोग द्वारा इन विनियमों के भाग-II के अनुसार वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा टैरिफ विनिर्धारण हेतु किये गये आवेदन के आधार पर विनिर्धारित की जायेगी।

76. विद्युत क्रय की आवश्यकता का प्राक्कलन

(1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी समय-समय पर संशोधित, राविआ (वितरण लाइसेंसधारी की विद्युत क्रय और उपापन प्रक्रिया) विनियम, 2004 के अनुसार और संसाधन पर्याप्तता विनियम या समय-समय पर आयोग द्वारा इस संबंध में जारी किये गये आदेशों के अनुसार अपने आपूर्ति क्षेत्र में विद्युत की मांग को पूरा करने के

लिये विद्युत अधिप्राप्ति की एक वार्षिक योजना तैयार करेगा और ऐसी योजना को टैरिफ याचिका के साथ आयोग को अनुमोदनार्थ प्रस्तुत करेगा। वार्षिक अधिप्राप्ति योजना निम्नलिखित को ध्यान में रखते हुये तैयार की जानी चाहिए-

- (क) आपूर्ति क्षेत्र के अन्दर, प्रत्येक टैरिफ श्रेणी से पूरे वर्ष में विद्युत की मांग का परिमाणात्मक पूर्वानमान,
- (ख) ऊर्जासंरक्षण तथा ऊर्जा दक्षता के बारे में क्रियान्वित किये जाने वाले प्रस्तावित उपाय,
- (ग) प्रसारण तथा वितरण हानियों के अनुमोदित स्तर:
बशर्ते कि राज्य के बाहर के स्रोतों से विद्युत के क्रय करने के लिये, विद्युत क्रय अनुबन्ध में सहमत या राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र/राभाप्रेके के ऊर्जा लेखों से परिकलित प्रसारण हानि के स्तर स्वीकार किये जायेंगे।
- (घ) उत्पादन तथा विद्युत क्रय के अनुमोदित स्रोतों से विद्युतापूर्ति के परिमाणों का प्राक्कलन,
- (ङ) आयोग द्वारा जो भी निर्धारित की जाये, अक्षय ऊर्जा क्रय की न्यूनतम हिस्सेदारी,
- (च) विद्युत उत्पादन तथा/या अधिप्राप्ति के नये स्रोतों की उपलब्धता,
- (छ) अल्पकालीन विद्युत के परिमाण का प्राक्कलन।

बशर्ते कि जब तक आयोग द्वारा संसाधन पर्याप्तता विनियम जारी नहीं कर दिये जाते या इस संबंध में आयोग द्वारा पृथक आदेश जारी जारी नहीं कर दिये जाते, वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्राधिकरण के परामर्श से केन्द्र सरकार द्वारा संसाधन पर्याप्तता के लिये जारी दिशानिर्देशों के अनुसार योजना तैयार कर सकता है।

- (2) आयोग, उचित माने जाने वाले आशोधनों के साथ सराआ का अनुमोदन करते समय, अल्पकालीन स्रोतों सहित विद्युत क्रय आवश्यकता का अनुमोदन करेगा।

77. विद्युत अधिप्रापण लागत

- (1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत की अधिप्राप्ति, समय-समय पर केन्द्रीय सरकार द्वारा जारी की गयी राष्ट्रीय टैरिफ नीति और इस सम्बन्ध में आयोग द्वारा बनाये गये विनियमों के प्रावधानों के अनुसार करेगा। अनुज्ञप्तिधारी, जैसाकि उपरोक्त विनियम 76 के अन्तर्गत अपेक्षित है, विद्युत अधिप्रापण लागत प्राक्कलनों के साथ ही वार्षिक अधिप्रापण योजना भी प्रस्तुत करेगा।
- (2) उत्पादन कम्पनियों से क्रय की गयी ऊर्जा की कीमत तथा प्रसारण की लागत, उपयुक्त आयोग द्वारा विनिर्धारित या स्वीकार की गयी टैरिफ, जैसा भी मामला हो, के आधार पर परिकलित की जायेगी।
- (3) भारतीय नाभिकीय विद्युत निगत लि. के नाभिकीय विद्युत केन्द्रों से क्रय की गयी विद्युत की लागत, आणविक ऊर्जा विभाग द्वारा अधिसूचित टैरिफ के आधार पर परिकलित की जायेगी।
- (4) व्यापारकर्ताओं तथा अन्य अनुज्ञप्तिधारियों से विद्युत क्रय की लागत, उपर्युक्त उप-विनियम (1) के अध्यक्षीन विद्युत क्रय अनुबंधों के आधार पर मानी जायेगी।
- (5) किसी वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उत्पादित और इसके द्वारा उपभोक्ताओं को विक्रीत विद्युत की लागत आयोग द्वारा विनिर्धारित अंतरण मूल्य के आधार पर परिकलित की जायेगी।

(6) वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग की पूर्वानुमति के बिना विद्युत के अधिप्रापण की अल्पकालीन व्यवस्था/अनुबन्ध कर सकता है, बशर्ते कि ऐसी व्यवस्था/ऐसे अनुबन्ध के अन्तर्गत अधिप्राप्त विद्युत की टैरिफ निम्नलिखित के अनुसार हो:

(क) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा टैरिफ आधारित बोली प्रक्रिया के माध्यम से विद्युत के अल्पकालीन प्रापण हेतु केन्द्र सरकार द्वारा जारी किये गये दिशा निर्देश,

बशर्ते कि आयोग अल्पकालीन विद्युत अधिप्रापण हेतु टैरिफ इंगित करेगा जो बोली दिशानिर्देशों के अन्तर्गत अल्पकालीन विद्युत अधिप्रापण हेतु अनुमोदित उच्चतम टैरिफ के रूप में मानी जायेगी।

बशर्ते यह भी कि यदि अल्पकालीन विद्युत का अधिप्रापण, आयोग सराआ में या अन्यथा अनुमोदित परिमाण से अधिक हो जाता है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी राविविआ (वितरण अनुज्ञप्तिधारी की विद्युत क्रय एवं अधिप्रापण प्रक्रिया) विनियम, 2004, समय-समय पर यथासंशोधित, के अन्तर्गत गठित ऊर्जा निर्धारण समिति से जिसमें राज्य प्रसारण यूटिलिटी, राजस्थान विद्युत उत्पादन निगम, प्रत्येक वितरण अनुज्ञप्तिधारी के अध्यक्ष एवं प्रबन्ध निदेशक तथा राभाप्रेके के प्रभारी शामिल हैं, पूर्वानुमति प्राप्त करेगा।

(ख) जब आयोग ने किसी आकस्मिक परिस्थिति के अन्तर्गत विद्युत अधिप्रापण हेतु न्यूनतम व अधिकतम कीमत सीमा निर्धारित कर दी है और विद्युत क्रय कीमत उस बन्धन के अन्दर-अन्दर है।

(ग) 'बैंकिंग' संव्यवहारों के अन्तर्गत विद्युत के विनियम के रूप में अधिप्रापण,

(घ) अप्रत्याशित आकस्मिक या 15 दिवस से कम के लिये विद्युत क्रय में या जब आपातकालीन परिस्थितियों, जो वितरण तंत्र की स्थिरता के लिये चुनौती हो गयी है या जब ग्रिड की विफलता को रोकने के लिये राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा ऐसा किये जाने के लिये निर्देशित किया गया है, के कारण अल्पकालीन विद्युत आवश्यकता की दशा में,

बशर्ते कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी उपर वर्णित परिस्थितियों में विद्युत क्रय आयोग द्वारा उपरोक्त उप-विनियम (6)(क) के अनुसार अनुमोदित उच्चतम दर से उच्चतर या निम्नतर दर पर कर सकता है। तथापि, इस प्रकार के अल्पकालीन क्रय की औसत दर, वार्षिक आधार पर आयोग द्वारा अल्पकालीन विद्युत क्रय के लिये अनुमोदित उक्त उच्चतम दर से अधिक नहीं होनी चाहिये।

(7) उपभोक्ताओं को 24×7 विद्युत की आपूर्ति सुनिश्चित करने और संसाधन पर्याप्तता योजना के अनुसार आवश्यकताओं को पूरा करने के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा किये गये विद्युत क्रय की सभी विवेकपूर्ण लागतों को ध्यान में रखा जायेगा।

बशर्ते कि विद्युत की क्रय पारदर्शी तरीके से की गयी हो या क्रय मूल्य उपयुक्त आयोग द्वारा अनुमोदित किया गया हो।

(8) जहां आयोग के पास विश्वास करने के लिए उचित आधार हैं कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा किया गया अनुबन्ध या व्यवस्था विनियमों में निर्दिष्ट मानदंडों को पूरा नहीं करती है, वह, डू-अप प्रक्रिया के दौरान, अनुमोदित स्तर से अधिक विद्युत क्रय की कुल लागत में किसी भी वृद्धि को अस्वीकार कर सकता है, तथा

इसके परिणामस्वरूप वितरण अनुज्ञप्तिधारी को होने वाली किसी भी हानि को उपभोक्ताओं को पारित करने की अनुमति नहीं देगा।

78. विद्युत क्रय में विभिन्नता

(1) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा, आयोग द्वारा अनुमोदित विद्युत आवश्यकता से अधिक ऊर्जा क्रय या किसी भी वर्ष में क्रय की ऊर्जा के मिश्रण में विभिन्नता, यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी के युक्ति संगत नियंत्रण से बाहर के कारणों से हैं, तो इस पर आयोग द्वारा विचार किया जायेगा और परिणामी लाभ अथवा हानि आगामी वर्षों की टैरिफ में समायोजित किये जायेंगे।

(2) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा किसी वर्ष में अनुमोदित स्तर से अधिक ऊर्जा क्रय किये जाने के कारण किसी भी प्रकार का वित्तीय लाभ या हानि, जो उप-विनियम (1) द्वारा आवृत्त नहीं है, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा वहन किया जायेगा।

79. प्रसारण प्रभार

किसी अनुज्ञप्तिधारी द्वारा, क्रय कि गई ऊर्जा के प्रसारण अथवा व्हीलिंग के लिये देय प्रसारण व व्हीलिंग प्रभार उपयुक्त आयोग द्वारा विनिर्धारित टैरिफ के अनुसार माने जायेंगे। राज्य के बाहर विक्रीत ऊर्जा के लिये संदत्त प्रसारण व व्हीलिंग प्रभार, व्यय के रूप में माने जायेंगे।

80. राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र/क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र/राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रभार

उपयुक्त आयोग द्वारा यथा विनिर्धारित राष्ट्रीयभाप्रेके/क्षेभाप्रेके/राभाप्रेके प्रभार, व्यय के रूप में माने जायेंगे। राज्य के बाहर ऊर्जा विक्रय के लिये राभाप्रेके प्रभार, टैरिफ विनिर्धारण हेतु व्यय के रूप में नहीं माने जायेंगे।

81. परिचालन एवं संधारण व्यय

प.एवं.सं. व्ययों की वसूली के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये, नियंत्रणावधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् विव 2025-26) के लिये प.एवं.सं. व्यय के प्रतिमान नीचे दिये गये अनुसार निर्धारित किये गये हैं-

(1) कर्मचारी व्यय तथा प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय:

(क) कर्मचारी व्यय:- 49 पैसे प्रति विक्रय युनिट

(ख) प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय:-7.2 पैसे प्रति विक्रय युनिट

प्रत्येक अनुगामी वर्ष के कर्मचारी व्यय प्रतिमानों तथा प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय प्रतिमानों को विनियम 24 में यथा विनिर्दिष्ट वृद्धिकरण दर से किया जायेगा।

बशर्ते कि नियंत्रण अवधि के दौरान वेतन आयोग की प्रयोज्यता के मामले में, आयोग संस्थापन लागत के वास्तविक प्रभाव के आधार पर टूर-अप करते समय कर्मचारियों के व्यय में जोड़े जाने वाले घटक को पृथक से निर्दिष्ट कर सकता है।

बशर्ते यह भी कि मानकीय प.एवं.सं. व्ययों से अधिक बीमांकिक मूल्यकांक पर आधारित सीमावर्ती दायित्वों को, विवेकी जांच के अध्यक्षीन, प्रथक रूप से टैरिफ के माध्यम से अनुज्ञात किया जायेगा।आयोग ऐसे सीमावर्ती दायित्वों की वसूली को रू./किवाघं में टैरिफ के माध्यम से अनुमत कर सकता है।

बशर्ते यह भी कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा किये गये बीमा व्यय को प्रशासनिक और सामान्य व्यय का यथा अंश माना जायेगा।

(2) मरम्मत एवं संधारण व्यय

नियंत्रणावधि के प्रत्येक वर्ष (एन) के लिये म.एवं.सं. व्यय: के X (जीएफए) $_{एन-1} \times (1 + \text{ईआर})$

जहां

‘के’ म.एवं.सं. व्ययों तथा सकल स्थिर आस्तियों (जीएफए) के मध्य सम्बन्ध शासित करने वाला (एन-1)वें वर्ष के लिये एक स्थिरांक (% में अभिव्यक्त) एवं यथा 1.82 प्रतिशत के विचारित किया जायेगा;

‘जीएफए’ (एन-1)वें वर्ष की सकल स्थिर आस्तियों का औसत मूल्य है;

‘ईआर’ का अभिप्राय विनियम 24 में यथा विनिर्दिष्ट वृद्धिकरण है;

‘एन’ वह वर्ष है जिसके लिये म.एवं.सं. व्ययों को निर्धारित किया जाना है।

(3) वितरण अनुज्ञप्तिधारी सिस्टम स्वचालन, नई प्रौद्योगिकी और आईटी कार्यान्वयन आदि योजनाओं सहित विभिन्न योजनाओं के लिये परिचालन योजनायें या कोई अन्य नवीन वित्तपोषण तंत्र आरम्भ कर सकता है और ऐसे परिचालन व्ययों को विवेकपूर्ण जांच के अधीन उचित रूप से अनुमत विचारित किया जायेगा, जिसके लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी कोलाभ विश्लेषण के साथ विस्तृत औचित्य प्रस्तुत करना होगा।

82. उपभोक्ता प्रतिभूति जमा पर ब्याज

ब्याज केवल यथा प्रतिभूति जमा के धारित नकद राशि पर ही समय-समय पर यथा संशोधित रा.वि.वि.आयोग (विद्युत प्रदाय कोड एवं सम्बन्धित मामलों) विनियम, 2021 के अनुसार अनुज्ञात किया जायेगा।

बशर्ते कि ट्रयूडिंग-अप के समय पर, वर्ष हेतु प्रतिभूति जमा की राशि पर ब्याज को वर्ष के दौरान अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रदत्त वास्तविक ब्याज के आधार पर, आयोग द्वारा विवेकी जांच के अध्यक्षीन विचारित किया जायेगा।

83. टैरिफ आय

उपभोक्ताओं को विद्युतापूर्ति से होने वाली आय का निर्धारण विभिन्न श्रेणी के उपभोक्ताओं पर प्रयोज्य चालू टैरिफ तथा उन्हे विक्रय की जाने वाली अनुमानित विद्युत की प्रमात्रा के आधार पर किया जायेगा।

84. व्हीलिंग प्रभारों तथा फुटकर आपूर्ति टैरिफ का विनिर्धारण

(1) विद्युत की फुटकर आपूर्ति के लिये व्हीलिंग प्रभार तथा टैरिफ विनिर्धारण करते समय आयोग, अधिनियम की धारा 61 तथा 62 के प्रावधानों से निर्देशित होगा।

(2) आयोग टैरिफ का विनिर्धारण करते समय विद्युत के किसी उपभोक्ता को अनुचित अधिमानता नहीं दर्शायेगा, परन्तु उपभोक्ता के शक्तिघटक, वोल्टेज, किसी निर्धारित अवधि या समय जिस पर आपूर्ति वांछित है, में कुल उपभोग या किसी क्षेत्र की भौगोलिक स्थिति, आपूर्ति की प्रकृति तथा प्रयोजन, जिसके लिये आपूर्ति अपेक्षित है, के अनुसार विभेद कर सकता है।

85. व्हीलिंग प्रभार

(1) प्रत्येक वितरण अनुज्ञप्तिधारी वितरण तार व्यवसाय और फुटकर आपूर्ति व्यवसाय के लिये पृथक-पृथक लेखा अभिलेख का संधारण करेगा और आवंटन विवरण तैयार करेगा जो आयोग को निम्नलिखित के लिये पृथक से टैरिफ निर्धारित करने में सक्षम बनायेगा:

(क) वितरण तार व्यवसाय,

(ख) विद्युत की फुटकर आपूर्ति

यदि आयोग द्वारा ऐसा निर्णय लिया जाये।

(2) वितरण अनुज्ञप्तिधारी के व्हीलिंग व्यवसाय और फुटकर आपूर्ति व्यवसाय के पृथक खातों के आधार पर आयोग द्वारा व्हीलिंग व्यवसाय और फुटकर आपूर्ति व्यवसाय की टैरिफ निम्नलिखित सूत्र के अनुसार निर्धारित की जायेगी,

व्हीलिंग प्रभार = व्हीलिंग के प्रति वार्षिक राजस्व आवश्यकता

वर्ष के दौरान व्हीलिंग की गयी ऊर्जा

बशर्ते कि उपरोक्त सूत्र के अनुसार आयोग पृथक-पृथक वोल्टेज स्तरों पर व्हीलिंग प्रभार पृथक-पृथक निर्धारित कर सकता है।

(3) यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण तार व्यवसाय और फुटकर आपूर्ति व्यवसाय के बीच पूर्ण लेखा पृथक्करण नहीं किया गया है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी के व्हीलिंग प्रभारों का परिकलन, विनियम 75(1) के अन्तर्गत निकाली गई इसकी समग्र राजस्व आवश्यकता में से निम्नलिखित की कटौती करके किया जायेगा:

(क) विनियम 77 के अनुसार विद्युत क्रय की लागत,

(ख) उपभोक्ताओं की प्रतिभूति निक्षेप पर संदेय ब्याज,

(ग) प्रसारण एवं राभाप्रेके, तथा

(घ) प.एवं.सं. व्यय का 10 प्रतिशत

(4) इस प्रकार परिकलित व्हीलिंग प्रभारों को वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यथा प्रस्तुत, प्रत्येक वोल्टेज स्तर पर स्थाई परिसम्पत्तियों के आधार पर आपूर्ति वोल्टेज वार संविभाजित किया जायेगा:

बशर्ते कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियमों के लागू होने के एक वर्ष के भीतर या आयोग द्वारा यथास्वीकृत विस्तारित अवधि में वोल्टेज वार आस्तियों के आवंटन तथा हानियों का परिकलन करेगा। अनुज्ञप्तिधारी व्हीलिंग प्रभारों के विनिर्धारण की याचिका में स्थाई लागत को भिन्न-भिन्न वोल्टेज स्तरों पर

आवंटन, प्रत्येक वोल्टेज स्तर पर आपूरित ऊर्जा तथा प्रत्येक वोल्टेज स्तर पर प्रचलित वितरण हानियों के आधार का उल्लेख भी करेगा।

बशर्ते यह कि जब तक वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रत्येक वोल्टेज स्तर पर स्थिर आस्तियों का वास्तविक आवंटन प्रस्तुत करता है, आयोग वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यथा प्रस्तुत एम.वी.ए. में रूपांतरण क्षमता और सर्किट कि.मी. में वितरण लाइनों की लम्बाई के आधार पर प्रत्येक वोल्टेज स्तर पर स्थिर आस्तियों का विभाजन करेगा।

(5) व्हीलिंग प्रभारों का भुगतान:

व्हीलिंग प्रभारों में निम्नलिखित या किसी एक या उनके संयोजन का समावेश होगा:

(क) संविदित विद्युत के, रू. प्रतिमाह प्रतिकिवा में स्थाई प्रभार

(ख) प्रथक से निम्नलिखित के लिये व्हील की गई की ऊर्जा के, रू.प्रतिकिवाघं में स्थाई प्रभार

i. वायर व्यवसाय,

ii. उपभोक्ता परिसर पर मीटरों, मीटरिंग तंत्र तथा किसी अन्य उपकरण की अधिष्ठापना, का परिचालन एवं संधारण,

iii. विपत्रण तथा भुगतान का संग्रहण,

iv. उपभोक्ता सेवार्ये,

(ग) संयोजिता शुल्क,

(घ) अभिक्रीयाशील ऊर्जा प्रभार/प्रोत्साहन

(6) खुले अभिगमन ग्राहकों के लिये व्हीलिंग प्रभारों का विनिर्धारण करते समय, स्वयं के सहित, अनुज्ञप्तिधारी के वितरण तंत्र पर व्हील की गई कुल विद्युत को ध्यान में रखा जायेगा।

(7) प्रत्येक वोल्टेज स्तर के लिये औसत तकनीकी हानियां, यथा प्रयोज्य व्हीलिंग प्रभारों तथा वितरण हानियों के विनिर्धारण में विनिर्धारित तथा विचारित कि जायेगी तथा उस वोल्टेज स्तर वितरण तंत्र उपयोगकर्ता के लिये माल के रूप में प्रयोज्य होगी।

86. छूट/अधिभार रचना तंत्र

(1) वोल्टेज छूट

उच्चतर वोल्टेज पर विद्युत का उपयोग कर रहे उपभोक्ता आयोग द्वारा यथानुबद्ध उचित छूट प्राप्त करने के पात्र होंगे। आगामी वर्ष के लिये छूट रचना तंत्र उस वर्ष की फुटकर आपूर्ति टैरिफ आदेश में विनिर्दिष्ट किया जायेगा। आयोग कुछ श्रेणियों के लिये वोल्टेजवार टैरिफ भी निर्धारित कर सकता है।

(2) अग्रिम भुगतान तथा पूर्व प्रदत्त मीटर छूट

आयोग उन उपभोक्ताओं, जो अग्रिम भुगतान करते हैं या पूर्व-प्रदत्त मीटर के माध्यम से विद्युत का उपभोग करते हैं, के लिये उपयुक्त प्रोत्साहन रचनातंत्र पर विचार कर सकता है।

(3) अन्य छूट/अधिभार तथा प्रोत्साहन

आयोग, उपभोक्ताओं के लिये अन्य मामलों जैसे - दिन का समय (टीओडी), शक्तिघटक, भारघटक इत्यादि के लिये, उस वर्ष के टैरिफ आदेश में यथोल्लिखित, उपयुक्त प्रोत्साहन/अधिभार कार्य विधि पर विचार करेगा और मांग प्रतिक्रिया प्रणाली शुरू करने के लिये भी उपाय करेगा।

87. ईंधन एवं विद्युत क्रय समायोजन अधिभार (एफपीपीएस)

एफपीपीएस की संगणना:

(1) इन विनियमों के लिये “ईंधन और विद्युत क्रय समायोजन अधिभार” (एफपीपीएस) का अर्थ है आयोगद्वारा अनुमोदित आपूर्ति की लागत के संदर्भ में ईंधन लागत, विद्युत क्रय लागत और प्रसारण प्रभार में परिवर्तन के कारण उपभोक्ताओं को आपूर्ति की गयी विद्युत की लागत में वृद्धि।

(2) एफपीपीएस की गणना और बिल उपभोक्ताओं को स्वचालित रूप से, नियामक अनुमोदन प्रक्रिया से गुजरे बिना मासिक आधार पर, इन विनियमों में आयोग द्वारा निर्धारित सूत्र के अनुसार, वार्षिक आधार पर टूर-अप किये जाने के अधीन किया जायेगा:

बशर्ते कि स्वचालित पास-थ्रू को इन विनियमों के अनुसार मासिक बिलिंग के लिये समायोजित किया जायेगा;

(3) वितरण अनुज्ञप्तिधारीद्वारा (एन+3)^{वें} महीने में, ईंधन और विद्युत क्रय की लागत में वास्तविक परिवर्तन के आधार पर तथा एन^{वें} महीने के दौरान क्रय की गयी विद्युत के लिये अंतर्राज्य एवं राज्यान्तर्गत प्रसारण प्रभार के आधार पर एफपीपीएस की गणना और प्रभारित किया जायेगा। उदाहरण के लिये, किसी वित्तीय वर्ष के अप्रैल माह के दौरान आपूर्ति की गयी विद्युत के लिये टैरिफ में परिवर्तन के कारण एफपीपीएस की गणना और बिलिंग उसी वित्तीय वर्ष के जुलाई माह में की जायेगी:

बशर्ते कि यदि वितरण अनुज्ञप्तिधारी इस समय-सीमा के भीतर एफपीपीएस की गणना और प्रभार लगाने में विफल रहता है, तो किसी अप्रत्याशित या अनियंत्रणीय घटना की स्थिति को छोड़कर, एफपीपीएस के कारण लागत की वसूली का उसका अधिकार जब्त कर लिया जायेगा और ऐसे मामलों में, टूर-अप निर्धारण के दौरान निर्धारित एफपीपीएस की वसूली का अधिकार भी जब्त कर लिया जायेगा।

(4) वितरण अनुज्ञप्तिधारी उपभोक्ताओं को किसी टैरिफ आघात से बचाने के लिये एफपीपीएस या उसके किसी भाग को आगामी माह में अग्रणीत करने का निर्णय ले सकता है, किन्तु एफपीपीएस को अग्रणीत करने की अवधि अधिकतम तीन माह से अधिक नहीं होगी और ऐसा अग्रणीत करना केवल तभी लागू होगा, जब किसी बिलिंग माह के लिये कुल एफपीपीएस, जिसमें पिछले माह के एफपीपीएस को अग्रणीत करना भी शामिल है, अनुमोदित टैरिफ के परिवर्तनीय घटक के बीस प्रतिशत से अधिक हो।

बशर्ते कि अनुज्ञप्तिधारी के अनुरोध पर आयोग, यदि उचित समझे तो, पृथक आदेश के माध्यम से 20 प्रतिशत की सीमा में परिवर्तन कर सकता है।

(5) अग्रणीत राशि एक वर्ष के भीतर या अगले टैरिफ चक्र से पहले जो भी पहले हो, वसूल की जायेगी और एफपीपीएस के माध्यम से वसूल की गयी राशि को सबसे पहले एफपीपीएस के सबसे पुराने अग्रणीत हिस्से में और उसके पश्चात् के महीने में लेखाबद्ध किया जायेगा।

(6) एफपीपीएस को अग्रणीत करने के मामले में, अनुमत वहन लागत कार्यशील पूंजी पर ब्याज दर के समान होगी जब तक कि टैरिफ के माध्यम से इसकी वसूली नहीं हो जाती है और इस वहन लागत को विचाराधीन वर्ष में टूर-अप किया जायेगा।

(7) एफपीपीएस की मात्रा के आधार पर स्वचालित पास-थ्रू को इस तरह से समायोजित किया जायेगा कि,

I. यदि एफपीपीएस $\leq 5\%$ है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा एफपीपीएस की 100% वसूली योग्य लागत सूत्र का उपयोग करके स्वतः लगायी जायेगी।

II. यदि एफपीपीएस 5% से अधिक है, तो उप-पैरा (7) के मद (1) के अनुसार 5% एफपीपीएस स्वतः वसूली योग्य होगा। शेष एफपीपीएस का 90% सूत्र का उपयोग करके स्वतः वसूली योग्य होगा और अंतर का दावा टूर-अप जांच के दौरान आयोग द्वारा अनुमोदन के पश्चात् वसूली योग्य होगा।

(8) वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा एफपीपीएस के माध्यम से पारित होने के कारण वसूल किये गये राजस्व को विचाराधीन वर्ष के लिये बाद में टूर-अप किया जायेगा और किसी भी वित्तीय वर्ष के लिये टूर-अप करना आयोग के विनियमों के अनुसार पूरा किया जाना चाहिए।

(9) एफपीपीएस के विरुद्ध वर्ष के लिये अधिक राजस्व की वसूली के मामले में, उसे वितरण अनुज्ञप्तिधारी से टूर-अप के समय उसके वहन लागत के साथ वसूल किया जायेगा, जो आयोग द्वारा अनुमोदित वहन लागत दर का 1.20 गुणा होगा और एफपीपीएस की कम वसूली को टूर-अपके दौरान अनुमति दी जायेगी, जिसका बिल स्वचालित एफपीपीएस राशि के साथ भेजा जायेगा।

(10) वितरण अनुज्ञप्तिधारी सामान्य टैरिफ के टूर-अप के दौरान, किये गये व्यय और वसूल किये गये एफपीपीएस के बीच अंतर का विवरण तथा विस्तृत संगणना और सहायक दस्तावेज प्रस्तुत करेगा, जैसा कि आयोग द्वारा अपेक्षित हो।

(11) एफपीपीएस तंत्र और इसकी वसूली के सुचारु कार्यान्वयन को सुनिश्चित करने के लिये, वितरण अनुज्ञप्तिधारी यह सुनिश्चित करेगा कि इसकी बिलिंग प्रणाली को इस बात को ध्यान में रखते हुए अद्यतन किया गया है और एकीकृत बिलिंग प्रणाली लागू की जायेगी ताकि यह सुनिश्चित किया जा सके कि अंतर-संचालन या यथा उपलब्ध ओपन सोर्स सॉफ्टवेयर के उपयोग के माध्यम से बिलिंग और मीटरिंग विक्रेता के बावजूद समरूप बिलिंग प्रणाली है।

(12) वितरण अनुज्ञप्तिधारी एफपीपीएस सूत्र, मासिक एफपीपीएस की गणना और एफपीपीएस की वसूली (स्वचालित और अनुमोदित भागों के लिये पृथक-पृथक) सहित सभी विवरण अपनी वेबसाइट पर प्रकाशित करेगा और समाप्त वेब पते के माध्यम से उसे संग्रहीत करेगा।

(13) एफपीपीएस की गणना के लिये सूत्र:

$$\text{एन}^{\text{वै}} \text{ महीने के लिये मासिक एफपीपीएस (\%)} = (\text{ए} - \text{बी}) * \text{सी} + (\text{डी} - \text{ई}) \\ (\text{जेड} * \{1 - \% \text{ में वितरण हानियाँ}/100\}) * \text{एबीआर}$$

जहाँ,

एन^{वै} महीने का मतलब है वह महीना जिसमें एफपीपीएस घटक की बिलिंग की जाती है। यह एफपीपीएस (एन-3)^{वै} महीने में आपूर्ति की गयी विद्युत के लिये टैरिफ में परिवर्तन के कारण होता है।

ए सभी स्रोतों से (एन-3)^{वै} महीने में क्रय की गयी कुल यूनिट (किलोवाट घंटे में) है। जिसमें दीर्घावधि मध्यम अवधि और अल्पावधि विद्युत क्रय शामिल है (वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को जारी किये गये बिलों से लिया जाना है)

बी सभी स्रोतों से (एन-3)^{वै} महीने में विद्युत की थोक विक्रय है। (किलोवाट घंटे में) = (प्रत्येक महीने की 10 तारीख तक राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा जारी किये जाने वाले अनंतिम खातों से लिया जाना है)।

सी वृद्धिशील औसत विद्युत क्रय लागत (ईंधन लागत में परिवर्तन सहित) है (एन-3)^{वै} महीने में सभी स्रोतों से वास्तविक औसत विद्युत क्रय लागत (पीपीसी) (रु./किलोवाट घंटा) (गणना की गयी) - सभी स्रोतों से अनुमानित औसत विद्युत क्रय लागत (पीपीसी) (रु./किलोवाट घंटा) -(टैरिफ आदेश से)

डी = (एन-3)^{वै} महीने में वास्तविक अंतर-राज्यीय और अंतर-राज्यीय प्रसारण प्रभार, (ट्रांसको द्वारा डिस्कॉम को बिल से) (रु. में)

ई = (एन-3)^{वै} महीने के लिये प्रसारण प्रभार की आधार लागत = (स्वीकृत प्रसारण प्रभार/12) (रु. में)

जेड = [(एन-3)^{वै} महीने में राज्य के बाहर सभी स्रोतों से खरीदी गयी वास्तविक विद्युत किलोवाट घंटा में] * (1-% में अंतरराज्य संचरण घाटा/100) + राज्य के भीतर सभी स्रोतों से क्रय की गयी विद्युत (किलोवाट घंटा में)] * (1-% में अंतरराज्य घाटा/100) - बी]/100 किलोवाट घंटा में

एबीआर = आयोग द्वारा अनुमोदित वर्ष के लिये औसत बिलिंग दर (रु./किलोवाट घंटा में) वितरण घाटा (% में) = आयोग द्वारा अनुमोदित लक्ष्य वितरण घाटा

अंतरराज्य प्रसारण हानियां (% में) = आयोग द्वारा अनुमोदित।

राज्यांतर्गत प्रसारण हानियां (% में) = आयोग द्वारा अनुमोदित

(14) विद्युत क्रय लागत में विचलन निपटान तंत्र के कारण होने वाले किसी भी प्रभार को शामिल नहीं किया जायेगा।

(15) अन्य प्रभार जिनमें सहायक सेवाएं और सुरक्षा बाध्य आर्थिक प्रेषण शामिल हैं, उन्हें ईंधन और विद्युत क्रय समायोजन अधिभार में शामिल नहीं किया जायेगा और आयोग द्वारा अनुमोदित टूर-अप के माध्यम से समायोजित किया जायेगा।

(16) अनुज्ञप्तिधारी गत वर्ष के दौरान लगाये गये एफपीपीएस के वास्तविक भारित औसत के अनुसार आधार एफपीपीएस का भी प्रस्ताव करेगा। ऐसे मासिक आधार एफपीपीएस को प्रति माह एकत्रित किया जा

सकेगा और इन विनियमों के अनुसार संगणित वास्तविकमासिक एफपीपीएस के साथ समायोजित किया जायेगा और अधिशेष/कमी को आयोग द्वारा यथा निर्देशित या वर्ष हेतु टूर-अप के दौरान समायोजित या वसूल किया जायेगा।

बशर्ते कि वित्तीय वर्ष 2025-26 के लिये आधार एफपीपीएस की गणना, प्रचलित टैरिफ विनियमों में निर्दिष्ट सूत्र द्वारा यथा निर्धारित वित्तीय वर्ष 2024-25 के दौरान लगाये गये एफएसए के वार्षिक भारित औसत के अनुसार की जायेगी।

88. प्रति आर्थिक सहायता

(1) आपूर्ति की औसत लागत तथा उपभोक्ताओं की किसी श्रेणी से वसूली उस श्रेणी के लिये उपभोक्ता के लिये, प्रति आर्थिक सहायता की सीमा के प्राक्कलन का आधार होगा।

(2) आयोग टैरिफ का इस प्रकार से विनिर्धारण करने का प्रयत्न करेगा की यह उत्तरोत्तर रूप से यह प्रकट कर सके कि किसी उपभोक्ता श्रेणी को आपूर्ति की औसत लागत तथा प्रति आर्थिक की सीमा औसत आपूर्ति लागत की अधिकतम +/- 20 प्रतिशत के रेंज में हैं:

बशर्ते कि गरीबी रेखा से नीचे वाले उपभोक्ता, जो निर्धारित स्तर अर्थात् पचास यूनिट प्रतिमाह का उपभोग करते हैं, को प्रति आर्थिक सहायता के माध्यम से विशेष सहायता मिल सकती है। ऐसे नामोद्दिष्ट उपभोक्ताओं की श्रेणी के लिये टैरिफ, औसत आपूर्ति लागत की कम से कम 50 प्रतिशत होगी।

89. प्रति आर्थिक सहायता अधिभार

वितरण अनुज्ञप्तिधारी या प्रसारण अनुज्ञप्तिधारी के नेटवर्क पर खुले अभिगमन के लिये विकल्प देने वाले उपभोक्ताओं द्वारा संदेय अधिभार, आयोग द्वारा निम्नलिखित सूत्रानुसार विनिर्धारित किया जायेगा:

$$\text{एस} = \text{टी} - \left\{ \frac{\text{सी}}{1 - \frac{\text{एल}}{100}} + \text{डी} + \text{आर} \right\}$$

जहां,

एस- अधिभार है;

टी- संदेय टैरिफ अर्थात् उपभोक्ताओं की सुसंगत श्रेणी की औसत बीलिग दर है;

सी- अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विद्युत क्रय की प्रति यूनिट भारित औसत लागत है;

डी- सुसंगत वोल्टेज विस्तर पर प्रयोज्य प्रसारण, वितरण एवं व्हीलिग प्रभारों का योग है;

एल- प्रयोज्य वोल्टेज स्तर के लिये, प्रतिशतता के रूप में अभिव्यक्त प्रसारण, वितरण एवं वाणिज्यिक हानियों का योग है;

आर- आयोग द्वारा मान्य किये गये अनिधिक अंतराल या वहन विनियामक आस्तियों की प्रति यूनिट लागत;

बशर्ते कि यदि उपरोक्त सूत्र के अनुसार 'एस' का ऋणात्मक होना परिकल्पित होता है, तो 'एस' को शून्य माना जायेगा।

बशर्ते यह भी कि आयोग द्वारा निर्धारित प्रति आर्थिक सहायता अधिभार उपभोक्ताओं की प्रत्येक श्रेणी के लिये आपूर्ति की औसत लागत के बीस प्रतिशत से अधिक नहीं होगा।

90. अतिरिक्त अधिभार

अतिरिक्त अधिभार आयोग द्वारा बनाये गये समय-समय पर यथासंशोधित खुले अभिगमन विनियमों के प्रासंगिक प्रावधानों से प्रशासित होगा।

बशर्ते कि किसी भी खुला अभिगमन उपभोक्ता पर लगाया गया अतिरिक्त अधिभार संबंधित वितरण अनुज्ञप्तिधारी की विद्युत क्रय की प्रति यूनिट निर्धारित लागत से अधिक नहीं होगा:

बशर्ते यह भी कि जीएनए या खुला अभिगमन का लाभ उठाने वाले व्यक्ति के लिये अतिरिक्त अधिभार में किसी छूट के लिये आयोग द्वारा पृथक से आदेश जारी किया जा सकता है।

91. विनियामक आस्ति

(1) विनियामक आस्ति केवल अपवादात्मक परिस्थितियों में सृजित की जायेगी:

(2) टैरिफ लागत प्रतिबिंबित होगा तथा प्राकृतिक आपदा की स्थिति को छोड़कर अनुमोदित वार्षिक राजस्व आवश्यकता और अनुमोदित टैरिफ से अनुमानित वार्षिक राजस्व के बीच कोई गैप नहीं होगा।

बशर्ते कि ऐसा गैप यदि कोई हो, अनुमोदित वार्षिक राजस्व आवश्यकता के तीन प्रतिशत से अधिक नहीं होगा।

बशर्ते यह भी कि इस तरह के गैप का वहन लागत के साथ अगले वित्तीय वर्ष से अधिकतम तीन बराबर वार्षिक किस्तों में परिसमापन किया जायेगा।

बशर्ते यह भी कि अनुमोदित वार्षिक राजस्व आवश्यकता और टैरिफ विनियम की अधिसूचना की तिथि पर अनुमोदित टैरिफ से अनुमानित वार्षिक राजस्व के बीच किसी भी गैप को वहन लागत के साथ, अगले वित्तीय वर्ष से आरम्भ होने वाले बराबर सात वार्षिक किस्तों में परिसमापन किया जायेगा।

बशर्ते यह भी कि यदि किसी वित्तीय वर्ष में अधिशेष हो तो उसे सर्वप्रथम विनियामक आस्तियों में समायोजित किया जायेगा।

92. समानान्तर परिचालन प्रभार

(1) कैप्टिव विद्युत संयंत्र की ग्रिड या राज्य प्रसारण तंत्र से संयोजिता, राज्य ग्रिड कोड तथा अधिनियम की धारा 73 की उप-धारा (बी) के अनुसार केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा अधिसूचित संयोजित विनियमों से शासित होगी।

(2) आयोग समय-समय पर कैप्टिव विद्युत संयंत्र के ग्रिड के साथ समानान्तर परिचालन हेतु प्रयोज्य 'समानान्तर परिचालन प्रभार' निर्धारित कर सकता है।

भाग -VIII

विविध

93. शिथिल करने की शक्ति

आयोग, लिखित रूप में दर्ज किये जाने वाले कारणों, से इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को अपनी ओर से या किसी प्रभावित व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष किये गये आवेदन पर शिथिल कर सकता है, ताकि किसी वर्ग के व्यक्तियों पर लागू इन विनियमों के संचालन से उत्पन्न कठिनाई को दूर किया जा सके।

94. संशोधनों की शक्ति

आयोग, किसी भी समय, इन विनियमों के किसी प्रावधान को बदल, परिवर्तित, आशोधित या संशोधित कर सकता है।

95. कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति

यदि इन विनियमों को प्रभाव देने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग स्वप्रेरणा से या याचिका किये जाने पर सामान्य या विशिष्ट आदेश से, अधिनियम के प्रावधानों से असंगत न होने वाले ऐसे प्रावधान, जो कठिनाई को दूर करने के लिये आवश्यक लगते हो, बना सकता है।

आयोग की आज्ञा से,

नथमल डिडेल,

सचिव।

विशेष टिप्पणी: मूल अंग्रेजी भाषा में विनियम व उसके हिंदी रूपान्तरण में अगर अंतर होता है, तो अंग्रेजी भाषा का अभिप्राय ही मान्य होगा।

परिशिष्ट-1
(देखें विनियम 22)

हास दरें

परिसंपत्तियों का विवरण		हास दर(%) (उबार मूल्य-10%) सीधी रेखा पद्धति
अ.	पूर्ण शीर्षकान्तर्गत धारित भूमि	-
ब.	पट्टे वाली भूमि	
(क)	भूमि में निवेश के लिये	3.34
(ख)	स्थल समाशोधन की लागत के लिये	3.34
(ग)	जलीय उत्पादन केन्द्र के मामले में जलाशय के लिये भूमि	3.34
स.	नई क्रेत परिसम्पत्तियां	
(क)	संयन्त्र नाव सहित उत्पादन केन्द्रों में संयंत्र व मशीनें	
	(i) जल विद्युत	5.28
	(ii) भाप विद्युत एनएचआरएस एवं अपशिष्ट ताप प्राप्ति बॉयलर्स/संयन्त्र	5.28
	(iii) डीजल विद्युत तथा गैस संयन्त्र	5.28
(ख)	शीतलन टावर व परिसंचरणीय जल तंत्र	5.28
(ग)	जल विद्युत तंत्र के भाग वाले निम्नलिखित सहित जलीय कार्य	
	(i) बांध, उत्प्लव-मार्ग, बंधारे, नहरें, प्रबलित, कन्क्रीट अवनलिकार्यें तथा साइफन	5.28
	(ii) प्रबलित कंक्रीट पाइप लाइनें तथा प्रोत्कर्ष टैंक, इस्पात पाइप लाइनें, जल मार्ग, इस्पात सर्ज (टैंक), जलीय नियंत्रण वाल्व तथा अन्य जलीय कार्य	5.28
(घ)	स्थाई अभिलक्षण के भवन एवं सिविल अभियांत्रिकी कार्य	
	(i) कार्यालय व शोरूम	3.34
	(ii) ताप-विद्युत वाले उत्पादन संयन्त्र	3.34
	(iii) जल-विद्युत वाले उत्पादन संयन्त्र	3.34
	(iv) अस्थाई निर्माण जैसे लकड़ी का ढांचा	100.00
	(v) कच्ची सड़कों के अलावा सड़क	3.34
	(vi) अन्य	3.34
(ड.)	ट्रांसफार्मर, ट्रांसफार्मर (कियोस्क) सब-स्टेशन उपकरण तथा अन्य स्थाई	

		उपस्कर (संयन्त्र नीव सहित)	
	(i)	नीवों सहित 100 केवीए तथा अधिक रेटिंग वाले ट्रांसफार्मर	5.28
	(ii)	अन्य	5.28
(च)		केबिल कनेक्शनों सहित स्विचगियर	5.28
(छ)		लाइटनिंग अरेस्टर्स	
	(i)	स्टेशन टाईप	5.28
	(ii)	पोल टाईप	5.28
	(iii)	सिक्रोनस कन्डेंसर	5.28
(ज)		बैटरियां	9.50
	(i)	ज्वाइंट बॉक्सों तथा विच्छेदित बॉक्सों सहित भूमिगत केबिल	5.28
	(ii)	केबिल डक्ट प्रणाली	5.28
(झ)		अवलम्बों सहित उपरी लाइनें	
	(i)	66 केवी से उच्चतर टर्मिनल वोल्टेज पर परिचालित इस्पात निर्मित लाइनें	5.28
	(ii)	13.2 केवी से उच्चतर परन्तु 66 केवी से अनधिक नामिक वोल्टेज पर परिचालित अवलम्ब लाइनें	5.28
	(iii)	इस्पात या प्रबलित कंक्रीट अवलम्ब लाइनें	5.28
	(iv)	उपचारित लकड़ी अवलम्बित लाइनें	5.28
(ञ)		मीटर	5.28
(ट)		स्वनोदित वाहन	9.50
(ष्ठ)		वातानुकूल संयन्त्र	
	(i)	स्थिर	5.28
	(ii)	सुवाह्य	9.50
(ड)	(i)	कार्यालय फर्निचर तथा साज-सज्जा	6.33
	(ii)	कार्यालय उपकरण	6.33
	(iii)	फिटिंगों व उपस्करों सहित आंतरिक वायरिंग	6.33
	(iv)	गली रोशनी की फिटिंग	5.28
(ढ)		किराये पर लिये गये उपस्कर	
	(i)	मोटरों के अलावा	9.50
	(ii)	मोटर	6.33
(र)		संचार उपकरण	
	(i)	रेडियो तथा उच्च आवृत्ति केरियर तंत्र	15
	(ii)	टेलीफोन लाइनें तथा टेलीफोन	15

	(iii)	फाइबर ऑप्टिक/ओपीजीडब्ल्यू	6.33
(त)		सॉफ्टवेयरसहित सूचना प्रौद्योगिकी उपकरण, यूएनएमएस, यूआरटीडीएसएम, ईएमएस, साईबर सुरक्षा प्रणाली, आरईएमसी, डब्ल्यूएमएस, स्केडा प्रणाली (उबार मूल्य-शून्य)	15
(थ)		अनुसूची में अन्यथा शामिल न की गयी अन्य परिसम्पत्तियां	5.28

संक्षेपण

एएण्डजी	:	प्रशासकीय एवं सामान्य
बीएफपी	:	बॉयलर फीडपम्प
सीडीएम	:	स्पष्ट विकास रचनातंत्र
सीएफबीसी	:	परीसंचरणीय तरलीय बैड प्रौद्योगिकी
सीओडी	:	वाणिज्यिक परिचालन तिथि
सीपीआई	:	उपभोक्ता मूल्य सूचकांक
सीपीपी	:	केप्टिव विद्युत संयंत्र
डीसी	:	घोषित क्षमता
डीडीयूजीजेवाई	:	दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना
ईएचवी	:	अतिरिक्त उच्च वोल्टेज
एफईआरवी	:	विदेशी विनियम दर विचलन
एफवाई	:	वित्तीय वर्ष
जीसीवी	:	सकल ऊष्मीय मूल्य
जीआईएस	:	गैस रोधित सब-स्टेशन
एचवीएसी	:	उच्च वोल्टेज एकान्तर करण्ट
एचवीडीसी	:	उच्च वोल्टेज सीधा करण्ट
आईसी	:	संस्थापित क्षमता
आईडीसी	:	निर्माण के दौरान ब्याज
आईपीडीएस	:	एकीकृत विद्युत विकास योजना
केवी	:	किलो वोल्ट

केडब्ल्यूएच	:	किवाघं (किलो वाट घन्टा)
केसीएएल	:	किलो कैलोरी
एमसीएलआर	:	कोषों की एक वर्षाय सीमांत लागत आधारित धन उधार दर
एमसीआर	:	अधिकतम निरन्तर मूल्य निर्धारण
एमएमएच	:	लघु एवं सुक्ष्म जलीय
एमवाईटी	:	बहुवर्षिय टैरिफ
एमवीए	:	मेगा वोल्ट एम्पीयर
एमवीएआर	:	मेगा वोल्ट एम्पीयर रिएक्टिव (प्रतिक्रियाशील)
एमडब्ल्यू	:	मेगा वाट
एनएलडीसी	:	राष्ट्रीय भार प्रेषण केन्द्र
ओएण्डएम	:	परिचालन एवं संधारण
पीपीए	:	विद्युत क्रय अनुबंध
आरएण्डएम	:	मरम्मत एवं संधारण
आरएण्डआर	:	पुनःस्थापन एवं पुनर्ग्रहणस्थापन
आर-एपीडीआरपी	:	पुनर्संरचनाबद्ध त्वरित विद्युत विकास एवं सुधार प्रोग्राम
आरईआरसी	:	राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग
आरजीजीवीवाई	:	राजीव गांधी ग्रामीण विद्युत्तिकरण योजना
आरएलडीसी	:	क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र
आरएलएनजी	:	पुनःतरलित प्राकृतिक गैस
एसएलडीसी	:	राज्य भार प्रेषण केन्द्र (रा.भा.प्रे.के.)
एसएचआर	:	स्टेशन ताप दर
टीएससी	:	प्रसारण सेवा प्रभार
डब्ल्यूपीआई	:	थोक मूल्य सूचकांक

RAJASTHAN ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**NOTIFICATION****Jaipur, February 18, 2025**

No. RERC/Secy/Reg. 157 - In exercise of the powers conferred on it under Section 61 read with Section 181 of the Electricity Act, 2003 (No. 36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, the Rajasthan Electricity Regulatory Commission, after previous publication, hereby makes the following Regulations, namely:

**Part I
Preliminary****1. Short title, Extent and Commencement**

- (1) These Regulations may be called as ‘Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2025’.
- (2) These Regulations shall extend to the whole of the State of Rajasthan. These Regulations shall be applicable for determination of tariff in cases covered under these Regulations from FY 2025-26, i.e., April 1, 2025 and onwards up to FY 2029-30, i.e., March 31, 2030:

Provided that these Regulations shall not be applicable for determination of tariff of captive generating plant and plant of Renewable Energy Sources but shall be applicable for Mini & Micro Hydel Plants:

Provided further that for all purposes including the review matters pertaining to the period till FY 2024-25, i.e., upto March 31, 2025, the issues related to determination of tariff shall be governed by Rajasthan Electricity Regulatory Commission(Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2004, Rajasthan Electricity Regulatory Commission(Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2009, Rajasthan Electricity Regulatory Commission(Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2014, or Rajasthan Electricity Regulatory Commission(Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2019 including amendments thereto, as the case may be.

- (3) These Regulations shall come into force from the date of publication of these Regulations in the official gazette.

2. Definitions

a) In these Regulations, unless the context otherwise requires:

- (1) **“Accounting Statements”** means for each financial year, the following statements, namely:
 - (i) balance sheet, prepared in accordance with the form contained in the Companies Act, 2013, as amended from time to time;
 - (ii) profit and loss statement, complying with the requirements contained in the Companies Act, 2013, as amended from time to time;
 - (iii) cash flow statement, prepared in accordance with the applicable Accounting Standards of the Institute of Chartered Accountants of India, as amended from time to time;
 - (iv) report of the statutory auditors’;
 - (v) reconciliation statement, duly certified by Statutory Auditors, showing the reconciliation between the total expenses, revenue, assets and liabilities, of the entity as a Company and the expenses, revenue, assets and liabilities, separately for each business regulated by the Commission and unregulated business operations, wherever applicable;
 - (vi) Cost records prescribed by the Central Government under the Companies Act, 2013, amended from time to time; together with notes thereto, and such other supporting statements and information as the Commission may direct from time to time:

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

Note: Above referred Accounting Statements including Reconciliation statements have to be maintained separately for each Generating Station, separately for SLDC and separately for each business regulated by the Commission;
- (2) **“Act”** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), including amendments thereto;
- (3) **'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, SLDC or the licensee, as the case may be, in accordance with the provisions of these regulations;
- (4) **'Additional Capitalisation'** means the additional capital expenditure admitted by the Commission after prudence check, in accordance with these regulations;

- (5) **“Allocation Statement”** means for each financial year, a statement in respect of each of the separate businesses of the Licensee/Generating Company/SLDC and further in case of Generating Company for each Generating Station, showing the amounts of any revenue, cost, asset, liability, reserve or provision, which has been either:
- (i) charged from or to each such separate business together with a description of the basis of that charge; or
 - (ii) determined by apportionment or allocation between the Licensed/Regulated Business and every other separate business of the Licensee/Generation Company, SLDC, together with a description of the basis of the apportionment or allocation:
- Provided that such allocation statement in respect of a Generating Station shall be maintained in a manner so as to enable tariff determination, stage-wise, Unit-wise and/or for the whole Generating Station;
- (6) **“Aggregate Revenue Requirement”** means the requirement of the Licensee, SLDC or Generating Company for recovery, through tariffs, of allowable expenses and return on equity capital pertaining to its Licensed/Regulated Business, in accordance with these Regulations;
- (7) **“Applicant”** means a Licensee or Generating Company or SLDC who has made an application/Petition for determination of Aggregate Revenue Requirement and/or tariff or an application for truing up in accordance with the Act and these Regulations and includes a Licensee or Generating Company or SLDC whose tariff is the subject of a review by the Commission either suo-motu or on a petition filed by any interested or affected person or as part of truing up;
- (8) **“Auxiliary Energy Consumption”** in case of a Generating Station or Unit means the quantum of energy consumed by auxiliary equipments of the Generating Station or Unit and transformer losses within the Generating Station or Unit, and shall be expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the Units of the Generating Station:
- Provided that auxiliary energy consumption shall not include energy consumed for supply of power to housing colony and other facilities at the Generating Station and the power consumed for construction works at the Generating Station, which shall be metered separately;
- Provided further that auxiliary energy consumption for compliance with revised emission standards shall be considered separately.
- (9) **'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 equipments of the emission control system

of the coal or lignite based thermal generating station in addition to the auxiliary energy consumption as referred above;

(10) **“Availability”** shall mean

(a) In relation to a Thermal Generating Station for any period means the average of the daily average declared capacities as certified by SLDC for all the days during that period expressed as a percentage of the installed capacity of the Generating Station minus normative auxiliary consumption in MW, as specified in these Regulations, and shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{Availability} = 10000 \times \frac{\sum_{i=1}^N \text{DC}_i}{\{ N \times \text{IC} \times (100 - \text{AUX}_n - \text{AUX}_e) \}} \%$$

where, N = number of time blocks in the given period

DC_i = Average Declared Capacity in MW for the ith time block in such period

IC = Installed Capacity of the Generating Station in MW

AUX_n = Normative Auxiliary Consumption in MW, expressed as a percentage of gross generation

AUX_e = Normative auxiliary energy consumption for emission control system as a percentage of gross energy generation, wherever applicable.

(b) In relation to a transmission system for a given period means the time in hours during that period in which the transmission system is capable of transmitting electricity at its rated voltage to the delivery point expressed in percentage of total hours in the given period;

(c) The Annual Actual Availability during the year shall be computed by Generating Company for each Generating Station/Unit(s) or Transmission Licensee, as applicable and certified by SLDC.

(11) **“Base Rate”** shall mean the one-year Marginal Cost of Funds-based Lending Rate (‘MCLR’) as declared by the State Bank of India from time to time;

(12) **“Beneficiary”** shall mean

(a) in relation to Generating Station/unit(s) of a Generating Company, a person sharing the capacity charges under these Regulations or purchaser of electricity generated at such Station whose Tariff is determined under these Regulations;

(b) in relation to a Transmission Licensee and SLDC, the Distribution Licensees, long term customers and medium term customers;

(c) in relation to a Distribution Licensee, the consumers;

- (13) **“Change in Law”** means occurrence of any of the following events:
- (i) the enactment, bringing into effect or promulgation of any new Indian law;
 - (ii) adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law; or
 - (iii) change in interpretation of any Indian law by a competent Court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality, which is the final authority under Indian law for such interpretation or application; or
 - (iv) 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;
- (14) **“Commission”** means the Rajasthan Electricity Regulatory Commission;
- (15) **“Control Period”** means a period during which the principles and norms for determination of revenue requirement and tariff specified in these Regulations shall remain valid;
- (16) **“Conventional Power Plants”** means lignite, coal or gas based thermal, or hydro Generating Stations of 25 MW and above;
- (17) **“Cut-off date”** means the last day of the calendar month after three years from the date of commercial operation of the project:
- Provided that the cut-off date may be extended by the Commission, if it is proved on the basis of documentary evidence that the capitalisation could not be made within the cut-off date for reasons beyond the control of the project developer;
- (18) **“Day”** means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 0000 hour;
- (19) **“Date of Commercial Operation” or 'COD'**
- (i) In respect of a thermal generating station or hydro generating station or transmission system shall have the same meaning as defined in the Grid Code, as amended from time to time;
 - (ii) In case of a Distribution Licensee, means the date of charging the electric line or substation of a distribution licensee to its rated voltage level or seven days after the date on which it is declared ready for charging by the distribution licensee, but not able to charge for reasons not attributable to its suppliers or contractors;
 - (iii) '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;

- (20) **“Daily Capacity Index”** means the declared capacity expressed as a percentage of the maximum available capacity for the day and shall be calculated in accordance with the following formula:
Daily Capacity Index = Declared Capacity (MW) x 100 / Maximum Available Capacity (MW)
Daily Capacity Index shall be limited to 100% and the term “Capacity Index” for any period shall be the average of the daily capacity indices calculated as above, for such period;
- (21) **'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;
- (22) **“De-capitalisation”** for the purpose of tariff under these Regulations, means reduction in Gross Fixed Assets of the project as admitted by the Commission corresponding to inter-unit transfer of assets or the assets taken out from service;
- (23) **“Deemed Licensee”** means a person deemed to be a Licensee under Section 14 of the Act;
- (24) **“Design Energy”** in relation to a hydro power Generating Station means the quantum of energy, which could be generated in a 90 percent dependable year with 95 percent installed capacity of the Generating Station;
- (25) **“Distribution Business”** means the business of operating and maintaining a distribution system for supplying electricity in the area of supply of the Distribution Licensee;
- (26) **“Distribution Wire Business”** means the business of operating and maintaining a distribution system for wheeling of electricity in the area of supply of the Distribution Licensee;
- (27) **'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;
- (28) **“Existing Generating Unit/Station”** means a generating Unit/Station, which has achieved COD prior to 01.04.2025;
- (29) **“Expected Revenue from Tariff and Charges”** means the revenue estimated to accrue to the Licensee/Generating Company/SLDC from the Licensed/Regulated Business at the prevailing tariffs and from regulated charges;
- (30) **“Force Majeure Event”** means, with respect to any party, any event or circumstance, which is not within the reasonable control of, or due to an act or omission of, that party

- and which, by the exercise of reasonable care and diligence, that party is not able to prevent, including, without limiting the generality of the foregoing:
- (a) acts 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;
 - (b) strikes, lockouts, go-slow, bandh or other industrial disturbances;
 - (c) acts of public enemy, wars (declared or undeclared), blockades, insurrections, riots, revolution, sabotage, vandalism and civil disturbance;
 - (d) unavoidable accident, including but not limited to fire, explosion, radioactive contamination and toxic chemical contamination;
 - (e) any shutdown or interruption of the grid, which is required or directed by the State or Central Government or by the Commission or the State Load Despatch Centre; and any shut down or interruption, which is required to avoid serious and immediate risks of a significant plant or equipment failure;
- (31) **“Financial Year”** means a period commencing on 1st April of a calendar year and ending on 31st March of the subsequent calendar year;
- (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) **“Generation Business”** means the business of production of electricity from a Generating Station or Units thereof for the purpose of giving supply to any beneficiary or enabling a supply to be so given;
- (34) **'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;
- (35) **'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;
- (36) **“Generation Tariff”** means tariff for ex-bus supply of electricity from a Generating Station or Units thereof;

- (37) '**Grid Code**' means the Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Rajasthan Electricity Grid Code) Regulations, 2024;
- (38) "**Gross Calorific Value**" or "GCV" in relation to a Thermal Generating Station means the heat produced in kilocalories by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;
- (39) "**GCV as fired**" means the GCV of coal or lignite computed before feeding coal or lignite into bunkers of the generating unit for power generation;
- (40) "**GCV as received**" means the GCV of coal or lignite 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 conveyor and ship in accordance with the IS 436 (Part-1/ Section 1)- 1964:
Provided that the measurement of coal or lignite shall be carried out through third-party sampling to be appointed by the Generating Companies in accordance with the guidelines, if any, issued by Central Government:
Provided further that samples of coal or lignite 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 collection, preparation and testing of samples for measurement of GCV in a fair and transparent manner;
- (41) "**Gross Station Heat Rate**" means the heat energy input in kilocalories required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals;
- (42) "**Indian Government Instrumentality**" means the Government of India, State Government and any Ministry or Department or Board or Agency controlled by Government of India or State Government where the project is located, or regulatory or quasi-judicial authority constituted under relevant statutes in India;
- (43) "**Infirm power**" means electricity injected into the grid prior to the commercial operation of a Unit of the Generating Station in accordance with Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Rajasthan Electricity Grid Code) Regulations, 2024, ;
- (44) "**Installed Capacity**" 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 approved by the Commission from time to time;

- (45) **“Interconnection Point”** means a point at EHV substation of transmission Licensee or HV sub-station of Distribution Licensee, as the case may be, where the electricity produced from the Generating Station is injected into the Rajasthan Grid or the point of interconnection between the transmission network and distribution network;
- (46) **“Licensee”** means a person who has been granted a licence under Section 14 of the Act and includes a person deemed to be a Licensee under Section 14 of the Act;
- (47) **“Maximum Continuous Rating” (MCR)** in relation to a Unit of the 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;
- (48) **“Maximum Available Capacity”** for hydro stations means the following:
- (a) Run-of-river power station with pondage and storage type power stations:
The maximum capacity in MW, the Generating Station can generate with all Units running, under the prevailing conditions of water levels and flows, over the peaking hours of next day:
Provided that the peaking hours for this purpose shall not be less than 3 hours within a 24 hours period.
- (b) run-of-river power stations without pondage:
The maximum capacity in MW, the Generating Station can generate with all Units running, under the prevailing conditions of water levels and flows over the next day;
- (49) **“New Generating Unit/Station”** means a generating Unit/Station which achieves COD on or after 01.04.2025;
- (50) **“Non-Tariff Income”** means income relating to the regulated business other than from tariff, excluding any income from Other Business and, in case of the Retail Supply Business of a Distribution Licensee, excluding income from wheeling and receipts on account of cross-subsidy surcharge and additional surcharge on charges of wheeling;
- (51) **“Operation and Maintenance expenses”** or **“O&M expenses”**
- (a) for Generating Station/unit(s) means the expenditure incurred on operation and maintenance of the project or part thereof of Generating Station/unit(s), and includes the expenditure on manpower, repairs, security, insurance, spares, consumables, water charges, Petition filing fees, minor assets and other overheads but excludes fuel expenses;

- (b) for a Licensee means the expenditure incurred on operation and maintenance by the Transmission Licensee or Distribution Licensee, and includes the expenditure on manpower, security, insurance, repairs, spares, consumables, Petition filing fees, licence fee, AMC and other service contracts, minor assets and other overheads;
- (c) for SLDC means the expenditure incurred on operation and maintenance by SLDC, and includes the expenditure on manpower, security, insurance, repairs, spares, consumables, AMC and other service contracts, Petition filing fees, minor assets and other overheads;
- (52) **“Other Business”** means any business engaged in by a Transmission Licensee under Section 41 of the Act or by a Distribution Licensee under Section 51 of the Act for optimum utilization of the assets of such Transmission Licensee or of such Distribution Licensee;
- (53) **“Plant Load Factor”**, for a given period, means the total sent-out energy during such 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:

Plant Load Factor (%)

$$= \frac{N}{10000} \times \frac{\sum_{i=1}^N AG_i}{\{N \times IC \times (100 - AUX_n - AUX_{en})\}} \%$$

Where,

N = number of time blocks in the given period;

AG_i = Actual ex-bus Generation in MW for the ith time block in such period;

IC = Installed Capacity of the Generating Station in MW;

AUX_n = Normative Auxiliary Consumption in MW, expressed as a percentage of gross generation;

and

AUX_{en} = Normative auxiliary energy consumption for emission control system as a percentage of gross energy generation, wherever applicable.

The Annual Actual Plant Load Factor during the year shall be computed by Generating Company and certified by SLDC.

- (54) **“Project”** means a Generating Station or the transmission system, as the case may be, and in case of a hydro Generating Station includes all components of generating facility such as penstocks, head and tail works, main and regulating reservoirs, dams and other hydraulic works, intake water conductor system;
- (55) **“Primary Energy”** means the quantum of energy generated annually from hydel station up to the design energy;

- (56) **'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;
- (57) **"Rated Voltage"** means the manufacturer's design voltage at which the transmission system or distribution system is designed to operate or such lower voltage at which the line is charged, for the time being, in consultation with Users;
- (58) **'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 ;
- (59) **"Regulated Business"** means any electricity business, which is regulated by the Commission;
- (60) **"Renewable Energy Sources"** for the purpose of these Regulations means and includes the non-conventional renewable generating sources such as mini & micro hydel, wind and solar including its integration with combined cycle, biomass, bio fuel cogeneration, urban/municipal waste and other such sources as approved by the Ministry of New & Renewable Energy, Government of India, from time to time;
- (61) **"Retail Supply Business"** means the business of sale of electricity by a Distribution Licensee to his consumers in accordance with the terms of his licence;
- (62) **"Run-of-river Generating Station"** means a hydro Generating Station, which does not have upstream pondage;
- (63) **'Run-of-River Generating Station with Pondage'** means a hydro generating station with sufficient pondage for meeting the diurnal variation of power demand;
- (64) **"Saleable Primary Energy"** means the quantum of primary energy available for sale (ex-bus);
- (65) **'Scheduled Commercial Operation Date or Scheduled COD'** shall mean the date(s) of commercial operation of a Generating Station or generating unit thereof or transmission system or element thereof as decided by the Commission at time of approval of capital cost based on date of commercial operation as indicated in the Investment Approval or as agreed in power purchase agreement or transmission service agreement as the case may be or any other document submitted by the Generating Company or the Licensee;
- (66) **'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 State Load Despatch Centre in accordance with the Grid Code;
- (67) **'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 State Load Despatch Centre;
- (68) **"Scheduled Energy"** means the quantum of energy scheduled by the State Load Despatch Centre to be injected into the grid by a Generating Station for a given time period;

- (69) **“Secondary Energy”** means the quantum of energy generated annually in excess of the design energy at the hydel Generating Station;
- (70) **“Small Gas Turbine Generating Station”** means and includes open cycle gas turbine or 17 combined cycle generating station with gas turbines in the capacity range of 50 MW or below;
- (71) **“State Load Despatch Centre” or “SLDC”** means the centre established by the State Government for the purpose of exercising the powers and discharging the functions under Section 31 of the Act;
- (72) **“State Power Committee” (SPC)** means the State Power Committee set up under the grid code specified by the Commission;
- (73) **“Statutory Auditor”** means an auditor appointed by a Generating Company or a Licensee or SLDC, in accordance with the provisions of the Companies Act, 2013 as amended from time to time or any other law for the time being in force;
- (74) **“Statutory Charges”** comprise taxes, cess, duties, royalties and other charges levied through Acts of the Parliament or State Legislatures or by Indian Government Instrumentality under relevant statutes;
- (75) **“Storage type power station”** means a hydro power Generating Station associated with large storage capacity to enable variation in generation of electricity according to demand;
- (76) **“Tariff”** means the schedule of charges for generation, transmission, SLDC, wheeling and supply of electricity together with terms and conditions for application thereof;
- (77) **“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 combination of these as its primary source of energy;
- (78) **“Transaction of Business Regulations”** means the Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Transaction of Business) Regulations, 2021, as amended from time to time;
- (79) **“Transmission Business”** means the business of establishing or operating transmission system;
- (80) **“Transmission Loss”** means the energy losses in the transmission system of a transmission Licensee including auxiliary power consumption in the sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting, battery charging, accessories of sub-station equipments, etc., and shall be accounted for separately;
- (81) **“Transmission Service Agreement”** means the agreement, contract, memorandum of understanding, or any such covenants, entered into between the transmission Licensee and the user of the transmission service/lines;
- (82) **“Transmission System”** means a line or group of lines with or without associated sub-station, and includes equipment associated with transmission lines and sub-stations;
- (83) **“Trial Operation”** in relation to the transmission system shall have the same meaning as specified in Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Rajasthan Electricity Grid Code) Regulations, 2024;

- (84) **“Trial Run”** in relation to the generating station shall have the same meaning as specified in Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Rajasthan Electricity Grid Code) Regulations, 2024;
- (85) **“Unit”** in relation to a Generating Station means electric generator, its prime mover, and auxiliaries and in relation to a combined cycle Thermal Generating Station includes combustion turbine – generators, associated waste heat recovery boilers, connected steam turbine – generator and auxiliaries;
- (86) **“Unloading point”** means the point within the premises of the coal, 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 Generating Station, transmission system and distribution system from the COD shall mean the following, namely:
- | | |
|---|-----------|
| (a) Coal/Lignite based Thermal Generating Station | :25 years |
| (b) Gas/Liquid fuel based Thermal Generating Station | :25 years |
| (c) AC and DC Sub-station (including GIS) | :25 years |
| (d) Hydro Generating Station including pumped storage hydro generating stations | :40 years |
| (e) Transmission line (including HVAC and HVDC) | :35 years |
| (f) Distribution lines and Distribution System | :35 years |
- (88) **“User”** means a Licensee, a Generating Company, a person who has set up a captive generating plant, or a consumer availing open access, utilizing the transmission system of a transmission Licensee or distribution system of a Distribution Licensee;
- (89) **“Wheeling”** means the operation whereby the distribution system and associated facilities of a transmission Licensee or Distribution Licensee, as the case may be, are used by another person for the conveyance of electricity on payment of charges to be determined under Section 62 of the Act;
- (90) **“Year”** means financial year ending on 31st March, and
- i) “Current Year” shall mean the year in which the petition for determination of tariff is required to be filed,
 - ii) “Previous Year” shall mean the year immediately preceding the current year,
 - iii) “Ensuing Year” shall mean the year next following the current year,

b) The words and expressions used in these Regulations and not defined herein, but defined in the Act or any other Regulation of the Commission, shall have the meaning assigned to them under the Act or any other Regulation of the Commission.

c) Abbreviations used in the Regulations shall have the meaning as stated in Abbreviations.

3. Scope of Regulations and extent of application

- (1) These Regulations shall apply in respect of the following cases:

- a) Supply of electricity by a Generating Company to a Distribution Licensee (excluding supply of electricity by captive generating plant and Renewable Energy Sources but includes Mini & Micro hydel plants):

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

- b) Intra-State transmission of electricity;
- c) Intra-State Wheeling of electricity;
- d) For recovery of SLDC Expenses;
- e) Retail sale of electricity:
Provided that in case of distribution of electricity in the same area by two or more Distribution Licensees, the Commission may, for promoting competition among Distribution Licensees, fix only maximum ceiling of tariff for retail sale of electricity;
- f) Surcharge in addition to the charges for wheeling under first proviso to sub-section (2) of Section 42 of the Act, for availing open access;
- g) Additional surcharge on the charges for wheeling under sub-section (4) of Section 42 of the Act, for availing open access;
- (2) Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall adopt the tariff if such tariff has been determined through a transparent process of bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government, as envisaged under Section 63 of the Act:

Part II

General Principles

4. Control Period

The Control Period under these Regulations shall be of five (5) financial years starting from April 1, 2025.

5. Tariff Determination and Tariff Principles

- (1) The Commission shall determine the tariff and charges for matters covered under Regulation 3, on an application of Generating Company or the Licensee or SLDC, as the case may be, during the control period starting from 1.4.2025 in accordance with relevant provisions of these Regulations.
- (2) The Tariff principles shall apply to applications made for determination of tariff for a Generating Company, Transmission Licensee, SLDC, and Distribution Licensee.
- (3) The Tariff principles shall be based on the following elements, for calculation of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges of a Generating Station/unit(s), Transmission Licensee, SLDC and Distribution Licensee:
 - (i) The applicant shall submit the forecast of Aggregate Revenue Requirement, expected revenue from existing tariffs and proposed tariff for the ensuing year and the Commission shall determine the ARR & tariff for the ensuing year of the Generating Station/unit(s), Transmission Licensee, SLDC, and Distribution Licensee;
 - (ii) Truing up of previous year's expenses and revenue based on Audited Accounts vis-à-vis the approved forecast and categorisation of variation in performance as those caused by factors within the control of the applicant (controllable factors) and those caused by factors beyond the control of the applicant (uncontrollable factors), shall be undertaken by the Commission;
 - (iii) The mechanism for pass-through of approved gains or losses on account of uncontrollable factors as specified by the Commission in these Regulations;
 - (iv) The mechanism for pass-through of approved gains or losses on account of controllable factors as specified by the Commission in these Regulations;
 - (v) Annual tariff determination for Generating Station/unit(s), Transmission Licensee, SLDC and Distribution Licensee, for each financial year within the Control period, based on the approved forecast and results of the truing up exercise;
- (4) The Licensee or SLDC shall have an option for filing the Petition for Multi Year Tariff determination for the remaining period of the Control Period at the time of filing ARR/Tariff Petition for any year of the Control Period after notification of these Regulations. If the Licensee or SLDC has opted for Multi Year Tariff determination, it shall submit the forecast of Aggregate Revenue Requirement, expected revenue from existing tariffs and proposed tariff for each remaining year of the Control Period and the Commission shall determine the ARR & tariff for each year of the Control Period:

Provided that if the Licensee or SLDC has opted for Multi Year Tariff Determination, it shall submit the Petition for truing up of ARR for the previous year during each year of the Control Period and may submit the Petition to re-determine the ARR and Tariff for ensuing Year based on truing up of previous year.

Provided further that the Managing Director of concerned company opting for Multi Year tariff determination shall be responsible for timely filing True Up petitions. In case, the Licensee or SLDC does not file True up petition of previous financial year within the time limit specified in these Regulations, they will not be entitled to charge the increased tariff under multi year tariff regime and will also be liable to such penalty as the Commission may determine.

Provided also that any excess earning shall be suitably adjusted in next true-up petitions. If it is found that licensee or SLDC have been earning excessive profits or in case of non-filing of True up petitions, the Commission may issue Suo-Motu order to revise the tariff suitably.

6. Filing under MYT Control Period

- (1) Every Generating Company or Licensee or SLDC, latest by 30th November of each year, shall file the following applications during the Control Period:
 - a) Petition for approval of ARR and determination of tariff for ensuing year
 - b) Petition for Truing up of ARR for the previous year:

Provided that Truing up for years of the previous MYT Control Periods shall be carried out under respective Tariff Regulations:

Provided further that application for approval of ARR and determination of tariff for the first year of the Control Period, i.e., FY 2025-26 by every Generating Company in respect of each Generating Station/unit(s), Licensee and SLDC shall be filed within four weeks of notification of these Regulations in the official gazette:

Provided further that in case the Licensee or SLDC has opted for Multi Year Tariff Determination, it shall file the Multi Year Tariff Petition for approval of ARR and determination of tariff for each remaining year of the Control Period.

Provided further that for the first year of the Control Period, i.e., FY 2025-26, the Commission may extend the applicable tariff of FY 2024-25 for a period not exceeding six months by a separate order on an interim basis, subject to adjustment as per the Tariff Order issued by the Commission under these Regulations.

7. Specific Trajectory for Certain Variables

- (1) The Commission may stipulate a trajectory for the Control Period for certain variables including but not limited to transmission losses, distribution losses and collection efficiency, having regard to the past performance.
- (2) The trajectory stipulated by the Commission in accordance with these Regulations shall be incorporated by the applicant in his forecast of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges in accordance with Regulation 11.

8. Truing Up

- (1) Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges in respect of each of their Generating Station/unit(s) of Generating Companies, Licensees and SLDC shall be subject to truing up of expenses and revenue during the Control Period in accordance with these Regulations.
- (2) The Generating Company or Licensee or SLDC shall make an application for truing up of expenses and revenue of the previous year, within time limit specified in these Regulations:

Provided that the Generating Company or Licensee or SLDC, as the case may be, shall submit to the Commission information in such form as may be stipulated by the Commission from time to time by a separate order, together with the Accounting Statements, Directors Report, extracts of books of account and such other details as the Commission may require to assess the reasons for and extent of any variation in financial performance from the approved forecast of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges.

- (3) The scope of the truing up shall be a comparison of the performance of each of their Generating Station/unit(s) of Generating Company or Licensee or SLDC with the approved forecast of Aggregate Revenue Requirement and expected revenue from tariff and charges and shall comprise the following:
 - a) A comparison of the audited performance of the applicant for the previous financial year with the approved forecast for such previous financial year and truing up of expenses and revenue subject to prudence check;
 - b) Computation of the gains and losses on account of controllable and uncontrollable factors for the previous year;
 - c) The resultant revenue gap/surplus shall be adjusted as per the order of the Commission;
 - d) Review of compliance of the directives issued by the Commission from time to time;

- e) Other relevant details, if any.
- (4) Upon completion of the truing up, the Commission shall attribute any variations, for variables specified under this Regulation, to factors within the control of the applicant (controllable factors) or to factors beyond the control of the applicant (uncontrollable factors).
- (5) Upon completion of the truing up, the Commission shall pass an order recording the approved aggregate gain or loss to the Generating Company or Licensee or SLDC on account of controllable and uncontrollable factors and the mechanism by which the Generating Company or Licensee or SLDC shall pass through such gains or losses in accordance with these Regulations.

9. Gains and Losses on account of Uncontrollable and Controllable factors

- (1) The “uncontrollable factors” shall comprise the following factors which were beyond the control of, and could not be mitigated by, the applicant, as determined by the Commission:
- a) Force Majeure events;
 - b) Change in law, judicial pronouncements and Orders of the Central Government, State Government or Commission;
 - c) Economy wide influences such as unforeseen changes in inflation rate, taxes and statutory levies;
 - d) Variation in fuel cost on account of variation in coal, oil and all primary-secondary fuel prices;
 - e) Variation in power purchase expenses for the Distribution Licensees;
 - f) Variation in freight rates; and
 - g) Variation in number of consumers or mix of consumers or quantities of electricity supplied to the consumers.
- (2) Some illustrative variations or expected variations in the performance of the applicant which may be attributed by the Commission to controllable factors include, but are not limited to, the following:
- a) Variations in transmission losses, distribution losses and collection efficiency;
 - b) Variations in performance parameters such as Station Heat Rate, Coal Transit Losses, Auxiliary Consumption, Secondary Fuel Oil consumption, etc;
 - c) Variation in operation & maintenance expenses.
- (3) The approved aggregate gain or loss to the Generating Company or Licensee or SLDC on account of uncontrollable factors shall be allowed as an adjustment in the tariff of the Generating Company or Licensee or SLDC over such period as may be stipulated in the Order of the Commission passed under these Regulations.

- (4) Gain or loss to the Generating Company or Licensee on account of controllable factors shall be retained or borne by the Generating Company or Licensee, as the case may be, except in case of the following:
- Station Heat Rate, Auxiliary Consumption, and Secondary fuel oil consumption, which shall be as per Regulation 55 and
 - Distribution loss, which shall be as per Regulation 74.
- (5) Nothing contained in sub-Regulation (4) above shall apply in respect of any gain or loss arising out of variations in the price of fuel and/or rate of power purchase, which shall be dealt with as specified in Regulation 87.

10. Periodicity of tariff determination

- (1) The Commission shall determine the tariff of Generating Station/Unit(s) of Generating Company, except Captive Generating Plants and plants of Renewable Energy Sources, or Licensee or SLDC covered under the tariff principles for each financial year during the Control Period, at the commencement of such financial year, having regard to the following:
- The MYT principles specified under these Regulations;
 - In case of Generating Company and Licensee or SLDC, the approved forecast of aggregate revenue requirement and expected revenue from tariff and charges for such financial year(s);
 - Impact of truing up for previous financial year; and
 - Approved gains and losses to be duly adjusted in tariffs, following the truing up of expenses and revenue.

Provided further that in case the Licensee or SLDC has opted for Multi Year Tariff Determination, the Commission shall determine the ARR and Tariff for each financial year of the Control Period, for which petition is filed, as a part of approval of Multi Year Tariff Petition.

- (2) The tariff for a Generating Station/Unit(s) of Generating Company or Licensee or SLDC shall ordinarily be determined not more than once in a year, except in case of adjustment of fuel cost and/or rate of power purchase, wherever applicable.

11. Petition for approval of ARR and determination of tariff

- (1) The applicant shall submit the forecast of Aggregate Revenue Requirement, expected revenue from existing tariff and proposed tariff accompanied by fees applicable. The format for furnishing information for calculating expected revenue and expenditure and for

determining tariff shall be as laid down by the Commission from time to time by a separate order:

- (2) The applicant shall develop the forecast of Aggregate Revenue Requirement using assumptions relating to the behaviour of individual variables that comprise the Aggregate Revenue Requirement during the year.
- (3) The applicant shall develop the forecast of expected revenue from tariff and charges based on the following:
 - a) In the case of a Generating Company, estimates of capacity allocated to Distribution Licensees and expected energy generation by each Unit/Station for ensuing financial year within the Control Period;
 - b) In the case of a Transmission Licensee, estimates of transmission capacity agreed/contracted by the Users of the transmission system and expected energy to be transmitted for ensuing financial year within the Control Period;
 - c) In case of SLDC, estimates of operating charges for ensuing financial year within the Control Period;
 - d) In the case of a Distribution Licensee, estimates of quantum of electricity supplied to consumers and to be wheeled on behalf of Distribution System Users for ensuing financial year within the Control Period;
 - e) Prevailing tariffs as on the date of making the application.
- (4) The information for the previous year should be based on audited accounts and in case audited accounts for previous year are not available, audited accounts for the immediately preceding previous year should also be filed along with unaudited accounts for the previous year.
- (5) The petition shall include the following:
 - a) A statement of the current tariff and all applicable terms and conditions and expected revenue from the current tariff for the ensuing year or the period for which the tariff is to be determined;
 - b) A statement containing full details of subsidy received, or due from the State Government, the consumers to whom it is directed, and showing how the subsidy is reflected in the current and proposed tariff applicable to those consumers. This statement shall also include the tariff calculated without consideration of the subsidy for those consumers. The subsidy calculations shall also compare the situation for the period for which the tariff is to be implemented;
 - c) A statement of the estimated change in annual revenues that would result from the proposed tariff changes in the period in which they are to be implemented.

- d) The annual statement of accounts and annual reports including Director's report & statistics, along with an account of its activities during the current, previous year and ensuing year. The report of activities will also indicate targets and achievements in respect of various performance parameters;
 - e) In case of a Distribution Licensee, if the proposed tariff is to be introduced after the start of a financial year, a statement of the proportion of revenue expected and quantities of electricity supplied under each proposed tariff modification during the remaining months of the financial year shall be included;
 - f) In case of a Distribution Licensee, detailed calculations of voltage-wise cost of supply, exclusive of external subsidies and cross subsidies in respect of each category of consumer;
 - g) A statement showing calculations of the amount of cross subsidy in the existing tariff and in the proposed tariff;
 - h) An explanatory note giving the rationale for the proposed tariff changes;
 - i) If the Licensee is engaged in any other Business, as specified under Regulation 38, the Licensee shall submit the following information:
 - (1) Name and description of all Other Business that the Licensee is engaged in;
 - (2) For each such Other Business, amount of revenue generated in the previous year, estimated during the current year and projected for the ensuing year;
 - (3) Assets of Licensed business used by the Licensee to generate the above revenue;
 - (4) Expenses incurred to generate the above revenue, separately for each Other Business;
 - (5) Whether these expenses have already been included in the ARR of the Licensee? Fully or partly? If partly, proportion and basis of apportionment to be submitted.
 - j) Any other information, as required by the relevant licence or specified by the Commission.
- (6) If a person holds more than one licence and /or is deemed to be a Licensee for more than one area of distribution or transmission, he shall submit separate calculations as above in respect of each licence or area of transmission or distribution. Similarly, a Generating Company shall submit Generating Station-wise calculations.
- (7) A Distribution Licensee owning and operating a Generating Station shall maintain and submit separate accounts of generation, its licensed business, and other business.
- (8) Petition for determination of transfer price or landed price of fuel:
- a) Any person who owns or is allotted captive mine or is given land use rights for mining for fuel supply to thermal power plant, may file a petition before the Commission for determination of fuel transfer price at mine mouth if it is not determinable by the Government or Government approved mechanism or by fuel regulator. The petition shall contain salient features of the project along with approved mining plan and other

requisite information e.g. annual mining capacity, mine reserve, period of availability of fuel, washing/ beneficiation plan, financial package, performance parameters, reference price levels, amortization of initial costs, etc.

- b) Petition may also be filed for provisional determination of transfer price at mine mouth, before taking up mining. Such provisional determination shall be the guiding factor for determination of final transfer price.

- (9) In case the Distribution Licensee does not file petition under these Regulations within three months of stipulated date, the Commission may, on its own initiate suo-motu proceedings for tariff determination;

Provided that the tariff determined for a particular financial year of a Control Period shall remain applicable only till end of such financial year, unless otherwise the Commission approves the continuation of such Tariff for subsequent financial years.

- (10) Tariff petitions will be submitted in English and shall be accompanied by its Hindi version or vice versa. Soft copy of the Tariff Petitions including working spreadsheets with formulas, shall also be submitted to the Commission.

12. Orders by Commission

- (1) The Commission, after the petition has been registered as per of RERC (Transaction of Business) Regulations, 2021, as amended from time to time, may require the Licensee or Generating Company or SLDC to furnish:
- a) any further information, particulars and documents as the Commission may consider appropriate to enable the Commission to assess the Applicant's calculations; or
- b) A revised petition, if the Commission does not consider the Applicant's calculation to be in accordance with the provisions of these Regulations.
- (2) After receipt of information or otherwise, the Commission may make appropriate orders regarding initiation of proceedings in accordance with the provisions of the Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Transaction of Business) Regulations, 2021, as amended from time to time.
- (3) The Applicant shall within the time specified by the Commission publish the salient features of the Petition, in two leading daily newspapers, one Hindi and one English, having large circulation in its area of supply and in case of a Generating Company, having large circulation in the State in the manner as indicated by the Commission. The Commission may ask the Applicant to publish additional information, if required and the Applicant can also add to the information to be published.

- (4) A Licensee or Generating Company or SLDC shall submit to the Commission such additional information as the Commission may require, from time to time.
- (5) Thereafter, the Commission will determine the ARR and the tariff as per provisions of the Act and these Regulations. The tariff so determined by the Commission shall be without considering the subsidy commitment by the State Government. The Commission will also determine the subsidized tariff arrived at after considering the subsidy commitment of the State Government given in advance for the categories of consumers indicated.

13. Subsidy by the State Government

- (1) If the State Government requires the grant of any subsidy to any consumer or class of consumers in the tariff determined by the Commission, the State Government shall pay in advance the amount to compensate the Licensee/ person affected by the grant of subsidy in the manner specified in this Regulation.
- (2) The tariff shall be determined by the Commission for each category without considering any subsidy. The subsidy, if provided by the Govt., would result in reduced amount payable by consumer of such category.
- (3) If the subsidy amount is more than Rs 5 Crore, the payment of subsidy may be done on monthly basis while annual payment of subsidy shall be done if the amount is less than Rs 5 Crore.
- (4) Distribution Licensee shall submit to the Commission a quarterly report within thirty days from end date of the respective quarter consisting of details w.r.t demands of subsidy raised by Distribution Licensee to the State Government during the relevant quarter based on the accounts of the energy consumed by the subsidized category and consumer category wise per unit subsidy declared by the State Government, the actual payment of subsidy in accordance with section 65 of the Act and the gap in subsidy due and paid as well as other relevant details, as may be specified by the Commission and / or Ministry of Power vide its Rules framed under the provisions of the Electricity Act 2003. In case of Non-compliance, Commission may direct the licensee take the appropriate action against the concerned officer(s) of Licensee.
- (5) The accounting of the subsidy payable under Section 65 of the Act shall be done by the distribution licensee in accordance with the Standard Operating Procedures issued by the Central Government in this regard.
- (6) If subsidy accounting and the raising of bills for subsidy is not found in accordance with the Act or Rules or Regulations issued there under, the Commission shall not allow any cost on

this account and may take appropriate action against the licensee for non-compliance as per provisions of the Act.

14. Publication of tariff

- (1) The Distribution Licensee, within the time stipulated in the order of the Commission, shall publish the salient features of tariff, in two daily newspapers, one Hindi and one English having large circulation in its area of supply. The tariff shall come into force from the date stipulated in the Order only after such publication and shall remain in force until any amendment to the tariff is approved by the Commission and published by the Distribution Licensee.
- (2) The tariff for each category of consumers shall also be displayed on distribution licensee's website and consumers shall also be notified of change in tariff excluding fuel surcharge and other charges, through distribution licensee's website as well as through energy bills or Short Message Service or Mobile Application and similar other modes.
- (3) The Generating Company and Transmission Licensee or SLDC, within 15 days from the date of Order, shall publish the salient features of tariff on its website.

15. Communication of tariff orders

The Commission shall, within seven days of making the order, send a copy of the order to the Government of Rajasthan, the Central Electricity Authority and applicant and upload the order on its website. The Commission shall also make available copy of the said order to any person on payment of a fee fixed by the Commission.

Part III

Financial principles for computing costs and return

16. Capital Cost and capital structure

- (1) In case of existing projects, the capital cost admitted by the Commission prior to 01.04.2025 and the additional capital expenditure projected to be incurred for the respective year of the control period 2025-26 to 2029-30, as may be admitted by the Commission, shall form the basis for determination of tariff.
- (2) Capital Cost for a new project shall include the following:

- (a) the expenditure incurred including interest during construction and financing charges, any gain or loss on account of foreign exchange risk variation on the loan during construction up to the date of commercial operation of the project as admitted by the Commission after prudence check;
 - (b) capitalised initial spares subject to the ceiling rates specified in this Regulation; and
 - (c) expenditure on account of additional capitalisation determined under Regulation 17 and de-capitalisation:
Provided that the assets forming part of the project but not put to use or not in use, shall be taken out of the capital cost.
 - (d) Adjustment due to revenue from sale of infirm power in excess of fuel cost prior to date of commercial operation;
 - (e) Adjustment of any revenue earned by transmission Licensee by using assets before date of commercial operation;
 - (f) Expenditure required to enable flexible operation of the generating station at lower loads;
- (3) The capital cost in case of existing or new hydro Generating Station shall also include 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.
- (4) 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 (to be declared at the time of filing tariff petition);
 - (b) De-capitalisation of assets after the date of commercial operation on account of replacement or upgradation or removal on account of obsolescence or shifting from one project to another project;
 - (c) In case of hydro Generating Station, 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;
 - (d) Proportionate cost of land of the existing project, which is being used for generating power from Generating Station based on renewable energy;
 - (e) Any grant received from the Central or State Government or any statutory body or authority for the execution of the project, which does not carry any liability of repayment.
- (5) The capital cost shall be admitted by the Commission after prudence check and shall form the basis for determination of tariff.

Provided that the actual capital expenditure as on COD for the original scope of work based on audited accounts of the company may be considered subject to prudence check by the Commission. If sufficient justification is provided for any escalation in the capital cost

beyond the original scope of works, the same may be considered by the Commission during prudence check.

- (6) The prudence check may include scrutiny of the reasonableness of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, use of efficient technology, cost over-run, and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff. While carrying out the prudence check of the capital cost, the Commission shall look into whether the Generating Company or Licensee or SLDC has been careful in its judgements and decisions while executing the project or has been careful and vigilant in executing the project.
- (7) Where power purchase agreement or transmission agreement or wheeling agreement provides for a ceiling of capital cost, the capital cost to be considered shall not exceed such ceiling.
- (8) Initial spares shall be capitalised as a percentage of the Plant and Machinery cost up to cut-off date, subject to 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) Emission Control System-	4.0%
e) Transmission System	
Transmission Line-	1.00%
Transmission Sub-station	
Green Field-	4.00%
Brown Field-	6.00%
Series Compensation devices and HVDC Station-	4.00%
Gas Insulated Sub-station (GIS)	
Green Field-	5.00%
Brown Field-	7.00%
Communication System-	3.50%
Static Synchronous Compensator-	6.00%
(f) Distribution System	
Distribution Line-	2.00%
Distribution Sub-station-	4.00%

Provided that 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 transmission system under these Regulations:

Provided further that once the transmission project is commissioned, the cost of initial spares shall be restricted on the basis of plant and machinery cost corresponding to the transmission project at the time of truing up:

Provided also that, for the purpose of computing the cost of initial spares, plant and machinery cost shall be considered as project cost as on cut-off date excluding IDC, Financing Charges, overheads, Land Cost and cost of civil works.

- (9) Swapping of foreign currency loans will be permitted. Cost of swapping and interest rate charges thereafter, will be considered by the Commission after prudence check. The Generating Company or Licensee or SLDC shall provide full particulars of the swapped loans. Cost of swapping will be considered towards interest and finance charges.
- (10) Restructuring of capital in terms of relative share of equity and loan shall be permitted during life of the project provided it does not affect tariff adversely. Any benefit from such restructuring shall be passed on to persons sharing the capacity charge in case of a Generating Company and to long-term intra-State open access customers of Transmission Licensee or Distribution Licensee or consumers in case of such Licensees.

17. Additional capitalization

- (1) The following capital expenditure in respect of a new project or existing project, actually incurred within original scope of work, after the date of commercial operation and upto the cut-off date and duly audited, may be considered by the Commission against the original scope of work, subject to prudence check:
 - (a) Due to undischarged liabilities recognised to be payable at a future date;
 - (b) On works deferred for execution;
 - (c) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of direction or order of any statutory authority or satisfaction of order or decree of any court of law;
 - (d) On account of change in law or compliance of any existing law which is not provided for in the original scope of work within cut-off date;
 - (e) On procurement of initial spares included in the original project costs subject to the ceiling norm laid down in Regulation 16(8);
 - (f) Force Majeure events.

Provided that the details of the work included in the original scope of work along with estimates of expenditure shall be submitted along with the application for provisional tariff:

Provided further that a list of the undischarged liabilities and works deferred for execution giving reasons therefore shall be submitted along with the application for final tariff after the date of commercial operation of the Generating Station:

Provided also that the Generating Company or the transmission Licensee or SLDC , 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 giving reasons therefore.

- (2) The additional capital expenditure 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) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of 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 in the original scope of work;
 - (d) Liability for works executed prior to the cut-off date; and
 - (e) Liability for works admitted by the Commission after the cut-off date to the extent of discharge of such liabilities by actual payments;
 - (f) Force Majeure events.

Provided that the Generating Company/Licensee/SLDC shall file a Petition for in-principle approval of the Commission before incurring such additional capital expenditure.

- (3) In case of replacement of assets deployed under the original scope of the existing project after the cut-off date, the additional capitalization may be admitted by the Commission after making necessary adjustments in the gross fixed assets and the cumulative depreciation, subject to prudence check on the following grounds:
- (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 expenditure on acquiring the minor assets eg. the assets including tools and tackles, batteries, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, computers, fans, washing machines, heat convectors, mattresses, carpets, etc., shall not be considered for additional capitalization for determination of tariff.

- (4) Any expenditure admitted on account of committed liabilities within the original scope of work and the expenditure deferred on techno-economic grounds but falling within the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in Regulation 19.
- (5) The capital expenditure incurred on the following counts beyond the original scope of the project, may be admitted by the Commission, subject to prudence check:
- (a) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or directions in the order of any statutory authority, or order or decree of any court of law;
 - (b) Change in law or compliance of any existing law;
 - (c) Any capital expenditure to be incurred on account of 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;
 - (d) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in addition to the original scope of work, on case to case basis;
 - (e) Any additions works/services, which have become necessary for efficient and successful operation of a generation station or transmission system but not included in the original capital cost;
 - (f) Expenditure required to enable flexible operation of the generating station at lower loads;
 - (g) Force Majeure events.

Provided that any expenditure on acquiring the minor assets eg. the assets including tools and tackles, batteries, furniture, air-conditioners, voltage stabilizers, refrigerators, coolers, computers, fans, washing machines, heat convectors, mattresses, carpets, etc., shall not be considered for additional capitalization for determination of tariff.

Provided that the Generating Company shall file a Petition for in-principle approval of the Commission before incurring such additional capital expenditure:

Provided that any expenditure admitted by the Commission for determination of tariff on account of new works not in the original scope of work shall be serviced in the normative debt-equity ratio specified in Regulation 19:

Provided also that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernisation (R&M) or repairs and maintenance under O&M expenses, same expenditure cannot be claimed under this Regulation.

- (6) The additional capitalisation on account of revised emission standards shall be as under:
- (a) A Generating Company requiring to incur additional capital expenditure in the existing Generating Station for compliance of the applicable revised emission standards shall share its proposal with the beneficiaries and file a petition for approval for undertaking such additional capitalization;
 - (b) The proposal under clause (a) above shall contain details of 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;
 - (c) Where the Generating Company makes an application for approval of additional capital expenditure on account of 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;
 - (d) 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 reasonableness of the cost and impact on operational parameters shall form the basis of determination of tariff.
- (7) In case of de-Capitalisation or retirement of assets of a Generating Company or Licensee or SLDC, as the case may be,
- (a) the original approved cost of such assets shall be deducted from the value of gross fixed assets;
 - (b) the original approved equity of such assets shall be deducted from the value of equity;
 - (c) the value of loan shall be reduced by the normative outstanding debt component i.e., original approved cost of such assets less accumulated depreciation allowed for such assets less approved equity of such assets.

18. Consumer Contribution, Deposit Works and Grant

- (1) The following nature of work carried out by the Generating Company or Licensee or SLDC shall be classified under this category:
 - (a) Works after obtaining a part or all of the funds from the users/consumers in the context of consumer contribution, deposit works, or grant;
 - (b) Capital works undertaken by utilising grants received from the State and Central Governments, including funds under various schemes.;
 - (c) Other works undertaken with funding received without any obligation of repayment and with no interest costs.
- (2) Principles for treatment of the expenses on such capital expenditure shall be as follows:
 - (a) Normative O&M expenses as specified in these Regulations shall be allowed;
 - (b) The debt:equity ratio shall be considered in accordance with Regulation 19, after deducting the amount of such financial support;
 - (c) Provisions related to Depreciation, as specified in Regulation 22, shall not be applicable to the extent of financial support provided through consumer contribution, deposit work and grant. The Licensee or Generating Company or SLDC, as the case may be, shall be allowed to claim depreciation to the extent of financial support, including the loan and equity contribution, provided by them;
 - (d) Provisions related to return on equity, as specified in Regulation 20 shall be applicable to the extent of normative debt: equity mix of 70:30 or actual equity, whichever is less, on the contribution made by the Licensee or Generating Company, as the case may be.

19. 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 licensee or SLDC, 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/Distribution system.

- (2)The generating company or the licensee or SLDC, 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/Distribution system, as the case may be.
- (3)In the case of the generating station and the transmission/SLDC/Distribution system, as the case may be declared under commercial operation prior to 1.4.2025, the debt-equity ratio allowed by the Commission for the determination of tariff for the period ending 31.3.2025 shall be considered:

Provided that in the case of a generating station or transmission/ SLDC/Distribution system, as the case may be which has completed its useful life as on 1.4.2025 or is completing its useful life during the 2026-30 tariff period, if the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall not be taken into account for tariff computation;

- (4)In the case of the generating station and transmission/ SLDC/Distribution system, as the case may be declared under commercial operation prior to 1.4.2025, but where debt: equity ratio has not been determined by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.3.2025, 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 1.4.2025 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of tariff, and renovation and modernisation expenditure for life extension shall be serviced in the manner specified in 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 tariff, shall be serviced in the manner specified in clause (1) of this Regulation.
- (7)Any expenditure admitted by the Commission for determination of tariff on renovation, modernization, life extension and restoration of assets damaged due to natural calamities shall be serviced on normative debt-equity ratio specified in these regulations after writing off the original amount of the replaced assets from the original cost.

In case of Generating Station or a transmission system or distribution system or SLDC, which has completed its useful life as on or after 1.4.2025, the accumulated depreciation as on the

completion of the useful life less cumulative repayment of loan shall be utilized for reduction of the equity and depreciation admissible after the completion of useful life and the balance depreciation, if any, shall be first adjusted against the repayment of balance outstanding loan and thereafter shall be utilized for reduction of equity.

20. Return on Equity

- (1) Return on equity shall be computed in rupee terms, on the equity base determined in accordance with Regulation 19.
- (2) Return on equity shall be computed at the rate of 14% for Transmission Licensees and SLDC, 15% for Generating Companies and 16% for Distribution Licensees.

21. Interest and finance charges on long-term loans

- (1) The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 19 shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.

Provided further that in case of retirement or de-capitalisation of assets, the loan arrived as mentioned above, shall be reduced in accordance with Regulation 17.

- (2) The normative loan outstanding as on 1.4.2025 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission up to 31.3.2025 from the gross normative loan.
- (3) The repayment for each year of the Control Period shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for that year.
- (4) Notwithstanding any moratorium period availed by the Generating Company or the Licensee or SLDC, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.
- (5) The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio at the beginning of each year applicable to the regulated business of the Generating Company or Licensee or SLDC as the case may be:

Provided that at the time of truing up, the weighted average rate of interest computed on the basis of actual loan portfolio during the concerned year shall be considered as the rate of interest:

Provided further that the weighted average interest rate allowed by the Commission for normative loans shall continue to be applicable to the outstanding normative loans:

Provided also that if there is no actual loan for a particular year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest shall be considered:

Provided also that if the regulated business of the Generating Company or Licensee or SLDC, as the case may be, does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the Generating Company or Licensee or SLDC as a whole shall be considered.

- (6) The interest on loan shall be calculated on the normative average loan of the year by applying the weighted average rate of interest.
- (7) The above interest computation shall exclude the interest on loan amount, normative or otherwise, to the extent of capital asset funded by Consumer Contribution, Deposit Works, Grants and Capital Subsidy.
- (8) The finance charges incurred for obtaining loans from financial institutions for any year shall be allowed by the Commission at the time of Truing up, subject to prudence check.
- (9) The Generating Company or the Licensee or SLDC shall make every effort to re-finance/re-structure the actual loan as long as it results in net savings on interest and in that event the costs associated with such re-financing/re-structuring shall be allowed by the Commission at time of truing up for respective year, subject to prudence check. The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing for computing the interest on loan.

22. Depreciation

- (1) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission.
- (2) The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset:
Provided that the salvage value for IT equipment and software shall be considered as NIL and 100% value of the assets shall be considered depreciable;

Provided that in case of hydro Generating Stations, the salvage value shall be as provided in the agreement signed by the developers with the State Government for creation of the site:

Provided further that the capital cost of the assets of the hydro Generating Station for the purpose of computation of depreciable value shall correspond to the percentage of 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.

- (3) Land other than the land held under lease and the land for reservoir in case of hydro Generating Station shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the asset.
- (4) Depreciation shall be calculated annually based on Straight Line Method (SLM) and at rates specified in Annexure-I to these Regulations for the assets of the Generating Station, transmission system, SLDC and distribution system:

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from date of commercial operation shall be spread over the balance useful life of the assets.

- (5) In case of the existing projects, the balance depreciable value as on 1.4.2025 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission up to 31.3.2025 from the gross depreciable value of the assets.
- (6) Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro rata basis.
- (7) Depreciation against assets relating to environmental protection shall be allowed on case to case basis at the time of fixation of tariff subject to the condition that the environmental standards as prescribed have been complied with during the previous tariff period.
- (8) In case a single tariff needs to be determined for all the Units of Generating Station, the depreciation shall be computed from the effective date of commercial operation taking into consideration the depreciation of individual Units thereof.

23. Lease charges

Lease charges for assets taken on lease by a Generating Company or a transmission or Distribution Licensee or SLDC shall be considered as per lease agreement, provided they are considered reasonable by the Commission.

24. Operation & Maintenance expenses

- (1) Operation and maintenance expenses shall be determined for the first year of the Control Period based on normative O&M expenses specified by the Commission subsequently in these Regulations.
- (2) O&M expenses of assets taken on lease and those created out of consumers' contributions shall be considered, if the Licensee or SLDC or the Generating Company has the responsibility for its O&M and bears O&M expenses.
- (3) Normative O&M expenses allowed at the first year of the Control Period (i.e. FY 2025-26) under these Regulations shall be escalated at the rate of 5.25% per annum for each year of the Control Period for Generating Company, Transmission Licensees, SLDC and Distribution Licensees.
- (4) Increase in O&M expenses on account of war, insurgency, change in laws, or such other eventualities may be considered by the Commission for a specified period.

25. Bad and doubtful debts

The Commission may consider a provision for writing off of bad and doubtful debts up to 0.25% of receivables subject to writing off of bad and doubtful debts in the previous year in accordance with the procedure laid down by Distribution Licensee.

26. Interest charges on working capital

- (1) The amount of normative working capital shall cover:
 1. Generation
 - (a) For coal based/Lignite-fired Generating Stations
 - (i) Landed Cost of coal or lignite for 15 days for pit-head Generating Stations and 45 days for non-pit-head Generating Stations, corresponding to the annual target availability;
 - (ii) Landed cost of limestone for 45 days, corresponding to the annual target availability, wherever applicable;
 - (iii) Cost of limestone or reagent (for Emission Control System) towards stock for 20 days corresponding to the normative annual plant availability factor;
 - (iv) Cost of secondary fuel oil for 60 days corresponding to the target availability and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil;
 - (v) Operation and Maintenance expenses for 30 days;

- (vi) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 46; and
- (vii) Receivables equivalent to 45 days of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on the annual target availability:

Provided that in case of own Generating Stations, no amount shall be allowed towards receivables, to the extent of supply of power by the Generation Business to the Retail Supply Business, in the computation of working capital in accordance with these Regulations.

(b) For Gas Turbine/Combined Cycle Generating Stations

- (i) Landed fuel cost for 15 days corresponding to the annual target availability 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 annual target availability, and in case of use of more than one liquid fuel, cost of main liquid fuel;
- (iii) Operation and maintenance expenses for 30 days;
- (iv) Maintenance spares @ 30% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 46; and
- (v) Receivables equivalent to 45 days of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on annual target availability:

Provided that in case of own Generating Stations, no amount shall be allowed towards receivables, to the extent of supply of power by the Generation Business to the Retail Supply Business, in the computation of working capital in accordance with these Regulations.

(c) For Hydro Power Generating Stations(including Pumped Storage Hydro generating station)

- (i) Operation and Maintenance expenses for 30 days;
- (ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 46; and
- (iii) Receivables equivalent to 45 days of fixed charges for sale of electricity, calculated on annual normative capacity index:

Provided that in case of own Generating Stations, no amount shall be allowed towards receivables, to the extent of supply of power by the Generation Business to the Retail Supply Business, in the computation of working capital in accordance with these Regulations.

2. Transmission and SLDC

- (i) Operation and maintenance expenses for 30 days; plus

- (ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 63 for Transmission and Regulation 69 for SLDC; plus
- (iii) Receivables equivalent to 45 days of SLDC Charges /transmission charges (as the case may be) calculated on annual target availability level for Transmission Licensee;
Less
Amount held as security deposits from Users except security deposits held in the form of Bank Guarantees;

3. Distribution

- (i) Operation and maintenance expenses for 30 days; plus
- (ii) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses specified in Regulation 81; plus
- (iii) Receivables equivalent to 45 days of billing of consumers;
Less
Amount held as security deposits from Distribution System Users (Open Access consumers) and retail supply consumers except the security deposits held in the form of Bank Guarantees;

- (2) Rate of interest on working capital shall be on a normative basis and shall be considered at the Reference Rate of Interest as on 1.4.2025 or as on 1st April of the year during the tariff period 2026-30 in which the generating station or a unit thereof or the transmission system/SLDC/distribution system 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 2026-30. The working capital and interest thereon shall be computed on normative basis notwithstanding that the Generating Company or Licensee or SLDC has not taken working capital loan from any outside agency.

27. Hedging of Foreign Exchange Rate Variation (FERV)

- (1) The Generating Company or the Licensee or SLDC, as the case may be, may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the Generating Station or the transmission system, in part or in full, at the discretion of the Generating Company or the Licensee.
- (2) As and when the Generating Company or the Licensee or SLDC enters into any hedging based on its approved hedging policy, the Generating Company or the Licensee or SLDC

should communicate to the beneficiaries concerned about its hedging decision within thirty days of entering into such hedging transaction(s).

- (3) Every Generating Company or Licensee or SLDC shall recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant year on year-to-year basis as expense in the period in which it arises, and extra rupee liability corresponding to such foreign exchange rate variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.
- (4) To the extent the Generating Company or the Licensee or SLDC is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant year shall be permissible provided it is not attributable to the Generating Company or the Licensee or its suppliers or contractors.
- (5) Every Generating Company or Licensee or SLDC shall recover the cost of hedging and foreign exchange rate variation on year-to-year basis as income or expense in the period in which it arises.

28. Tax on Return on Equity

- (1) Tax on the income corresponding to Return on Equity approved by the Commission for the Generating Company or the Licensee or SLDC, as the case may be, shall be directly recovered from the beneficiaries. Tax on the income shall be computed with reference to the total actual income tax paid by the Generating Company or the Licensee or SLDC as the case may be, on pro-rata basis with respect to return on equity. The tax on any other income stream (including efficiency gains, incentive, etc) other than Return on Equity shall not be recovered from beneficiaries, and tax on such other income shall be payable by the Generating Company or Licensee or SLDC, as the case may be.
- (2) In case the profit before tax for a particular year is higher than the Return on Equity as approved by the Commission for any year, the Income Tax on Return on Equity shall be recovered from the beneficiaries on pro-rata basis in the following manner:

Income Tax to be recovered = Total Income Tax Paid x Approved RoE Grossed up with the applicable tax rate/Profit before Tax.

- (3) In case the Profit before Tax for a particular year is lower than the Grossed up Return on Equity as approved by the Commission for any year, the actual Income Tax paid by the Generating Company or Transmission Licensee or SLDC shall be recovered from beneficiaries.

- (4) Any under-recovery or over-recovery of tax on income shall be adjusted every year on the basis of income-tax assessment under the Income-Tax Act, 1961, as certified by the statutory auditor.

Provided that income-tax allocated to the Thermal Generating Station shall be charged to the beneficiaries in the same proportion as annual fixed charges, and the income-tax allocated to the hydro Generating Station shall be charged to the beneficiaries in the same proportion as annual capacity charges, and in case of Transmission Licensee, the sharing of income-tax shall be in the same proportion as annual transmission charges, in case of SLDC, the sharing of income-tax shall be in the proportion of operating charges, and in case of Distribution Licensee, the sharing of income-tax shall be in the proportion of monthly bill.

Provided further that the Generating Company, Licensee and SLDC shall bill the Income Tax under a separate head called 'Income Tax Reimbursement' in their respective bills.

- (5) The tax computation on ROE as approved by the Commission may be made based on advance tax assessed or deposited subject to adjustment on actual at the end of the year. The recovery or refund of tax, if any, in comparison with actual tax shall be made along with interest as determined by the assessing officer of Income Tax department. The penalty, if any, arising on account of delay in deposit of tax or short deposit of tax amount shall not be claimed by the Generating Company or the Licensee or SLDC as the case may be.

29. Unfunded liability of pension and gratuity

The amount of unfunded liability of pension and gratuity in respect of employees of erstwhile RSEB shall be determined by the Commission to meet the actuarial liability as on 20.7.2000, towards pension and gratuity of such employees. Such amount shall be treated as an expense for the Licensee to whom the liability has been assigned by the State Government.

30. Refund of excess amount

The Licensee or Generating Company or SLDC shall recover the charges as per the tariff determined by the Commission. If any Licensee or SLDC or Generating Company recovers the charges exceeding the tariff determined by the Commission, the excess amount shall be refunded to the person who has paid such excess charges, along with interest equivalent to the Bank Rate without prejudice to any other liability incurred by the Licensee or Generating Company.

31. Charges for delayed payments

Any charges paid by a Licensee or SLDC or Generating Company for delay in payment of its dues to others arising out of reasons beyond his control shall be treated as expenses.

32. Late payment surcharge

(a) In case the payment of bills of generation tariff, transmission charges, operating charges of SLDC, wheeling charges or charges for electricity purchased by a beneficiary or any person other than a consumer is delayed beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills, a late payment surcharge as specified by the Ministry of Power in 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 or SLDC as the case may be.

Unless otherwise agreed by the parties, the charges payable by a beneficiary or long term customer or medium term customers 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.

(b) For delay in payment of bill by a consumer beyond the period specified by the Commission, a late payment surcharge as laid down by the Commission from time to time shall be payable to the Licensee.

33. Norms of operation

Norms of operation specified in these Regulations are the ceiling norms and the Generating Company, the Licensees and SLDC and the user may agree to improved norms. In such a case, the improved norms on the basis of their agreement shall be considered for the purpose of tariff determination.

Part IV Revenues

34. Tariff income

Income from all charges determined by the Commission for generation, transmission, fees and charges for SLDC, wheeling or supply of electricity shall be considered as tariff income:

Provided that in case of electricity distribution, the revenue realised for unauthorised use of electricity and 50% of the amount recovered against electricity theft shall be considered as tariff income. The remaining 50% of the amount recovered against electricity theft shall be considered as non-tariff income.

35. Non-Tariff Income

- (1) The non tariff net income including but not limited to income from transformer rent, income from fixed deposit/ statutory investment(s), rent from land/buildings, sale of scrap, ecotourism, sale of rejected coal, advertisement, etc., shall be considered as Non-Tariff Income.

Provided that Late Payment Surcharge and Interest on Late Payment earned by the Generating Company or the Licensee shall not be considered under Non-tariff Income.

- (2) Any rebate earned by a Generating Company or Licensee or SLDC on account of prompt payment of its dues in accordance with Regulation 37 shall be treated as non-tariff income. The difference between revenue from the sale of electricity to the housing colonies or townships for its operating staff drawn from the Power Station/Sub Station bus bar and the cost of purchase/generation for such electricity shall be reported separately and shall be considered as non-tariff income.

36. Surcharge and additional surcharge

Surcharge and additional surcharge under Sections 39, 40 and 42 of the Act shall be considered as income and treated as directed by the Commission.

37. Rebate for prompt payment

- (1) For payment of bills of capacity charges and energy charges of generation tariff or of transmission charges or of operating charges of SLDC or of wheeling charges effected through the letter of credit or by cash/cheque or through electronic transfer within 5 working days of presentation of bills, a rebate of 1.5 % shall be allowed.

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 official holiday, the 5th 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 Authorized Signatory or Representative of the Beneficiary, for the purpose of receipt or acknowledgement of Bill is situated).

- (2) If payments are made beyond 5 working days through Letter of Credit or by cash/cheque or through electronic transfer but within a period of 30 days of presentation of bills, a rebate of 1% shall be allowed.

38. Income from Other Business

- (1) Revenue from other business shall be treated as income to the extent authorized by the Commission.
- (2) The Licensee or SLDC shall submit the information, as specified under Regulation 11 along with the Petition to the Commission if the Licensee is engaged in any other business within the meaning prescribed under Sections 41 and 51 of the Act.

39. Sharing of Clean Development Mechanism (CDM) credit

The proceeds of carbon credit from approved emission reduction projects under the Clean Development Mechanism shall be shared in the following manner:

- (1) 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;
- (2) 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.

Part V

Tariff for Generating Stations

40. Applicability

- (1) The Regulations specified in this Part V shall apply for determination of tariff for supply of electricity to a Distribution Licensee from Conventional Power Plants and Mini/ Micro Hydro (MMH) Power Station.
- (2) The Commission shall be guided by the Regulations contained in this Part in determining the tariff for supply of electricity by a Generating Company to a Distribution Licensee in the following cases:

- a) where such tariff is pursuant to a power purchase agreement or arrangement entered into subsequent to the commencement of the Control Period; or
- b) where such tariff is pursuant to a power purchase agreement or arrangement entered into prior to the commencement of the Control Period and either the Commission has not previously approved such agreement/arrangement or the agreement/arrangement envisages that the tariff shall be based on the RERC Tariff Regulations in force; or
- c) where the Distribution Licensee is engaged in the business of generation of electricity, in determining the transfer price at which electricity is supplied by the Generation Business of the Distribution Licensee to its Retail Supply Business;

41. Petition for determination of generation tariff

- (1) A Generating Company is required to file a Petition for determination of tariff for supply of electricity to Distribution Licensees in accordance with the provisions of Part II of these Regulations.
- (2) Tariff in respect of a Generating Station under these Regulations may be determined Stage-wise, Unit-wise or for the whole Generating Station. The terms and conditions for determination of tariff for Generating Stations specified in this Part shall apply in like manner to Stages or Units, as the case may be, as to Generating Stations.
- (3) Where the tariff is being determined for a Stage or Unit of a Generating Station, the Generating Company shall adopt a reasonable basis for allocation of capital cost relating to common facilities and allocation of joint and common costs across all Stages or Units, as the case may be:

Provided that the Generating Company shall maintain an Allocation Statement providing the basis for allocation of such costs, which shall be duly audited and certified by the Statutory Auditors, and submit such audited and certified statement to the Commission along with the application for determination of tariff.

- (4) A Generating Company may file a Petition for determination of provisional tariff within six months prior of the anticipated Date of Commercial Operation of the Unit or Stage or Generating Station as a whole, as the case may be, based on the capital expenditure actually incurred up to the date of making the Petition or a date prior to making of the Petition, duly certified by the Statutory Auditors and the provisional tariff shall be charged from the date of commercial operation of such Unit or Stage or Generating Station, as the case may be.

- (5) A Generating Company shall file a fresh Petition in accordance with these Regulations, for determination of final tariff based on actual capital expenditure incurred up to the date of commercial operation of the Generating Station duly certified by the Statutory Auditors based on Audited Accounts, in accordance with the formats prescribed by the Commission from time to time.
- (6) Any difference in provisional tariff and the final tariff determined by the Commission and not attributable to the generating company may be adjusted in the tariff for the following year as directed by the Commission.

42. Components of tariff

- (1) The tariff for sale of electricity from a thermal Power Generating Station shall comprise of two parts, namely, the Annual Fixed Charges and Energy Charges to be worked out in the manner provided hereinafter.
- (2) The tariff for sale of electricity from a Hydro Power Generating Station shall comprise of two parts, namely, the recovery of annual capacity charges and energy charges to be worked out in the manner provided hereinafter.
- (3) The Annual Fixed Charges shall comprise of the following elements:
 - a) Operation & Maintenance Expenses;
 - b) Interest on term loans and finance charges;
 - c) Depreciation;
 - d) Interest on Working Capital;
 - e) Return on Equity Capital;

Minus the following:

- f) Non-Tariff Income;
- (4) The energy charges, in case of Thermal Generating Station and hydro Generating Station, shall be computed as specified in Regulation 50.

43. Capital Cost and sale of Infirm Power

- (1) The capital cost of a Generating Station shall be worked out in accordance with the provisions of Regulation 16.

- (2) The charges for sale of infirm power from the Thermal Generating Station to the Distribution Licensee shall be based on the actual fuel cost, including the lime stone cost, as the case may be, incurred during that period:

Provided that the maximum permissible period for sale of infirm power shall be limited to as specified in Rajasthan Electricity Grid Code or as extended by the Commission on case to case basis:

Provided further that any revenue other than the recovery of fuel cost earned by the Generating Company from sale of infirm power shall be taken for reduction in capital cost and shall not be treated as revenue.

- (3) The capital cost of hydro power Generating Station, including the complete hydro power generating facility covering all components such as dam, intake, water conductor system, power Generating Station and generating units of the scheme as apportioned to power generation, shall be determined in accordance with Regulation 16:

Provided that any revenue earned by the Generating Company from sale of infirm power, shall be taken as reduction in capital cost of the Generating Station and shall not be treated as revenue. The rate for sale of infirm power shall be same as the primary energy rate of the Generating Station.

44. Norms of operation for Thermal Generating Stations

The norms of operation as given hereunder shall apply:

- (1) Target Availability for recovery of full Annual Fixed Charges for Thermal Generating Stations:
- a) Target Availability for full recovery of annual fixed charges shall be 85 per cent for all Thermal Generating Stations except those covered under sub-Regulation (1) b), and (1) c).
- b) Lignite fired thermal power stations using CFBC technology:
- | | |
|-------------------------------------|-------|
| For first three years of operation- | 75.0% |
| Fourth year and onwards- | 78.0% |

Note: First year of operation for the above sub-Regulation means 365 days from the Date of Commercial Operation and so on.

Target Availability for full recovery of annual fixed charges for the following stations shall be:

Station Name	Target Availability
Kota TPS (Unit 1 to Unit 7)	83%
Suratgarh TPS (Unit 1 to Unit 6)	83%
Chhabra TPS (Unit1 to 4)	83%
KaTPP (Unit1&2)	83%

- c) Target Availability for full recovery of annual fixed charges for the following stations shall be:

Station Name	Target Availability
Ramgarh Gas TPS (Stage 1 to 3)	70%
Dholpur CCPP (Unit 1 to 3)	70%

- (2) Target Plant Load Factor for Incentive:

Target Plant Load Factor for Incentive shall be same as specified above for target availability.

- (3) Gross Station Heat Rate –

- (a) Existing coal & Gas based Thermal Generating Stations/ units below:

Stations/ Unit	Gross Station Heat Rate (kcal/kWh)	
Kota TPS (Unit 1 to Unit 7)	2561.70	
Suratgarh TPS (Unit 1 to Unit 6)	2476.28	
Ramgarh GTPS (Stage 1 to 3)	Combined Cycle	1950.00
	Open Cycle	2830.00
Dholpur CCPP (Unit 1 to 3)	Combined Cycle	1950.00
	Open Cycle	2830.00
Chhabra TPS (Unit1 to 4)	2400.00	
JSW Energy (Barmer) Ltd.	2403.50	
Giral Lignite Thermal Power Station	2403.50	
KaTPP (Unit1&2)	2333.28	
CSCTPP(Unit 5&6)	2133.60	
SSCTPP(Unit 7&8)	2145.68	

Provided that in case of lignite-fired Generating Stations (including stations based on CFBC technology), Gross Station Heat Rate shall be increased using factor for moisture content as given below.

- i) For lignite having 50% moisture: Multiplying factor of 1.10
 - ii) For lignite having 40% moisture: Multiplying factor of 1.07
 - iii) For lignite having 30% moisture: Multiplying factor of 1.04
 - iv) For other values of moisture content, multiplying factor shall be pro-rated for moisture content between 30-40 and 40-50 depending upon the rated values of multiplying factor for the respective range given under sub-sub-Regulations (i) to (iii) above.
 - v) Moisture content shall be determined at the stage of firing.
- (b) Gross Station Heat Rate for all Thermal Generating Stations/units except not covered under 3 (a) above:

Coal and lignite based thermal power Generating Stations

$$= 1.045 \times \text{Design Heat Rate (kcal/kWh)}$$

Where the Design Heat Rate of a Unit means the Unit heat rate guaranteed by the supplier at conditions of 100% MCR, zero percent make up, design coal and design cooling water temperature/back pressure:

Provided that if the Unit Design Heat Rate has not been guaranteed but turbine cycle heat rate and boiler efficiency are guaranteed separately by the same supplier or different suppliers, the Unit Design Heat Rate shall be arrived at by using guaranteed turbine cycle heat rate and boiler efficiency:

Provided further that the Design Heat Rate shall not exceed the limit as specified in table given below:

Pressure rating (kg/cm ²)	150	170	170	247	247	260	270	270
SHT/RHT (degree C)	535/535	537/537	537/565	537/565	565/593	593/593	593/593	600/600
Type of BFP	Electrical driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven	Turbine driven
Maximum turbine	1955	1950	1935	1900	1850	1814	1810	1790

cycle heat rate (kcal/kWh)								
Min. boiler efficiency								
Sub-bituminous Indian Coal (%)	86.00	86.00	86.00	86.00	86.00	86.00	86.50	86.50
Bituminous Imported Coal (%)	89.00	89.00	89.00	89.00	89.00	89.50	89.50	89.50

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 for Generating stations based on coal rejects, the Commission shall approve the Station Heat Rate on a case-to-case basis.

Note 1: For Lignite fired thermal generating station, the minimum boiler efficiency shall be 76% (for pulverised) and 80% (for fluidised bed) based boilers.

Note 2: 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.

Provided also that in case of lignite-fired Generating Stations (including stations based on CFBC technology), maximum design heat rates shall be increased using factor for moisture content as given below.

- i) For lignite having 50% moisture: Multiplying factor of 1.10
 - ii) For lignite having 40% moisture: Multiplying factor of 1.07
 - iii) For lignite having 30% moisture: Multiplying factor of 1.04
 - iv) For other values of moisture content, multiplying factor shall be pro-rated for moisture content between 30-40 and 40-50 depending upon the rated values of multiplying factor for the respective range given under sub-sub-Regulations (i) to (iii) above.
 - v) Moisture content shall be determined at the stage of firing.
- (c) Gas-based / Liquid-based thermal generating Unit(s) not covered under sub-Regulation 3 (a) above:
- = 1.05 X Design Heat Rate of the Unit/block for Natural Gas and RLNG (kcal/kWh)
 - = 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 Unit at 100% MCR, site ambient conditions, zero percent make up, design cooling water temperature/back pressure.

(4) Secondary fuel oil consumption

- (a) Coal-based Generating Stations: 0.50 ml/kWh
- (b) Lignite-fired Generating Stations (based on CFBC Technology): 1.00 ml/kWh

(5) Norms for consumption of reagent:

- (i) 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,

LP = Limestone Purity in percentage,

CVPF = Weighted Average Gross calorific value of coal/lignite as received, in kCal per kg as applicable for coal/lignite based thermal generating stations as the case may be;

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 SO₂ 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 SO₂ 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 Sea Water based Flue Gas Desulphurisation (FGD) system: The reagent used in sea water based Flue Gas Desulphurisation (FGD) system shall be NIL

(ii) 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:

$[62.9 \times S \times \text{SHR}/ \text{CVPF}] \times [85/LP]$

Where

S = Sulphur content in percentage,

LP = Limestone Purity in percentage,

SHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh,

CVPF = Weighted Average Gross calorific value of lignite as received, in kCal per kg as applicable for lignite based thermal generating stations;

(iii) 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.

(6) Auxiliary Energy Consumption

(a) Coal-based Generating Stations other than those covered under sub-Regulation (6)(d) below:

S. No.	Generating Station	With Natural Draft cooling tower or without cooling tower
(i)	200-300 MW series	8.50%
(ii)	300/ 330/ 350/ 500 MW and above	
	Steam driven boiler feed pumps	5.25%
	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) Gas Turbine/Combined cycle Generating Stations other than those covered under sub-Regulation (6)(d) below:

(i) Combined cycle	2.75%
(ii) Open cycle	1.0%

Provided that where the gas based Generating Station is using electric motor driven Gas Booster Compressor, the Auxiliary Energy Consumption in case of Combine Cycle mode shall be 3.30% (including impact of air-cooled condensers for Steam Turbine Generators).

Provided further that an additional Auxiliary Energy Consumption of 0.35% shall be allowed for Combine Cycle Generating Stations having direct cooling air cooled condensers with mechanical draft fans.

- (c) Lignite-fired thermal power Generating Stations other than those covered under sub-Regulation (6)(d) below:

(i) The auxiliary energy consumption norms shall be 0.5 percentage point more than the above auxiliary energy consumption norms of coal-based Generating Stations at sub-Regulation (6)a) above.

(ii) For Lignite based Generating Stations with CFBC technology, the auxiliary energy consumption norms shall be 1.5 percentage point more than the above auxiliary energy consumption norms of coal-based Generating Stations at sub-Regulation (6)a) above.

- (d) Existing Thermal Generating Stations/Units:

Stations/ Unit		Auxiliary Energy Consumption (%)
Kota TPS (Unit 1 to Unit 7)		9.27%
Suratgarh TPS (Unit 1 to Unit 6)		9.00%
Chhabra TPS (Unit 1 to 4)		9.00%
Ramgarh GTPS (Stage 1 to 3)	Combined Cycle	3.00%
	Open Cycle	1.00%
Dholpur CCPP (Unit 1 to 3)	Combined Cycle	3.00%
	Open Cycle	1.00%
JSW Energy (Barmer) Ltd.		11.5%
Giral Lignite Thermal Power Station		11.5%

Stations/ Unit	Auxiliary Energy Consumption (%)
KaTPP (Unit1&2)	5.25%
CSCTPP(Unit 5&6)	5.25%
SSCTPP(Unit 7&8)	5.25%

Provided that for Thermal Generating Stations where tube type coal mill is used, the norm shall be further increased by 0.8%.

Provided also that for Ramgarh GTPS, additional auxiliary consumption of 3% for open cycle and 2% for combined cycle shall be applicable for number of days gas compressors are used.

(e) Norms of Auxiliary energy consumption for the emission control system (AUXen) of thermal generating stations:

Name of Technology	AUXen(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)	1.0%
(2) For reduction of emission of oxide of nitrogen:	
a) Selective Non-Catalytic Reduction system	NIL
b) Selective Catalytic Reduction system	0.2%

Provided that where the technology is installed with a "Gas to Gas" heater, AUXen specified above shall be increased by 0.20% of gross generation.

(7) Transit Losses

Normative transit and handling losses for fuel based Generating Stations, as a percentage of quantity of fuel dispatched by the fuel supply Company during the month:

(a) Coal/lignite supply		
i.	Pit head Generating Stations	0.20%
ii.	Non-pit head Generating Stations	0.80%

Provided that in case of imported coal, the transit and handling losses shall be 0.20%.

Provided further that normative transit and handling losses shall not be applicable if the Fuel Supply Agreement provides for billing on quantity of fuel delivered.

b) Liquid or any other fuel 0%

- (8) In case of retirement of any Unit of existing Thermal Generating Station or in case the norms of any Unit are not specified above, the norms of operation for such generating unit/station shall be as approved by the Commission in respective Tariff Order.

45. Norms of operation for Hydro Power Generating Stations

The norms of operation shall be as under, namely:

- (1) Normative capacity index for recovery of full capacity charges
- (a) During first year of commercial operation of the Generating Station
 - i. Run-of-river power stations without pondage: 85%.
 - ii. Storage type and Run-of-river power stations with pondage: 80%
 - (b) After first year of commercial operation of the Generating Station
 - i. Run-of-river power stations without pondage: 90%
 - ii. Storage type and Run-of-river power stations with pondage: 85%
 - (c) The Commission may relax the normative capacity index in case of non-availability of adequate quantity of water on case to case basis.
 - (d) There shall be pro-rata recovery of capacity charges in case the Generating Station achieves capacity index below the prescribed normative levels. At Zero capacity index, no capacity charges shall be payable to the Generating Station.
- (2) 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.

(3) Auxiliary energy consumption:

- (a) Surface hydro Generating Stations
- i. with rotating exciters mounted on the generator shaft : 0.2%
 - ii. with static excitation system : 0.5%
- (b) Underground hydro Generating Stations
- i. with rotating exciters mounted on the generator shaft : 0.4%
 - ii. with static excitation system : 0.7%
- (c) Auxiliary energy consumption for existing hydro power stations
- i. Mahi PH 2 - 3.0 lakh units per annum + 0.75% of energy generated
 - ii. Mahi PH 1 – 4.0 lakh units per annum + 0.65% of energy generated
 - iii. For new Mini/ Micro (MMH) Power Station – On actuals subject to maximum of 10% of energy generated

46. Operation and Maintenance expenses

(1) For coal, lignite and Gas turbine based Generating Stations:

- (a) 110 MW and above upto 250 MW unit size: Rs. 24.85 lakh per MW for FY 2025-26
- (b) For above 250 MW unit size: Rs. 22.36 lakh/MW for FY 2025-26

(2) For lignite based Generating Stations: Rs. 32.67 Lakh per MW for FY 2025-26

(3) Gas Turbine/Combined Cycle Generating Stations

Particulars	Gas Turbine Combined Cycle generating stations other than small gas turbine power generating stations for FY 2025-26 Without warranty Spares other than Small gas turbine	Small Gas Turbine Generating Stations (less than 50 MW unit size) for FY 2025-26 Without warranty Spares
O&M Expenses for FY 2025-26	Rs. 18.62 Lakh/MW	Rs. 22.61 Lakh/MW

- (4) In case the process water is required to be transported over a distance of more than 50 km, then appropriate special O&M expenses, subject to the prudence check by the Commission, shall be allowed in addition to the above O&M expenses. It shall include O&M expenses

related to pipe line beyond 50 km and water pumping station operation cost, and additional power consumption for such pumping stations.

- (5) For Hydro Power Generating Stations:
- a) Operation & Maintenance expenses for Mahi I & Mahi II hydro power stations shall be Rs. 15.31 lakh per MW for FY 2025-26.
- b) In the case of the hydro generating stations declared under commercial operation on or after 1.4.2025, 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 as per these Regulations.
- (6) For the Generating Stations having combination of various Unit sizes, the weighted average value for operation and maintenance expenses shall be adopted.
- (7) O&M Expenses norms for each subsequent year shall be escalated by escalation rate as specified in Regulation 24.

Provided that terminal liabilities based on actuarial valuation, over and above the normative O&M Expenses, subject to prudence check shall be allowed through tariff separately.

Provided that Ash Transportation Expenses in terms of guidelines issued from time to time by Ministry of Power, GoI for the transportation of ash from thermal power plants (TPPs) to user agencies for thermal generating stations shall be allowed separately after prudence check.

- (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 2030.

47. SLDC Fee and Charges and transmission charges

SLDC charges as determined by the Commission shall be considered as expenses. SLDC and transmission charges paid for energy sold outside the State shall not be considered as expenses for determining generation tariff.

48. Computation of fixed charges and capacity charges

(1) Thermal Generating Power Generating Stations

- (a) The total Annual Fixed Charges, including return on equity of a Generating Company shall be worked out on the basis of expenses and return allowed in terms of Part III and Part V of these Regulations.
- (b) The Annual Fixed Charges recoverable by a Generating Company shall be worked out by deducting its Non-Tariff Income as per provisions of Regulation 35 from the total annual expenses and return worked out under sub-Regulation (1)(a) above.

(2) Hydro Power Generating Stations

- (a) The two-part tariff for sale of electricity from a hydro power Generating Station shall comprise of recovery of annual capacity charge and primary energy charges. The capacity charge shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{Capacity charge} = (\text{annual fixed charge} - \text{primary energy charge})$$

Note: Recovery through Primary energy charge shall not be more than Annual Fixed Charge.

- (b) Annual Fixed Charges: Annual Fixed Charges shall be worked out as follows:
 - (i) The total Annual Fixed Charges, including return on equity shall be worked out on the basis of expenses and return allowed in terms of Part III and Part V of these Regulations.
 - (ii) The Annual Fixed Charges shall be worked out by deducting Non-Tariff Income specified in Regulation 35 from the annual expenses and return worked out under sub-Regulation (2)(b)(i) above.

(3) Computation and Payment of Capacity Charge and Energy Charge for Pumped Storage Hydro Generating Stations:

- (a) 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.

- (b) The capacity charge payable to a pumped storage hydro generating station for a calendar month shall be:

$(AFC \times NDM / NDY)$ (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.

- (c) 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.
- (d) 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.

- (e) 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.

- (f) The State 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.

49. Recovery of fixed charges or capacity charges

- (1) Full fixed charges or capacity charges shall be recoverable at target availability for Thermal Generating Stations specified in Regulation 44 or Normative Capacity Index specified in Regulation 45 for Hydro Power Generating Stations. Recovery of capacity charges below the level of target availability or the normative capacity index shall be on pro rata basis. At zero availability/capacity index, no fixed charges or capacity charges shall be payable. 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.
- (2) Payment of capacity charges shall be on monthly basis in proportion to allocated/ contracted capacity.

50. Energy Charges

- (1) The energy (variable) charges for Thermal Generating Stations shall cover landed fuel costs and shall be computed as follows:

Energy Charges (Rs) = Rate of Energy Charges in Rs/kWh X Scheduled Energy (ex-bus) for the month in kWh corresponding to scheduled generation:

- (2) Where, Rate of Energy Charges (REC) shall be the sum of the cost of normative quantities of primary and secondary fuel for delivering ex-bus one kWh of electricity in Rs/kWh and shall be computed as under:

$$REC = \frac{100\{P_p \times (Q_p)_n + P_s \times (Q_s)_n\}}{(100-(AUX)_n)} \quad (\text{Rs/kWh})$$

Where, P_p = Price of primary fuel namely coal or lignite or gas or liquid fuel and lime stone, if applicable, in Rs/kg or Rs/cum or Rs./litre, as the case may be.

$(Q_p)_n$ = Quantity of primary fuel required for generation of one kWh of electricity at generator terminals in kg or litre or cum, as the case may be, and shall be computed on the basis of normative Gross Station Heat Rate (less heat contributed by secondary fuel oil for coal/lignite based Generating Stations) and gross calorific value of coal/lignite or gas or liquid fuel as received less 85 kCal/kg or gross calorific value as fired, whichever is higher.

P_s = Price of Secondary fuel oil in Rs./ml,

$(Q_s)_n$ = Normative Quantity of Secondary fuel oil in ml/kWh as per Regulation 44(4), as the case may be, and

AUX_n= Normative Auxiliary Energy Consumption as % of gross generation as per Regulation 44(6), as the case may be.

Energy charges, for the purpose of billing/fuel price variation will be worked out station-wise based on weighted average rate based on actual generation from the Units of each Station

- (3) Adjustment of rate of energy charge (REC) on account of variation in price or heat value of fuels:

Initially, Weighted Average Gross Calorific Value and landed cost of blended coal/lignite or gas or liquid fuel shall be taken as per actuals of the preceding three months. Any variation shall be adjusted on month to month basis on the basis of average Gross Calorific Value of blended coal/lignite or gas or liquid fuel in stock (including the variations in blending ratio) burnt and weighted average landed cost incurred by the Generating Company for procurement of coal/lignite, oil, or gas or liquid fuel, as the case may be for a power station. In its bills, the Generating Company shall indicate rate of energy charges at base price of primary and secondary fuel specified by the Commission and the Fuel price variation to it separately.

- (4) Landed Cost of fuel:

The landed cost of fuel shall include price of fuel corresponding to the grade/quality/calorific value of fuel inclusive of royalty, taxes and duties as applicable, transportation cost by rail/road/gas pipe line (overseas or inland or both), handling cost, washery charges wherever applicable, charges for third party sampling and applicable statutory charges, and, for the purpose of computation of energy charges shall be arrived at after considering normative transit and handling losses as percentage of the quantity of fuel dispatched by the fuel supply company during the month as specified in Regulation 44(7).

The primary and secondary energy charges for Hydro Generating Stations shall be computed as follows:

- (5) Primary energy charge shall be worked out on the basis of paise per kWh rate on ex-bus energy scheduled to be sent out from the hydro electric power Generating Station.
- (6) The rate of primary energy for hydro power stations shall be 50% of cost of generation or incentive rate applicable for thermal power stations, whichever is less.
- (7) The primary energy charge shall be computed based on the primary energy rate and saleable energy of the station:

Provided that in case the primary energy charge recoverable by applying the above primary energy rate exceeds the Annual Fixed Charge of a Generating Station, the primary energy rate for such Generating Station shall be calculated by the following formula:

$$\text{Primary energy rate} = \frac{\text{Annual Fixed Charge}}{\text{Saleable Primary Energy}}$$

(8) Primary Energy Charge = Saleable Primary Energy x Primary Energy Rate

(9) Secondary Energy Rate shall be equal to Primary Energy Rate.

$$\text{Secondary Energy Charge} = \text{Saleable Secondary Energy} \times \text{Secondary Energy Rate.}$$

(10) Above provisions shall not be applicable to existing Mini/Micro (MMH) Power Station.

51. Incentive

(1) For Thermal Power Generating Stations

(a) Incentive shall be payable by the beneficiary at a flat rate of 37 paise/kWh for actual ex-bus energy in excess of ex-bus energy corresponding to target Plant Load Factor.

(b) The incentive amount shall be computed and billed on monthly basis, subject to cumulative adjustment in each month of the financial year, and final adjustment shall be made at the end of the financial year.

(2) For Hydro Power Generating Stations

(a) Incentive shall be payable in case of all the hydro power Generating Stations, including in case of new Generating Stations in the first year of operation, when the capacity Index (CI) exceeds 90% for run-of-river power Generating Stations without pondage and 85% for run-of-river power station with pondage or storage type power Generating Stations and incentive shall accrue up to a maximum capacity index of 100%.

(b) Incentive shall be payable to the Generating Company in accordance with the following formula:

$$\text{Incentive} = 0.65 \times \text{Annual Fixed Charge} \times (\text{CI}_A - \text{CI}_N)/100 \text{ (If incentive is negative, it shall be set to zero.)}$$

Where, CI_A is the Capacity Index achieved and CI_N is the normative capacity index whose values are 90% for run of the river hydro stations without pondage and 85% for pondage/storage type hydro Generating Stations.

- (c) The incentives on account of capacity index and payment for secondary energy shall be computed and billed on monthly basis, subject to cumulative adjustment in each month of the financial year, separately in respect of each item, and final adjustment shall be made at the end of the financial year.
- (d) The total incentive payment calculated on annual basis shall be borne by the beneficiaries based on the allocated/ contracted capacity.

52. Scheduling

(1) For Thermal Power Generating Stations

The methodology of scheduling and availability shall be as specified in the Rajasthan Electricity Grid Code notified by the Commission.

(2) For Hydro Power Generating Stations

- (a) Scheduling shall be as specified in the Rajasthan Electricity Grid Code notified by the Commission. Hydro power plants of capacity below 25 MW shall not be subject to scheduling.
- (b) Declaration of available capacity shall also include limitation on generation during specific time periods, if any, on account of restriction(s) on water use due to irrigation, drinking water, industrial, environmental considerations, etc.
- (c) For run-of-river power stations without pondage, since variation of generation in such stations may lead to spillage, these shall be treated as must run stations. The maximum available capacity, duly taking into account the over load capability, must be equal to or greater than that required to make full use of the available water.
- (d) For run-of-river power station with pondage and storage type power stations, since, these hydro stations are designed to operate during peak hours to meet system peak demand, maximum available capacity of the station declared for the day shall be equal to the installed capacity including overload capability, minus auxiliary consumption and transformation losses, corrected for the reservoir level. The State Load Despatch Centre shall ensure that generation schedules of such type of stations are prepared and the stations dispatched for optimum utilization of available hydro energy except in the event of specific system requirements/constraints.

53. Demonstration of declared capability

- (1) The Generating Company may be required to demonstrate the declared capability of its Generating Station as and when asked by the State Load Despatch Centre. In the event of the Generating Company failing to demonstrate the declared capability, the fixed charges or capacity charges due to the generator shall be reduced as a measure of penalty.

- (2) The quantum of penalty for the first mis-declaration for any duration/block in a day shall be the charges corresponding to two days fixed charges. For the second mis-declaration, the penalty shall be equivalent to fixed charges for four days and for subsequent mis-declarations in the year, the penalty shall be multiplied in the geometrical progression.
- (3) The operating logbooks of the Generating Station shall be available for review by the State Load Despatch Centre. These books shall keep record of machine operation and maintenance.

54. Billing and payment of fixed charges or capacity charges

- (1) Billing and payment of fixed charges or capacity charges for Thermal Power Generating Stations shall be done on a monthly basis in the following manner.
- (2) The Distribution Licensees and persons having power purchase agreement for firm power for more than one year shall pay the fixed charges or capacity charges in proportion to their percentage share, allocation or contract in the installed capacity of a Generating Station.
- (3) A Distribution Licensee or a person having power purchase agreement for firm power for more than one year may surrender his share in installed capacity in favour of another Distribution Licensee within the State. In such circumstances, the capacity charges payable shall be revised in accordance with capacity surrendered and additional capacity acquired. Any such reallocation shall be notified by the SLDC in advance, at least 3 days prior to such reallocation taking effect.
- (4) If any capacity remains un-requisitioned in any period, full fixed charges or capacity charges shall be shareable by the persons mentioned in sub-Regulation (2) above.
- (5) If any capacity remains un-requisitioned in any period, the Generating Company shall be free to sell electricity to any person including a person outside the State and such person to whom electricity is sold shall also share the capacity charges in addition to persons mentioned in sub clause (2) above in proportion to the capacity utilized by such person.
- (6) The fixed charges for Thermal Generating Stations shall be paid by the persons covered under (2), (3) & (5) above including those outside the State to the Generating Company every month in accordance with the following formula:

- a) Total fixed charges payable to the thermal power Generating Company for the:

$$1^{\text{st}} \text{ month} = (1 \times \text{ACC1}) / 12$$

$$\begin{aligned}
2^{\text{nd}} \text{ month} &= (2XACC2 - 1XACC1)/12 \\
3^{\text{rd}} \text{ month} &= (3xACC3 - 2XACC2)/12 \\
4^{\text{th}} \text{ month} &= (4xACC4 - 3xACC3)/12 \\
5^{\text{th}} \text{ month} &= (5XACC5 - 4xACC4)/12 \\
6^{\text{th}} \text{ month} &= (6XACC6 - 5xACC5)/12 \\
7^{\text{th}} \text{ month} &= (7XACC7 - 6xACC6)/12 \\
8^{\text{th}} \text{ month} &= (8xACC8 - 7xACC7)/12 \\
9^{\text{th}} \text{ month} &= (9xACC9 - 8xACC8)/12 \\
10^{\text{th}} \text{ month} &= (10xACC10 - 9xACC9)/12 \\
11^{\text{th}} \text{ month} &= (11xACC11 - 10xACC10)/12 \\
12^{\text{th}} \text{ month} &= (12xACC12 - 11xACC11)/12
\end{aligned}$$

b) Each person having firm share in capacity of the Generating Station shall pay for the:

$$\begin{aligned}
1^{\text{st}} \text{ month} &= [ACC1 \times WB1]/1200 \\
2^{\text{nd}} \text{ month} &= [2XACC2 \times WB2 - 1XACC1 \times WB1]/1200 \\
3^{\text{rd}} \text{ month} &= (3xACC3 \times WB3 - 2XACC2 \times WB2)/1200 \\
4^{\text{th}} \text{ month} &= (4xACC4 \times WB4 - 3xACC3 \times WB3)/1200 \\
5^{\text{th}} \text{ month} &= (5XACC5 \times WB5 - 4xACC4 \times WB4)/1200 \\
6^{\text{th}} \text{ month} &= (6XACC6 \times WB6 - 5xACC5 \times WB5)/1200 \\
7^{\text{th}} \text{ month} &= (7XACC7 \times WB7 - 6xACC6 \times WB6)/1200 \\
8^{\text{th}} \text{ month} &= (8xACC8 \times WB8 - 7xACC7 \times WB7)/1200 \\
9^{\text{th}} \text{ month} &= (9xACC9 \times WB9 - 8xACC8 \times WB8)/1200 \\
10^{\text{th}} \text{ month} &= (10xACC10 \times WB10 - 9xACC9 \times WB9)/1200 \\
11^{\text{th}} \text{ month} &= (11xACC11 \times WB11 - 10xACC10 \times WB10)/1200 \\
12^{\text{th}} \text{ month} &= (12xACC12 \times WB12 - 11xACC11 \times WB 11)/1200
\end{aligned}$$

Where,

ACC1, ACC2, ACC3, ACC4, ACC5, ACC6, ACC7, ACC8, ACC9, ACC10, ACC11 and ACC12 are the amount of Annual Fixed Charge corresponding to 'Target Availability' for the cumulative period up to the end of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th months, respectively;

And, WB1, WB2, WB3, WB4, WB5, WB6, WB7, WB8, WB9, WB10, WB11 and WB12 are the weighted average of percentage of shared capacity during the cumulative period up to 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th month respectively.

- (7) Billing and payment of capacity charges for Hydro Power Generating Stations shall be done on a monthly basis in the following manner:-

The capacity charges for hydro Generating Stations shall be paid by the Distribution Licensee and person having power purchase agreements for more than one year to the Generating Company every month in accordance with the following formulae and in proportion to their respective shares in the concerned Generating Station:

$$ACC1 = AFC - (SPE1 + DE \text{ 2nd to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate}$$

$$ACC2 = AFC - (SPE2 + DE \text{ 3rd to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate}$$

$$ACC3 = AFC - (SPE3 + DE \text{ 4th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate}$$

$$ACC4 = AFC - (SPE4 + DE \text{ 5th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate}$$

$$ACC5 = AFC - (SPE5 + DE \text{ 6th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate}$$

$$ACC6 = AFC - (SPE6 + DE \text{ 7th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate}$$

$$ACC7 = AFC - (SPE7 + DE \text{ 8th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate}$$

$$ACC8 = AFC - (SPE8 + DE \text{ 9th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate}$$

$$ACC9 = AFC - (SPE9 + DE \text{ 10th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate}$$

$$ACC10 = AFC - (SPE10 + DE \text{ 11th to 12th months}) * \text{Primary Energy Rate}$$

$$ACC11 = AFC - (SPE11 + DE \text{ 12th month}) * \text{Primary Energy Rate}$$

$$ACC12 = (AFC - SPE12) * \text{Primary Energy Rate}$$

Where,

AFC = Annual Fixed Charges

ACC1, ACC2, ACC3, ACC4, ACC5, ACC6, ACC7, ACC8, ACC9, ACC10, ACC11 and ACC12 are the amount of Annual Capacity Charge for the cumulative period up to the end of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th months, respectively;

SPE1, SPE2, SPE3,..... SPE12 are the ex-bus scheduled primary energy values up to 1st, 2nd, 3rd12th months of the year, respectively;

CC1, CC2, CC3,.....CC12 is the monthly capacity charge up to 1st, 2nd, 3rd12th months of the year respectively determined as under:

DE = Annual Design Energy

DE1, DE2, DE3,DE12 are the ex-bus design energy values up to 1st, 2nd, 3rd12th months of the year, respectively.

$$CC1 = ACC1 \times \frac{DE1}{DE}$$

DE

$$CC2 = \frac{ACC2 \times DE2}{DE}$$

$$CC3 = \frac{ACC3 \times DE3}{DE}$$

$$CC4 = \frac{ACC4 \times DE4}{DE}$$

$$CC5 = \frac{ACC5 \times DE5}{DE}$$

$$CC6 = \frac{ACC6 \times DE6}{DE}$$

$$CC7 = \frac{ACC7 \times DE7}{DE}$$

$$CC8 = \frac{ACC8 \times DE8}{DE}$$

$$CC9 = \frac{ACC9 \times DE9}{DE}$$

$$CC10 = \frac{ACC10 \times DE10}{DE}$$

$$CC11 = \frac{ACC11 \times DE11}{DE}$$

$$CC12 = \frac{ACC12 \times DE12}{DE}$$

Total capacity charges payable to the generator for the:

$$1st\ month = (CC1)$$

$$2nd\ month = (CC2 - CC1)$$

$$3rd\ month = (CC3 - CC2)$$

$$4th\ month = (CC4 - CC3)$$

$$5th\ month = (CC5 - CC4)$$

$$6th\ month = (CC6 - CC5)$$

$$7th\ month = (CC7 - CC6)$$

$$8th\ month = (CC8 - CC7)$$

$$9th\ month = (CC9 - CC8)$$

$$10th\ month = (CC10 - CC9)$$

$$11th\ month = (CC11 - CC10)$$

$$12th\ month = (CC12 - CC11)$$

and, each beneficiary having firm allocation in capacity of the Generating Station shall pay for the :

$$1st\ month = [CC1 \times WB1]/100$$

$$\begin{aligned}
2\text{nd month} &= [\text{CC2} \times \text{WB2} - \text{CC1} \times \text{WB1}] / 100 \\
3\text{rd month} &= [\text{CC3} \times \text{WB3} - \text{CC2} \times \text{WB2}] / 100 \\
4\text{th month} &= [\text{CC4} \times \text{WB4} - \text{CC3} \times \text{WB3}] / 100 \\
5\text{th month} &= [\text{CC5} \times \text{WB5} - \text{CC4} \times \text{WB4}] / 100 \\
6\text{th month} &= [\text{CC6} \times \text{WB6} - \text{CC5} \times \text{WB5}] / 100 \\
7\text{th month} &= [\text{CC7} \times \text{WB7} - \text{CC6} \times \text{WB6}] / 100 \\
8\text{th month} &= [\text{CC8} \times \text{WB8} - \text{CC7} \times \text{WB7}] / 100 \\
9\text{th month} &= [(\text{CC9} \times \text{WB9} - \text{CC8} \times \text{WB8})] / 100 \\
10\text{th month} &= [\text{CC10} \times \text{WB10} - \text{CC9} \times \text{WB9}] / 100 \\
11\text{th month} &= [\text{CC11} \times \text{WB11} - \text{CC10} \times \text{WB10}] / 100 \\
12\text{th month} &= [\text{CC12} \times \text{WB12} - \text{CC11} \times \text{WB11}] / 100
\end{aligned}$$

Where,

And, WB1, WB2, WB3, WB4, WB5, WB6, WB7, WB8, WB9, WB10, WB11 and WB12 are the weighted average of percentage allocated capacity share of the beneficiary during the cumulative period up to 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th month, respectively.

55. Sharing of gains or losses on account of controllable factors

- (1) The financial gains by a Generating Company as approved by the Commission on account of Station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumptions shall be shared between Generating Company and the Distribution Licensee, in the ratio of 60:40 between the Generating Company and beneficiary as per the following formula:

$$\text{Net Gain} = (\text{ECR}_N - \text{ECR}_A) \times \text{Scheduled Generation}$$

Where,

ECR_N – Normative Energy Charge Rate computed on the basis of norms specified for Station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption.

ECR_A – Actual Energy Charge Rate computed on the basis of actual Station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption for the month.

- (2) The financial losses by a Generating Company on account of Station Heat Rate, Auxiliary Consumption and Secondary Fuel Oil Consumption shall be borne by the Generating Company.

56. Tariff for existing Mini/ Micro (MMH) Power Station

Tariff for existing Mini/ Micro (MMH) Power Station for the Control Period shall be Rs 4.58 per kWh.

Part VI
Tariff for Transmission and recovery of SLDC charges

57. Applicability

- (1) The Regulations contained in this Part shall apply in determining tariffs for access to and use of the intra-State transmission system of a Transmission Licensee pursuant to a Transmission Service Agreement or other arrangement entered into with a User of the transmission system and operating charges of SLDC.
- (2) The Commission shall be guided by the terms and conditions contained in this Part in specifying the rates, charges, terms and conditions for use of intervening transmission facilities pursuant to an application made in this regard by a Licensee under the proviso to Section 36 of the Act.
- (3) All new intra-State transmission projects costing Rupees Three Hundred Crore or more shall be developed through Tariff Based Competitive Bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government under Section 63 of the Act.

Provided that in exceptional circumstances Commission may grant exemption to this limit on case to case basis.

Provided further that while considering a project, the transmission system including all connected upstream/downstream transmission systems shall be considered as a single project, for inviting bids for development of project through Tariff Based Competitive Bidding. This limit shall be applicable for all Intra-State Transmission projects for which approval is yet to be accorded by the Commission.

58. Petition for determination of Transmission tariff/SLDC charges

- (1) A transmission Licensee shall file a petition for determination of tariff in respect of existing lines or substations or transmission system as a whole complying with provisions of Part II of these Regulations:

Provided that the transmission Licensee shall propose a transmission loss reduction target for the ensuing year as well as for the subsequent years of the Control Period, giving details of the measures proposed to be taken for achieving the targets proposed, along with the Tariff Petition for the first year of the Control Period.

- (2) SLDC shall file a petition for determination of SLDC charges complying with provisions of Part II of these Regulations:

59. Components of tariff

The Annual Transmission Charges shall provide for the recovery of the aggregate revenue requirement of the Transmission Licensee for the financial year, as reduced by the amount of non-tariff income, and income from Other Business as approved by the Commission and shall be computed as per Regulation 62.

60. Capital Investment Plan

- (1) If the Transmission Licensee or SLDC has opted for Annual Tariff Determination, the capital investment plan shall be filed in accordance with the RERC (Investment Approval) Regulations, 2006 for the ensuing year.
- (2) If the Transmission Licensee or SLDC has opted for Multi Year Tariff Determination for each remaining year of the Control Period, the Transmission Licensee or SLDC shall submit the Capital Investment plan for each remaining year of the Control Period.
- (3) The capital investment plan shall be a least cost plan for undertaking investments for strengthening and augmentation of the intra-State transmission system for meeting the requirement of power evacuation, load growth, reduction in transmission losses, improvement in quality of supply, reliability, metering, etc.
- (4) The capital investment plan shall cover all capital expenditure of projects to be undertaken by the Transmission Licensee or SLDC in the ensuing year and shall be in such form as may be stipulated by the Commission from time to time.
- (5) The capital investment plan shall be accompanied by such information, particulars and documents as may be required showing the need and justification for the proposed investments. The capital investment plan shall also include capitalisation schedule and financing plan.
- (6) The Commission shall consider and approve capital investment plan filed by Transmission Licensee or SLDC, with modifications, if necessary, based on prudent check. The costs corresponding to the approved investment plan of the transmission Licensee or SLDC for a given year shall be considered for its revenue requirement.

61. Norms of Operation

The norms of operation, subject to modifications thereof from time to time shall be as under:

(1) Auxiliary Power Consumption in the Sub-Station:

The auxiliary consumption in the sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting, technical consumption, etc., shall be considered as part of transmission losses and shall be accounted for separately.

(2) Normative Availability of the Transmission System:

(i) The Normative Availability of the Transmission System shall be as follows:

- | | |
|--|-------|
| a) High Voltage AC system | : 98% |
| b) High Voltage DC bipole links & HVDC back-to-back stations | : 95% |

(ii) For Incentive consideration

- | | |
|--|----------|
| a) High Voltage AC system | : 98.50% |
| b) High Voltage DC bipole links & HVDC back-to-back stations | : 97.50% |

Provided further that no incentive shall be payable for availability beyond 99.75%.

Availability shall be calculated sub-station wise and integrated for all sub-stations effecting supply to a user in the manner as may be laid down by the Commission in the RERC (Transmission Licensee's Standards of Performance) Regulations, 2021 and shall be certified by SLDC.

Note: Recovery of annual transmission charges below the level of normative availability shall be on pro-rata basis. At zero availability, no transmission charges shall be payable.

62. Aggregate Revenue Requirement

The Aggregate Revenue Requirement of the Transmission Licensee shall comprise the following components, viz.:

- a) Operation and maintenance expenses;
- b) Interest and finance charges on long-term loans;
- c) Depreciation and amortisation of intangible assets;
- d) Interest on working capital and interest payable on deposits from Users; and
- e) Unitary Charges;
- f) Return on equity;

Minus the following:

- g) Non-tariff income
 h) Income from Other Business, to the extent specified in these Regulations:

Provided that in case of RVPN, the ARR shall include the additional contribution towards pension and gratuity trust as determined by the Commission in terms of Regulation 29 of these Regulations.

63. Operation and Maintenance expenses

The norms for O&M expenses have been fixed for the first year of the Control Period (i.e., FY 2025-26) on the basis of circuit kilometre of transmission lines, transformation capacity in MVA, and number of feeder bays in the substation, as given below:

- (a) O&M expense per ckt-km
- | | | |
|----------|---|--------------------------|
| - 765 kV | : | Rs. 1.33 lakh per ckt-km |
| - 400 kV | : | Rs. 0.84 lakh per ckt-km |
| - 220 kV | : | Rs. 0.34 lakh per ckt-km |
| - 132 kV | : | Rs. 0.19 lakh per ckt-km |
- (b) O&M expense per MVA capacity : Rs. 0.49 lakh per MVA
- (c) O&M expense per feeder bay
- | | | |
|----------|---|-------------------------------|
| - 765 kV | : | Rs. 64.46 lakh per feeder bay |
| - 400 kV | : | Rs. 42.96 lakh per feeder bay |
| - 220 kV | : | Rs. 9.45 lakh per feeder bay |
| - 132 kV | : | Rs. 5.70 lakh per feeder bay |
| - 33 kV | : | Rs. 0.80 lakh per feeder bay |

Note: MVA capacity includes MVAr.

O&M Expenses norms for each subsequent year shall be escalated by escalation rate as specified in Regulation 24:

Provided that 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.

Provided also that terminal liabilities based on actuarial valuation, over and above the normative O&M Expenses, subject to prudence check shall be allowed through tariff separately.

64. Payment of Transmission Charges

- (1) A Transmission Licensee may be allowed to recover its aggregate revenue requirement through transmission charges as one or combination of the following charges:
- Network Access Charge – A fixed charge corresponding to cost recovery for Connection Assets
 - Network Usage Charges - A fixed charge based on capacity contracted/agreed
 - A charge based on energy transmitted
 - Connectivity charge
 - Reactive energy charge
 - Transmission pricing system duly considering factors like voltage, distance, direction and quantum of flow based on adoption of the methodology specified by the Central Electricity Regulatory Commission:

Provided that in case of projects developed through competitive bidding in accordance with Section 63 of the Act and the guidelines stipulated by the Central Government, the annual transmission charges shall be as per the annual Transmission Service Charges (TSC) adopted for such transmission projects.

- (2) The transmission losses as allowed by the Commission shall be borne by the users of the transmission system in kind, as percentage of energy transmitted.

65. Allocation of annual transmission charges

- (1) The Long-Term and Medium-Term Users of the transmission system shall share the transmission cost in such proportion as their contracted transmission capacity to the total transmission capacity contracted/agreed from the intra-State transmission system:

Provided that the charges payable by the Long-Term and Medium-Term Users may also take into consideration factors such as voltage, distance, direction, quantum of flow and time of use, as may be stipulated by the Commission in its order passed under subsection (3) of Section 64 of the Act:

Provided further that the charges shall be calculated on a daily basis by the Transmission Licensee and shall be billed every month, except where directed otherwise by the Commission for any User or class of such users:

Provided also that charges payable by Open Access consumers (other than Long-Term and Medium-Term) shall be in accordance with RERC (Terms and Conditions for Open Access) Regulations, 2016, as amended thereto and in the manner as specified by the Commission through Orders to be issued from time to time.

- (2) The Annual Transmission Charges (ATC) payable by a Long-term and Medium-Term User of the transmission system shall be computed in accordance with the following equation:

$$ATC = TC \times [CL / SCL]$$

Where,

TC = Transmission Cost equivalent to the ARR of RVPN less income from short term open access transactions;

CL = Contracted/agreed Transmission Capacity of the User;

SCL = Sum of Contracted/agreed Transmission Capacity of all Users.

66. Treatment of losses

Transmission Losses allowed by the Commission will have to be borne by users of the transmission system and energy accounts, to be maintained by SLDC, shall reflect accordingly.

67. Incentive

- (1) A Transmission Licensee shall be entitled to incentive on achieving annual availability above the normative availability in accordance with the following formula:

$$\text{Incentive} = \text{Annual Transmission Charges} \times [\text{Annual availability achieved} - \text{Normative Availability}] / \text{Normative Availability};$$

Where, Annual Transmission Charges shall be the charges worked out under Regulation 62.

Provided that no incentive shall be payable above the availability of 99.75%.

- (2) Incentive to be paid to the Transmission Licensee shall be shared by the Licensees, long-term and medium-term open access customers.

68. Reactive Energy Charges

The Distribution Licensee shall provide the adequate capacitor bank at the load side and beyond the point of interconnection with the transmission system, wherever required, based on the system study carried out by the transmission Licensee and maintain the lagging power factor of not less than 0.95. The reactive energy charges for low power factor shall be as specified in the Grid Code.

69. Recovery of SLDC expenses

- (1) The Commission shall determine SLDC fees and charges in accordance with RERC (Levy of fees and charges for State Load Despatch Centre) Regulations, 2004 as amended from time to time. The determination of SLDC fees and charges during each year of the Control Period shall be based on approved SLDC expenses as outlined under sub-Regulation (2) below.
- (2) The SLDC expenses shall contain:
 - (a) Operating expense components comprising the following:
 - (i) O&M expenses;
 - (ii) Interest on Working Capital;
 - (iii) RLDC Fee and Charges;
 - (b) Capital expense components comprising the following:
 - (i) Depreciation;
 - (ii) Interest and finance charges on term loan; and
 - (iii) Return on equity.
- (3) The segregated Accounts, duly certified by the Statutory Auditor or a Chartered Accountant, pertaining to SLDC function shall form the basis for approval of SLDC expenses and determination of SLDC fees and charges thereof in the manner as specified by the Commission through Orders to be issued from time to time. For this purpose, SLDC shall maintain their own accounts independent to transmission licensee accounts.

The O&M Expenses of Rs. 23.41 Crore shall be considered as base O&M Expenses for the FY 2025-26.

- (4) O&M Expenses for each subsequent year shall be calculated by escalating base O&M expenses with the escalation rate as specified in Regulation 24:
Provided that the impact on account of implementation of wage or pay revision shall be allowed at the time of truing up of tariff.

Provided also that terminal liabilities based on actuarial valuation, over and above the normative O&M Expenses, subject to prudence check shall be allowed through tariff separately.

Part VII

Tariff for Distribution: Wheeling and Retail Supply of Electricity

70. Applicability

- (1) These Regulations shall apply for determination of tariff for retail sale of electricity by a Distribution Licensee to its consumers.
- (2) The Regulations contained in this Part shall also apply to the determination of tariff payable for wheeling of electricity by a Distribution System User who has been allowed open access to the distribution system of a Distribution Licensee in accordance with the Regulation framed by the Commission for open access, as amended from time to time.

71. Petition for determination of Wheeling Charges and Retail Supply Tariff

A Distribution Licensee shall file a Petition for determination of wheeling charges and retail tariff along with its ARR and tariff petition complying with the provisions of Part II of these Regulations. The Distribution Licensee shall also include determination to Cross Subsidy Surcharge and Additional Surcharge in its Petition for determination of wheeling charges and retail tariff.

Provided that where the Licensee requires to fix multiyear tariff, it may also propose a formula based on Consumer's price Index (or) a quantum (percentage/ value) required to meet the Aggregate Revenue Requirement of the licensee in the tariff petition considering the year preceding the first year of the control period as the base year. During the control period, in such case the Licensee may also file a petition for Mid-term Review for modification in the approval for remaining Control period based on True-up and/or actual performance. The Commission may determine the tariff based on the proposal of the Licensee after prudence check.

72. Capital Investment Plan

- (1) If the Distribution Licensee has opted for Annual Tariff Determination, the capital investment plan shall be filed in accordance with the RERC (Investment Approval) Regulations, 2006 for the ensuing year by 30th November of the current year.
- (2) If the Distribution Licensee has opted for Multi Year Tariff Determination for each year of the Control Period, the Distribution Licensee shall submit the Capital Investment plan for each year of the Control Period within 60 days from the date of notification of these Regulations.

Provided that if the Distribution Licensee has opted for Multi Year Tariff Determination for each remaining year of the Control Period, the Distribution Licensee shall submit the Capital Investment plan for each remaining year of the Control Period.

- (3) The capital investment plan shall be a least cost plan for undertaking investments on strengthening and augmentation of the distribution system for meeting the requirement of load growth, reduction in distribution losses, improvement in quality of supply, reliability, etc.
- (4) The capital investment plan shall cover all capital expenditure of projects to be undertaken by the Distribution Licensee in the ensuing year and shall be in such form as may be stipulated by the Commission from time to time.
- (5) The investment plan shall be accompanied by such information, particulars and documents as may be required showing the need and justification for the proposed investments. The investment plan shall also include capitalisation schedule and financing plan.
- (6) The Commission shall consider and approve the Distribution Licensee's capital investment plan, with modifications, based on prudence check, as required. The costs corresponding to the approved investment plan of the Distribution Licensee for a given year shall be considered for its revenue requirement.
- (7) Implementation of Demand Side Management Measures
 - (1) The Distribution Licensee shall consider the implementation of Energy Efficiency Schemes and Demand Side Management (DSM) including demand response measures as a part of investment plan and ARR petition.
 - (2) The Distribution Licensee shall endeavor to reduce its self-consumption by implementing Energy Efficiency/Conservation measures.
 - (3) The Distribution Licensee shall submit its existing level of own energy consumption and Energy Conservation measure at the beginning of the Control Period and provide the trajectory for the reduction of such own energy consumption through the implementation of Energy Efficiency improvement scheme/plan under Capital Expenditure or Opex Expenditure as part of the MYT Petition along with the target of Energy Efficiency related savings, and monitoring plan.
 - (4) Distribution Licensee Shall constitute a Demand Side Management Cell.

73. Estimation of sales

- (1) The Distribution Licensee shall submit a forecast of expected demand and sale of electricity for different categories of consumers and to each consumption slab within each tariff category in his area of supply.
- (2) Sale of electricity, if any, to electricity traders or other Distribution Licensees shall be separately indicated.
- (3) Where the Commission has stipulated a methodology for forecasting sales to any particular tariff category, the Distribution Licensee shall incorporate such methodology in developing the sales forecast for such tariff category.
- (4) The Commission shall examine the forecasts for reasonableness based on growth in number of consumers and consumption and demand of electricity in previous years and anticipated growth in the next year and any other factor, which the Commission may consider relevant and approve sale of electricity to consumers with such modifications as deemed fit.

74. Distribution Losses & Collection Efficiency

- (1) The Distribution Licensee shall give information of total and voltage-wise distribution losses in the previous year and current year and the basis on which such losses have been worked out.
- (2) The Distribution Licensee shall give information of total and category-wise collection efficiency in the previous year and current year and the basis on which such collection efficiency has been worked out.
- (3) The Distribution Licensee shall also propose a target for loss reduction and improvement in collection efficiency for the ensuing year as well as for the subsequent years of Control Period giving details of the measures proposed to be taken for achieving the targets proposed, along with the first ARR/Tariff Petition to be filed for the Control Period.

Provided that the Distribution Licensee shall also submit the Aggregate Technical and Commercial loss reduction trajectory agreed by the State Government and approved by the Central Government under any national scheme or program or otherwise.

Provided also that the Distribution Licensee based on its performance may propose lower losses than the approved trajectory which may be considered by the Commission.

- (4) Based on the information furnished and the target for loss reduction and improvement in collection efficiency proposed by the Distribution Licensee, the Commission shall fix a

target for reduction of distribution losses and improvement in collection efficiency for the ensuing years of the Control Period.

- (5) The Gains or losses accrued to distribution licensee due to deviation from approved Aggregate Technical and Commercial loss reduction trajectory shall be quantified on the basis of Average Power Purchase Cost and shared between the distribution licensee and consumers. Two third of the gains shall be passed on to the consumers in tariff and rest shall be retained by the distribution licensee. Two third of the losses shall be borne by the distribution licensee and rest shall be borne by the consumers.

Provided that all the losses shall be borne by the Distribution Licensee in case the AT&C losses crosses the level of 15%

75. Aggregate Revenue Requirement

- (1) The retail supply tariff of a Distribution Licensee shall provide for recovery of the Aggregate Revenue Requirement of the Distribution Licensee for the financial year, as reduced by the amount of non-tariff income, income from wheeling, income from other Business and receipts on accounts of cross-subsidy surcharge and additional surcharge, as approved by the Commission, and subsidy from the State Government, if any, and shall comprise the following:

- (a) Cost of power purchase, cost of power generation for self and partnership projects;
- (b) Transmission charges;
- (c) NLDC/RLDC/SLDC Charges;
- (d) Operation and Maintenance expenses;
- (e) Interest and finance charges on long-term loans;
- (f) Depreciation;
- (g) Amortisation of Regulatory assets;
- (h) Interest on working capital;
- (i) Interest on consumer security deposits and deposits from Distribution System Users;
- (j) Provisioning for Bad debts, if any
- (k) Return on equity;

- (2) Net Revenue Requirement from sale of electricity = Aggregate Revenue Requirement, as above, minus:

- (a) Non-tariff income;
- (b) Income from wheeling charges recovered from open access consumers;
- (c) Income from Other Business, to the extent specified in these Regulations;
- (d) Receipts on account of cross-subsidy surcharge from open access consumers; and

- (e) Receipts on account of additional surcharge on charges of wheeling from open access consumers:

Provided that any revenue grant received from the State Government other than the subsidy under Section 65 of the Act shall be treated in the manner as indicated by the State Government. If no such manner is indicated the grant shall be used to reduce the overall gap between the ARR and revenue of Discoms.

- (3) The retail supply tariff of the Distribution Licensee shall be determined by the Commission on the basis of an application for determination of tariff made by the Distribution Licensee in accordance with Part II of these Regulations.

76. Estimate of power purchase requirement

- (1) The Distribution Licensee in accordance with the RERC (Power purchase and procurement process of Distribution Licensee) Regulations, 2004, as amended from time to time and as per Resource Adequacy Regulations or the orders issued by the Commission in this regard from time to time shall prepare an annual plan for procurement of power to serve the demand for electricity in its area of supply and submit such plan to the Commission for approval along with the Tariff Petition. The annual procurement plan should be prepared considering the:
- (a) Quantitative forecast of the demand for electricity, within the area of supply, from each tariff category over the year;
 - (b) Measures proposed to be implemented as regards energy conservation and energy efficiency;
 - (c) Approved level of transmission and distribution losses:
Provided that for purchase of electricity from sources outside the State, the transmission loss level agreed to in PPA or worked out from energy accounts of RLDC/SLDC shall be accepted;
 - (d) An estimate of the quantity of electricity supply from the approved sources of generation and power purchase;
 - (e) Minimum share of renewable energy purchase as may be prescribed by the Commission;
 - (f) Availability of new sources of power generation and/or procurement;
 - (g) An estimate of quantity of short-term power;

Provided that till Resource Adequacy Regulations is issued by the Commission or a separate order is issued by the Commission in this regard Distribution Licensee may

prepare the plan as per guidelines issued for Resource Adequacy by the Central Government in consultation with the Authority.

- (2) The Commission shall approve the power purchase requirement including that from short term sources, while approving the ARR with such modifications as deemed fit.

77. Power Procurement Cost

- (1) The Distribution Licensee shall procure electricity in accordance with the National Tariff Policy issued by the Central Government from time to time and Regulations made by the Commission in this regard. The Licensee shall also submit Cost estimates for power procurement along with the annual procurement plan as required under Regulation 76 above.
- (2) The cost of power purchased from Generating Companies and cost of transmission shall be worked out based on tariff determined or adopted by the Appropriate Commission, as the case may be.
- (3) The cost of power purchased from nuclear power stations of NPCIL shall be worked out on the basis of tariff notified by Department of Atomic Energy.
- (4) The cost of power purchase from traders and other Licensees shall be considered based on PPAs subject to sub-Regulation (1) above.
- (5) Cost of power generated by a Distribution Licensee and sold by it to consumers shall be worked out based on transfer price determined by the Commission.
- (6) The Distribution Licensees may enter in to a short-term arrangement or agreement for procurement of power without the prior approval of the Commission where the tariff for power procured under such arrangement or agreement is in accordance with:

- (a) Guidelines for Short-Term Procurement of Power by Distribution Licensees through Tariff based bidding process issued by the Central Government:

Provided that, the Commission shall indicate a tariff for procurement of short term power which shall be considered as approved ceiling tariff for short term power procurement under bidding guidelines:

Provided further that in case procurement of short term power exceeds the quantum approved by the Commission in ARR order or otherwise, the Distribution Licensees shall obtain prior approval from Energy Assessment Committee consisting of CMDs of STU, RVUN, each Distribution Licensee and in-charge of SLDC constituted for the purpose under the RERC (Power Purchase and Procurement process of Distribution Licensee) Regulations, 2004, as amended from time to time.

- (b) When the Commission has specified the minimum and maximum ceiling price for power procurement under any contingency situation and power purchase price is within that band;
- (c) Procurement by way of exchange of energy under 'banking' transactions.
- (d) In case of short-term power requirement due to unforeseen contingency or circumstances resulting in purchase of power for less than 15 days or in purchase from power exchange or when faced with emergency conditions that threaten the stability of the distribution system or when directed to do so by State Load Despatch Centre to prevent grid failure:

Provided that the Distribution Licensee may carry out power purchases in above mentioned situations at a rate higher or lower than the ceiling rate approved by the Commission for purchase of short-term power as per sub Regulation 6(a) above. However, on annual basis, the average rate of such short-term power purchase should not be more than the said ceiling rate approved by the Commission for purchase of short-term power.

- (7) All the prudent costs of power procurement, incurred by distribution licensee for ensuring 24x7 supply of electricity to consumers and for meeting requirements as per Resource Adequacy plan shall be taken into account.

Provided that the procurement of power has been done in a transparent manner or procurement price has been approved by the Appropriate Commission.

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

78. Variation in power purchase

- (1) Any power purchased by Distribution Licensee over and above the requirement of power approved by the Commission or variation in the mix of power purchased in any year shall be considered by the Commission if it is for reasons beyond the reasonable control of the Distribution Licensee and the resultant financial loss or gain shall be adjusted in next years' tariff.
- (2) Any financial gain or loss on account of power purchased by the Distribution Licensee in any year over and above the approved level and not covered by sub-Regulation (1) shall be borne by the Distribution Licensee.

79. Transmission charges

Transmission and wheeling charges to be paid by a Licensee for transmission or wheeling of power purchased by it shall be considered as per tariff determined by the appropriate Commission. Transmission and wheeling charges paid for energy sold outside the State shall not be considered as expenses.

80. NLDC/RLDC/SLDC charges

NLDC/RLDC/SLDC charges as determined by the Appropriate Commission shall be considered as expenses. SLDC charges paid for energy sold outside the State shall not be considered as expenses for determining tariff.

81. Operation and Maintenance expenses

The norms for O&M expenses for Distribution Licensees to recover O&M expenses have been fixed for the first year of the Control Period (i.e., FY 2025-26), as given below:

(1) Employee Expenses and Administrative and General Expenses:

(a) Employee Expenses: - 49 paise per unit of sale

(b) Administrative and General Expenses: - 7.2 paise per unit of sale

Employee Expenses norms and Administrative and General Expenses norms for each subsequent year shall be escalated by escalation rate as specified in Regulation 24:

Provided that in case of applicability of pay commission during the control period Commission may separately specify a factor to be added in the employees expenses while doing true up based on actual impact of establishment cost.

Provided further that terminal liabilities based on actuarial valuation over and above the normative O&M Expenses, subject to prudence check shall be allowed separately. The Commission may allow recovery of such terminal liabilities through tariff in Rs/kWh.

Provided also that the insurance expenses incurred by the Distribution Licensee shall be considered as part of Administrative and General Expenses.

(2) Repairs and Maintenance Expenses:

R&M Expenses for each year (n) of Control Period: $k \times GFA_{n-1} \times (1+ER)$

Where,

'k' is a constant (expressed in %) governing the relationship between R&M expenses and Gross Fixed Assets (GFA) for the (n-1)th year and shall be considered as 1.82%;
'GFA' is the average value of the Gross Fixed Assets of the (n-1)th year;
'ER' means the escalation rate as specified in Regulation 24;
'n' is the year for which R&M expenses is to be determined.

- (3) The distribution licensee may undertake opex schemes or any other innovative financing mechanism for various schemes including schemes for system automation, new technology and IT implementation, etc. and such operational expenses shall be considered to be allowed appropriately subject to prudence check for which the distribution licensee shall submit detailed justification along with cost benefit analysis.

82. Interest on Consumer Security Deposit

Interest shall be allowed only on the amount held in cash as security deposit as per the provisions of Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Electricity supply Code and Connected Matters), Regulations, 2021, as amended from time to time:

Provided that at the time of Truing-up, the interest on the amount of security deposit for the year shall be considered on the basis of the actual interest paid by the Licensee during the year, subject to prudence check by the Commission.

83. Tariff income

Income from supply of electricity to consumers shall be assessed based on current tariff applicable to different category of consumers and the quantity of electricity estimated to be sold to them.

84. Determination of Wheeling Charge and Retail Supply Tariff

- (1) While determining wheeling charges and tariff for retail supply of electricity, the Commission shall be guided by the provisions of Sections 61 and 62 of the Act.
- (2) The Commission, shall not, while determining the tariff, show undue preference to any consumer of electricity but may differentiate according to consumer's load factor, voltage, total consumption of electricity during any specified period or time at which the supply is required or the geographical position of any area, the nature of supply and the purpose for which the supply is required.

85. Wheeling charges

- (1) Every Distribution Licensee shall maintain separate accounting records for the Distribution Wires Business and Retail Supply Business and shall prepare an Allocation Statement which may enable the Commission to determine the Tariff separately for:
 - (a) Distribution Wires Business;
 - (b) Retail Supply of electricity,
if so decided by the Commission.
- (2) The tariff of Wheeling Business and retail Supply Business of a Distribution Licensee shall be determined by the Commission on the basis of segregated accounts of Wheeling Business and Retail Supply Business as per following formula;

$$\text{Wheeling Charge} = \frac{\text{Annual Revenue Requirement towards wheeling}}{\text{Energy wheeled during the year}}$$

Provided that the Commission may determine wheeling charges at different voltage levels, separately, in accordance with above formula.

- (3) in case complete accounting segregation has not been done between the Distribution Wires Business and Retail Supply Business of the Distribution Licensee, Wheeling charges of a Distribution Licensee, shall be computed by deducting the following amounts from its aggregate revenue requirement worked out under Regulation 75 (1):
 - (a) Cost of power purchase as per Regulation 77,
 - (b) Interest payable on security deposits of consumers,
 - (c) Transmission & SLDC charges and
 - (d) 10% of O&M expenses
- (4) Wheeling charges so worked out shall be apportioned supply voltage-wise on the basis of fixed asset at each voltage level, as submitted by the Distribution Licensee.

Provided that the Distribution Licensee shall work out the voltage wise asset allocation and losses within one year of coming into force of these Regulations or the extended period as approved by the Commission. The Distribution Licensee shall also give the basis of allocation of fixed costs to the different voltage levels, energy supplied at each voltage level and prevalent distribution losses at each voltage level in the petition for determination of wheeling charges.

Provided further that till the time Distribution Licensee submits the actual allocation of fixed assets at each voltage level, the Commission shall apportion fixed assets at each voltage level on the basis of length of distribution lines in ckt. km and transformation capacity in MVA as furnished by the Distribution Licensee or any other methodology which it feels appropriate,

- (5) Payment of wheeling charges:
Wheeling charges may consist of the following or any one or combination thereof:
- (a) Fixed charge in Rs. per month per KW of contracted power.
 - (b) A charge in Rs. per KWh of energy wheeled separately for
 - (i) Wire business
 - (ii) Installation, operation and maintenance of meters, metering system and any other equipment at consumer's premises.
 - (iii) Billing & collection of payment
 - (iv) Consumer services.
 - (c) Connectivity fee.
 - (d) Reactive energy charge / incentive
- (6) While determining wheeling charges for open access customers, the total electricity wheeled on the Licensee's distribution system including his own shall be taken into account.
- (7) The average technical losses for each voltage level shall be determined and considered in the determination of wheeling charges and distribution losses as applicable and be applicable in kind to the users of the distribution system of that voltage level.

86. Rebate/Surcharge mechanism

- (1) Voltage Rebate
The Consumers availing electricity at higher voltage shall be entitled to receive suitable rebate, as stipulated by the Commission. The rebate mechanism for the ensuing year shall be stipulated in the retail supply tariff Order of that year. The Commission may also determine voltage wise tariff for certain categories.
- (2) Advance payment and Pre-paid meter Rebate
The Commission shall consider suitable incentive mechanism for the consumers who make advance payment or avail electricity through pre-paid meters.
- (3) Other Rebates/Surcharges and Incentives
The Commission shall consider suitable incentive/surcharge mechanism for the consumers for other matters like time of day, power factor, load factor, etc., as stipulated in the retail supply tariff Order of that year and also take measures to introduce demand responses system.

87. Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge

Computation of FPPAS:

- (1) For these Regulations “Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge” (FPPAS) means the increase in cost of power, supplied to consumers, due to change in Fuel cost, power purchase cost and transmission charges with reference to cost of supply approved by the Commission.
- (2) FPPAS shall be calculated and billed to consumers, automatically, without going through regulatory approval process, on a monthly basis, according to the formula, prescribed by the Commission in these Regulations, subject to true up, on an annual basis:

Provided that the automatic pass through shall be adjusted for monthly billing in accordance with these Regulations;

- (3) FPPAS shall be computed and charged by the Distribution Licensee, in (n+3)th month, on the basis of actual variation, in cost of fuel and power purchase and Interstate & Intrastate Transmission Charges for the power procured during the nth month. For example, the FPPAS on account of changes in tariff for power supplied during the month of April of any financial year shall be computed and billed in the month of July of the same financial year.

Provided that in case the Distribution Licensee fails to compute and charge FPPAS within this timeline, except in case of any force majeure or uncontrollable conditions, its right for recovery of costs on account of FPPAS shall be forfeited and in such cases, the right to recover the FPPAS determined during true-up shall also be forfeited.

- (4) The Distribution Licensee may decide, FPPAS or a part thereof, to be carried forward to the subsequent month in order to avoid any tariff shock to consumers, but the carry forward of FPPAS shall not exceed a maximum duration of three months and such carry forward shall only be applicable, if the total FPPAS for a Billing Month, including any carry forward of FPPAS over the previous month exceeds twenty per cent of variable component of approved tariff.

Provided that the Commission on request of licensee may alter the limit of 20% through a separate order, if deemed appropriate by it.

- (5) The carry forward shall be recovered within one year or before the next tariff cycle whichever is earlier and the money recovered through FPPAS shall first be accounted towards the oldest carry forward portion of the FPPAS followed by the subsequent month.
- (6) In case of carry forward of FPPAS, the carrying cost allowed shall be equal to interest rate on working capital till the same is recovered through tariff and this carrying cost shall be trueed up in the year under consideration.

- (7) Depending upon quantum of FPPAS, the automatic pass through shall be adjusted in such a manner that,
- i. If $FPPAS \leq 5\%$, 100% cost recoverable of FPPAS by Distribution Licensee shall be levied automatically using the formula.
 - ii. If $FPPAS > 5\%$, 5% FPPAS shall be recoverable automatically as per item (i) of subparagraph (7) above. 90% of the balance FPPAS shall be recoverable automatically using the formula and the differential claim shall be recoverable after approval by the Commission during true up.
- (8) The revenue recovered on account of pass through FPPAS by the Distribution Licensee, shall be trued up later for the year under consideration and the true up for any financial Year should be completed as per regulations of the Commission.
- (9) In case of excess revenue recovered for the year against the FPPAS, the same shall be recovered from the Distribution Licensee at the time of true up along with its carrying cost to be charged at 1.20 times of the carrying cost rate approved by the Commission and the under recovery of FPPAS shall be allowed during true up, to be billed along with the automatic FPPAS amount.
- (10) The Distribution Licensee shall submit such details of the variation between expenses incurred and FPPAS recovered, and the detailed computations and supporting documents, as required by the Commission, during true up of the normal tariff.
- (11) To ensure smooth implementation of the FPPAS mechanism and its recovery, the Distribution Licensee shall ensure that its billing system is updated to take this into account and a unified billing system shall be implemented to ensure that there is a uniform billing system irrespective of the billing and metering vendor through interoperability or use of open source software as available.
- (12) The Distribution Licensee shall publish all details including the FPPAS formula, calculation of monthly FPPAS and recovery of FPPAS (separately for automatic and approved portions) on its website and archive the same through a dedicated web address.
- (13) Formula for Computation of FPPAS:

$$\text{Monthly FPPAS for Nth Month (\%)} = \frac{(A - B) * C + (D - E)}{\{Z * (1 - \text{Distribution losses in\%/100})\} * ABR}$$

Where,

Nth month means the month in which billing of FPPAS component is done. This FPPAS is due to changes in tariff for the power supplied in (N-3)th month.

A is Total units procured in (N-3)th Month (in kWh) from all Sources including Longterm, Medium-term and Short-term Power purchases (To be taken from the bills issued to Distribution Licensees)

B is bulk sale of power from all Sources in (N-3)th Month. (in kWh) = (to be taken from provisional accounts to be issued by State Load Dispatch Centre by the 10th day of each month).

C is incremental Average Power Purchase Cost (including the change of fuel cost) = Actual average Power Purchase Cost (PPC) from all Sources in (N-3)th month (Rs./kWh) (computed) - Projected average Power Purchase Cost (PPC) from all Sources (Rs./ kWh)- (from tariff order)

D = Actual inter-state and Intra-State Transmission Charges in the (N-3)th Month, (From the bills by Transcos to Discom) (in Rs)

E = Base Cost of Transmission Charges for (N-3)th Month. = (Approved Transmission Charges/12) (in Rs)

Z = [{ Actual Power purchased from all the sources outside the State in (N-3) th Month. (in kWh)* (1 – Interstate transmission losses in % /100) + Power purchased from all the sources within the State(in kWh) }*(1 – Intra-State losses in % /100) – B]/100 in kWh

ABR = Average Billing Rate for the year as approved by the Commission (in Rs/kWh)

Distribution Losses (in %) = Target Distribution Losses as approved by the Commission

Inter-state transmission Losses (in %)= as approved by the Commission.

Intra-state transmission Losses (in %)= as approved by the Commission

- (14) The Power Purchase Cost shall exclude any charges on account of Deviation Settlement Mechanism.
- (15) Other charges which include Ancillary Services and Security Constrained Economic Despatch shall not be included in Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge and adjusted through the true-up approved by the Commission.
- (16) The licensee may also propose the base FPPAS as per the actual weighted average of FPPAS that was levied during previous year. Such monthly base FPPAS may be collected monthly and adjusted with the actual monthly FPPAS computed in accordance with these Regulations and surplus/shortfall may be adjusted or recovered as may be directed by the commission or during the true up exercise for the year:

Provided that for FY 2025-26 the base FPPAS shall be worked out as per annual weighted average of FSA levied during FY 2024-25 as determined by formula specified in the prevailing tariff regulations.

88. Cross subsidy

- (1) The average cost of supply and realization from a category of consumer shall form the basis of estimating the extent of cross subsidy for that consumer category.
- (2) The Commission shall endeavour to determine the tariff in such a manner that it progressively reflects the average cost of supply and the extent of cross subsidy to any consumer category is within maximum range of +/- 20% of average cost of supply:

Provided that consumers below poverty line who consume below specified level say 50 units per month may receive special support through cross-subsidy. Tariff for such designated group of consumers shall be at least 50% of the average cost of supply.

89. Cross-subsidy Surcharge

The surcharge payable by consumers opting for open access on the network of the Distribution Licensee or transmission Licensee will be determined by the Commission as per the following Formula:

$$S = T - [C / (1 - L / 100) + D + R]$$

Where,

S is the surcharge;

T is the Tariff payable i.e., Average Billing Rate of the relevant category of consumers;

C is the per unit weighted average cost of power purchase by the Licensee;

D is the aggregate of transmission, distribution and wheeling charges applicable to the relevant voltage level;

L is the aggregate transmission, distribution and commercial losses, expressed as percentage applicable to the relevant voltage level;

R is the per unit cost of carrying regulatory assets or unfunded gap recognised by the Commission:

Provided that if S is computed to be negative as per above Formula, S shall be considered as zero.

Provided further that the Cross-subsidy surcharge, determined by the Commission shall not exceed twenty percent of the average cost of Supply for each category of the consumers.

90. Additional Surcharge

Additional Surcharge shall be governed by the relevant provisions of open access regulations framed by the Commission as amended from time to time.

Provided that additional surcharge levied on any Open Access Consumer shall not be more than the per unit fixed cost of power purchase of the distribution licensee concerned:

Provide further that for a person availing GNA or Open Access, a separate order may be issued by the Commission for any reduction in additional surcharge.

91. Regulatory Asset

- (1) Regulatory Asset shall be created only under exceptional circumstances:
- (2) The tariff shall be cost reflective and there shall not be any gap between approved Annual Revenue Requirement and estimated annual revenue from approved tariff except under natural calamity conditions.

Provided that such gap, created if any, shall not be more than three percent of the approved Annual Revenue Requirement.

Provided further that such gap along with the carrying costs shall be liquidated in maximum three numbers of equal yearly instalments from the next financial year

Provided also that any gap between approved Annual Revenue Requirement and estimated annual revenue from approved tariff existing on the date of notification of the Tariff Regulation, along with the carrying costs shall be liquidated in maximum seven numbers of equal yearly instalments starting from the next financial year.”

Provided also that in case there is surplus in any financial year, it shall be adjusted first against Regulatory Assets.

92. Parallel Operation Charges

- (1) The connectivity of CPP to Grid or State transmission system shall be governed by the connection conditions stipulated under State Grid Code and Connectivity Regulations of Central Electricity Authority notified in accordance with sub-section (b) of Section 73 of the Act.
- (2) The Commission may stipulate from time to time the 'parallel operation charges' to be applicable for parallel operation of the CPP with the grid separately.

Part - VIII Miscellaneous

93. 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 affected person to remove the hardship arising out of the operation of any of these regulations, applicable to a class of persons.

94. Power to amend

The Commission may, at any time, vary, alter, modify or amend any provisions of these Regulations.

95. Power to remove difficulties

If any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may either suo-motu or on a petition, by general or specific order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

By Order of the Commission,

Nathmal Didel,
Secretary.

Annexure-1
(Ref. Regulation 22)

Depreciation Rates

Description of Assets		Depreciation (%) (Salvage Value 10%) (Straight line Method)
A.	Land owned under full title	--
B.	Land held 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 and machinery in Generating Stations including plant foundations	
	i) Hydro-electric	5.28
	ii) Steam electric, NHRS & Waste Heat Recovery Boilers/Plants	5.28
	iii) Diesel-electric and gas plant	5.28
b.	Cooling towers and circulating water systems	5.28
c.	Hydraulic works forming part of Hydro-electric systems including:-	
	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 other hydraulic works	5.28
d.	Building & civil engineering works of permanent character	

Description of Assets		Depreciation (%) (Salvage Value 10%) (Straight line Method)
	i) Offices & showrooms	3.34
	ii) Containing thermo-electric generating plant	3.34
	iii) Containing hydro-electric generating plant	3.34
	iv) Temporary erection such as wooden structures	100
	v) Roads other than kutchha roads	3.34
	vi) Others	3.34
e.	Transformers, transformer (Kiosk) sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant foundations)	
	i) Transformers (including foundations) having a rating of 100 kilo volt amperes and over	5.28
	ii) Others	5.28
f.	Switchgear including cable connections	5.28
g.	Lightning arrestors	
	i) Station type	5.28
	ii) Pole type	5.28
	iii) Synchronous condenser	5.28
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 supports:	
	i) Lines on fabricated steel operating at terminal voltages higher than 66 KV	5.28

Description of Assets		Depreciation (%) (Salvage Value 10%) (Straight line Method)
ii)	Lines on steel supports operating at terminal voltages higher than 13.2 kilovolts but not exceeding 66 kilovolts	5.28
iii)	Lines on steel or reinforced concrete supports	5.28
iv)	Lines on treated wood supports	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 fittings	6.33
	ii) Office equipments	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
	ii) Telephone lines and telephones	15
	iii) Fibre Optic/OPGW	6.33
p.	I.T. Equipment including software, UNMS, URTDSM, EMS, Cyber Security System, REMC, WAMS, SCADA System(Salvage value Nil)	15.00
q.	Assets not otherwise provided for in the Schedule	5.28

Abbreviations

A&G	:	Administrative & General
BFP	:	Boiler Feed Pump
CDM	:	Clean Development Mechanism
CFBC	:	Circulating Fluidised Bed Combustion
COD	:	Commercial Operation Date
CPI	:	Consumer Price Index
CPP	:	Captive Power Plant
DC	:	Declared Capacity
DDUGJY	:	Deendayal Upadhyaya Gram Jyoti Yojana
EHV	:	Extra High Voltage
FERV	:	Foreign Exchange Rate Variation
FPPAS	:	Fuel and Power Purchase Adjustment Surcharge
FY	:	Financial Year
GCV	:	Gross Calorific Value
GIS	:	Gas Insulated Sub-station
HVAC	:	High Voltage Alternate Current
HVDC	:	High Voltage Direct Current
IC	:	Installed Capacity
IDC	:	Interest During Construction
IPDS	:	Integrated Power Development Scheme
kV	:	Kilo Volt
kWh	:	Kilo Watt Hour
kCal	:	Kilo calorie
MCLR	:	Marginal Cost of Funds-based Lending Rate
MCR	:	Maximum Continuous Rating
MMH	:	Mini and Micro Hydel
MYT	:	Multi Year Tariff
MVA	:	Mega Volt Ampere
MVA _r	:	Mega Volt Ampere Reactive
MW	:	Mega-Watt
NLDC	:	National Load Despatch Centre
O&M	:	Operation and Maintenance
PPA	:	Power Purchase Agreement
R&M	:	Repair and Maintenance
R&R	:	Rehabilitation and Resettlement
R-APDRP	:	Restructured Accelerated Power Development and Reforms Programme
RERC	:	Rajasthan Electricity Regulatory Commission
RGVY	:	Rajiv Gandhi Grameen Vidyutikaran Yojana

RLDC	:	Regional Load Despatch Centre
RLNG	:	Regassified Liquid Natural Gas
SLDC	:	State Load Despatch Centre
SHR	:	Station Heat Rate
TSC	:	Transmission Service Charge
WPI	:	Wholesale Price Index

.....