

GOVERNMENT OF INDIA

दिल्ली राजपत्र Delhi Gazette

असाधारण

EXTRAORDINARY

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 1]	दिल्ली, बृहस्पतिवार, फरवरी 2, 2017/ माघ 13, 1938	[रा.रा.रा.क्षे.दि. सं. 343
No. 1]	DELHI, THURSDAY, FEBRUARY 2, 2017/MAGHA 13, 1938	[N.C.T.D. No. 343

भाग—III

PART— III

राष्ट्रीय राजधानी राज्य क्षेत्र दिल्ली सरकार

GOVERNMENT OF THE NATIONAL CAPITAL TERRITORY OF DELHI

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

दिल्ली, 31जनवरी, 2017

दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तों) विनियम, 2017

सं.फा.3(472)/टैरिफ-इंजि./डीईआरसी/2016-17/5475/2216.—दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का अधिनियम 36) की धारा 181 के साथ पठित धारा 61 तथा 86(1)(ख) के अधीन प्रदत्त शक्तियों तथा इस संबंध में इसको समर्थकारी अन्य सभी शक्तियों का प्रयोग करते हुए एतद्वारा निम्नलिखित विनियम बना रहा है नामतः :-

भाग 1

प्रस्तावना

1. संक्षिप्त शीर्षक, आरंभन और सीमा :

(1) ये विनियम दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निर्धारण हेतु नियम एवं शर्तों) विनियम, 2017 कहे जाएंगे।

(2) ये विनियम पहली फरवरी दो हजार सतरह से लागू होंगे तथा आयोग द्वारा संशोधित अथवा प्रतिस्थापित किए जाने तक प्रभावी रहेंगे:

बशर्ते कि जहां कोई परियोजना या स्कीम या यूटिलिटी का कोई भाग इन विनियमों के लागू होने से पहले व्यावसायिक प्रचालनरत घोषित किया जा चुका है, ऐसी परियोजना या स्कीम या उसके ऐसे भाग के संबंध में टैरिफ, जबतक कि संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित नहीं है, संबंधित वर्ष हेतु उत्पादन, पारेषण और वितरण टैरिफ विनियमावली के निर्धारण हेतु दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग विनियमावली के नियम और शर्तों, समय समय पर संशोधित, उस तिथि को लागू के अनुसार निर्धारित किया जाएगा।

(3) ये विनियम सम्पूर्ण राष्ट्रीय राजधानी क्षेत्र दिल्ली में लागू होंगे।

(4) ये विनियम उन सभी मामलों में लागू होंगे जहां उत्पादन केंद्र अथवा उसकी इकाई, विद्युत पारेषण के लिए प्रयुक्त पारेषण प्रणाली अथवा उसके भाग, वितरण प्रणाली अथवा चक्रण या खुदरा आपूर्ति के लिए प्रयुक्त उसके भाग के लिए टैरिफ, अधिनियम के अधीन आयोग द्वारा निर्धारित किया जाना अपेक्षित है:

बशर्ते कि एक ही क्षेत्र में दो या अधिक वितरण लाइसेन्सधारकों द्वारा विद्युत वितरण की स्थिति में, आयोग, वितरण लाइसेन्सधारकों के मध्य प्रतिस्पर्धा के लिए, सीलिंग टैरिफ या ऐसे अन्य प्राचलक नियत कर सकता है, जो यह विद्युत की खुदरा बिक्री के लिए उपयुक्त समझता है।

(5) ये विनियम निम्नलिखित के संबंध में टैरिफ के निर्धारण हेतु लागू नहीं होंगे:

(क) उत्पादन केंद्र अथवा पारेषण प्रणाली अथवा वितरण प्रणाली/नेटवर्क, जिसका टैरिफ अधिनियम की धारा 63 के अधीन केंद्र सरकार द्वारा जारी दिशानिर्देशों के अनुसार प्रतिस्पर्धात्मक बोली आधारित टैरिफ के माध्यम से निर्धारित किया गया है;

(ख) ऊर्जा के नवीनेय स्रोत पर आधारित उत्पादन केंद्र जिसका टैरिफ दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग के किसी अन्य विनियम/आदेश, समय समय पर संशोधित, के अनुसार निर्धारित किया गया है।

2. परिभाषाएं और व्याख्या :

इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित नहीं हो,

(1) "अधिनियम" का अर्थ विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) है, जिसमें उसका कोई संशोधन अथवा कोई सांविधिक किंचित परिवर्तन अथवा पुनःअधिनियमन सम्मिलित है;

(2) "अतिरिक्त पूंजीकरण" का अर्थ परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के पश्चात उद्गन अथवा उद्गन किए जाने हेतु प्रक्षेपित और आयोग द्वारा सावधानीपूर्वक जांच के उपरांत स्वीकार किया गया पूंजीगत व्यय है;

(3) "कुल राजस्व आवश्यकता" अथवा "एआरआर" का अर्थ आयोग द्वारा निर्धारित यूटिलिटी के व्यवसाय से संबंधित लागत है, जो इन विनियमों के अनुसार, किसी वित्तीय वर्ष में स्वीकार की जाने योग्य है तथा टैरिफ और प्रभारों द्वारा वसूली की जानी है;

(4) "निर्धारण विवरण" का अर्थ प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए, यूटिलिटी के प्रत्येक व्यवसाय के संबंध में एक विवरण है, जिसमें कोई राजस्व, लागत, आस्ति, देयता, संचेय अथवा प्रावधान इत्यादि दर्शाया गया है, जो:

क) यूटिलिटी के लाइसेन्सकृत व्यवसाय सहित भिन्न व्यवसायों के बीच अंशनिर्धारण अथवा आबंटन द्वारा, अंशनिर्धारण अथवा आबंटन के आधार के वर्णन सहित, निर्धारित किया गया है; अथवा

ख) ऐसे अन्य प्रत्येक व्यवसाय से अथवा को, प्रभार के आधार के वर्णन सहित, प्रभारित किया गया है;

(5) "लागू टैरिफ" का अर्थ आयोग द्वारा अनुमोदित टैरिफ है;

(6) "संपरीक्षक" का अर्थ भारत के नियंत्रक और महालेखापरीक्षक (सी एवं एजी) की नामिका में पंजीबद्ध और यूटिलिटी द्वारा, कम्पनी अधिनियम, 2013 और समय-समय पर इसके संशोधित प्रावधानों के अनुसार नियुक्त किया गया है;

(7) "सहायक ऊर्जा उपभोग" अथवा "ऑक्स" का किसी उत्पादन केंद्र के मामले में किसी अवधि के संबंध में अर्थ उत्पादन केंद्र के सहायक उपस्कर उदाहरण के लिए उत्पादन केंद्र के स्विचयार्ड सहित प्लांट एवं मशीनरी के प्रचालन के प्रयोजन हेतु प्रयुक्त उपस्कर द्वारा उपभोग की गई ऊर्जा की मात्रा तथा उत्पादन केंद्र के भीतर ट्रांसफार्मर हानियां हैं, जो उत्पादन केंद्र की सभी इकाइयों के जनरेटर टर्मिनल्स में उत्पादित सकल ऊर्जा के योग के प्रतिशत के रूप में व्यक्त की जाती है:

बशर्ते कि सहायक उपभोग में उत्पादन केंद्र में आवास कालोनी तथा अन्य सुविधाओं को विद्युत की आपूर्ति तथा उत्पादन केंद्र में निर्माण कार्यों हेतु उपभोग की गई ऊर्जा सम्मिलित नहीं होगी;

(8) "बैंक दर" का अर्थ भारतीय स्टेट बैंक द्वारा अधिसूचित अनुसार निधि आधारित उधार दर की सीमांत लागत (एमसीएलआर) या कोई अन्य बैंचमार्क रेट होगा;

(9) "आधार वर्ष" का अर्थ इन विनियमों में निर्धारित अनुसार नियंत्रण अवधि का पूर्ववर्ती प्रथम वर्ष का तत्काल वित्तीय वर्ष होगा;

(10) "फायदाग्राही" का अर्थ अधिनियम की धारा 86 (1) के अधीन आवृत्त उत्पादन केंद्र के संबंध में, वह वितरण लाइसेन्सधारक होगा, जो उस उत्पादन केंद्र से उत्पादित विद्युत सीधे अथवा व्यापारी अथवा व्यापार लाइसेन्सधारक से नियत प्रभारों पर तथा ग्रिड कोड की अनुसूची के अनुसार क्रय कर रहा है:

बशर्ते कि वितरण लाइसेन्सधारक भी एक फायदाग्राही होगा, जब यह व्यापार लाइसेन्सधारक के माध्यम से विद्युत क्रय कर रहा होगा और यह व्यवस्था वापसी क्रय अनुबंध तथा विद्युत विक्रय अनुबंध द्वारा प्रत्याभूत होगी;

(11) "ब्लॉक" में एक संयुक्त चक्र तापीय उत्पादन केंद्र के संबंध में दहन टर्बाइन-जनित्र, संबंधित अपशिष्ट ऊष्मा पुनर्प्राप्ति बॉयलर, संबंधित वाष्प टर्बाइन-जनित्र और सहायक सम्मिलित हैं;

(12) "लेखा पुस्तकें" में यूटिलिटी द्वारा निम्नलिखित के संबंध में अनुरक्षित अभिलेख सम्मिलित हैं -

क) प्राप्त और व्यय किए गए धन की समस्त राशि;

ख) माल और सेवाओं की समस्त बिक्रियां और क्रय

ग) आस्तियां और देयताएं; तथा

घ) कोई अन्य लागत/राजस्व मद अथवा वित्तीय लेन-देन;

(13) "व्यवसाय योजना विनियम" का अर्थ इन विनियमों के भाग-2 के प्रावधानों के अनुसार, नियंत्रण अवधि के लिए यूटिलिटी के विभिन्न प्राचलकों हेतु प्रतिमानों सहित व्यवसाय योजना की स्वीकृति हेतु आयोग का विनियम है;

(14) "पूंजी लागत" का अर्थ आयोग द्वारा संबद्ध विनियमों के अनुसार सावधानीपूर्ण जांच के पश्चात निर्धारित पूंजी लागत है;

(15) "अनुरक्षण लागत" का अर्थ नियंत्रक आस्ति/संचित राजस्व अंतर के निधीयन हेतु लागत है;

(16) "अनुरक्षण लागत दर" का अर्थ नियंत्रक आस्ति/संचित राजस्व अंतर के निधीयन हेतु उचित अनुपात में ऋण और इक्विटी का भारित माध्य ब्याज की दर है, जैसाकि आयोग द्वारा संबद्ध आदेशों में विनिर्दिष्ट किया गया है;

(17) "सीईआरसी" का अर्थ केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग है;

(18) "विधि में परिवर्तन" का अर्थ निम्नलिखित किसी घटना का घटित होना है:

(क) किसी नई भारतीय विधि का अधिनियमन, लागू किया जाना अथवा घोषणा; अथवा

(ख) किसी विद्यमान भारतीय विधि का अंगीकरण, संशोधन, किंचित परिवर्तन, निरसन अथवा पुनःअधिनियमन; अथवा

(ग) किसी सक्षम न्यायालय, अधिकरण अथवा भारत सरकार के विलेख द्वारा किसी भारतीय विधि की व्याख्या अथवा अनुप्रयोग में परिवर्तन, जो विधि के अधीन ऐसी व्याख्या अथवा अनुप्रयोग हेतु अंतिम प्राधिकरण है; अथवा

(घ) किसी सक्षम प्राधिकरण द्वारा परियोजना के लिए उपलब्ध अथवा प्राप्त की गई किसी सहमति अथवा मंजूरी अथवा अनुमोदन अथवा लाइसेन्स की किसी शर्त अथवा प्रसंविदा में परिवर्तन; अथवा

(ङ) भारत सरकार तथा किसी अन्य सम्प्रभु सरकार/रों के बीच कोई द्विपक्षीय अथवा बहुपक्षीय अनुबंध/संधि अथवा नयाचार का लागू होना अथवा परिवर्तन, जो इन विनियमों के अधीन नियंत्रित उत्पादन केंद्र अथवा पारेषण प्रणाली हेतु निहितार्थ रखते हैं;

(19) "आयोग" का अर्थ दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग है;

(20) "संचार प्रणाली" में विद्युत के प्रबंधन, पारेषण तथा वितरण के लिए एकीकृत भार प्रेषण और संचार (यूएलडी एवं सी) स्कीम, पर्यवेक्षण नियंत्रण और डेटा अर्जन प्रणाली (एससीएडीए), व्यापक क्षेत्र परिमाण (डब्ल्यूएएमएस), फाइबर-ऑप्टिक संचार प्रणाली, सुदूर टर्मिनल इकाई (आरटीयू), निजी स्वचलित शाखा विनियम रेडियो संचार प्रणाली तथा सहायक विद्युत आपूर्ति प्रणाली इत्यादि के अधीन आवृत्त संचार प्रणाली सम्मिलित हैं;

(21) "प्रतिस्पर्धात्मक बोली" का अर्थ उपस्कर, सेवाओं तथा कार्यों के प्रापण हेतु एक पारदर्शी प्रक्रिया है, जिसमें यूटिलिटी द्वारा परियोजना अथवा स्कीम के लिए अपेक्षित उपस्कर, सेवाओं तथा कार्यों के दायरे तथा विनिर्देश, प्रस्तावित संविदा के नियम एवं शर्तें, निविदाओं के मूल्यांकन हेतु मानदंड सम्मिलित करते हुए खुले विज्ञापन के माध्यम से निविदाएं आमंत्रित की जाती हैं तथा इसमें स्वदेशी और अंतर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्धात्मक बोली सम्मिलित होंगे;

(22) "व्यवसाय संचालन विनियमावली" का अर्थ दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग व्यापक (व्यवसाय संचालन) विनियमावली, 2001, समय समय पर संशोधित अनुसार है;

(23) "उपभोक्ता" का अर्थ कोई व्यक्ति जैसाकि अधिनियम में परिभाषित किया गया है;

(24) "नियंत्रण अवधि" का अर्थ आयोग द्वारा समय समय पर नियत की गई अवधि है;

(25) "अंतिम तारीख" का अर्थ पूर्ण परियोजना/स्कीम या उसके अंश के व्यावसायिक प्रचालन के वर्ष के दो वित्तीय वर्ष के पश्चात समाप्त हो रहे वर्ष की 31 मार्च और यदि पूर्ण परियोजना/स्कीम या उसके अंश का प्रचालन वित्तीय वर्ष की अंतिम तिमाही में व्यावसायिक प्रचालन के तहत घोषित किया गया है, तो अंतिम तारीख व्यावसायिक प्रचालन के वर्ष के तीन वित्तीय वर्ष के पश्चात समाप्त हो रहे वर्ष की 31 मार्च होगी:

बशर्ते कि अंतिम तारीख आयोग द्वारा आगे बढ़ाई जा सकती है, यदि आयोग की संतुष्टि हेतु यह प्रमाणित किया जाता है कि पूंजीकरण यूटिलिटी के नियंत्रण से बाहर कारणों से अंतिम तारीख के भीतर नहीं किया जा सका था;

(26) "वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि" अथवा "सीओडी" का अर्थ है;

(क) संयुक्त चक्र ताप उत्पादन केंद्र की किसी उत्पादन इकाई अथवा ब्लॉक के मामले में वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि का अर्थ उत्पादन इकाई द्वारा एक सफल परीक्षण चालन के माध्यम से अधिकतम सांतत्य सीमांक (एमसीआर) अथवा संस्थापित क्षमता के प्रदर्शन के पश्चात घोषित तिथि और समग्रतः एक उत्पादन केंद्र के मामले में उत्पादन केंद्र की अंतिम उत्पादन इकाई अथवा ब्लॉक के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि होगी:

बशर्ते कि:

- (i) जहां लाभार्थियों के साथ उत्पादन केंद्र से विद्युत क्रय हेतु करार किया गया है, परीक्षण चालन उत्पादन संस्था द्वारा लाभार्थियों को सात दिन का नोटिस दिए जाने के पश्चात आरंभ होगा तथा समय निर्धारण परीक्षण चालन पूर्ण होने के पश्चात 00.00 बजे से आरंभ होगा;
- (ii) उत्पादन संस्था यह प्रमाणित करेगी कि उत्पादन केंद्र *केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण (विद्युत संयंत्रों तथा विद्युत लाइन्स के निर्माण हेतु तकनीकी मानक) विनियमावली, 2010 तथा ग्रिड कोड*, समय समय पर संशोधितानुसार तकनीकी मानकों के मुख्य प्रावधानों की पूर्ति करता है;
- (iii) प्रमाणपत्र उत्पादन संस्था के सक्षम प्राधिकारी द्वारा हस्ताक्षरित किया जाएगा तथा प्रमाणपत्र की एक प्रति सदस्य सचिव (उत्तरी क्षेत्र विद्युत समिति) तथा एसएलडीसी को प्रस्तुत की जाएगी;

(ख) पारेषण प्रणाली के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि का अर्थ पारेषण लाइसेंसधारक द्वारा घोषित तिथि होगी जिसके 00.00 बजे से पारेषण प्रणाली का एक घटक विद्युत पारेषण और प्रेषक छोर से प्रापक छोर को संचार संकेत के संबंध में सफल परीक्षण प्रचालन के पश्चात नियमित सेवा में होगा:

बशर्ते कि:

- (i) जहां पारेषण लाइन अथवा सबस्टेशन किसी विशेष उत्पादन केंद्र से विद्युत निकासी हेतु समर्पित है, उत्पादन संस्था और पारेषण लाइसेंसधारक को जहां तक संभव है उत्पादन केंद्र तथा पारेषण प्रणाली का प्रचालन एकसाथ आरंभ करने का प्रयास करना होगा तथा उसको उपयुक्त कार्यान्वयन अनुबंध के माध्यम से सुनिश्चित करना होगा;
- (ii) यदि किसी पारेषण प्रणाली अथवा उसके घटक को नियमित सेवा से ऐसे कारणों से रोका जाता है, जिनके लिए पारेषण लाइसेंसधारक अथवा इसका आपूर्तिदाता अथवा इसके ठेकेदार जिम्मेदार नहीं हैं, अपितु संबंधित उत्पादन केंद्र में प्रचालनारंभ में अथवा प्रतिप्रवाही या अनुप्रवाही पारेषण प्रणाली अथवा अन्य लाइसेंसधारक की वितरण प्रणाली के प्रचालनारंभ में विलम्ब के कारण है, तब पारेषण लाइसेंसधारक ऐसी पारेषण प्रणाली अथवा उसके घटक के व्यावसायिक प्रचालन की संशोधित तिथि के अनुमोदन हेतु आयोग के पास जाएगा।

(ग) संचार प्रणाली अथवा उसके घटक के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि का अर्थ यूटिलिटी द्वारा घोषित तिथि है जिसके 00.00 बजे से संचार प्रणाली अथवा उसका घटक संबंधित एसएलडीसी द्वारा प्रमाणित अनुसार संबंधित नियंत्रण केंद्र को ध्वनि और डेटा के अंतरण सहित साइट स्वीकार्यता के पूर्ण होने के पश्चात सेवारत किया गया है;

(घ) वितरण प्रणाली के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि का अर्थ वितरण लाइसेंसधारक द्वारा वैद्युत निरीक्षक से अपेक्षित और लागू मंजूरी, यदि कोई, प्राप्त करने के पश्चात वितरण प्रणाली की वैद्युत लाइन अथवा उपकेंद्र अथवा उपस्कर को इसके घोषित वोल्टता स्तर तक आवेशित किए जाने के बाद घोषित तिथि होगी।

(27) "दिन" का अर्थ 00.00 बजे से आरंभ होने वाली 24 घंटे की अवधि है;

(28) "घोषित क्षमता" अथवा "डीसी" का उत्पादन केंद्र के संबंध में अर्थ, ईंधन अथवा जल की उपलब्धता का सम्यक् ध्यान रखते हुए तथा संबंधित विनियम में अतिरिक्त योग्यता की शर्त के तहत, पूरे दिन अथवा ग्रिड कोड में परिभाषित अनुसार दिन के किसी समय-खण्ड के संबंध में उस उत्पादन केंद्र द्वारा घोषित एमडब्ल्यू में एक्स-बस विद्युत प्रदायगी की क्षमता है;

(29) "पूंजीकरण-विहीनता" का इन विनियमों के तहत टैरिफ के प्रयोजन हेतु अर्थ, आस्तियों को हटाना/समाप्त करना है, जिसके परिणामस्वरूप परियोजना/स्कीम की सकल अचल आस्तियों में संगत कमी लाई जाएगी जैसाकि आयोग द्वारा अनुमोदित किया गया है;

- (30) "विद्यमान परियोजना/स्कीम" का अर्थ वह परियोजना/स्कीम है, जो नियंत्रण अवधि के आरंभ होने से पहले किसी तिथि को व्यावसायिक प्रचालनरत घोषित की गई है;
- (31) "उदगन व्यय" का अर्थ इक्विटी अथवा ऋण अथवा दोनों के विनियोजन के माध्यम से आस्ति के सृजन अथवा अर्जन हेतु वास्तव में व्यय की गई तथा नकद में या नकद समतुल्य में भुगतान की गई राशि है तथा इसमें ऐसी प्रतिबद्धताएं अथवा देयताएं सम्मिलित नहीं हैं, जिनके लिए कोई भुगतान नहीं किया गया है;
- (32) "विस्तारित जीवन" का अर्थ यूटिलिटी की आस्ति अथवा उसके भाग के उपयोगी जीवन-काल की अवधि से आगे जीवन की अवधि है, जो आयोग द्वारा प्रत्येक मामले में पृथकतः निर्धारित की गई है;
- (33) "वित्तीय वर्ष" अथवा "वर्ष" का अर्थ किसी कलैण्डर वर्ष के 1 अप्रैल को प्रारंभ होकर अगले कलैण्डर वर्ष के 31 मार्च को समाप्त होने वाली अवधि है;
- (34) "अप्रत्याशित घटना" का अर्थ इन विनियमों के प्रयोजन हेतु कोई घटना अथवा परिस्थिति अथवा घटनाओं और परिस्थिति का संयोजन है, जो अथवा जिसका कोई परिणाम परियोजना/स्कीम को निर्धारित समय के भीतर पूर्ण करने में अथवा इसके दायित्वों के निर्वहन में यूटिलिटी के निष्पादन को महत्वपूर्ण और प्रतिकूल रूप से प्रभावित करता है तथा जो उसके समुचित नियंत्रण से बाहर हैं तथा जिनको समुचित सावधानी और सतर्कता द्वारा नहीं रोका नहीं जा सकता था;
- (35) "उत्पादन संस्था" का अर्थ कोई कम्पनी अथवा फर्म अथवा नैगम निकाय अथवा व्यक्तियों का संघ अथवा निकाय है, जो निगमित है अथवा नहीं है अथवा कृत्रिम वैधिक व्यक्ति जो उत्पादन केंद्र का स्वामी है तथा/अथवा प्रचालित करता है;
- (36) "उत्पादन केंद्र" का अर्थ विद्युत उत्पादन के लिए कोई केंद्र है, जिसमें उस प्रयोजन हेतु प्रयुक्त भवन तथा संयंत्र, स्टेप-अप ट्रांसफार्मर, स्विच गियर, स्विच यार्ड, केबल्स अथवा अन्य सहायक उपस्कर, यदि कोई, और उसकी साइट; उत्पादन केंद्र के लिए प्रयोग हेतु आशयकृत साइट तथा उत्पादन केंद्र के परिचालन स्टाफ के आवास हेतु प्रयुक्त भवन तथा जहां जल शक्ति द्वारा विद्युत उत्पादन किया जाता है, जिसमें पेनस्टॉक्स, हेड तथा टेल वर्क्स, मेन तथा रेगुलेटिंग रिजर्वार्यर्स, बांध और अन्य हाइड्रॉलिक निर्माण सम्मिलित है परंतु किसी भी स्थिति में कोई उप-केंद्र सम्मिलित नहीं है;
- (37) "उत्पादन इकाई" का अर्थ किसी ताप उत्पादन केंद्र (संयुक्त चक्र ताप उत्पादन केंद्र को छोड़कर) के संबंध में स्टीम जनरेटर, टर्बाइन जनरेटर तथा ऑगजीलरीज अथवा संयुक्त चक्र ताप उत्पादन केंद्र के संबंध में टर्बाइन जनरेटर तथा ऑगजीलरीज है;
- (38) "ग्रिड कोड" का अर्थ केंद्रीय आयोग द्वारा अधिसूचित भारतीय विद्युत ग्रिड कोड अस्थायी रूप से लागू तथा उसमें दिए गए प्रावधानों के अधीन दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (ग्रिड) विनियमावली, 2008 समय समय पर संशोधित अथवा उसका अनुवर्ती पुनर्-अधिनियमन है;
- (39) "सकल ऊष्मीय दर" अथवा "जीसीवी" का अर्थ तापीय उत्पादन केंद्र के संबंध में एक किलोग्राम टोस ईंधन अथवा एक लीटर तरल ईंधन अथवा एक मानक घन मीटर गैस-ईंधन, जैसी भी स्थिति है, के पूर्ण दहन द्वारा किलोकैलोरी में उत्पन्न ऊष्मा है;
- (40) "सकल केंद्र ऊष्मीय दर" अथवा "जीएचआर" का अर्थ तापीय उत्पादन केंद्र के जनरेटर टर्मिनल्स में एक केडब्ल्यूएच वैद्युत ऊर्जा उत्पन्न करने हेतु अपेक्षित किलोकैलोरी ऊर्जा निवेश है;
- (41) "कार्यान्वयन अनुबंध" का अर्थ परियोजना के समन्वित ढंग से निष्पादन के लिए (i) पारेषण लाइसेन्सधारक तथा उत्पादन केंद्र अथवा (ii) पारेषण लाइसेन्सधारक तथा संयुक्त पारेषण प्रणाली के विकासकर्ता के बीच निष्पादित अनुबंध, संविदा अथवा सहमति ज्ञापन अथवा इस प्रकार की कोई अन्य उपसंविदा है;
- (42) "इन्फर्म विद्युत" का अर्थ उत्पादन केंद्र की इकाई अथवा ब्लॉक के वाणिज्यिक प्रचालन से पूर्व तिथि को अंतःक्षेपित विद्युत है;
- (43) "संस्थापित क्षमता" अथवा "आईसी" का अर्थ उत्पाद केंद्र की सभी इकाइयों की नाम पट क्षमताओं का योग अथवा जनरेटर टर्मिनल्स पर गणना की गई उत्पादन केंद्र की क्षमता है, जैसा कि आयोग द्वारा समय समय पर अनुमोदित किया गया है;

(44) "निवेश अनुमोदन" का अर्थ यूटिलिटी के बोर्ड अथवा किसी अन्य सक्षम प्राधिकारी द्वारा अनुमोदन है, जिसमें परियोजना की प्रशासनिक मंजूरी, परियोजना के निधीयन तथा परियोजना के कार्यान्वयन हेतु समयसीमा सहित सूचित की गई है;

बशर्ते कि निवेश अनुमोदन की गणना बोर्ड के प्रस्ताव/बैठक के संक्षिप्त विवरण/सक्षम प्राधिकारी द्वारा अनुमोदन की तिथि से की जाएगी;

(45) "किलोवाट घंटा" अथवा "केडब्ल्यूएच" का अर्थ एक घंटे की अवधि में उत्पादन अथवा उपभोग की गई विद्युत की एक किलोवाट अथवा एक हजार वाट में मापी गई वैद्युत ऊर्जा की एक यूनिट है;

(46) "लाइसेन्स" का अर्थ अधिनियम की धारा 14 के अधीन स्वीकृत लाइसेन्स है;

(47) "लाइसेन्सकृत व्यवसाय" का अर्थ अधिनियम के तहत स्वीकृत लाइसेन्स के निबन्धनों में अथवा सम लाइसेन्सधारक के रूप में, जैसा भी मामला है, लाइसेन्सधारक द्वारा किए जाने हेतु अपेक्षित कार्य और गतिविधियां हैं;

(48) "लाइसेन्सधारक" का अर्थ वह व्यक्ति है, जिसको लाइसेन्स स्वीकृत किया गया है तथा इसमें सम लाइसेन्सधारक भी सम्मिलित होगा;

(49) "अधिकतम सतत् रेटिंग" अथवा "एमसीआर" का अर्थ तापीय उत्पादन केंद्र की उत्पादन इकाई के संबंध में विनिर्माता द्वारा, सीमांकित प्राचलकों पर गारंटी, जनरेटरों का अधिकतम सांतत उत्पादन और संयुक्त चक्र ताप उत्पादन केंद्र के ब्लॉक के संबंध में विनिर्माता द्वारा जल या वाष्प अंतःक्षेपण (यदि लागू है) तथा 50 एचजैड ग्रिड आवृत्ति तक सुधारीकृत तथा विशिष्ट स्थल शर्तों के गारंटी अधिकतम सांतत उत्पादन है;

(50) "नवीन परियोजना" का अर्थ नियंत्रण अवधि प्रारंभ होने के पश्चात सीओडी हासिल कर चुकी अथवा सीओडी हासिल करने हेतु पूर्वानुमानित परियोजना है;

(51) "गैर-टैरिफ आय" का अर्थ अन्य व्यवसाय से आय है जिसमें टैरिफ से आय के अतिरिक्त लाइसेन्सकृत व्यवसाय की सहायक आय सम्मिलित है;

(52) "मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक" अथवा "एनएपीएफ" का उत्पादन केंद्र के संबंध में अर्थ व्यवसाय योजना विनियम में विनिर्दिष्ट उपलब्धता घटक है;

(53) "मूल परियोजना लागत" का अर्थ आयोग द्वारा अनुमोदित अंतिम तारीख तक परियोजना के मूल दायरे के भीतर यूटिलिटी द्वारा उद्गन पूंजीगत व्यय है;

(54) "कार्य का मूल दायरा" का अर्थ आयोग द्वारा अनुमोदित अनुसार परियोजना अथवा स्कीम के परिपूर्णन में संविदा अथवा उप-संविदा के अधीन निष्पादित गतिविधियां हैं;

(55) "अन्य व्यवसाय" का अर्थ लाइसेन्सधारक का लाइसेन्सकृत व्यवसाय से इतर कोई अन्य व्यवसाय है;

(56) "संयंत्र उपलब्धता घटक" अथवा "(पीएएफ)" का किसी उत्पादन केंद्र के संबंध में किसी अवधि के लिए अर्थ अवधि के सभी दिनों के दौरान एमडब्ल्यू में संस्थापित क्षमता के प्रतिशत से मानकीय सहायक ऊर्जा खपत घटाने द्वारा व्यक्त दैनिक घोषित क्षमताओं (डीसी'ज) का औसत है;

(57) "संयंत्र भार क्षमता" अथवा "(पीएलएफ)" का किसी दी गई अवधि के लिए उत्पादन केंद्र अथवा इकाई के संबंध में अर्थ उस अवधि में संस्थापित क्षमता के संगत प्रेषित ऊर्जा के प्रतिशत के रूप में व्यक्त, अवधि के दौरान अनुसूचित उत्पादन के संगत कुल प्रेषित ऊर्जा है तथा उसकी गणना निम्नलिखित सूत्र के अनुसार की जाएगी:

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

जहां,

IC = उत्पादन केंद्र अथवा इकाई की संस्थापित क्षमता एमडब्ल्यू में

SGi = अनुसूचित उत्पादन, एमडब्ल्यू में, अवधि के iवें समय खण्ड के लिए

N = अवधि के दौरान समय खण्डों की संख्या तथा

AUXn = मानकीय सहायक ऊर्जा खपत, सकल ऊर्जा उत्पादन के प्रतिशत के रूप में

- (58) "प्रज्ञावान जांच" का अर्थ उद्गन अथवा उद्गन किए जाने हेतु प्रस्तावित राजस्व और पूंजीगत व्यय; वित्तीय योजना, कुशल प्रौद्योगिकी का उपयोग, अधि-संचालन लागत और समय तथा आयोग द्वारा टैरिफ निर्धारण के लिए उपयुक्त विचारित अन्य घटकों की उपयुक्तता की सूक्ष्म जांच है;
- (59) "संबद्ध पक्ष" का अर्थ कम्पनी अधिनियम, 2013 की धारा 2(76) में परिभाषित व्यक्ति है;
- (60) "खुदरा आपूर्ति व्यवसाय" का अर्थ लाइसेन्सधारक द्वारा इसके आपूर्ति के क्षेत्र में उपभोक्ताओं को विद्युत के वितरण तथा खुदरा आपूर्ति हेतु लाइसेन्स की शर्तों के अनुसार विद्युत की बिक्री का व्यवसाय है;
- (61) "खुदरा आपूर्ति टैरिफ" का अर्थ लाइसेन्सधारक द्वारा इसके उपभोक्ताओं से विद्युत आपूर्ति हेतु प्रभारित किया जाने वाला लागू टैरिफ है;
- (62) "कबाड़ मूल्य" का अर्थ अनुपयोज्य पूंजीगत आस्ति अथवा उसके भाग हेतु प्राप्त राशि से उस पूंजीगत आस्ति की बिक्री के संबंध में उद्गन व्यय घटाकर प्राप्त राशि है;
- (63) "अनुसूचित ऊर्जा" का अर्थ राज्य भार प्रेषण केंद्र द्वारा एक दी गई अवधि हेतु उत्पादन केंद्र द्वारा ग्रिड को अंतःक्षेपित की जाने हेतु अनुसूचित ऊर्जा की मात्रा है;
- (64) "अनुसूचित उत्पादन" अथवा "एसजी" का अर्थ किसी समय पर अथवा किसी अवधि अथवा समय खण्ड के लिए, राज्य ग्रिड कोड 2008 समय समय पर संशोधित के प्रावधानों के अनुसार संबंधित उत्पादन संस्था के लिए राज्य भार प्रेषण केंद्र (एसएलडीसी) द्वारा एमडब्ल्यू अथवा एमडब्ल्यूएच में दिया गया एक्स-बस उत्पादन है;
- (65) "आरंभन तिथि अथवा शून्य तिथि" का अर्थ परियोजना के कार्यान्वयन के आरंभन हेतु निवेश अनुमोदन में निदर्शित तिथि है और जहां कोई तिथि निदर्शित नहीं की गई है, निवेश अनुमोदन की तिथि आरंभन तिथि अथवा शून्य तिथि मानी जाएगी;
- (66) "ताप उत्पादन केंद्र" का अर्थ उत्पादन केंद्र अथवा उसकी इकाई है जो ऊर्जा के अपने प्राथमिक स्रोत के रूप में जीवाश्म ईंधन के उपयोग द्वारा विद्युत का उत्पादन करती है;
- (67) "व्यापार व्यवसाय" का अर्थ वितरण लाइसेन्सधारक द्वारा विद्युत का क्रय उसकी आपूर्ति स्वयं की आपूर्ति के क्षेत्र से बाहर किसी अन्य लाइसेन्सधारक अथवा उपभोक्ता संवर्ग को करने का व्यवसाय है;
- (68) "पारेषण प्रणाली" का अर्थ संबद्ध उप-केंद्र, पारेषण लाइन्स तथा उप-केंद्रों के साथ संबद्ध उपस्कर के साथ अथवा उसके बिना लाइन अथवा लाइन्स का समूह है;
- (69) "परीक्षण चालन और परीक्षण प्रचालन"
- (क) उत्पादन केंद्र अथवा उसकी इकाई के संबंध में परीक्षण चालन का अर्थ ताप उत्पादन केंद्र अथवा उसकी इकाई के मामले में 72 घंटे की लगातार अवधि हेतु अधिकतम सांतत सीमांक अथवा संस्थापित क्षमता पर उत्पादन केंद्र अथवा उसकी इकाई का सफल चालन होगा;
- (ख) पारेषण प्रणाली अथवा उसके सहायक के संबंध में परीक्षण प्रचालन का अर्थ विद्युत के सतत प्रवाह पर पारेषण प्रणाली अथवा उसके सहायक का 24 घंटे हेतु सफल आवेशन तथा प्रेषण छोर से प्रापक छोर को संचार संकेत तथा आवश्यक मापन प्रणाली, संबंधित राज्य भार केंद्र से दूरमिति और संरक्षण प्रणाली सेवारत होने का प्रमाणपत्र संलग्न करते हुए;
- (70) "उपयोगी जीवन-काल" का अर्थ इन विनियमों के परिशिष्ट-1 में दी गई व्यवस्था के अनुसार उत्पादन केंद्र की इकाई, पारेषण प्रणाली तथा वितरण प्रणाली के संबंध में सीओडी से वर्षों की संख्या होगा;
- (71) "यूटिलिटी" का अर्थ उत्पादन संस्था, पारेषण लाइसेन्सधारक, वितरण लाइसेन्सधारक, प्रणाली प्रचालक अथवा कोई अन्य कम्पनी/लाइसेन्सधारक है, जिसके व्यवसाय का नियंत्रण/टैरिफ निर्धारण आयोग द्वारा किया जाना अपेक्षित है;
- (72) "चक्रण व्यवसाय" का अर्थ वितरण लाइसेन्सधारक की आपूर्ति के क्षेत्र में विद्युत के वहन हेतु वितरण प्रणाली के प्रचालन और अनुरक्षण का व्यवसाय है।
इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों और अभिव्यक्तियों, जिनकी व्याख्या यहां नहीं दी गई है, परंतु अधिनियम अथवा आयोग द्वारा अधिसूचित किसी अन्य विनियम में दी गई है, का अर्थ उनको तद्धीन निर्दिष्ट अनुसार होगा।

भाग 2**व्यवसाय योजना**

3. आयोग यूटिलिटी द्वारा प्रस्तुत व्यवसाय योजना पर आधारित प्रत्येक नियंत्रण अवधि के लिए एक व्यवसाय योजना विनियम जारी जो कि इस विनियम के साथ पढ़ा जाएगा
4. व्यवसाय योजना विनियम में नियंत्रण अवधि के लिए लागू निम्नलिखित मानक दिए जाएंगे:
 - (1) इक्विटी पर प्रतिफल की दर
 - (2) ऋण पर ब्याज की दर हेतु मार्जिन
 - (3) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय
 - (4) पूंजी निवेश योजना
 - (5) प्रोत्साहन-निरूत्साहन तंत्र की साझेदारी हेतु तंत्र
 - (6) पूंजी आस्ति के सृजन हेतु प्रचालन और अनुरक्षण व्यय में से प्रशासनिक व्यय के आधार पर उद्गन ओवरहेड व्यय का निर्धारण
 - (7) उत्पादन मानक:
 - (क) सकल केंद्र ऊष्मा सीमांक
 - (ख) संयंत्र उपलब्धता कारक
 - (ग) गौण ईंधन तेल खपत
 - (घ) सहायक खपत और
 - (ङ) संयंत्र भार क्षमता
 - (8) पारेषण मानक:
 - (क) वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता
 - (ख) वार्षिक वोल्टता वार उपलब्धता
 - (9) वितरण मानक:
 - (क) वितरण हानि लक्ष्य
 - (ख) संग्रहण दक्षता लक्ष्य
 - (ग) सौर तथा गैर-सौर आरपीओ लक्ष्य
 - (घ) यूआई सौदों द्वारा बिक्री हेतु आकस्मिकता सीमा
 - (ङ) खुदरा आपूर्ति और चक्रण व्यवसाय में एआरआर के पृथक्करण हेतु विभिन्न एआरआर अवयवों का अनुपात

5. यूटिलिटी आगामी 5 (पांच) वर्षों हेतु एक व्यवसाय योजना इसके आधार वर्ष के अधिकतम 31 जुलाई तक प्रस्तुत करेगी, जिसमें यूटिलिटी हेतु लागू निम्नलिखित प्राचलकों का वार्षिक प्रक्षेपण सम्मिलित किया जाएगा:

उत्पादन संस्था**(1) परिचालन डेटा**

- (क) सकल केंद्र ऊष्मीय दर
- (ख) संयंत्र उपलब्धता कारक
- (ग) द्वितीयक ईंधन तेल खपत
- (घ) सहायक खपत और
- (ङ) संयंत्र भार क्षमता

(2) अन्य डेटा

- (क) विस्तृत वर्ष-वार पूंजी निवेश योजना, लागत लाभ विश्लेषण सहित
- (ख) ईंधन सम्बद्धता
- (ग) प्राथमिक और द्वितीयक ईंधन की लागत
- (घ) उपयुक्त पूंजी ढांचा तथा वित्तपोषण की लागत (ऋण पर ब्याज), विद्यमान ऋण अनुबंधों की शर्तें, इत्यादि
- (ङ) प्रचालन और अनुरक्षण (ओ एवं एम) लागतें
- (च) मूल्यहास का विस्तृत विवरण

पारेषण लाइसेन्सधारक

- (3) पारेषण लाइसेन्सधारक के लिए विस्तृत वर्ष वार पूंजी निवेश योजना, लागत लाभ विश्लेषण सहित
- (4) उपयुक्त पूंजी ढांचा तथा वित्तपोषण की लागत (ब्याज पर ऋण), विद्यमान ऋण अनुबंधों की शर्तें, इत्यादि
- (5) प्रचालन और अनुरक्षण (ओ एवं एम) लागतें
- (6) आस्ति के उपयोगी जीवन-काल पर आधारित मूल्यहास तथा पूंजीकरण अनुसूचियों का विस्तृत विवरण

वितरण लाइसेन्सधारक

- (7) निम्नलिखित कारकों के आधार पर प्रत्येक उपभोक्ता संवर्ग और उप-संवर्ग के लिए बिक्री पूर्वानुमान
 - (क) उपभोक्ताओं की संख्या में संवर्ग वार वृद्धि
 - (ख) स्वीकृत भार/संविदा मांग (एमडब्ल्यू) में संवर्ग वार वृद्धि
 - (ग) आर्थिक चक्र (तेजी, मंदा, सरकारी नीतियां इत्यादि)
 - (घ) स्वतंत्र पहुंच (एमयू), नेट मापन (एमयू), मांग पक्ष प्रबंधन उपाय (एमयू) इत्यादि का प्रभाव
 - (ङ) बिक्री को प्रभावित करने वाला कोई अन्य कारक
- (8) वितरण हानि एवं वसूली दक्षता प्रक्षेप निम्नलिखित सहित:
 - (क) कुल तथा वोल्टता-वार वितरण हानियां (%) उनके आधार सहित
 - (ख) कुल तथा संवर्ग-वार राजस्व संग्रहण
 - (ग) विगत प्रवृत्तियों, बिक्री वृद्धि तथा किसी अन्य कारक पर आधारित एटी एवं सी हानि स्तर
- (9) एटी एवं सी हानि (%), का मापन वसूली दक्षता तथा वितरण हानि के अनुपात में किया जाएगा।
- (10) चोरी के आधार पर निर्धारित और बिल की गई कोई भी यूनिट्स पर केवल इसकी वसूली के वर्ष में विचार किया जाएगा, जैसाकि अधिनियम की धारा 126(6) में विनिर्दिष्ट किया गया है।
- (11) संग्रहण दक्षता किसी वर्ष में कुल बिल किए गए राजस्व तथा उसी वर्ष में कुल वसूल किए गए राजस्व के बीच अनुपात में मापी जाएगी:

बशर्ते कि विद्युत उत्पाद शुल्क, विलम्बित भुगतान अधिभार, किसी अन्य अधिभार के आधार पर बिल की गई अथवा वसूल की गई राशि संग्रहण दक्षता के परिकलन में सम्मिलित नहीं की जाएगी।
- (12) वितरण हानि इसके सभी उपभोक्ताओं को बिक्री के लिए वितरण प्रणाली में डाली गई ऊर्जा यूनिट्स तथा उसी वर्ष में इसके लाइसेन्स क्षेत्र में बिल की गई कुल ऊर्जा यूनिट्स के बीच अंतर के रूप में मापी जाएगी।
- (13) इसकी आपूर्ति के क्षेत्र में बिक्री पूर्वानुमान तथा विद्युत की मांग पूर्ति करने में वितरण हानि के प्रक्षेप पर आधारित विद्युत प्रापण योजना दीर्घ-अवधि स्रोतों से अधिप्राप्त की जाने वाली विद्युत की अनुमानित मात्रा स्पष्ट निदर्शित करते हुए:

बशर्ते कि अनुमान मेगा-वाट (एमडब्ल्यू) के साथ साथ मिलियन यूनिट्स (एमयू) में व्यक्त किया जाना चाहिए।
- (14) वितरण लाइसेन्सधारक विद्यमान दीर्घ-अवधि स्रोतों तथा भावी स्रोतों के प्रत्याशित सीओडी हेतु पीपीएज की वैधता भी प्रस्तुत करेगा।
- (15) अल्पावधि आवश्यकता और प्रापण के संबंध में, वितरण लाइसेन्सधारक का मार्गदर्शन इन विनियमों के प्रावधानों के अतिरिक्त केंद्र सरकार द्वारा समय समय पर जारी दिशानिर्देशों द्वारा किया जाएगा।
- (16) बिक्री/मांग पूर्वानुमान, विद्युत प्रापण योजना, वितरण हानि प्रक्षेप, आपूर्ति की गुणवत्ता हेतु लक्ष्य इत्यादि के आधार पर पूंजी निवेश योजना।
- (17) निवेश योजना स्कीम-क्रम में होगी तथा उसमें निम्नलिखित सम्मिलित होंगे:
 - (क) निवेश का प्रयोजन (नामत: विद्यमान आस्तियों का प्रतिस्थापन, भार वृद्धि की पूर्ति, तकनीकी हानि अवमंदन, प्रतिक्रिया ऊर्जा आवश्यकताएं, ग्राहक सेवा सुधार, आपूर्ति की गुणवत्ता और विश्वसनीयता में सुधार, इत्यादि);
 - (ख) पूंजीगत ढांचा;
 - (ग) पूंजीकरण अनुसूची;
 - (घ) वित्तपोषण योजना;
 - (ङ) लागत-लाभ विश्लेषण;
 - (च) नियंत्रण अवधि में कल्पित निष्पादन सुधार;
 - (छ) निवेश को प्रभावित करने वाला कोई अन्य कारक।

(18) पूंजीगत ढांचा तथा वित्तपोषण की लागत (ऋण पर ब्याज) तथा विद्यमान ऋण अनुबंध की शर्तें, इत्यादि;

(19) प्रचालन और अनुरक्षण (ओ एवं एम) लागतें;

(20) आस्ति के उपयोगी जीवन-काल तथा पूंजीकरण अनुसूचियों के आधार पर मूल्यहास अनुसूची का विस्तृत विवरण।

6. यूटिलिटी पूर्ववर्ती 5 वर्षों हेतु लेखापरीक्षित वित्तीय विवरण मय लागत लेखापरीक्षा रिपोर्ट, जहां लागू है तथा लागत, राजस्व एवं अन्य प्राचलकों हेतु डेटा और व्यवसाय योजना प्रस्तुत करेगी, जिसमें यूटिलिटी हेतु लागू अनुसार निम्नलिखित डेटा शामिल किया जाएगा:

(1) ऋण पर ब्याज की दर

(2) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय

(3) पूंजीगत व्यय तथा पूंजीकरण

(4) गैर टैरिफ आय

(5) अन्य व्यवसाय आय

(6) वार्षिक उत्पादन प्राचलक:

(क) उत्पादन की मात्रा

(ख) मूल ईंधन खपत और लागत

(ग) सकल केंद्र ऊष्मीय दर

(घ) संयंत्र उपलब्धता कारक

(ङ) द्वितीयक ईंधन तेल खपत और लागत

(च) सहायक खपत और

(छ) संयंत्र भार क्षमता

(7) वास्तविक पारेषण प्राचलक:

(क) चक्रीकृत ऊर्जा की मात्रा

(ख) पारेषण प्रभार तथा अन्य प्रभार वसूली

(ग) वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता

(घ) वार्षिक वोल्टतावार उपलब्धता

(ङ) वोल्टता वार और बे वार ओ एवं एम व्यय

(8) वास्तविक वितरण प्राचलक:

(क) बिक्री संवर्ग वार मात्रा

(ख) संयोजित भार संवर्ग वार

(ग) मूल भार तथा शीर्ष भार

(घ) विद्युत क्रय तथा थोक बिक्री की मात्रा

(ङ) दीर्घावधि और अल्पावधि विद्युत क्रय मूल्य

(च) अतिरिक्त विद्युत की बिक्री से आय

(छ) वोल्टता वार वितरण हानि

(ज) संग्रहण दक्षता

(झ) सौर तथा गैर सौर आरपीओ

(ञ) खुदरा आपूर्ति और चक्रण व्यवसाय में एआरआर के पृथक्करण हेतु विभिन्न एआरआर अवयवों का अनुपात

7. यूटिलिटी को व्यवसाय योजना में प्रयुक्त सभी स्रोत डेटा और सूचकांकन प्राचलक प्रस्तुत करने होंगे।

भाग 3

टैरिफ याचिका

8. उत्पादन संस्था और पारेषण लाइसेन्सधारक वार्षिक टैरिफ याचिका, व्यवसाय योजना विनियम में दी गई सूचना और पालन किए गए सिद्धांतों पर आधारित, आधार वर्ष की समाप्ति से एक सौ पचास (150) दिन पूर्व प्रस्तुत करेंगे।

9. आयोग नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के लिए वार्षिक टैरिफ आदेश इन विनियमों तथा संबंधित नियंत्रण अवधि हेतु व्यवसाय योजना आदेश में निर्धारित सिद्धांतों के आधार पर जारी करेगा।

10. आयोग उत्पादन संस्था और पारेषण लाइसेन्सधारक के एआरआर के टू-अप विभिन्न संघटकों को नियंत्रण अवधि के अंत में इन विनियमों के भाग 7 में दिए विवरण के अनुसार वास्तविक स्वरूप प्रदान करेगा।

वितरण लाइसेन्सधारक

11. वितरण लाइसेन्सधारक वार्षिक टैरिफ याचिका प्रत्येक वर्ष 15 नवम्बर तक प्रस्तुत करेगा, जिसमें निम्नलिखित विवरण दिया जाएगा:

(1) आगामी वर्ष हेतु बिक्री पूर्वानुमान तथा पिछले वर्ष हेतु लेखापरीक्षित बिक्री मासिक आधार पर जैसाकि परिशिष्ट-2 में निर्धारित किया गया है।

(2) आगामी वर्ष के लिए बिल किए जाने हेतु प्रत्याशित राजस्व तथा पिछले वर्ष बिल किया गया तथा वसूल किया गया राजस्व, जैसाकि परिशिष्ट-2 में निर्धारित किया गया है।

(3) आगामी वर्ष के लिए विद्युत प्रापण मात्रा और लागत तथा पिछले वर्ष हेतु लेखापरीक्षित विद्युत क्रय मात्रा और लागत मासिक आधार पर दीर्घ अवधि तथा अल्प अवधि, नवीनेय ऊर्जा क्रय तथा अन्य लागू प्रभार दर्शाते हुए, जैसाकि परिशिष्ट-2 में निर्धारित किया गया है।

बशर्ते कि वितरण लाइसेन्सधारक विद्युत प्रापण की संकेतात्मक लागत का प्रस्ताव अधिशेष विद्युत की अल्पावधि बिक्री से राजस्व और प्रत्येक प्रविष्टि से उपलब्ध अधिकतम मानकीय छूट को ध्यान में रखते हुए प्रस्तुत करेगा;

बशर्ते कि वितरण लाइसेन्सधारक का नवीनेय क्रय दायित्व *दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (नवीनेय क्रय दायित्व और नवीनेय ऊर्जा प्रमाणपत्र संरचना कार्यान्वयन) विनियमावली, 2012* समय समय पर संशोधित के अनुसार वितरण लाइसेन्सधारक का क्रय प्रापण लागत का अंग होगा;

(4) वास्तविक और प्रत्याशित अन्तः-राज्य एवं अन्तर-राज्य पारेषण हानियां एवं प्रभार भार प्रेषण प्रभारों सहित, स्वतंत्र पहुंच प्रभार क्रमानुसार पूर्व और आगामी वर्ष हेतु प्रत्येक संस्था से उपलब्ध अधिकतम मानकीय छूट निर्दिष्ट करते हुए:

बशर्ते कि वितरण लाइसेन्सधारक खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए विद्युत प्रापण हेतु किसी अन्य वितरण लाइसेन्सधारक का वितरण नेटवर्क का उपयोग किए जाने की स्थिति में चक्रण प्रभार प्रस्तावित करेगा;

(5) लाइसेन्सधारक द्वारा क्रॉस-सब्सिडी अधिभार तथा अतिरिक्त अधिभार के आधार पर प्राप्त की जाने वाली वास्तविक और प्रत्याशित राशि, जैसाकि आयोग द्वारा समय समय पर *दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (स्वतंत्र पहुंच के नियम एवं शर्तें) विनियमावली, 2005* समय समय पर संशोधित के अनुसार अनुमोदित किया गया है, वितरण लाइसेन्सधारक द्वारा उपभोक्ता संवर्ग के सामने पृथकतः निर्दिष्ट की जाएंगी;

(क) पूर्व वर्ष हेतु वास्तविक वोल्टता वार वितरण हानि तथा संग्रहण दक्षता;

(ख) आगामी एवं पूर्व वर्ष हेतु मासिक ऊर्जा शेष;

(ग) वितरण लाइसेन्सधारक के नियंत्रण से बाहर ओ एवं एम के आधार पर वास्तविक और प्रत्याशित अतिरिक्त व्यय आगामी एवं पूर्व वर्ष हेतु क्रमानुसार;

(घ) वास्तविक और प्रत्याशित पूंजीकरण और मूल्यहास अनुसूची आगामी एवं पूर्व वर्ष हेतु क्रमानुसार;

(ङ) वास्तविक और प्रत्याशित गैर टैरिफ आय अन्य व्यवसाय आय सहित, आगामी एवं पूर्व वर्ष हेतु क्रमानुसार;

(च) ऋण पर ब्याज की भारित औसत दर;

वित्तीय विवरण

12. टैरिफ याचिका के साथ निम्नलिखित रिपोर्ट्स तथा/अथवा विवरण संपरीक्षक द्वारा सम्यक् प्रमाणित, यथा लागू संलग्न किए जाएंगे:

(क) यूटिलिटी का शेयरधारण ढांचा शेयरधारण तथा संबंधित पक्षों के बीच पार-शेयरधारण के विवरण सहित;

(ख) लेखांकन नीतियां निम्नलिखित सहित:

(i) संबंधित पक्षों के बीच साझा व्ययों के निर्धारण तथा संयुक्त प्रयुक्त आस्तियों/राजस्व के निर्धारण हेतु अनुपात;

(ii) यूटिलिटी के भिन्न व्यवसाय खण्डों के मध्य साझा व्ययों /राजस्व के निर्धारण हेतु अनुपात;

क) यूटिलिटी का उत्पादन तथा/अथवा पारेषण तथा/अथवा वितरण

ख) उत्पादन संस्था की भिन्न इकाइयों

ग) वितरण कम्पनी की खुदरा और चक्रण आपूर्ति

घ) कोई अन्य पहचान योग्य व्यवसाय अर्थात् परामर्शिता इत्यादि

ग) तुलन पत्र में पूंजीकृत आस्तियों की अतिरिक्त लागत का निर्धारण तथा इसको लाभ एवं हानि लेखा में प्रचालन एवं अनुरक्षण व्ययों से अलग करना;

घ) आस्ति का वर्ष वार रजिस्टर, पूंजीकरण तथा मूल्यहास निर्दिष्ट करते हुए जैसाकि परिशिष्ट-2 में विनिर्दिष्ट किया गया है;

- ड) प्रपत्र 2.1क;
- च) विभिन्न वोल्टताओं हेतु पूंजी लागत/व्यय का निर्धारण
- छ) उपभोक्ताओं के विभिन्न संवर्गों हेतु आस्ति/व्यय का निर्धारण
- ज) टैरिफ के साथ संग्रहीत किसी अधिभार का ब्योरा;
- झ) विनियामक आस्ति के वित्तपोषण तथा ऋणशोधन के स्रोत का विवरण, जहां लागू है, राजस्व अंतर द्वारा सृजित;
- ञ) लाइसेन्सधारक द्वारा संबंधित वर्ष के दौरान प्राप्त किए गए सभी ऋणों हेतु ऋण उपयोग प्रमाणपत्र सांविधिक लेखाबहियों के साथ सम्यक् मिलान किया गया, निम्न सहित:
- क) पूंजीगत व्यय (कैपेक्स)
- ख) प्रगति में पूंजी कार्य (सीडब्ल्यूआईपी)
- ग) कार्यशील पूंजी
- घ) विनियामक आस्ति

भाग 4

टैरिफ निर्धारण के लिए प्रक्रिया

टैरिफ के निर्धारण के लिए याचिका दाखिल किया जाना

13. यूटिलिटी व्यापार योजना, पूर्व वर्ष के हेतु एआरआर का टू-अप और टैरिफ के निर्धारण के लिए एक याचिका विस्तृत गणनाओं को दर्शाने वाले फार्मेट के साथ ऐसे रूप में और ऐसे तरीके से दायर करेगी जो इस विनियम के परिशिष्ट-2 में निर्धारित किया गया है।
14. याचिका के साथ ऐसे शुल्क दिए जाएंगे जो समय-समय पर यथासंशोधित दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग व्यापक (कार्य संचालन) विनियम, 2001 के अंतर्गत निर्धारित हैं।
15. यूटिलिटी टैरिफ याचिका प्रस्तुत किए जाने के एक सप्ताह के भीतर आयोग के समक्ष एक प्रस्तुति देगी और टैरिफ याचिका पर कार्यकारी सारांश प्रस्तुत करेगी।
16. इन विनियमों से विपरीत अथवा इनके संबंध में कोई कमी रखने वाली कोई याचिका आयोग द्वारा भेजे गए पत्र में निर्धारित समय के भीतर सुधार और पुनः प्रस्तुति के लिए यूटिलिटी को वापस लौटा दी जाएगी।
17. यूटिलिटी आयोग के समक्ष दायर, विस्तृत संगणनाएं दर्शाते हुए 'डाउनलोड किए जा सकने वाले फार्मेट' में आयोग द्वारा यथा गृहीत पूर्ण टैरिफ याचिका को, टैरिफ आदेश जारी किए जाने की तिथि के कम से कम 1 (एक) वर्ष बाद की अवधि तक इसकी आसानी से उपलब्धता हेतु एक वेब-लिंक के साथ इसे अपने वेबसाइट पर अपलोड करेगी और इसका रखरखाव करेगी।
- स्पष्टीकरण— इस विनियम के प्रयोजनार्थ, 'डाउनलोड किए जा सकने वाले फार्मेट' अभिव्यक्ति से धारणाएं, सूत्र, परिकलन, मैक्रो और आउटपुट इत्यादि वाली सभी लिंक फाइलें अभिप्रेत हैं जो याचिका का आधार हो।
18. यूटिलिटी ऐसे शुल्कों पर, जो आयोग द्वारा समय समय पर निर्धारित राशि से अधिक नहीं होंगे, किसी भी रूचि रखने वाले पक्ष को टैरिफ याचिका की प्रति प्रदान करेगी।
19. यूटिलिटी, यदि आयोग द्वारा ऐसा निदेश दिया जाए, तो टैरिफ निर्धारण के लिए ई-याचिका दायर करेगी।

टैरिफ के निर्धारण और टैरिफ आदेशों को जारी किए जाने की प्रक्रिया

20. आयोग उपभोक्ताओं या उपभोक्ता संघों समेत हितार्थियों की सूचना के लिए और उनके विचार, सुझाव और आपत्तियां प्राप्त करने के लिए टैरिफ याचिकाओं को गृहीत किए जाने की तारीख से 7 कार्य दिवसों के भीतर अपने वेबसाइट पर कार्यकारी सारांश के साथ टैरिफ याचिकाएं अपलोड करेगा।
21. आयोग यूटिलिटी द्वारा किए गए दावों की औचित्य जांच करेगा और यदि अपेक्षित हो, तो अतिरिक्त सूचना, सहायक दस्तावेज, स्पष्टीकरण, इत्यादि मांगेगा।
22. आयोग किसी भी व्यक्ति से प्राप्त विचारों, सुझावों और आपत्तियों पर और उसपर यूटिलिटी से प्राप्त उत्तर पर विचार करने के बाद टैरिफ आदेश जारी करेगा।
23. टैरिफ के निर्धारण हेतु कार्यवाही समय-समय पर यथासंशोधित दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग व्यापक (कार्य संचालन) विनियम, 2001 के अनुसार होगी।
24. इन विनियमों और व्यवसाय योजना विनियमों में अंतर्विष्ट किसी बात के होते हुए भी, यूटिलिटी द्वारा टैरिफ याचिका दायर नहीं किए जाने की स्थिति में, आयोग टैरिफ निर्धारण हेतु स्वतः कार्रवाई प्रारंभ कर सकता है।

भाग 5**एआरआर घटक****पूँजीगत लागत**

25. एक नवीन परियोजना या योजना की पूँजीगत लागत में निम्नलिखित शामिल होंगे:

- (1) आयोग द्वारा यथा अनुमोदित परियोजना या योजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि तक वहन किए गए या वहन किए जाने हेतु अनुमानित व्यय;
- (2) साम्यता अविनियोजन को छोड़कर वित्तयन के अनुसार ऋणों पर निर्माण और वित्तयन प्रभारों के दौरान ब्याज जो ऋण के बराबर हो, बशर्ते साम्यता विनियोजन पूँजीगत लागत के 30 प्रतिशत से अधिक नहीं होगी और यदि साम्यता का विनियोजन 30 प्रतिशत से अधिक किया जाता है, तो अतिरिक्त राशि को एक कर्ज या सैद्धांतिक ऋण माना जाएगा;
- (3) आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट अधिकतम दरों के अध्यक्षीन पूँजीकृत प्रारंभिक अतिरिक्त-अंश (स्पेयर्स);
- (4) इन विनियमों के अनुसार निर्धारित अतिरिक्त पूँजीकरण के कारण व्यय;
- (5) इन विनियमों के अनुसार यथा विनिर्दिष्ट सीओडी से पूर्व ईंधन लागत से अधिक, उत्पादक ईकाई द्वारा इन्फर्म विद्युत के कारण राजस्व का समायोजन; और
- (6) सीओडी से पूर्व, यूटिलिटी द्वारा अर्जित किसी भी राजस्व, जिसमें आस्तियों के उपयोग द्वारा अर्जित राजस्व भी शामिल है, का समायोजन।

26. विद्यमान परियोजना या योजना की पूँजीगत लागत में निम्नलिखित शामिल होंगे:

- (1) देयता को छोड़कर वास्तविक (ट्रू-अप) पूँजीगत लागत;
- (2) इन विनियमों के अनुसार यथा निर्धारित टैरिफ के संबंधित वर्ष के लिए अतिरिक्त पूँजीकरण और पूँजीकरण-विहीनता; और
- (3) इन विनियमों के अनुसार आयोग द्वारा यथा गृहीत पुनरुद्धार व आधुनिकीकरण के कारण व्यय।

27. भारत सरकार की किसी भी लागू पीएटी (निष्पादन, उपलब्धि और व्यापार) योजना पर वहन की गई या किए जाने हेतु अनुमानित पूँजीगत लागत पर आयोग द्वारा मामला-दर-मामला आधार पर विचार किया जाएगा और इसमें निम्नलिखित शामिल होंगे—

- (1) पीएटी योजना के मानदंडों के अनुरूप डेवलपर द्वारा प्रस्तावित योजना की लागत, और
- (2) पीएटी योजना के कारण प्राप्त लाभों का साझाकरण।

28. जैसाकि इन विनियमों के विनियम 44 से 48 तक में उल्लेख किया गया है, विद्यमान और नवीन परियोजना या योजना की पूँजीगत लागत में से निम्नलिखित की लागत को बाहर रखा जाएगा या हटा दिया जाएगा—

- (1) परियोजना या योजना की हिस्सा रहीं, परंतु प्रयोग में नहीं रहीं, आस्तियां;
- (2) गैर-पूँजीकृत या निवृत्त आस्ति।

29. परियोजना या योजना के निष्पादन के लिए, नकद या वस्तु रूप में, केन्द्रीय और/या राज्य सरकार, किसी सांविधिक निकाय, प्राधिकरण, उपभोक्ता या किसी अन्य व्यक्ति से यूटिलिटी को प्राप्त कोई अनुदान या अंशदान या सुविधा या वित्तीय सहायता को, जिसमें कर्ज या इक्विटी का शोधन शामिल नहीं हो अथवा जो अन्यथा प्रभारों के भुगतान या पुनर्भुगतान की कोई देयता नहीं रखता हो, ऋण पर ब्याज, इक्विटी पर आय और अवमूल्यन की संगणना के प्रयोजनार्थ पूँजीगत लागत में शामिल नहीं किया जाएगा।

30. किसी भी परियोजना या योजना की पूँजीगत लागत के अनुमोदन के लिए निम्नलिखित सिद्धांतों को अपनाया जाएगा—

- (1) निम्नलिखित के मद्देनजर पूँजीगत लागत की औचित्य जांच—
 - (क) आयोग द्वारा समय-समय पर विनिर्दिष्ट मानदंड, यदि कोई हों,
 - (ख) पूँजीगत व्यय, वित्तयन योजना, निर्माण के दौरान ब्याज, निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय का औचित्य, दक्ष प्रौद्योगिकी का उपयोग, लागत बढ़ोतरी और समय बढ़ोतरी की संवीक्षा, और
 - (ग) प्रापण रीति, और
 - (घ) आस्तियों के आकलन के लिए भौगोलिक सूचना प्रणाली (जीआईएस);
 - (ङ) टैरिफ के निर्धारण के लिए आयोग द्वारा समुचित समझे जाने वाला कोई अन्य मानदंड।

(2) विनिर्दिष्ट न्यूनतम मानदंडों से पूंजीगत लागत के अधिक हो जाने पर, यदि कोई हो, यूटिलिटी द्वारा प्रस्तुत किए गए कारणों के आधार पर, मामला दर मामला आधार पर आयोग की संतुष्टि के अनुसार, न्यूनतम मानदंडों से पूंजीगत लागत को बढ़ाए जाने पर विचार किया जा सकता है।

निर्माण के दौरान ब्याज (आईडीसी)

31. निर्माण के दौरान ब्याज की, ऋण निधि के निवेश की तारीख से, और सीओडी तक निधियों के उपयोग को ध्यान में लेने के बाद, इन विनियमों के विनियम 24 (2) में यथा विनिर्दिष्ट ऋण के समनुरूप संगणना की जाएगी।

32. आयोग औचित्य जांच के आधार पर और ऐसी शर्तों के अधधीन, जो समय समय पर आयोग द्वारा विहित की जाए, आईडीसी की अनुमति देगा।

परंतु आयोग विलंब की किसी भी अवधि या उसके किसी अंश के लिए उस सीमा तक आईडीसी की अनुमति दे सकेगा जो यूटिलिटी, इसके आपूर्तिकर्ताओं या संविदाकारों के कारण नहीं हो अथवा किसी अप्रत्याशित घटना (फोर्स माशुर) के परिणामस्वरूप हो।

निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय (आईडीसी)

33. शून्य तिथि से और निम्नलिखित को ध्यान में लेते हुए निर्माण के दौरान आकस्मिक व्यय की संगणना की जाएगी—

(1) जब आईडीसी ग्राह्य हो, प्रचालन-पूर्व व्यय और अतिरिक्त व्यय जो यह निर्धारित सीओडी तक वहन किया जाना आवश्यक है;

(2) जमाओं या अग्रिमों पर ब्याज के रूप में सीओडी तक निर्माण अवधि के दौरान अर्जित किसी राजस्व का समायोजन;

(3) निर्माण के दौरान किसी अन्य पावती का समायोजन।

34. सीओडी को प्राप्त करने में विलंब के कारण आईडीसी हेतु अतिरिक्त लागतों के मामले में, यूटिलिटी को ऐसे विलंब के लिए समर्थक दस्तावेजों के साथ विस्तृत औचित्य तथा विलंब की अवधि के दौरान आकस्मिक व्यय का ब्योरा एवं विलंब के अनुरूप वसूल किये गये या वसूल किए जाने वाले निर्णीत हर्जाने का विवरण प्रदान करना होगा;

35. सीओडी प्राप्त करने में विलंब के कारण आईडीसी हेतु किसी अतिरिक्त लागत की मामला-दर-मामला आधार पर आयोग द्वारा जांच की जाएगी;

36. यदि विधिवत औचित्य जांच के बाद निर्धारित सीओडी से अधिक समय में वृद्धि ग्राह्य नहीं हो, तो यूटिलिटी के आपूर्तिकर्ता या संविदाकार के साथ हुई संविदाओं के मूल्य परिवर्तन उपबंधों को ध्यान में लिए बिना, समय-वृद्धि की अवधि के संगत लागत परिवर्तन के कारण पूंजीगत लागत में वृद्धि को पूंजीकरण से बाहर रखा जाएगा।

37. निर्धारित सीओडी द्वारा उत्पादक स्टेशन या संबद्ध पारेषण प्रणाली के चालू नहीं किए जाने के कारण समय-वृद्धि या लागत वृद्धि का कोई भी अतिरिक्त प्रभाव ग्राह्य नहीं होगा, क्योंकि इसे उत्पादक कंपनी और पारेषण लाइसेंस-धारक के बीच कार्यान्वयन करार के माध्यम से वसूला जाना चाहिए।

38. प्रारंभिक अतिरिक्त-अंश (इनिशियल स्पेयर्स) को, उत्पादक निकाय और पारेषण लाइसेंस धारक हेतु समय समय पर यथा संशोधित सीईआरसी (टैरिफ के विनियम और शर्तों) विनियम, 2014 में विनिर्दिष्ट मानदंडों के अधधीन, अंतिम तारीख तक संयंत्र और मशीनरी की लागत के प्रतिशत के रूप में पूंजीकृत किया जाएगा;

परंतु पारेषण लाइसेंसधारक हेतु इनिशियल स्पेयर्स के पूंजीकरण हेतु विनिर्दिष्ट मानदंड यथा आवश्यक परिवर्तनों सहित वितरण लाइसेंस धारक पर लागू होंगे।

जमा योजना

39. उपभोक्ता अंशदान, जमा कार्य, या राज्य और/या केन्द्रीय सरकारों से प्राप्त अनुदान, इत्यादि के संदर्भ में प्रयोक्ताओं/उपभोक्ता/किसी अन्य अभिकरण से पूर्णतः या अंशतः निधि प्राप्त करने के बाद यूटिलिटी द्वारा निष्पादित परियोजना या योजना जमा योजना के अंतर्गत वर्गीकृत की जाएगी।

40. ऐसे पूंजीगत व्यय पर किए गए खर्चों से संबंधित सिद्धांत निम्नलिखित होंगे:

(1) जमा कार्य और उपभोक्ता अंशदान से संबंधित कोई अव्ययित राशि यूटिलिटी द्वारा वापस लौटायी जानी होगी:

परंतु यदि सीओडी के बाद 30 (तीस) दिन के भीतर यूटिलिटी द्वारा अव्ययित राशि लौटा दी जाती है, तो अव्ययित राशि पर कोई ब्याज नहीं लगाया जाएगा।

परंतु यह भी कि यदि सीओडी से 30 (तीस) दिन बाद और 1 (एक) वर्ष तक यूटिलिटी द्वारा अव्ययित राशि लौटायी जाती है, तो सीओडी के बाद 31वें दिन से राशि लौटाए जाने की तारीख के बीच की अवधि के लिए अव्ययित राशि पर बैंक दर के हिसाब से ब्याज जमा अतिरिक्त राशि लगाई जाएगी।

परंतु यह भी कि यदि सीओडी के 1 (एक) वर्ष बाद यूटिलिटी द्वारा अव्ययित राशि लौटायी जाती है, तो सीओडी के बाद 31वें दिन से राशि लौटाए जाने की तारीख के बीच की अवधि के लिए अव्ययित राशि पर बैंक दर के डेढ़ गुनी दर के हिसाब से ब्याज जमा अतिरिक्त राशि लगाई जाएगी।

परंतु यह कि इसके संबंध में दिया गया कोई भी ब्याज एआरआर का हिस्सा नहीं होगा;

(2) जमा कार्य और उपभोक्ता योगदान के संदर्भ में कोई भी वसूलीयोग्य राशि यूटिलिटी द्वारा सीओडी के बाद 30 (तीस) दिन के भीतर एकत्र कर ली जाएगी;

बशर्ते कि यूटिलिटी भुगतान की तिथि निर्धारित करेगी जो कि चल वसूली की राशि के लिए बनाए गए मांग पत्र की तिथि के 15 (पंद्रह) दिन से कम नहीं होगी।

बशर्ते कि आगे यूटिलिटी देय तिथि के बाद गैर-वसूली राशि के शेष पर संबंधित वित्तीय वर्ष के 1 अप्रैल को लागू बैंक दर पर ब्याज लेवी (करारोपण) करेगी।

(3) जैसाकि इन विनियमों में विनिर्दिष्ट है, उपभोक्ता अंशदान, जमा कार्य और अनुदान के माध्यम से सृजित पूंजीगत आस्तियों पर सैद्धांतिक ओ एंड एम व्यय को अनुमति होगी;

(4) अवमूल्यन, इक्विटी पर आय और ऋण पर ब्याज से संबंधित उपबंध ऐसी पूंजीगत आस्तियों पर, उपभोक्ता अंशदान, जमा कार्य और अनुदान के माध्यम से उपयोग की गई वित्तीय सहायता की सीमा तक लागू नहीं होंगे।

(5)

अतिरिक्त पूंजीकरण

41. वाणिज्यिक प्रचालन की तारीख के बाद और अंतिम तारीख तक, जैसाकि टैरिफ निर्धारण हेतु आवेदन में उल्लेख किया गया हो, कार्य के मूल दायरे के भीतर, नवीन परियोजना या स्कीम अथवा किसी विद्यमान परियोजना या स्कीम के संबंध में वहन किए गए या वहन किए जाने हेतु अनुमानित पूंजीगत व्यय को आयोग द्वारा गृहीत किया जा सकेगा जो निम्नलिखित के विचाराधीन औचित्य जांच के अधधीन होगा:

(1) भविष्य की किसी तिथि को देय पहचानी गई निर्वहन नहीं की गई देयताएं;

(2) क्रियान्वयन हेतु आस्थगित कार्य;

(3) कार्य के मूल दायरे के भीतर इनिशियल कैपिटल स्पेयर्स की खरीद;

(4) विवाचन के निर्णय के पालन अथवा किसी न्यायालय के आदेश या डिक्री के अनुपालन हेतु देयताएं; और

(5) विधि में परिवर्तन या किसी विद्यमान विधि का अनुपालन।

42. अंतिम तारीख के बाद कार्य के मूल दायरे के भीतर, नवीन परियोजना या स्कीम के संबंध में वहन किए गए या वहन किए जाने हेतु अनुमानित पूंजीगत व्यय को आयोग द्वारा गृहीत किया जा सकेगा जो निम्नलिखित के विचाराधीन औचित्य जांच के अधधीन होगा:

(1) विवाचन के निर्णय के पालन अथवा किसी न्यायालय के आदेश या डिक्री के अनुपालन हेतु देयताएं;

(2) विधि में परिवर्तन या किसी विद्यमान विधि का अनुपालन;

(3) कार्य के मूल दायरे के भीतर ऐश पॉन्ड या ऐश हैंडलिंग सिस्टम से संबंधित आस्थगित कार्य;

(4) अंतिम तारीख से पहले क्रियान्वित कार्य हेतु कोई देयता अर्थात्, निर्वहन नहीं की गई देयता, पैकेज की कुल अनुमानित लागत, भुगतान को इस प्रकार रोकने और ऐसे भुगतान को किए जाने के कारण इत्यादि।

43. अंतिम तारीख के बाद विद्यमान परियोजना या स्कीम के संबंध में वहन किए गए या वहन किए जाने हेतु अनुमानित पूंजीगत व्यय को आयोग द्वारा गृहीत किया जा सकेगा जो निम्नलिखित के विचाराधीन औचित्य जांच के अधधीन होगा;

(1) विवाचन के निर्णय के पालन अथवा किसी न्यायालय के आदेश या डिक्री के अनुपालन हेतु देयताएं;

(2) विधि में परिवर्तन या किसी विद्यमान विधि का अनुपालन;

(3) राष्ट्रीय सुरक्षा या आंतरिक सुरक्षा हेतु जिम्मेवार समुचित सरकारी अभिकरणों द्वारा दिए गए सुझाव या निदेश के अनुसार, उच्चतर सुरक्षा और संयंत्र की संरक्षा की आवश्यकता को पूरा करने के लिए वहन किया गया कोई व्यय;

(4) कार्य के मूल दायरे के भीतर ऐश पॉन्ड या ऐश हैंडलिंग सिस्टम से संबंधित आस्थगित कार्य;

(5) निर्वहन नहीं की गई देयता के विवरणों की औचित्य जांच के बाद अंतिम तारीख से पहले क्रियान्वित कार्य हेतु ऐसी कोई देयता, पैकेज की कुल अनुमानित लागत, भुगतान को इस प्रकार रोकने और ऐसे भुगतान को किए जाने के कारण इत्यादि;

(6) अंतिम तारीख के बाद आयोग द्वारा गृहीत कार्यों हेतु कोई देयता जो वास्तविक भुगतानों द्वारा ऐसी देयताओं के निर्वहन की सीमा तक होगी;

(7) ऐसा कोई अतिरिक्त पूंजीगत व्यय जो दक्ष प्रचालन के लिए आवश्यक हो गया है। दावे की दस्तावेजी साक्ष्य जैसे आस्तियों के क्षय के मामले में परीक्षण परिणाम, प्राकृतिक आपदाओं के कारण हुई क्षति, प्रौद्योगिकी का अप्रचलित हो जाना, त्रुटि स्तर में वृद्धि जैसे तकनीकी कारणों से क्षमता का उन्नयन;

(8) पारेषण या वितरण प्रणाली के मामले में रिले, नियंत्रण और यंत्रीकरण, कम्प्यूटर प्रणाली, पावर लाइन कैरियर कम्प्यूनिफिकेशन, डीसी बैटरियां, प्रौद्योगिकी के अप्रचलित हो जाने के कारण उसका बदलाव, प्रणाली उन्नयन या सुदृढ़ीकरण के कारण बदलाव, त्रुटि स्तर में वृद्धि के कारण स्विचयार्ड उपस्कर का बदलाव, टावर सुदृढ़ीकरण, संचार उपस्कर, आपात रिस्टोरेशन प्रणाली, इनसुलेटर विलनिंग अवसंरचना, पोलिमर इनसुलेटर से पोर्सिलेन इनसुलेटर को बदलना, क्षतिग्रस्त उपस्कर को बदलना जैसी मदों पर कोई अतिरिक्त व्यय और ऐसा कोई अन्य व्यय जो पारेषण या वितरण प्रणाली के सफल एवं दक्ष प्रचालन हेतु आवश्यक हो गया है।

पूंजीकरण-विहीनता

44. आस्ति के पूंजीकरण-विहीनता के मामले में, उस तिथि से जब उस आस्ति को जीएफए ब्लॉक से हटा दिया गया है, ऐसी आस्ति की मूल लागत को सकल नियत आस्तियों (जीएफए) के मूल्य से घटा दिया जाएगा और संगत ऋण और इक्विटी को पूंजीकरण-विहीनता के वर्ष में क्रमशः बकाया ऋण और इक्विटी से घटा दिया जाएगा।

45. आयोग के निदेशों के आधार पर आस्ति के पूंजीकरण-विहीनता के कारण अथवा विधि में परिवर्तन या अप्रत्याशित घटना के कारण हुई हानि या लाभ, जिसे पुनः उपयोग नहीं किया जा सकता है, संगत वर्ष में यूटिलिटी के एआरआर में समायोजित कर दिया जाएगा।

46. इन विनियमों के विनियम 44 के अंतर्गत शामिल नहीं किए गए कारणों से स्वयं यूटिलिटी द्वारा प्रस्तावित आस्ति के पूंजीकरण-विहीनता के कारण हुई हानि या लाभ यूटिलिटी के खाते में आएंगे।

47. आस्ति के उपयोगी जीवन-काल के पूरा हो जाने के बाद आस्ति के पूंजीकरण-विहीनता के कारण हुई हानि या लाभ यूटिलिटी के खाते में आएंगे।

48. जो पूंजीगत आस्ति आयोग के पूर्व अनुमोदन से इसके उपयोगी जीवन-काल के पूरा होने से पहले जीएफए से हटा दी गई हो और ऐसी हटाई गई आस्ति बाद में इसके पुनर्उपयोग हेतु रिजर्व में रखी गई हो, उसके स्वरूप से संबंधित सिद्धांत निम्नानुसार होंगे:

(1) यदि आस्ति का 70% से अधिक अवमूल्यन हो गया है, तो पूंजीकरण-विहीनता की तारीख से ऐसी आस्ति को पुनर्उपयोग में लाए जाने का तारीख तक ऐसी आस्ति पर अवमूल्यन की अनुमति नहीं होगी;

(2) यदि आस्ति का 70% से कम अवमूल्यन हो गया है, तो पूंजीकरण-विहीनता की तारीख से ऐसी आस्ति को पुनर्उपयोग में लाए जाने का तारीख तक आस्ति के कुल मूल्य के 70 % तक अवमूल्यन की अनुमति होगी;

(3) पूंजीकरण-विहीनता की तारीख से ऐसी आस्ति को पुनर्उपयोग में लाए जाने का तारीख तक की अवधि के दौरान ऐसी आस्ति के अंकित मूल्य पर सीएपीईएक्स ऋण हेतु ब्याज की दर पर यूटिलिटी को वहन लागत की अनुमति होगी;

(4) यदि ऐसी आस्ति को पुनर्उपयोग में लाया जाता है, तो ऐसी आस्ति को पुनर्उपयोग में लाए जाने की तारीख से, परिशिष्ट-1 में यथाविनिर्दिष्ट अधिकतम अनुमेय अवमूल्यन और वास्तविक संगृहीत अवमूल्यन के अंतर मूल्य की अनुमति होगी;

(5) यूटिलिटी को पूंजीकरण-विहीनता आस्ति को पुनर्उपयोग में लाए जाने का तारीख से इक्विटी पर आय, ऐसी आस्ति के अंकित मूल्य पर ऋण पर ब्याज की अनुमति होगी।

जीवन विस्तार हेतु पुनरुद्धार और आधुनिकीकरण

49. यूटिलिटी परिशिष्ट-1 में यथा विनिर्दिष्ट मूल रूप से पहचानी गई उपयोगी जीवन-काल से अधिक जीवनावधि के विस्तार के प्रयोजनार्थ पुनरुद्धार और आधुनिकीकरण (आर एंड एम) पर होने वाले व्यय को पूरा करने के लिए पूर्ण दायरा, औचित्य, लागत-लाभ विश्लेषण, एक संदर्भ तिथि से अनुमानित जीवन विस्तार अवधि, वित्तीय पैकेज, व्यय को चरणबद्ध करना, पूरा करने की समय-सूची, संदर्भ कीमत स्तर, विदेशी मुद्रा घटक, यदि कोई हो, समेत अनुमानित समापन लागत और यूटिलिटी द्वारा संगत समझे जाने वाली कोई अन्य सूचना प्रदान करते हुए एक विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन के साथ प्रस्ताव के अनुमोदनार्थ आयोग के समक्ष एक याचिका दायर करेगी।

50. आयोग लागत अनुमानों, वित्तियन योजना, कार्य पूरा करने की समय-सूची, निर्माण के दौरान ब्याज, दक्ष प्रौद्योगिकी का प्रयोग, लागत-लाभ विश्लेषण, और ऐसे अन्य कारक जो आयोग द्वारा संगत समझे जाएं, के औचित्य पर विधिवत् विचार करने के बाद पुनरुद्धार और आधुनिकीकरण के लिए अतिरिक्त पूंजीगत लागत हेतु मंजूरी प्रदान कर सकता है:

परंतु यह कि उपभोज्य पदार्थों के पुनरुद्धार और आधुनिकीकरण में शामिल व्यय और ऐसे घटकों और स्पेयर्स की लागत, जो सामान्यतया ओ एंड एम व्ययों में सम्मिलित की जाती है, को अनुमेय पुनरुद्धार और आधुनिकीकरण व्यय से समुचित पूर्वविचार के बाद उपयुक्त रूप से घटा दिया जाएगा।

51. पुनरुद्धार और आधुनिकीकरण व्यय के अनुमानों और जीवनावधि विस्तार के आधार पर औचित्य जांच के बाद और मूल परियोजना लागत से पहले ही प्राप्त किए जा चुके संचित अवमूल्यन को घटाने के बाद, वहन किया गया या वहन किए जाने हेतु अनुमानित और आयोग द्वारा गृहीत कोई भी व्यय टैरिफ के निर्धारण का आधार बनाया जाएगा।

इन्फर्म विद्युत का विक्रय

52. इन्फर्म विद्युत की आपूर्ति को विचलन के रूप में रखा जाएगा और इसका भुगतान विचलन निपटान निधि खातों से किया जाएगा:

परंतु यह कि उत्पादक निकाय द्वारा ईंधन व्ययों को हिसाब में लेने के बाद, इन्फर्म विद्युत की आपूर्ति से अर्जित किसी भी राजस्व को पूंजी लागत में कमी के रूप में समायोजित किया जाएगा।

व्ययों का पूंजीकरण

53. पूंजीगत आस्ति के सृजन के लिए प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों में से प्रशासनिक व्यय के लिए वहन किए जाने वाले उपरिव्ययों के आबंटन हेतु अनुपात आयोग द्वारा व्यापार योजना विनियम में स्वीकृत किया जाएगा जो ऐसी पूंजीगत आस्ति के कुल पूंजीगत व्यय का हिस्सा बनेगा।

विदेशी मुद्रा दर भिन्नता

54. यूटिलिटी विदेशी मुद्रा ऋण पर ब्याज और विनियमित व्यापार हेतु लिए गए विदेशी ऋण के पुनर्भुगतान के संबंध में विदेशी मुद्रा जोखिम के विरुद्ध प्रतिरक्षा प्रदान कर सकती है।

55. यूटिलिटी विदेशी मुद्रा ऋण और प्रतिरक्षा (हेजिंग) की लागत के विवरणों के साथ अपनी स्वीकृत प्रतिरक्षा नीति के आधार पर ऐसे प्रतिरक्षा संव्यवहार को करने से पहले तीस दिन के भीतर एक आवेदन प्रस्तुत करेगी।

56. यदि निधियन की लागत को कम करने के लिए विदेशी मुद्रा ऋण लिए जाते हैं, तो यूटिलिटी को वर्ष दर वर्ष आधार पर संगत वर्ष में विदेशी ऋण के संगत विदेशी मुद्रा विनिमय दर भिन्नता की प्रतिरक्षा लागत को उस अवधि के व्यय के रूप में वसूल करने की अनुमति होगी जिसमें यह उत्पन्न होती है और ऐसी विदेशी मुद्रा विनिमय दर भिन्नता के संगत अतिरिक्त रूपये देयता प्रतिरक्षित विदेशी ऋण के विरुद्ध अनुमत नहीं होगी।

57. जिस सीमा तक यूटिलिटी विदेशी मुद्रा जोखिम से प्रतिरक्षा में सक्षम नहीं है, संगत वर्ष में सैद्धांतिक विदेशी मुद्रा ऋण के संगत ब्याज पुनर्भुगतान और ऋण पुनर्भुगतान के लिए अतिरिक्त रूपये देयता की अनुमति होगी यदि यह यूटिलिटी के कारण नहीं हो।

प्रतिरक्षा या विदेशी मुद्रा विनिमय दर भिन्नता की लागत की वसूली

58. उत्पादक निकाय और पारेषण लाइसेन्सधारक, जो भी स्थिति हो, के मामले में, प्रतिरक्षा या विदेशी मुद्रा विनिमय दर भिन्नता की लागत को, यथास्थिति, उत्पादक निकाय या पारेषण लाइसेन्सधारक द्वारा आयोग के समक्ष कोई आवेदन किए बिना, सीधे लाभार्थियों से वसूल किया जाएगा।

59. प्रतिरक्षा या विदेशी मुद्रा विनिमय दर भिन्नता की लागत के लिए दावा की गई राशियों के संबंध में किसी भी आपत्ति की स्थिति में, उत्पादक निकाय या पारेषण लाइसेन्सधारक या फायदाग्राही, यथास्थिति, आयोग के निर्णय के लिए इसके समक्ष समुचित आवेदन कर सकते हैं।

60. वितरण लाइसेन्सधारक के मामले में, प्रतिरक्षा या विदेशी मुद्रा विनिमय दर भिन्नता की लागत की वसूली संबंधित वर्ष में औचित्य जांच के आधार पर लाइसेन्सधारक के एआरआर में अनुमति होगी।

पूंजीगत लागत— भिन्नता और व्यवहार

61. नवीन परियोजनाओं/योजना के मामले में, पूंजीगत लागत के टू-अप के प्रयोजनार्थ, आयोग इन विनियमों के अनुसार प्रत्याशित सीओडी से अनुमानित पूंजीगत व्यय को हिसाब में लेगा:

परंतु यह कि:

- (i) उत्पादक निकाय के मामले में, यदि इस विनियम के अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि टैरिफ आदेश को जारी किए जाने की तारीख से 180 दिनों से अधिक विलंबित हो जाती है, तो इस प्रकार प्रदान किया गया टैरिफ वापस ले लिया गया माना जाएगा और उत्पादक निकाय से परियोजना/योजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि के बाद टैरिफ निर्धारण हेतु एक नई याचिका दायर किए जाने की अपेक्षा होगी;

- (ii) जहां सीओडी की स्थिति के अनुसार अनुमानित पूंजीगत लागत के आधार पर आयोग द्वारा टैरिफ में विचारित पूंजीगत लागत अथवा अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय वर्ष दर वर्ष आधार पर वहन की गई वास्तविक पूंजीगत लागत से 5% से अधिक बढ़ जाए, तो उत्पादक निकाय अथवा पारेषण लाइसेंसधारक द्वारा किए गए अनुमोदन के अनुसार ऐसी अतिशय पूंजीगत लागत के संगत वसूल किए गए अतिरिक्त टैरिफ को संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को लागू बैंक दर से 1.20 गुना ब्याज के साथ लाभार्थियों को वापस करेगी;
- (iii) उत्पादक निकाय अथवा पारेषण लाइसेंसधारक, जैसा भी मामला हो, जहां सीओडी की स्थिति के अनुसार अनुमानित पूंजीगत लागत के आधार पर आयोग द्वारा टैरिफ में विचारित पूंजीगत लागत अथवा अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय वर्ष दर वर्ष आधार पर वहन की गई वास्तविक पूंजीगत लागत से 5% से अधिक कम हो, टैरिफ को बढ़ाने पर विचार करने के लिए सभी समर्थक दस्तावेजों के साथ, टू-अप याचिका दायर करेगी। उत्पादक निकाय अथवा पारेषण लाइसेंसधारक द्वारा किए गए अनुमोदन के अनुसार पूंजीगत लागत में वृद्धि के संगत टैरिफ में कमी के लिए लाभार्थियों से संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को लागू बैंक दर से 0.80 गुना ब्याज के साथ वसूली की हकदार होगी।

62. विद्यमान परियोजनाओं/योजना के मामले में, उत्पादक निकाय अथवा पारेषण लाइसेंसधारक, जैसा भी मामला हो, को विनियम के अनुसार संगत वर्ष के 1 अप्रैल की स्थिति के अनुसार गृहीत पूंजीगत लागत और नियंत्रण अवधि के संबंधित वर्ष हेतु अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आधार पर आयोग द्वारा टैरिफ की अनुमति होगी:

परंतु यह कि:

- (i) उत्पादक निकाय अथवा पारेषण लाइसेंसधारक, जैसा भी मामला हो, इन विनियमों के अनुसार, नई नियंत्रण अवधि के 1 अप्रैल से प्रारंभ होकर नई नियंत्रण अवधि हेतु आयोग द्वारा टैरिफ के अनुमोदन तक की अवधि के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित विद्यमान टैरिफ पर लाभार्थियों/उपभोक्ताओं को बिल प्रभारित करना जारी रखेगी;
- (ii) जहां सीओडी की स्थिति के अनुसार अनुमानित पूंजीगत लागत के आधार पर आयोग द्वारा टैरिफ में विचारित पूंजीगत लागत या उत्पादक निकाय अथवा पारेषण लाइसेंसधारक, जैसा भी मामला हो, द्वारा प्रस्तुत अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत, जैसी भी स्थिति हो, व्यय वर्ष दर वर्ष आधार पर वहन की गई वास्तविक पूंजीगत लागत से 5% से अधिक बढ़ जाए, उत्पादक निकाय अथवा पारेषण लाइसेंसधारक द्वारा किए गए अनुमोदन के अनुसार ऐसी अतिशय पूंजीगत लागत के संगत वसूल किए गए अतिरिक्त टैरिफ को संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को लागू बैंक दर से 1.20 गुना ब्याज के साथ लाभार्थियों/उपभोक्ताओं को वापस करेगी;
- (iii) जहां सीओडी की स्थिति के अनुसार अनुमानित पूंजीगत लागत के आधार पर आयोग द्वारा टैरिफ में विचारित पूंजीगत लागत अथवा अनुमानित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय वर्ष दर वर्ष आधार पर वहन की गई वास्तविक पूंजीगत लागत से 5% से अधिक कम हो, उत्पादक निकाय अथवा पारेषण लाइसेंसधारक, जैसा भी मामला हो, टैरिफ को बढ़ाने पर विचार करने के लिए सभी समर्थक दस्तावेजों के साथ, आयोग के पास एक अनुपूरक याचिका दायर करेगा। उत्पादक निकाय अथवा पारेषण लाइसेंसधारक, जैसा भी मामला हो, आयोग द्वारा किए गए अनुमोदन के अनुसार पूंजीगत लागत में वृद्धि के संगत टैरिफ में कमी के लिए लाभार्थियों से संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को लागू बैंक दर से 0.80 गुना ब्याज के साथ वसूली की हकदार होगी।

ऋण-इक्विटी अनुपात

63. टैरिफ के निर्धारण के लिए, वाणिज्यिक प्रचालन के अंतर्गत कोई भी परियोजना या योजना हेतु ऋण-इक्विटी अनुपात 70:30 माना जाएगा-

परंतु यह कि:

- (i) जहां वास्तविक में लगाई गई इक्विटी पूंजीगत लागत के 30% से कम है, वास्तविक इक्विटी पर टैरिफ के निर्धारण के लिए विचार किया जाएगा;
- (ii) जहां वास्तविक में लगाई गई इक्विटी पूंजीगत लागत के 30% से अधिक है, 30% से अधिक इक्विटी को सैद्धांतिक ऋण माना जाएगा;
- (iii) विदेशी मुद्रा में निवेश की गई इक्विटी प्रत्येक निवेश की तारीख को भारतीय रूपयों में नामित की जाएगी;
- (iv) परियोजना/योजना के क्रियान्वयन के लिए प्राप्त कोई अनुदान/अंशदान/जमा ऋण: इक्विटी अनुपात के प्रयोजनार्थ पूंजीगत संरचना का हिस्सा नहीं समझा जाएगा।

64. यूटिलिटी परियोजना या योजना के पूंजीगत व्यय को पूरा करने के लिए किए गए इक्विटी निवेश के संबंध में लेखापरीक्षित विवरण प्रस्तुत करेगी।

नियोजित पूंजी पर लाभ

65. नियोजित पूंजी पर लाभ को यूटिलिटी को ऋणों पर ब्याज हेतु पृथक भत्ते और कार्यशील पूंजी पर ब्याज प्रदान किए बिना, लाभ प्रदान करने के लिए उपयोग किया जाएगा, और इसमें सभी वित्तयन लागतें शामिल होंगी।
66. कुल नियोजित पूंजी का परिकलन करने के लिए विनियमित दर आधार (आरआरबी) का उपयोग किया जाएगा जिसमें नियत आस्तियों की मूल लागत (ओसीएफए) और कार्यशील पूंजी शामिल होगी। प्रगतिशील पूंजी कार्य (सीडब्ल्यूपी) आरआरबी का हिस्सा नहीं बनेगा। संचित अवमूल्यन, उपभोक्ता अंशदान, पूंजीगत राजसहायताओं/अनुदानों को आरआरबी प्राप्त करने के लिए घटा दिया जाएगा।
67. संगत पूंजीकरण समय-सूची और सैद्धांतिक कार्यशील पूंजी के साथ अनुमोदित पूंजी निवेश योजना के आधार पर नियंत्रण अवधि के प्रारंभ में नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु आरआरबी निर्धारित किया जाएगा।
68. नियंत्रण अवधि के i वें वर्ष हेतु विनियमित दर आधार का परिकलन निम्नलिखित तरीके से किया जाएगा—

$$RRBi = RRB_{i-1} + \Delta ABi / 2 + \Delta WCi;$$

जहां

" i " नियंत्रण अवधि का i वां वर्ष है;

$RRBi$ नियंत्रण अवधि का i वें वर्ष हेतु औसत विनियमित दर आधार है;

ΔABi नियंत्रण अवधि का i वें वर्ष में पूंजी निवेश में परिवर्तन है।

इस घटक को निम्नलिखित रूप में प्राप्त किया जाएगा—

$$\Delta ABi = Invi - Di - CCI - Reti;$$

जहां,

$Invi$: नियंत्रण अवधि का i वें वर्ष के दौरान पूंजीकृत होने हेतु और अनुमोदित अनुमानित निवेश ;

Di : नियंत्रण अवधि का i वें वर्ष हेतु नियत आस्तियों के अवमूल्यन के कारण अलग निकाली गई या माफ की गई धनराशि;

CCI : सेवा लाइनों के निर्माण या नियत आस्तियों के सृजन हेतु नियंत्रण अवधि का i वें वर्ष के दौरान उपभोक्ता अंशदान, ΔABi से संबंधित पूंजीगत राजसहायता/अनुदान और प्राप्त पूंजीगत अनुदान/राजसहायताएं ;

$Reti$: i वें वर्ष के दौरान सेवानिवृत्ति/पूंजीकरण-विहीनता;

RRB_{i-1} : नियंत्रण अवधि के i वें वर्ष से पूर्व के वित्तीय वर्ष हेतु अंतिम विनियमित दर आधार। नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष हेतु, अंतिम RRB_{i-1} आधार वर्ष का प्रारंभिक विनियमित दर आधार अर्थात् RRB_0 होगा;

$$RRB_0 = OCFA_0 - AD_0 - CC_0;$$

जहां;

$OCFA_0$ आधार वर्ष के अंत में नियत आस्तियों की मूल लागत;

AD_0 आधार वर्ष के अंत में विनियमित कार्य से संबंधित नियत आस्तियों के अवमूल्यन के कारण अलग निकाली गई या माफ की गई धनराशि;

CC_0 उपभोक्ताओं द्वारा किए गए, ओसीएफए से संबंधित कुल अंशदान, संवितरण लाइसेन्सधारक द्वारा संवितरण/सेवा लाइनों के निर्माण के लागत के लिए पूंजीगत राजसहायता/अनुदान और इसमें इस प्रयोजनार्थ प्राप्त पूंजीगत अनुदान/राजसहायताएं भी शामिल हैं ;

ΔWCi : $(i-1)$ वें वर्ष से नियंत्रण अवधि के i वें वर्ष में सैद्धांतिक कार्यशील पूंजी आवश्यकता में परिवर्तन। नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष ($i=1$) हेतु, $\Delta WC1$ को प्रथम वर्ष की सैद्धांतिक कार्यशील पूंजीगत आवश्यकता के रूप में लिया जाएगा।

69. पर्वे वर्ष हेतु नलडुऑत डूऑी डर ललड (RoCE) कल डरकलन नलडलखलत तरलके से कलडल डलडुडल—

$$RoCE = WACCI * RRBi$$

ऑलल

WACCI नलडतुरण अलडल के डुरतुके लरष हेतु डूऑी की डूलुडलकलत औसत ललडत है;

RRBi –नलडतुरण अलडल कल iवें लरष हेतु औसत वलनलडडत डर आडलर है।

70. नलडतुरण अलडल के डुरतुके लरष हेतु डलडुडलसलसी कुु नलडतुरण अलडल के डुरलरड डें नलडलखलत तरलके से डरकललत कलडल डलडुडल—

$$WACC = \left[\frac{D}{D + E} \right] * r_d + \left[\frac{E}{D + E} \right] * r_e$$

ऑलल,

D इन वलनलडडुु के अनुसलर नलकलली डई ःरण की रलशल है;

E इन वलनलडडुु के अनुसलर नलकलली डई इकुवलती की रलशल है;

ऑलल नलडुऑलत इकुवलती नलडुऑलत डूऑी के 30% से अधलक हुु, टैरलड के डुरडुऑनलरुथ इकुवलती की रलशल कुु 30% तक सीडडत रलखल डलडुडल औुर शेष रलशल कुु सैडुडलंतलक ःरण डलनल डलडुडल। 30% से अधलक इकुवलती की रलशल कुु सैडुडलंतलक ःरण के रूड डें डलनल डलडुडल। अतरलरलकुत इकुवलती डर डुडलऑ डर संडुंधलत लरषुु हेतु ललडसेनुसडलरक के वलसुतलवलक ःरणुु डर डूलुडलकलत डुडलऑ की औसत डर हुुगी। ऑलल ऑलल वलसुतलवलक नलडुऑलत इकुवलती 30% से कड हुु, वलसुतलवलक इकुवलती औुर ःरण डर वलडलर कलडल डलडुडल;

डरंतु डल कल कुरलडलशील डूऑी कुु डलडुडलसलसी के डरकलन हेतु वलतुडुषलत 100% ःरण डलनल डलडुडल;

rd ःरण की ललडत है;

re इकुवलती डर डुरलड ललड है।

71. डूऑलललती ःरण के डुरनरवलतुतुडन के ललड हर संडुव डुरडलस करेगी तलकल वलतुतुडन की ललडत कड हुु सके औुर ऐसी घुती हुुई वलतुतुडन ललडत के कलरण एआरआर डें नलवल डडत कुु उडडुकुतलकुु के सलथ वुडलडलर डुऑनल वलनलडड डें डुथलवलनलरलडुषुत तरलके से सलऑल कलडल डलडुडल।

72. इकुवलती डर डुरलड ललड डर कर: वुडलडलर डुऑनल वलनलडड डें आडुुग डुवलर डुथल अनुडुुडलत इकुवलती डर डुरलड ललड की आडलर डर कुु संडुंधलत वलतुतु वरष की डुरडलवी कर डर के सलथ सकल कर डलडल डलडुडल। इस डुरडुऑनलरुथ, संगत वलतुतु अधलनलडडुु के उडडुंधुु के अनुरूड संगत वलतुतु वरष डें डूऑलललती की कुल आड की तुलनल डें डुगतलन कलडु गड वलसुतलवलक कर के आडलर डर डुरडलवी कर डर डर वलडलर कलडल डलडुडल। "डुरडलवी कर डर" के डरकलन के ललड अनुड आड सुुत डर वलसुतलवलक कर डर वलडलर नहुुी कलडल डलडुडल:

डरंतु डल कल डलडल नलडतुरण अलडल हेतु इकुवलती डर डुरलड ललड की डर डूरुव–कर आडलर डर अनुडत हुुगी, तुु इकुवलती डर डुरलड ललड डर आडकर एआरआर डें अलड से डरकलन से डलहर नहुुी रलखल डलडुडल।

डरंतु डल कल कर–नलरुधलरलती के रूड डूऑलललती के कूुरडुुरेड नलकलड डुवलर डुगतलन की डई कर की वलसुतलवलक रलशल से अधलक कलसी डी रलशल डर कर के ललड वलडलर नहुुी कलडल डलडुडल।

73. इकुवलती डर ललड की डर कुु तीन डशडललव सुथलनुु तक डूरुनलक डें डदलल डलडुडल औुर नीडे डलडु गड सुुतुर के अनुसलर डरकललत कलडल डलडुडल:

इकुवलती डर कर–डूरुव ललड की डर= आडलर डर/(1–t)

ऑलल t वलनलडड 71 के अनुसलर डुरडलवी कर डर है औुर इसे अनुड आड सुुत कुु डलहर रलखते हुुड अनुडलनलत ललड औुर डुथलअनुडलत आडलर डर डूऑलललती डुवलर डुगतलन कलडु डलने वलले कर के आडलर डर डुरतुके वलतुतु वरष के डुरलरड डें डरकललत कलडल डलडुडल:

डरंतु डल कल ऑलल कहुुी डी डूऑलललती नुडनतड वैकलतुडक कर (एमएटी) कल डुगतलन करेगी, t कुु सरडलरऑ औुर उडकर सडेत एडलएटी डर के रूड डलनल डलडुडल।

ऋण पर ब्याज

74. इन विनियमों के विनियम 62 और 63 में यथा इंगित तरीके से निकाली गई ऋणों की राशि और गैर-पूँजीकृत आस्ति के मूल्य को ऋण पर ब्याज के परिकलन हेतु सकल ऋण के रूप में माना जाएगा।

75. संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को बकाया ऋण को, सकल ऋण से आयोग द्वारा यथा गृहीत संचयी पुनर्भुगतान को घटाकर तय किया जाएगा।

76. ऋण के पुनर्भुगतान को परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से माना जाएगा और यह यूटिलिटी द्वारा उपयोग की गई किसी भी अधिस्थगन को विचाराधीन लिए बिना उस वर्ष या वर्ष के किसी भाग के लिए अनुमत अवमूल्यन के बराबर होगी;

77. ऋण पर ब्याज की दर वास्तविक ऋण पोर्टफोलियों हेतु मूल्यांकित औसत ब्याज दर पर आधारित होगी जो वर्ष की 1 अप्रैल को अधिकतम बैंक दर और नियंत्रण अवधि हेतु व्यापार योजना विनियम में आयोग द्वारा यथा अनुमोदित मार्जिन के अधिधीन होगी;

परंतु यह भी कि किसी भी स्थिति में, ऋण पर ब्याज की दर इक्विटी पर लाभ की अनुमोदित दर से अधिक नहीं होगी;

परंतु यह भी कि यदि किसी वर्ष विशेष हेतु कोई वास्तविक ऋण नहीं हो लेकिन सैद्धांतिक ऋण तब भी बकाया हो, तो अंतिम उपलब्ध मूल्यांकित औसत ब्याज दर पर विचार किया जाएगा;

परंतु यह भी कि यदि यूटिलिटी के पास कोई वास्तविक ऋण नहीं हो, तो बैंक दर पर सैद्धांतिक ऋण हेतु विचार किया जाएगा।

परंतु

अवमूल्यन

78. जैसाकि इन विनियमों में विनिर्दिष्ट है, आस्तियों के प्रत्येक वर्ग के लिए सरल रेखा पद्धति के आधार पर वार्षिक अवमूल्यन का परिकलन किया जाएगा।

79. अवमूल्यन के प्रयोजनार्थ आधार मूल्य आयोग द्वारा अनुमोदित आस्ति की पूँजीगत लागत होगी। अवमूल्यन वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से प्रभारित किए जाने योग्य होगा और वर्ष के हिस्से हेतु आस्ति के वाणिज्यिक प्रचालन की स्थिति में, अवमूल्यन यथाअनुपात आधार पर प्रभारित किया जाएगा।

80. आस्ति का मोचन मूल्य 10% माना जाएगा और आस्ति की पूँजीगत लागत के अधिकतम 90% तक अवमूल्यन की अनुमति होगी—

परंतु यह कि उत्पादक स्टेशन या उत्पादक इकाई या पारेषण प्रणाली, यथास्थिति, की निम्न उपलब्धता के कारण अनुमोदित कोई भी अवमूल्यन को उपयोगी जीवन-काल और विस्तारित जीवन के दौरान बाद के किसी चरण पर वसूल किए जाने की अनुमति नहीं होगी।

81. पट्टे पर धारित भूमि से इतर अन्य भूमि एक अवमूल्यन योग्य आस्ति नहीं होगी और आस्ति के अवमूल्यन मूल्य को परिकलित करते समय इसकी लागत को पूँजीगत लागत से हटा दिया जाएगा।

82. विद्यमान आस्तियों के मामले में, किसी भी वित्त वर्ष की 1 अप्रैल को शेष अवमूल्यन योग्य मूल्य को, पूर्व वित्त वर्ष की 31 मार्च तक आयोग द्वारा गृहीत संचयी अवमूल्यन को आस्तियों के सकल अवमूल्यन योग्य मूल्य से घटाकर निकाला जाएगा।

83. जीवन विस्तार परियोजनाओं/योजना हेतु अवमूल्यन इन विनियमों के विनियम 50 में यथा निर्दिष्ट तरीके अनुमत होगा।

कार्यशील पूँजी पर ब्याज

84. आयोग निम्नलिखित हेतु कार्यशील पूँजीगत आवश्यकता को परिकलित करेगा:

(1) कोयला-आधारित उत्पादक स्टेशन, जिसके लिए परिकलन निम्नानुसार होगा:

(क) सैद्धांतिक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक या अधिकतम कोयला स्टॉक भंडारण क्षमता, जो भी कम हो, के संगत उत्पादन के लिए पिटहेड उत्पादक स्टेशनों हेतु 15 दिनों और नॉन-पिटहेड उत्पादक स्टेशनों हेतु 30 दिनों के लिए कोयले की लागत;

(ख) सैद्धांतिक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के संगत उत्पादन के लिए 30 दिनों के लिए कोयले की लागत;

(ग) सैद्धांतिक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के संगत उत्पादन के लिए दो माह हेतु द्वितीयक ईंधन तेल की लागत, और एक से अधिक द्वितीयक ईंधन तेल के उपयोग की स्थिति में, मुख्य द्वितीयक ईंधन तेल के लिए ईंधन तेल स्टॉक की लागत;

(घ) इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों के 20% की दर से अनुरक्षण स्पेयर्स;

(ङ.) 1 माह के लिए ओएंडएम व्यय; और

(च) सैद्धांतिक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक पर परिकलित बिजली की बिक्री के लिए क्षमता प्रभारों और ऊर्जा प्रभारों की 2 माह के समकक्ष प्राप्य राशियां।

(2) ओपन-साइकल गैस टर्बाइन/संयुक्त साइकल ताप उत्पादक स्टेशन, जिसके लिए परिकलन निम्नानुसार होगा:

(क) गैस ईंधन और द्रव ईंधन पर उत्पादक स्टेशन की प्रचालन रीति को विधिवत ध्यान में लेते हुए, सैद्धांतिक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के संगत 30 दिनों हेतु ईंधन लागत

(ख) गैस ईंधन और द्रव ईंधन पर उत्पादक स्टेशन की प्रचालन रीति को विधिवत ध्यान में लेते हुए, सैद्धांतिक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक के संगत 15 दिनों हेतु द्रव ईंधन स्टॉक, और एक से अधिक द्रव ईंधन के उपयोग के मामले में, मुख्य द्रव ईंधन की लागत;

(ग) इस विनियम में विनिर्दिष्ट प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों के 30% की दर से अनुरक्षण स्पेयर्स;

(घ) गैस ईंधन और द्रव ईंधन पर उत्पादक स्टेशन की प्रचालन रीति को विधिवत ध्यान में लेते हुए, सैद्धांतिक वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक पर परिकलित बिजली की बिक्री के लिए क्षमता प्रभारों और ऊर्जा प्रभारों की 2 माह के समकक्ष प्राप्य राशियां; और

(ङ) 1 माह के लिए ओएंडएम व्यय।

(3) पारेषण लाइसेन्सधारक, जिसके लिए परिकलन निम्नानुसार होगा:

(क) एनएटीएएफ पर परिकलित पारेषण टैरिफ के लिए 2 माह की प्राप्य राशियां;

(ख) प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों के 15% की दर से अनुरक्षण स्पेयर्स;

(ग) 1 माह के लिए ओएंडएम व्यय।

(4) संवितरण लाइसेन्सधारक, जिसके लिए परिकलन निम्नानुसार होगा:

(i) विद्युत के चक्रण व्यापार हेतु कार्यशील पूंजी में व्हीलिंग प्रभारों के दो माह की एआरआर शामिल होंगी।

(ii) विद्युत के खुदरा आपूर्ति व्यापार हेतु कार्यशील पूंजी में निम्नलिखित शामिल होंगे—

(क) विद्युत की बिक्री से राजस्व के दो माह हेतु एआरआर;

(ख) कम: एक माह के लिए शुद्ध विद्युत क्रय लागत;

(ग) कम: एक माह के लिए पारेषण प्रभार

85. कार्यशील पूंजी पर ब्याज की दर सैद्धांतिक आधार पर होगी और वर्ष की 1 अप्रैल को बैंक दर और नियंत्रण अवधि हेतु आयोग द्वारा यथा अनुमोदित मार्जिन के रूप में मानी जाएगी।

परंतु यह कि आयोग द्वारा अनुमोदित ब्याज की दर को संबंधित वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल की स्थिति के अनुसार मौजूद बैंक दर के आधार पर टू-अप किया जाएगा।

86. इस बात के बावजूद कि यूटिलिटी ने किसी बाहरी एजेंसी से कार्यशील पूंजी हेतु कोई ऋण नहीं लिया है, कार्यशील पूंजी पर ब्याज सैद्धांतिक आधार पर देय होगा।

प्रचालन और अनुरक्षण (ओएंडएम) व्यय

87. यूटिलिटी को सैद्धांतिक आधार पर प्रचालन और अनुरक्षण व्यय की अनुमति होगी जो संबंधित नियंत्रण अवधि के लिए व्यापार योजना विनियम में आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाएगा:

परंतु यह कि एक नियंत्रण अवधि के लिए आयोग द्वारा अनुमोदित सैद्धांतिक ओ एंड एम व्यय टू अप नहीं किया जाना चाहिए;

परंतु यह भी कि लेखापरीक्षित वित्तीय विवरण में पृथक रूप से इंगित ओ एंड एम व्ययों के अंतर्गत सांविधिक लेवी और कर सैद्धांतिक ओ एंड एम व्ययों का हिस्सा नहीं होंगे।

88. आयोग पिछले पांच (5) पूर्ण किए गए वित्तीय वर्षों के दौरान सीपीआई और डब्ल्यूपीआई में औसत वृद्धि के आधार पर संबंधित नियंत्रण अवधि हेतु व्यापार योजना विनियम में मुद्रास्फीति, उपभोक्ता मूल्य सूचकांक (सीपीआई), थोक मूल्य सूचकांक (डब्ल्यूपीआई) इत्यादि में वृद्धि के समायोजन के लिए वर्धन को अनुमोदित करेगा।

89. नए उत्पादक निकाय के सैद्धांतिक प्रचालन और अनुरक्षण व्यय, संबंधित वर्ष हेतु जबतक आयोग द्वारा विशिष्ट रूप से अनुमोदित नहीं किया जाए, समय-समय पर यथा संशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तों) विनियम, 2014 द्वारा अनुमोदित मानदंडों के अनुसार होगा।

90. आयोग संबंधित नियंत्रण अवधि के लिए व्यापार योजना विनियम में विद्यमान उत्पादक निकाय के सैद्धांतिक प्रचालन और अनुरक्षण व्यय को अनुमोदित करेगा।

91. आयोग संबंधित नियंत्रण अवधि के लिए व्यापार योजना विनियम में पारेषण लाइसेन्सधारक के सैद्धांतिक प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों हेतु लक्ष्य निर्धारित करेगा।
92. परंतु यह कि आयोग बे की संख्या और सर्किट किलोमीटर के आधार पर पारेषण लाइसेन्सधारक के सैद्धांतिक प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों के लक्ष्य निर्धारित कर सकेगा।
93. संवितरण लाइसेन्सधारक के सैद्धांतिक प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों में निम्नलिखित शामिल होंगे:
- (क) कर्मचारी व्यय,
 (ख) प्रशासनिक और सामान्य व्यय, और
 (ग) मरम्मत और अनुरक्षण व्यय।
94. एक नियंत्रण अवधि हेतु संवितरण लाइसेन्सधारक के सैद्धांतिक प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों को संगत अवधि के दौरान आयोग द्वारा अनुमत सैद्धांतिक प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों की तुलना में पूर्ण किए जा चुके पिछले पांच (5) वित्त वर्ष हेतु लेखापरीक्षित पारेषण सैद्धांतिक प्रचालन और अनुरक्षण व्ययों के आधार पर निम्नलिखित मानदंडों पर निकाला जाएगा—
- (क) भार वृद्धि,
 (ख) उपभोक्ता वृद्धि,
 (ग) वाणिज्यिक हानि,
 (घ) मुद्रास्फीति,
 (ङ.) दक्षता और
 (च) पूंजीगत आधार।

गैर-टैरिफ आय

95. यूटिलिटी आयोग को गैर-टैरिफ आय का पूर्वानुमान ऐसे स्वरूप में प्रस्तुत करेगी जो समय-समय पर आयोग द्वारा निर्धारित किया जाए, जिनकी अनंतिम सूची निम्नानुसार है—
- (i) भूमि या भवनों के किराये से आय,
 (ii) गैर-पूँजीकृत आस्तियों से शुद्ध आय,
 (iii) कबाड़ के विक्रय से शुद्ध आय,
 (iv) सांविधिक निवेशों से आय,
 (v) बिलों के लंबित या आस्थगित भुगतान पर शुद्ध ब्याज,
 (vi) आपूर्तिकर्ताओं/संविदाकारों को दिए गए अग्रिमों पर ब्याज,
 (vii) स्टाफ क्वार्टरों से प्राप्त किराए,
 (viii) संविदाकारों से प्राप्त किराए,
 (ix) उपभोक्ता सुरक्षा जमा के निवेश से आय,
 (x) संविदाकारों और अन्यो से हायर चार्ज से आय
96. गैर-टैरिफ आय को एआरआर से घटा दिया जाएगा।

अन्य व्यापार आय

97. अन्य व्यापार से कर पश्चात शुद्ध आय को समय-समय पर यथा संशोधित "पारेषण लाइसेन्सधारक और संवितरण लाइसेन्सधारक के अन्य व्यापार से आय के प्रति डीईआरसी का व्यवहार विनियम, 2005' के अनुसार परिकलित किया जाएगा और इसे एआरआर में समायोजित कर दिया जाएगा।
98. लाइसेन्सधारक लेखापरीक्षित वित्तीय विवरण में अन्य व्यापारों की वर्ग-वार सूचना दिए जाने और लाइसेंसप्राप्त व्यापार और अन्य व्यापार के बीच सभी संयुक्त और सामान्य लागतों के आबंटन हेतु युक्तिसंगत आधार का अनुसरण करेगा और टैरिफ के निर्धारण के अपने आवेदन के साथ निदेशक मंडल/सक्षम प्राधिकरण द्वारा यथा अनुमोदित आबंटन विवरण आयोग को प्रस्तुत करेगा:

परंतु यह कि अन्य व्यापार के कारण हुई हानि को लाइसेन्सधारक के एआरआर में विचाराधीन नहीं लिया जाएगा।

भाग 6

कुल राजस्व मांग की वसूली

उत्पादन संस्था

99. उत्पादन केंद्र से विद्युत आपूर्ति हेतु टैरिफ में दो भाग, नामतः, क्षमता प्रभार (इन विनियमों में विनिर्दिष्ट घटकों से निर्मित वार्षिक नियत लागत की वसूली हेतु) तथा ऊर्जा प्रभार (प्राथमिक और द्वितीयक ईंधन लागत की वसूली के लिए जहां लागू है) सम्मिलित होंगे।

क्षमता प्रभार

100. उत्पादन केंद्रों के लिए उनके बिल के भाग रूप में तैयार करने हेतु क्षमता प्रभार का परिकलन:

(क) उत्पादन केंद्र की नियत लागत इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट मानकों के आधार पर वार्षिक आधार पर परिकलित की जाएगी तथा क्षमता प्रभार के अधीन मासिक आधार पर वसूल की जाएगी। उत्पादन केंद्र के लिए देय कुल क्षमता प्रभार इसके लाभार्थियों द्वारा उत्पादन केंद्र की क्षमता में उनके हिस्से/निर्धारण के प्रतिशत के अनुसार साझा की जाएगी।

(ख) एक कलैण्डर माह के लिए ताप उत्पादन केंद्र को देय क्षमता प्रभार की गणना निम्नलिखित सूत्रों द्वारा की जाएगी:

$CC_1 = (AFC/12)(PAF1/NAPAF)$ परंतु: $AFC/12$ की सीलिंग की शर्त पर

$CC_2 = (AFC/6)(PAF2/NAPAF)$ परंतु: $AFC/6$ - CC_1 की सीलिंग की शर्त पर

$CC_3 = (AFC/4)(PAF3/NAPAF)$ परंतु: $AFC/4$ - (CC_1+CC_2) की सीलिंग की शर्त पर

$CC_4 = (AFC/3)(PAF4/NAPAF)$ परंतु: $AFC/3$ - $(CC_1+CC_2+CC_3)$ की सीलिंग की शर्त पर

$CC_5 = (AFC \times 5/12)(PAF5/NAPAF)$ परंतु: $AFC \times 5/12$ - $(CC_1+CC_2+CC_3+CC_4)$ की सीलिंग की शर्त पर

$CC_6 = (AFC/2)(PAF6/NAPAF)$ परंतु: $AFC/2$ - $(CC_1+CC_2+CC_3+CC_4+CC_5)$ की सीलिंग की शर्त पर

$CC_7 = (AFC \times 7/12)(PAF7/NAPAF)$ परंतु: $AFC \times 7/12$ - $(CC_1+CC_2+CC_3+CC_4+CC_5+CC_6)$ की सीलिंग की शर्त पर

$CC_8 = (AFC \times 2/3)(PAF8/NAPAF)$ परंतु: $AFC \times 2/3$ - $(CC_1+CC_2+CC_3+CC_4+CC_5+CC_6+CC_7)$ की सीलिंग की शर्त पर

$CC_9 = (AFC \times 3/4)(PAF9/NAPAF)$ परंतु: $AFC \times 3/4$ - $(CC_1+CC_2+CC_3+CC_4+CC_5+CC_6+CC_7+CC_8)$ की सीलिंग की शर्त पर

$CC_{10} = (AFC \times 5/6)(PAF10/NAPAF)$ परंतु: $AFC \times 5/6$ - $(CC_1+CC_2+CC_3+CC_4+CC_5+CC_6+CC_7+CC_8+CC_9)$ की सीलिंग की शर्त पर

$CC_{11} = (AFC \times 11/12)(PAF11/NAPAF)$ परंतु: $AFC \times 11/12$ - $(CC_1+CC_2+CC_3+CC_4+CC_5+CC_6+CC_7+CC_8+CC_9+CC_{10})$ की सीलिंग की शर्त पर

$CC_{12} = (AFC)(PAFY/NAPAF)$ परंतु: AFC - $(CC_1+CC_2+CC_3+CC_4+CC_5+CC_6+CC_7+CC_8+CC_9+CC_{10}+CC_{11})$ की सीलिंग की शर्त पर

बशर्ते कि उत्पादन केंद्र नवीकरण तथा आधुनिकीकरण के कारण बंद होने की स्थिति में, उत्पादन संस्था को एएफसी भाग की वसूली की अनुमति होगी, जिसमें केवल ओ एवं एम व्यय तथा ऋण पर ब्याज शामिल होगा।

जहां,

AFC = वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट वार्षिक नियत लागत, रूपए में

NAPAF = मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक प्रतिशत में

PAFN = X वें महीने की समाप्ति तक हासिल किया गया प्रतिशत संयंत्र उपलब्धता कारक

PAFY = वर्ष के दौरान हासिल किया गया प्रतिशत संयंत्र उपलब्धता कारक

CC₁, CC₂, CC₃, CC₄, CC₅, CC₆, CC₇, CC₈, CC₉, CC₁₀, CC₁₁, CC₁₂, क्रमानुसार माह 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12वें के क्षमता प्रभार हैं।

(1) किसी विशेष माह की समाप्ति तक पीएफएम तथा पीएफवाई का परिकलन निम्नलिखित सूत्र द्वारा किया जाएगा:

N

$$PAFM \text{ or } PAFY = 10000 \times \sum_{i=1} DC_i / \{ N \times IC \times (100 - AUX) \} \%$$

जहां,

AUX = मानकीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

DC_i = औसत घोषित क्षमता (एक्स-बस एमडब्ल्यू में), अवधि अर्थात् माह अथवा वर्ष, जैसी स्थिति है, जैसाकि संबंधित भार प्रेषण केंद्र द्वारा दिन की समाप्ति के बार प्रमाणित की गई है, के iवें दिन हेतु

IC = उत्पादन केंद्र की संस्थापित क्षमता (एमडब्ल्यू में)

N = अवधि के दौरान दिनों की संख्या

नोट: डीसीआई तथा आईसी में व्यावसायिक प्रचालन में घोषित नहीं की गई उत्पादन इकाइयों की क्षमता शामिल नहीं होगी। संबंधित अवधि के दौरान आईसी में परिवर्तन की स्थिति में इसका औसत मान निकाला जाएगा।

101. उत्पादन केंद्र को प्रोत्साहन राशि संबंधित नियंत्रण अवधि हेतु व्यवसाय योजना विनियम में विनिर्दिष्ट दर पर मानकीय वार्षिक संयंत्र भार क्षमता (एनएपीएलएफ) के संगत एक्स-बस ऊर्जा के आधिक्य में अनुसूचित उत्पादन के संगत एक्स-बस अनुसूचित ऊर्जा हेतु देय होगी।

ऊर्जा प्रभार

102. ऊर्जा प्रभार में प्राथमिक और द्वितीयक ईंधन लागत शामिल होगी तथा प्रत्येक फायदाग्राही द्वारा एक्स-पावर प्लांट आधार पर कलैंडर माह के दौरान ऐसे फायदाग्राही को आपूर्ति की गई कुल अनुसूचित ऊर्जा हेतु, माह के ऊर्जा प्रभार दर पर अदा की जाएगी (ईंधन और चूनापत्थर समायोजन के साथ)। उत्पादन संस्था को किसी माह हेतु देय कुल ऊर्जा प्रभार होगा:

(ऊर्जा प्रभार दर रू./किवाघं में) x (माह हेतु अनुसूचित ऊर्जा (एक्स-बस) किवाघं में)

103. ऊर्जा प्रभार दर (ईसीआर) रूपए प्रति किवाघं में एक्स-पावर प्लांट आधार पर तीन दशमलव स्थानों तक निम्नलिखित सूत्रों के अनुसार निर्धारित की जाएगी:

(क) कोयला आधारित केंद्रों के लिए:

$$ECR = \{(GHR - SFC \times CVSF) \times LPPF/CVPF + SFC \times LPSF_i + LC \times LPL\} \times 100 / (100 - AUX)$$

(ख) गैस और तरल ईंधन आधारित केंद्रों के लिए:

$$ECR = GHR \times LPPF \times 100 / \{CVPF \times (100 - AUX)\}$$

जहां

AUX = मानकीय सहायक ऊर्जा खपत, प्रतिशत में

CVPF = (क) कोयला आधारित केंद्रों के लिए कि.कै. प्रति किग्रा में उत्पादन केंद्र पर भारित वैगन से प्राप्त किए गए कोयले का भारित औसत सकल ऊष्मीय दर।

(ख) लिग्नाइट, गैस तथा तरल ईंधन आधारित केंद्रों के लिए प्राप्त किए गए प्राथमिक ईंधन का भारित औसत सकल ऊष्मीय दर, कि.कै. प्रति किग्रा, प्रति लीटर अथवा प्रति मानक घन मीटर, जैसा लागू है, में

(ग) भिन्न स्रोतों से ईंधन के मिश्रण की स्थिति में, प्राथमिक ईंधन का भारित औसत सकल ऊष्मीय दर मिश्रण अनुपात के समानुपात में निर्धारित किया जाएगा।

CVSF = द्वितीयक ईंधन का कैलोरी मान, कि.कै. प्रति मि.ली. में

ECR = ऊर्जा प्रभार दर, रूपए प्रति किवाघं प्रेषित में

GHR = सकल केंद्र ऊष्मीय दर, कि.कै. प्रति किवाघं में

LC = मानकीय चूनापत्थर खपत किग्रा प्रति किवाघ में

LPL = चूनापत्थर का भारित औसत पहुंच मूल्य रूपए प्रति किग्रा में

LPPF = माह के दौरान प्राथमिक ईंधन का भारित औसत पहुंच मूल्य रूपए प्रति किग्रा, प्रति लीटर अथवा प्रति मानक घन मीटर, जैसा लागू है, में। (भिन्न स्रोतों से ईंधन के मिश्रण की स्थिति में, प्राथमिक ईंधन का भारित औसत पहुंच मूल्य मिश्रण अनुपात के समानुपात में निर्धारित किया जाएगा)।

SFC = मानकीय विशिष्ट ईंधन तेल खपत, मिली प्रति किवाघ में

LPSFi = माह के दौरान द्वितीयक ईंधन का भारित औसत पहुंच मूल्य रूपए/मिली

बशर्ते कि गैस/तरल ईंधन आधारित केंद्र के लिए ऊर्जा प्रभार दर माह के दौरान मुक्त चक्र प्रचालन के लिए संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समिति के सदस्य सचिव के प्रमाणन पर आधारित मुक्त चक्र प्रचालन के लिए समायोजित की जाएगी।

104. उत्पादन संस्था उत्पादन केंद्र के लाभार्थियों को जीसीवी के प्राचलकों और ईंधन नामतः घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, आरएलएनजी, तरल ईंधन इत्यादि के मूल्य का विस्तृत विवरण निर्धारित प्रपत्रों के अनुसार उपलब्ध कराएगी:

बशर्ते कि आयातित कोयले के साथ घरेलू कोयले के मिश्रण अनुपात, ई-नीलामी कोयले का अनुपात तथा प्राप्त किए गए ईंधनों का भारित औसत जीसीवी का विस्तृत विवरण भी संबंधित माह के बिलों के साथ, अलग से उपलब्ध कराया जाएगा:

परंतु आगे शर्त यह है कि बिलों तथा जीसीवी के प्राचलकों तथा ईंधन नामतः घरेलू कोयला, आयातित कोयला, ई-नीलामी कोयला, लिग्नाइट, प्राकृतिक गैस, आरएलएनजी, तरल ईंधन इत्यादि के मूल्य का विवरण, आयातित कोयले के साथ घरेलू कोयले के मिश्रण अनुपात, ई-नीलामी कोयले का अनुपात का विवरण उत्पादन संस्था की वेबसाइट पर भी प्रदर्शित किया जाएगा। ये विवरण इसकी वेबसाइट पर तीन माह की अवधि हेतु मासिक आधार पर उपलब्ध रहना चाहिए।

105. विशिष्ट माह हेतु ईंधन की पहुंच लागत में ईंधन का मूल्य उसके ग्रेड तथा गुणवत्ता के अनुसार लागू अनुसार रॉयल्टी, करों तथा शुल्कों, रेल/सड़क अथवा किसी अन्य साधन द्वारा परिवहन की लागत शामिल होगी तथा ऊर्जा प्रभार के परिकलन हेतु तथा कोयला/लिग्नाइट के मामले में कोयला अथवा लिग्नाइट कंपनी द्वारा माह के दौरान प्रेषित कोयले अथवा लिग्नाइट की मात्रा के प्रतिशत के रूप में मानकीय मार्ग और संचलन हानियों पर विचार के उपरान्त निर्धारित की जाएगी, जैसाकि केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा संबंधित वर्ष हेतु अधिसूचित किया गया है, यदि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट रूप से अन्यथा अनुमोदित नहीं किया गया है;

बशर्ते कि करों तथा शुल्कों की वापसी तथा ईंधन आपूर्तिदाता से दंड के आधार पर प्राप्त की गई राशि ईंधन की लागत में समायोजित की जाएगी।

106. कोयला आधारित ताप उत्पादन केंद्र द्वारा ईंधन की कमी अथवा मिश्रण द्वारा मितव्ययी प्रचालन के इष्टतमीकरण के कारण संविदाकृत विद्युत की आपूर्ति हेतु उत्पादन संस्था और फायदाग्राहीयों द्वारा उनके विद्युत क्रय अनुबंध में सहमत के अतिरिक्त, ईंधन आपूर्ति के किसी वैकल्पिक स्रोत के आंशिक या पूर्ण उपयोग की स्थिति में, उत्पादन केंद्र को ईंधन आपूर्ति के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग की अनुमति दी जाएगी:

बशर्ते कि ऐसे मामले में, फायदाग्राहीयों से पूर्वानुमति कोई पूर्व शर्त नहीं होगी, जबतक कि विद्युत क्रय अनुबंध में विनिर्दिष्ट रूप से अन्य रूप में सहमति नहीं दी गई है:

बशर्ते कि ईंधन के वैकल्पिक स्रोत के उपयोग का भारित औसत मूल्य ईंधन के आधार मूल्य के 30 प्रतिशत से अधिक नहीं होगा;

बशर्ते कि जहां ईंधन के वैकल्पिक स्रोत ईंधन के उपयोग के भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर आयोग द्वारा उस वर्ष के लिए अनुमोदित आधार ऊर्जा प्रभार दर के 30 प्रतिशत से अधिक है अथवा ईंधन के वैकल्पिक स्रोत सहित ईंधन के उपयोग के भारित औसत मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर पूर्व माह हेतु भारित औसत ईंधन मूल्य पर आधारित ऊर्जा प्रभार दर के 20 प्रतिशत से अधिक है, वहां जो भी कम है मान्य होगी तथा उस स्थिति में फायदाग्राही के साथ कम से कम तीन दिन अग्रिम में परामर्श किया जाएगा।

107. टैरिफ निर्धारण हेतु ईंधन का पहुंच (अन्तिम) मूल्य: टैरिफ निर्धारण के लिए प्राथमिक और द्वितीयक ईंधन का अंतिम मूल्य विद्यमान और नए उत्पादन केंद्रों के लिए टैरिफ अवधि के आरंभ होने से पहले संबंधित ईंधन की वास्तविक भारित चल औसत लागत पर आधारित होगा।

108. कोयला अथवा गैस अथवा तरल ईंधन के सकल ऊष्मीय दर (जीसीवी) में परिवर्तन के कारण ईंधन मूल्यों में कोई वैभिन्न्य मासिक आधार पर स्टॉक में, प्राप्त किए गए तथा दहन किए गए कोयला अथवा गैस अथवा तरल ईंधन के औसत जीसीवी के आधार पर तथा उत्पादन केंद्र के लिए जैसा भी मामला है, कोयला अथवा गैस अथवा तरल ईंधन के प्रापण हेतु उत्पादन संस्था द्वारा उपगत की गई भारित औसत पहुंच मूल्य के आधार पर समायोजित किया जाएगा।

109. उत्पादन संस्था अपने बिलों में ऊर्जा प्रभारों की दर आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट प्राथमिक तथा द्वितीयक ईंधन के आधार मूल्य तथा ईंधन मूल्य समायोजन में अलग से निदर्शित करेगी। ईंधन मूल्य समायोजन के लिए आयोग में कोई पृथक याचिका प्रस्तुत की जानी आवश्यक नहीं है।

110. उत्पादन संस्था के लिए ईंधन मूल्य समायोजन हेतु सूत्र आयोग द्वारा व्यवसाय योजना विनियम में निदर्शित किया जाएगा।

पारेषण लाइसेन्सधारक

111. विद्युत के पारेषण हेतु टैरिफ में इन विनियमों में विनिर्दिष्ट घटकों सहित वार्षिक नियत लागत की वसूली हेतु क्षमता प्रभार सम्मिलित होगा।

112. पारेषण प्रणाली (संचार प्रणाली सहित) की वार्षिक नियत लागत (एएफसी) में निम्नलिखित घटक होंगे जैसाकि इन विनियमों में विनिर्दिष्ट किया गया है:

(क) नियोजित पूंजी पर प्रतिफल;

(ख) मूल्यह्रास; तथा

(ग) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय।

पारेषण प्रभार का परिकलन

113. पारेषण लाइसेन्सधारक द्वारा बिल किए जाने हेतु वार्षिक पारेषण प्रभारों का परिकलन व्यवसाय योजना विनियम में, इन विनियमों में दिए गए मानकों के अनुसार, उपयुक्त रूप से योग किए जाएंगे तथा उपयोगकर्ता से पारेषण प्रभार के रूप में मासिक आधार पर वसूल किए जाएंगे, जो इन प्रभारों को इन विनियमों में विनिर्दिष्ट ढंग में साझा करेंगे।

(क) मानकीय वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता घटक (एनएटीएएफ): किसी नियंत्रण अवधि हेतु पूर्ण वार्षिक पारेषण प्रभारों की वसूली हेतु लक्ष्य उपलब्धता आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि आरंभ होने से पहले अनुमोदित की जाएगी;

बशर्ते कि लक्ष्य उपलब्धता से नीचे वार्षिक पारेषण प्रभारों की वसूली यथानुपात आधार पर होगी।

114. पारेषण प्रणाली हेतु कलैण्डर माह अथवा अंश के लिए बिल करने हेतु पारेषण प्रभार (प्रोत्साहन राशि सहित) होगा:

$ARR \times (NDM/NDY) \times (TAFM/NATAF)$

जहां

ARR = वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट कुल राजस्व मांग, रूपए में;

NATAF = मानकीय वार्षिक पारेषण उपलब्धता घटक, प्रतिशत में जैसाकि आयोग द्वारा नियंत्रण अवधि के लिए अनुमोदित किया गया है;

NDM = माह में दिनों की संख्या;

NDY = वर्ष में दिनों की संख्या; तथा

TAFM = माह हेतु पारेषण प्रणाली उपलब्धता घटक, प्रतिशत में;

115. पारेषण लाइसेन्सधारक किसी माह के लिए पारेषण प्रभार (प्रोत्साहन राशि सहित) हेतु बिल टीएएफएम के अपने अनुमान के आधार पर बनाएगा। समायोजन, यदि कोई होगा, एसएलडीसी द्वारा प्रमाणित किए जाने वाले टीएएफएम के आधार पर संबंधित माह के अंतिम दिन से 30 दिन के भीतर किया जाएगा।

वितरण लाइसेन्सधारक

116. नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु वितरण लाइसेन्सधारक के खुदरा आपूर्ति तथा चक्रण व्यवसाय के लिए कुल राजस्व मांग में निम्नलिखित मद होंगी:

(क) विद्युत प्रापण की लागत;

(ख) पारेषण एवं भार प्रेषण प्रभार;

(ग) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय;

(घ) नियोजित पूंजी पर प्रतिफल;

(ङ) मूल्यह्रास;

(च) आयकर;

(छ) उपभोक्ता प्रतिभूति जमा पर ब्याज;

- (ज) राजस्व अंतर/नियामक आस्ति पर वहन लागत;
 (झ) घटाएं: गैर-टैरिफ आय;
 (ञ) घटाएं: अन्य व्यवसाय से आय;
 (ट) घटाएं: विद्युत के चक्रण से आय;
 (ठ) घटाएं: मुक्त पहुंच उपभोक्ता से चक्रण प्रभारों के अतिरिक्त प्रभारों से प्राप्तियां।

117. खुदरा आपूर्ति और चक्रण व्यवसाय में वितरण लाइसेन्सधारक के एआरआर के पृथक्करण हेतु, इन विनियमों के विनियम 115 में निदर्शितानुसार विभिन्न एआरआर घटकों का अनुपात आयोग द्वारा व्यवसाय योजना विनियम में निर्धारित किया जाएगा;

विद्युत प्रापण की लागत का परिकलन

118. वितरण लाइसेन्सधारक के मामले में विद्युत प्रापण की लागत आयोग द्वारा अनुमोदित बिक्री पूर्वानुमान और वितरण हानि के आधार पर आपूर्ति के लाइसेन्सकृत क्षेत्र में मांग की पूर्ति के लिए अपेक्षित विद्युत की मात्रा के आधार पर परिकलित की जाएगी;

119. वितरण लाइसेन्सधारक विद्युत क्रय की शुद्ध लागत दीर्घ अवधि स्रोतों, जिनके पीपीए/ज आयोग द्वारा अनुमोदित किए गए हैं, से यह मानते हुए वसूल करने की अनुमति होगी कि उपभोक्ताओं को आपूर्ति के लिए, प्रत्येक स्रोत से अधिकतम मानकीय छूट उपलब्ध है।

120. वितरण लाइसेन्सधारक को अपने क्षेत्र में बिक्री के विद्युत मांग की मात्रा में कमी के लिए अल्पावधि व्यवस्थाओं के तहत और इन विनियमों के विनियम 119 में विनिर्दिष्ट अनुसार दीर्घावधि स्रोतों, जैसेकि बैंकिंग, द्विपक्षीय विनिमय, अंतर डिस्कॉम अंतरण तथा गैर अनुसूचित परस्पर अंतरण इत्यादि से उपलब्ध विद्युत क्रय की लागत वसूल करने की अनुमति होगी।

121. विद्युत क्रय की लागत अनुमोदित करते समय, आयोग क्रय की जाने वाली विद्युत की मात्रा का निर्धारण निम्नलिखित के अनुसार करेगा:

- (1) उत्पादन केंद्रों की उपलब्धता जो सम्बद्ध वित्तीय वर्ष के लिए केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा प्रकाशित भार उत्पादन संतुलन रिपोर्ट पर आधारित होगी,
- (2) मासिक आधार पर विद्युत क्रय की उनकी चर लागत के क्रम में आपूर्ति के सभी अनुमोदित स्रोतों की श्रेणी पर आधारित वरीयता क्रम अनुसूची तथा प्रेषण के सिद्धांत।

वितरण लाइसेन्सधारी के पोर्टफोलियो की औसत बिजली खरीद लागत की दर से बैंकिंग लेनदेन के मानक लागतय

122. इस विनियमावली के विनियम 119 में विनिर्दिष्ट अनुसार सभी अनुमोदित दीर्घावधि स्रोतों की वार्षिक नियत लागत संबद्ध वित्तीय वर्ष के एआरआर में वसूल करने हेतु अनुमत की जाएगी, तथापि, चर लागत इस विनियमावली के विनियम 121 में विनिर्दिष्ट अनुसार वरीयता क्रम आधार पर एआरआर में वसूल करने की अनुमति होगी।

123. विद्युत के मितव्ययितापूर्ण प्रापण को प्रोत्साहन के साथ बैंकिंग सौदों से अलग अधिशेष विद्युत की बिक्री से अधिकतम राजस्व प्राप्त करने के लिए, आयोग वितरण लाइसेन्सधारक को प्रोत्साहन देने/दंडित करने के लिए विद्युत विनिमय दर के साथ संबद्ध उपयुक्त तंत्र विनिर्दिष्ट कर सकता है: बशर्ते कि विद्युत विनिमय दर से अधिक पर अधिशेष विद्युत की बिक्री दर से मिलने वाली प्रोत्साहन राशि, उपभोक्ताओं तथा वितरण लाइसेन्स धारक के बीच साझा की जाएगी, जैसाकि आयोग द्वारा टैरिफ आदेश में विनिर्दिष्ट किया गया है; बशर्ते कि विद्युत विनिमय दर से कम पर अधिशेष विद्युत की बिक्री दर से मिलने वाली निरूत्साहन राशि, वितरण लाइसेन्स धारक के खाते में जाएगी।

124. वितरण लाइसेन्सधारक के नवीनेय क्रय दायित्व (आरपीओ) की लागत का परिकलन नवीनेय स्रोतों से विद्युत प्रापण की अनुमोदित लागत पर किया जाएगा जैसा कि दिल्ली विद्युत विनियामक आयोग (नवीनेय क्रय दायित्व और नवीनेय ऊर्जा प्रमाणपत्र संरचना कार्यान्वयन) विनियमावली, 2012 में निर्धारित है:

बशर्ते कि, नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत खरीद में कमी के अनुमान से संबंधित वर्ष हेतु केंद्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा सूचित नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाण पत्र (आरईसी) के न्यूनतम मूल्य की गणना की जाएगी;

बशर्ते आगे यह है कि आयोग द्वारा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत खरीद हेतु वास्तविक व्यय और नवीकरणीय ऊर्जा प्रमाणपत्र की खरीद टू-अप की जाएगी;

बशर्ते कि आयोग विनिर्दिष्ट नियंत्रण अवधि के लिए व्यवसाय योजना विनियमों में सौर तथा गैर-सौर आरपीओ हेतु लक्ष्य स्पष्ट करेगा;

बशर्ते कि आयोग द्वारा निर्धारित अनुसार इसके टैरिफ आदेश में आरपीओ लक्ष्यों की पूर्ति नहीं करने पर दंड को संबंधित वित्त वर्ष के टू-अप के दौरान एआरआर में समायोजित करेगा

125. वितरण लाइसेन्सधारक को सीईआरसी तथा उपयुक्त राज्य आयोगों, जैसी भी स्थिति है, द्वारा समय समय पर अनुमोदित टैरिफ के अनुसार बिलों के भुगतान हेतु प्रत्येक स्रोत से अधिकतम मानकीय छूट उपलब्ध मानकर अंतरराज्य पारेषण प्रणाली,

अंतरा-राज्य पारेषण प्रणाली हेतु पहुंच तथा उपयोग और भार प्रेषण सेवाएं प्राप्त करने हेतु पारेषण लाइसेन्सधारक (केंद्रीय पारेषण यूटिलिटी, राज्य पारेषण ।

126. वितरण लाइसेन्सधारक को खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए विद्युत के प्रापण के लिए अन्य वितरण लाइसेन्सधारक के वितरण नेटवर्क का उपयोग किए जाने की स्थिति में चक्रण प्रभार भी वसूल करने की अनुमति होगी।

127. उपभोक्ता प्रतिभूति जमाराशियों पर भुगतान किया गया ब्याज आयोग द्वारा "दिल्ली विद्युत आपूर्ति कोड और निष्पादन मानक विनियमावली, 2007" समय समय पर संशोधित में विनिर्दिष्ट दर पर आधारित होगा तथा एआरआर में पारित होगा।

128. वितरण लाइसेन्सधारक द्वारा प्राप्त किया गया क्रॉस-सब्सिडी अधिभार तथा अतिरिक्त अधिभार वितरण लाइसेन्सधारक के एआरआर की पूर्ति हेतु राजस्व माना जाएगा।

129. वितरण लाइसेन्सधारक द्वारा बिल की जाने वाली विद्युत की आपूर्ति हेतु एआरआर की वसूली में निम्न सम्मिलित होंगे:

(1) नियत प्रभार; तथा

(2) परिवर्तनीय प्रभार

130. वितरण लाइसेन्सधारक के नियत प्रभार में निम्नलिखित घटक सम्मिलित होंगे:

(क) उत्पादन केंद्रों के क्षमता प्रभार, उपयुक्त आयोग द्वारा अनुमोदित/अंगीकृत अनुसार

(ख) पारेषण लाइसेन्सधारक के क्षमता प्रभार भार प्रेषण प्रभार केंद्रों सहित, उपयुक्त आयोग द्वारा अनुमोदित/अंगीकृत अनुसार

(ग) वितरण लाइसेन्सधारक की नियत लागत:

(i) नियोजित पूंजी पर प्रतिफल;

(ii) मूल्यह्रास; तथा

(iii) प्रचालन और अनुरक्षण व्यय।

131. वितरण लाइसेन्सधारक के चर प्रभार में निम्नलिखित घटक सम्मिलित होंगे:

(क) ऊर्जा प्रभार (विद्युत क्रय लागत, क्षमता प्रभार छोड़कर);

(ख) व्यापार मार्जिन, यदि कोई है; तथा

(ग) मुक्त पहुंच प्रभार, यदि कोई है।

132. आयोग टैरिफ अनुसूची तैयार करेगा, जिसमें एआरआर की वसूली के लिए, संबंधित टैरिफ क्रम में, वितरण लाइसेन्सधारक के क्षेत्र में उपभोक्ताओं के विभिन्न संवर्गों हेतु टैरिफ निर्दिष्ट किया जाएगा।

मांग पक्ष प्रबंधन पहलों का उपचार

133. यूटिलिटी डीईआरसी (मांग पक्ष प्रबंधन) विनियमावली, 2014 के अधीन डीएसएम स्कीमों के लिए आबंटित निधियों के उपयोग का विवरण प्रस्तुत करेगी:

बशर्ते कि यूटिलिटी आयोग द्वारा अनुमोदित डीएसएम स्कीमों से संबंधित राजस्व/व्यय का पृथक अभिलेख अनुरक्षित करेगी।

विद्युत क्रय लागत समायोजन प्रभार

134. वितरण लाइसेन्सधारक को निम्नलिखित के कारण, संबंधित वर्ष के टैरिफ आदेश में अनुमोदित विद्युत प्रापण लागत के आधिक्य में, वृद्धिशील विद्युत प्रापण लागत वसूल करने की अनुमति होगी:

(क) उत्पादन के दीर्घावधि स्रोतों से ईंधन के मूल्य में परिवर्तन;

(ख) उत्पादन के दीर्घावधि स्रोतों से विनियामक आदेशों के कारण नियत लागत में परिवर्तन;

(ग) पारेषण प्रभारों में परिवर्तन।

135. आयोग इस वृद्धिशील विद्युत प्रापण लागत की वसूली के लिए एक विस्तृत सूत्र और प्रक्रिया टैरिफ आदेश में विद्युत क्रय लागत समायोजन प्रभार (पीपीएसी) सूत्र के रूप में विनिर्दिष्ट करेगा;

136. उपभोक्ताओं के लिए टैरिफ आघात से बचने के लिए, आयोग पीपीएसी को आगे एक चौथाई की पीपीएसी अस्थायी आधार पर एक चौथाई से अधिक एक से अधिक तिमाही में आगे ले जा सकते हैं;

विलंब भुगतान अधिभार

उत्पादक इकाई एवं पारेषण लाइसेंसधारक

137. यदि उत्पादक इकाई के लाभार्थी अथवा दीर्घकालिक पारेषण ग्राहक/डीआईसी द्वारा इन विनियमों के अंतर्गत देय शुल्क के किसी बिल का भुगतान किए जाने में बिल जारी होने की तारीख से 60 दिन की अवधि से अधिक की देरी हो गई है, जैसा मामला हो सकता है, तो उत्पादक इकाई अथवा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा 1.50 प्रतिशत प्रति माह की दर से एक विलंब भुगतान अधिभार वसूला जाएगा, जैसा कि मामला हो सकता है।

छूट

उत्पादक इकाई एवं पारेषण लाइसेंसधारक

138. उत्पादक इकाई और पारेषण लाइसेंसधारक के बिलों का भुगतान उनके प्रस्तुतिकरण पर ऋणपत्र के माध्यम से अथवा उत्पादक इकाई अथवा पारेषण लाइसेंसधारक द्वारा बिल प्रस्तुत कए जाने की 2 दिन की अवधि के अंदर एनईएफटी/आरटीजीएस के माध्यम से करने के लिए, 2 प्रतिशत की छूट की अनुमति होगी।

बशर्ते उत्पादक इकाई अथवा पारेषण लाइसेंसधारक द्वारा बिल प्रस्तुत किए जाने के 2 दिन के बाद 30 दिन की अवधि के अंदर किसी भी दिन भुगतान किए जाने के मामले में, 1 प्रतिशत की छूट की अनुमति होगी।

भाग 7

प्रचालन और ट्रू-अप के मानक

139. वित्त वर्ष 2016-17 के लिए निष्पादन समीक्षा एवं एआरआर में परिवर्तनों के समायोजन और उपयोगिता के लिए राजस्व पर दिल्ली विद्युत नियामक आयोग (उत्पादन प्रशुल्क के निर्धारण के लिए नियम एवं शर्तें) विनियम, 2011, (पारेषण प्रशुल्क के निर्धारण के लिए नियम एवं शर्तें) विनियम, 2011 एवं दिल्ली विद्युत नियामक आयोग (व्हीलिंग प्रशुल्क एवं खुदरा आपूर्ति प्रशुल्क के निर्धारण के लिए नियम एवं शर्तें) विनियम, 2011 के अनुरूप विचार किया जाएगा।

140. यूटिलिटी द्वारा क्षमता प्रभार, ऊर्जा प्रभार, पारेषण प्रभार तथा प्रोत्साहन राशि की वसूली आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट प्रचालन मानकों की उपलब्धि पर आधारित होगी;

141. उत्पादन केंद्रों हेतु प्रचालन के मानक: नए उत्पादन केंद्रों हेतु प्रचालन के मानक संबंधित वर्ष हेतु केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के नियम एवं शर्तें) विनियमावली, 2014 पर आधारित होंगे, जबतक कि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट रूप से अनुमोदित नहीं किया गया है;

142. विद्यमान उत्पादन केंद्रों हेतु प्रचालन के मानक आयोग द्वारा व्यवसाय योजना विनियम में अनुमोदित किए जाएंगे तथा इनमें निम्न प्राचलक सम्मिलित होंगे:

- (क) मानकीय वार्षिक संयंत्र उपलब्धता कारक (एनएपीएएफ),
- (ख) मानकीय वार्षिक संयंत्र भार क्षमता (एनएपीएलएफ),
- (ग) सकल केंद्र ऊष्मीय दर,
- (घ) कोयला आधारित उत्पादन केंद्रों के लिए द्वितीयक ईंधन तेल खपत, तथा
- (ङ) सहायक ऊर्जा खपत

143. आयोग द्वारा व्यवसाय योजना विनियम में पारेषण लाइसेंसधारक के लिए अनुमोदित किए जाने हेतु प्रचालन के मानक एनएटीएएफ पर आधारित होंगे।

144. आयोग द्वारा व्यवसाय योजना विनियम में वितरण लाइसेंसधारक के लिए अनुमोदित किए जाने हेतु प्रचालन के मानकों में निम्नलिखित प्राचलक होंगे:

- (क) वितरण हानि लक्ष्य
- (ख) संग्रहण दक्षता लक्ष्य
- (ग) मानकीय प्रचालन और अनुरक्षण व्यय

ट्रू-अप तंत्र

145. आयोग पूर्व वर्षों हेतु ट्रू-अप का कार्य आयोग द्वारा ट्रू-अप के समय पर सावधानीपूर्ण जांच के बाद स्वीकार किए गए पूंजीगत व्यय, जिसमें उपगत अतिरिक्त पूंजीगत व्यय सम्मिलित है, के संबंध में टैरिफ याचिका के साथ निष्पादित करेगा:

146. आयोग उत्पादन केंद्रों के लिए निष्पादन पर आधारित टैरिफ के ट्रू-अप का कार्य करेगा तथा निम्नलिखित अनियंत्रणीय प्राचलकों का ध्यान रखेगा:

- i) अप्रत्याशित घटना;

- ii) कानून में परिवर्तन;
- iii) ऋण का पुनः-वित्तपोषण; तथा
- iv) प्राथमिक ईंधन की लागत।

147. आयोग पारेषण लाइसेन्सधारकों के लिए निष्पादन पर आधारित टैरिफ के ड्रू-अप का कार्य करेगा तथा निम्नलिखित अनियंत्रणीय प्राचलकों का ध्यान रखेगा:

- i) अप्रत्याशित घटना;
- ii) कानून में परिवर्तन; तथा
- iii) ऋण का पुनः-वित्तपोषण

148. उत्पादन कंपनी अथवा पारेषण लाइसेन्सधारक, जैसी भी स्थिति है, को मानकीय प्राचलकों पर वित्तीय लाभ उत्पादन कंपनी/पारेषण लाइसेन्सधारक तथा लाभार्थियों के बीच मासिक आधार पर बांटे जाएंगे तथा वार्षिक मिलान किया जाएगा।

149. उत्पादन केंद्र अथवा पारेषण लाइसेन्सधारक, जैसी भी स्थिति है, को प्रचालन प्राचलकों पर वित्तीय लाभ आयोग द्वारा व्यवसाय योजना विनियम में विनिर्दिष्ट अनुपात में बांटे जाएंगे।

150. यदि संबंधित वित्त वर्ष ड्रू-अप के बाद, वसूल किया गया टैरिफ आयोग द्वारा पूंजीगत लागत में परिवर्तन के संदर्भ में अनुमोदित टैरिफ से भिन्न है, उत्पादन कंपनी अथवा पारेषण लाइसेन्सधारक, जैसी भी स्थिति है, इस प्रकार वसूल की गई अधिक राशि लाभार्थियों अथवा दीर्घावधि पारेषण ग्राहकों/डीआईसी'ज, जैसी भी स्थिति है, सहित वापस/वसूल करेगा, जैसा कि इन विनियमों के विनियम 62 में निर्धारित है।

151. उत्पादन कंपनी अथवा पारेषण लाइसेन्सधारक, जैसी भी स्थिति है, द्वारा पूंजीकरण को छोड़कर, अनियंत्रणीय प्राचलकों के आधार पर अर्जित वित्तीय लाभ और हानियां, उत्पादन कंपनी के लाभार्थियों को अथवा पारेषण प्रणाली के दीर्घावधि पारेषण ग्राहकों, जैसी भी स्थिति है, को हस्तांतरित की जाएगी।

बशर्ते कि कम या अधिक वसूली की गई राशि, संबंधित वर्ष के 1 अप्रैल को बैंक दर के बराबर दर पर साधारण ब्याज के साथ, उत्पादन कंपनी अथवा पारेषण लाइसेन्सधारक, जैसी भी स्थिति है, द्वारा आयोग द्वारा जारी टैरिफ आदेश की तिथि से तीन माह के भीतर प्रारंभ करते हुए छह समान मासिक किश्तों में वसूल अथवा वापस की जाएगी।

152. वितरण लाइसेन्सधारकों के लिए एआरआर का ड्रू-अप निम्नलिखित सिद्धांतों पर किया जाएगा:

(क) वितरण लाइसेन्सधारक के प्रक्षेपित राजस्व और बिक्री बनाम वास्तविक राजस्व और बिक्री के आधार पर राजस्व और बिक्री में अन्तर;

(ख) वितरण लाइसेन्सधारक के प्रक्षेपित दीर्घावधि विद्युत क्रय मात्रा और लागत बनाम वास्तविक दीर्घावधि विद्युत क्रय मात्रा और लागत के वरीयता क्रम प्रेषण सिद्धांत के आधार पर दीर्घावधि विद्युत क्रय मात्रा और लागत में अन्तर।

बशर्ते कि कि वितरण लाइसेंसधारी, अपनी आपूर्ति के क्षेत्र में योग्यता क्रम के आधार पर दिल्ली में विद्युत के प्रेषण की जांच के लिए, वितरण लाइसेंसधारी के वश के बाहर के कारणों से फोसर्ड शेड्यूलिंग के मामलों के संबंध में, राज्य लोड डिस्पैच सेंटर (एसएलडीसी) से रिपोर्ट प्रस्तुत करेगा।

बशर्ते कि, दिल्ली विद्युत नियामक आयोग विनियम (नवीकरणीय ऊर्जा की नेट मीटरिंग), 2014 में निर्दिष्ट रूप में ग्रिड में, बिजली की शुद्ध अधिशेष इकाई के अंतःक्षेपण के कारण नेट मीटरिंग उपभोक्ता के लिए उधार की लागत के लिए, बिजली वितरण लाइसेंसधारक को प्रासंगिक वर्ष की खरीद लागत में अनुमति दी जाएगी।

(ग) वितरण लाइसेन्सधारक के प्रक्षेपित अल्पावधि विद्युत क्रय मात्रा और लागत बनाम वास्तविक अल्पावधि विद्युत क्रय मात्रा और लागत के आधार पर अल्पावधि विद्युत क्रय मात्रा और लागत में अन्तर।

बिक्री व्यापार मार्जिन, पारेषण प्रभार तथा पारेषण हानियां जो बैंकिंग और द्विपक्षीय माध्यम से अग्रवर्ती/पश्चवर्ती विद्युत प्रापण/बिक्री हेतु तीन माह के भीतर एक ही समय खंड में अग्रवर्ती तथा पश्चवर्ती सौदे पर वहन की गई हैं वितरण लाइसेन्सधारक की विद्युत क्रय लागत में शामिल नहीं की जाएंगी;

बशर्ते कि एसएलडी द्वारा प्रमाणित विद्युत के फोसर्ड शेड्यूलिंग के अलावा विचलन निपटान तंत्र व्यवहार (अनिर्धारित इंटरचेंज) के माध्यम से बिक्री आकस्मिकता की सीमा तक सीमित होगी, जैसाकि आयोग द्वारा ग्रिड अनुशासन तथा विद्युत क्रय लागत के अनुकूलन हेतु व्यवसाय योजना विनियम में विनिर्दिष्ट किया है;

बशर्ते कि वितरण लाइसेन्सधारक द्वारा भुगतान किए गए कि एसएलडीसी द्वारा प्रमाणित विद्युत के फोसर्ड शेड्यूलिंग के अलावा प्रमाणित कोई अतिरिक्त/दंडात्मक विचलन समाधान विद्युत क्रय लागत में शामिल नहीं किए जाएंगे;

बशर्ते कि विद्युत प्रापण/बिक्री के लिए, विद्युत विनियम के माध्यम से किए गए को छोड़कर, कोई अल्पावधि व्यवस्था अथवा अनुबंध, विद्युत मंत्रालय (एमओपी) द्वारा जारी दिशानिर्देशों, समय समय पर संशोधित, के अनुसार खुली निविदा

और प्रतिस्पर्धात्मक बोली की पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से निष्पादित किया जाएगा, यदि आयोग द्वारा विशिष्ट दिशानिर्देश जारी नहीं किए गए हैं;

बशर्ते कि वितरण लाइसेन्सधारक यदि विद्युत के प्रापण/बिक्री के लिए अल्पावधि विद्युत दिशानिर्देशों का पालन नहीं करता है, ऐसे विद्युत प्रापण की दर दिल्ली क्षेत्र के उसी माह के दौरान विनिमय के माध्यम से विद्युत क्रय/बिक्री की औसत दर तक सीमित होगी।

(घ) नियंत्रणीय प्राचलकों यथा प्रचालन और अनुरक्षण (ओ एवं एम) व्यय, कार्यशील पूंजी के कारण कोई अधिशेष या कमी लाइसेन्सधारक के खाते में जाएगी तथा एआरआर में यथातथ्यीकृत नहीं की जाएगी; और

(ङ) मूल्यहास, इक्विटी पर प्रतिफल और ऋण पर ब्याज प्रत्येक वर्ष वास्तविक पूंजीकरण बनाम आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजी निवेश योजना (पूंजीकरण) के आधार पर यथातथ्यीकृत किया जाएगा:

परंतु शर्त यह भी है कि आयोग द्वारा ब्याज दर का ट्रू-अप संबंधित वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर बनाम तत्काल पूर्ववर्ती वित्तीय वर्ष की 1 अप्रैल को भारतीय स्टेट बैंक की आधार दर में वृद्धि/कमी के आधार पर किया जाएगा, इन विनियमों के विनियम 77 के अनुसार;

(च) इन नियमों के विनियम 85 में निर्दिष्ट अनुसार कार्यशील पूंजी आवश्यकताओं पर आधारित पर कार्यशील पूंजी ऋण पर ब्याज ट्रू-अप किया जाएगा।

153. एआरआर में मांग पक्ष प्रबंधन पर वहन किया गया वास्तविक व्यय बनाम प्रक्षेपित व्यय यथातथ्यीकृत किया जाएगा।

विनियामक आस्तियां

154. आयोग द्वारा संबंधित टैरिफ आदेश में अनुमोदित संचित राजस्व अंतर विनियामक आस्ति माना जाएगा:

बशर्ते कि राजस्व अंतर का परिकलन संबंधित वित्तीय वर्ष के ट्रू-अप के पश्चात अनुमोदित राजस्व की तुलना में एआरआर के आधिक्य के आधार पर किया जाएगा;

155. प्रासंगिक वित्तीय वर्ष के एआरआर में आयोग द्वारा अनुमोदित परिवहन दर पर उपयोगिता के लिए संचित राजस्व अंतर के औसत शेष पर परिवहन लागत की अनुमति दी जाएगी

बशर्ते कि संचित राजस्व अंतर का औसत शेष प्रासंगिक वर्ष के दौरान संचित राजस्व के प्रारंभिक शेष और राजस्व अंतर/अधिशेष के आधे के आधार पर निर्धारित की जाएगी।

156. विनियामक आस्ति, यदि कोई है, लेखा बहियों में निम्नानुसार निदर्शित की जाएगी:

(क) वर्ष के अंत में बकाया विनियामक आस्ति की कुल राशि, लेखा के आस्ति पक्ष के अधीन, एक पृथक प्रविष्टि के रूप में निदर्शित की जाएगी।

(ख) विनियामक आस्ति की ऋणशोधन अवधि तथा विनियामक आस्ति की वहन लागत (यदि आयोग द्वारा टैरिफ आदेश अथवा इस संबंध में किसी अन्य आदेश में अनुबद्ध की गई है) की व्याख्या लेखा टिप्पणियों के अंतर्गत की जाएगी।

(ग) ऋणशोधन के प्रत्येक वर्ष हेतु, वर्ष के दौरान शोधनकृत विनियामक आस्ति की राशि, जैसी कि आयोग द्वारा अनुमोदित की गई है, तथा आयोग द्वारा शेष विनियामक आस्ति पर अनुमत वहन लागत, राजस्व पक्ष में निदर्शित की जाएगी, यदि यूटिलिटी को उसकी बिलिंग उपभोक्ताओं को करने की अनुमति दी गई है।

प्रोत्साहन या गैर-प्रोत्साहन

157. यूटिलिटी उसके निष्पादन बनाम अर्जित लक्ष के आधार पर प्रोत्साहन अथवा निरुत्साहन, जैसी भी स्थिति है, के अधीन होगी।

(क) उत्पादन संस्था के मामले में प्रोत्साहन/दंड इन विनियमों में विचारित एनएपीएएफ तथा एनएपीएलएफ के आधार पर वास्तविक निष्पादन के आधार पर लागू होगा।

(ख) पारेषण लाइसेन्सधारक के मामले में प्रोत्साहन/दंड इन विनियमों में विचारित एनएटीएएफ के आधार पर वास्तविक निष्पादन के आधार पर लागू होगा।

(ग) वितरण लाइसेन्सधारक के मामले में प्रोत्साहन/दंड निम्नलिखित के आधार पर लागू होगा:

i) वितरण हानि; तथा

ii) संग्रहण दक्षता

iii) अधिशेष विद्युत की बिक्री

वितरण हानि और संग्रहण दक्षता का उपचार

158. व्यवसाय योजना विनियम में नियंत्रण अवधि के लिए वितरण हानि में कमी हेतु लक्ष्य पूर्व लक्ष्यों तथा विगत निष्पादन सहित भिन्न घटकों के आधार पर निर्धारित किया जाएगा।

159. वितरण हानि के अधि अथवा न्यून अर्जन के कारण वित्तीय प्रभाव का परिकलन निम्नानुसार किया जाएगा:

$$\text{प्रोत्साहन अथवा (दंड)} = Q1 * (L1 - L2) * P * 10^6$$

जहां,

Q1 = वितरण दायरे में ऊर्जा क्रय की वास्तविक मात्रा एमयू में;

L1 = वितरण हानि लक्ष्य, प्रतिशत में;

P = वितरण दायरे में यथातथ्यीकृत औसत विद्युत क्रय लागत (एपीपीसी) प्रति यूनिट, रू./किवाघं में;

$$L2 \text{ (वास्तविक वितरण हानि, प्रतिशत में)} = \left[1 - \frac{Q2}{Q1} \right] * 100;$$

Q2 = बिल की गई ऊर्जा की वास्तविक मात्रा, एमयू में

160. वितरण हानि लक्ष्य के संबंध में अधिअर्जन के कारण कोई भी वित्तीय प्रभाव वितरण लाइसेन्सधारक तथा उपभोक्ता के बीच व्यवसाय योजना विनियम में विनिर्दिष्ट अनुपात में बांटा जाएगा।

161. वितरण हानि लक्ष्य के संबंध में न्यूनअर्जन के कारण कोई भी वित्तीय प्रभाव वितरण लाइसेन्सधारक के खाते में जाएगा।

162. वसूली दक्षता हेतु लक्ष्य का निर्धारण एमवाईटी आदेश में नियंत्रण अवधि हेतु वितरण लाइसेन्सधारक के वास्तविक निष्पादन, विगत लक्ष्यों तथा अन्य संबद्ध कारकों/उपायों/सूचना के आधार पर किया जाएगा;

163. वसूली दक्षता लक्ष्य के अधि अथवा न्यून अर्जन के कारण होने वाला वित्तीय प्रभाव निम्नानुसार परिकलित किया जाएगा:

$$\text{प्रोत्साहन अथवा (दंड)} = (C1 - C2) * A_b$$

जहां,

$$C1 \text{ (वास्तविक वसूली दक्षता)} = \left[\frac{A_r}{A_b} \right] * 100$$

A_r = वसूल की गई वास्तविक राशि, विद्युत शुल्क, भुगतान विलम्ब अधिभार, किसी अन्य अधिभार को छोड़कर, करोड़ रूपए में;

A_b = बिल की गई वास्तविक राशि, विद्युत शुल्क, भुगतान विलम्ब अधिभार, किसी अन्य अधिभार को छोड़कर, करोड़ रूपए में;

C2 = वसूली दक्षता लक्ष्य, प्रतिशत में ;

164. वसूली दक्षता लक्ष्यों के संबंध में लक्ष्य की तुलना में न्यूनार्जन तथा 100 प्रतिशत से अधिक अधिअर्जन के कारण होने वाला वित्तीय प्रभाव लाइसेन्सधारक के खाते में जाएगा।

बशर्ते कि उपलब्धियों के बारे में लक्ष्यों के ऊपर और उनसे अधिक का कोई भी वित्तीय प्रभाव एवं संग्रह क्षमता लक्ष्यों के संबंध में 100 प्रतिशत तक सीमित रहें और उन्हें व्यापार योजना विनियम की नियंत्रण अवधि में संकेतित तंत्र रूप में साझा किया जाएगा।

165. अधिशेष बिजली की खाता बिक्री पर प्राप्ति की अधिकता के किसी भी वित्तीय प्रभाव का समायोजन, जैसा कि इन विनियमों के नियामक 123 में निर्दिष्ट है, नियंत्रित अवधि के व्यापार नियोजन विनियमों में सूचित तंत्र के अनुरूप हो सकता है।

बशर्ते कि अतिरिक्त बिजली की खाता बिक्री पर प्राप्ति की अल्पता का कोई वित्तीय प्रभाव वितरण लाइसेन्सधारक के खाते पर हो सकता है, जैसा कि इन विनियमों के नियामक 123 में निर्दिष्ट है।

विचलन प्रभार

166. उत्पादन केंद्रों के लिए ऊर्जा के वास्तविक अंतःक्षेपण तथा अनुसूचित अंतःक्षेपण के बीच अन्तर तथा लाभार्थियों के लिए ऊर्जा के वास्तविक आहरण तथा अनुसूचित आहरण के बीच अन्तर को उनका संबंधित विचलन माना जाएगा तथा ऐसे विचलनों हेतु प्रभार केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (विचलन, निर्धारण तंत्र और संबंधित मामले) विनियमावली, 2014, समय समय पर संशोधित, द्वारा नियंत्रित किए जाएंगे।

167. आयोग उपयोगिता की दक्षता बढ़ाने के लिए तथा वास्तविक निष्पादन के आधार पर प्रोत्साहन/गैर-प्रोत्साहन तंत्र विकसित करने हेतु व्यवसाय योजना विनियम में अतिरिक्त नियंत्रणीय निष्पादन प्राचलक विनिर्दिष्ट कर सकता है।

भाग 8

विविध

168. **विनियमों, आदेशों तथा कार्य निर्देशों का निर्गमन:** अधिनियम और इन विनियमों के प्रावधान के अधीन, आयोग, समय समय पर, व्यवसाय योजना, टैरिफ आदेश तथा विभिन्न मामलों, जिनके संबंध में आयोग को निर्देश जारी करने की शक्ति प्रदान की गई है, पर तथा आकस्मिक अथवा उनके सहायक मामलों पर अनुसरण किए जाने हेतु इन विनियमों तथा प्रक्रिया के कार्यान्वयन के संबंध में कार्य निर्देश जारी कर सकता है।

169. आयोग, यदि आवश्यक होगा, उपयुक्त समय पर उत्पादन संस्था अथवा पारेषण लाइसेन्सधारक अथवा वितरण लाइसेन्सधारक के लिए अन्य प्रभार विनिर्दिष्ट कर सकता है।

170. इन विनियमों में दिए होने के बावजूद, आयोग को स्वतः-प्रेरित आधार पर अथवा किसी इच्छुक अथवा प्रभावित पक्ष द्वारा याचिका प्रस्तुत की जाने पर किसी लाइसेन्सधारक का टैरिफ निर्धारित करने का अधिकार होगा।

171. **कठिनाइयां दूर करने हेतु शक्तियां:** यदि इन विनियमों के किसी प्रावधान को लागू करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, आयोग एक सामान्य अथवा विशेष आदेश द्वारा, जो इन विनियमों के साथ विसंगति में नहीं है, लाइसेन्सधारक को ऐसे कार्य करने अथवा उनका जिम्मा लेने का निर्देश दे सकता है, जो उन कठिनाइयों को दूर करने के लिए आवश्यक अथवा शीघ्र किए जाने आवश्यक प्रतीत होते हैं।

172. **छूट की शक्ति:** आयोग जनहित में तथा लिखित रूप में दर्ज कारणों के साथ इन विनियमों के किसी प्रावधान से छूट प्रदान कर सकता है।

173. **व्याख्या:** यदि इन विनियमों के किसी प्रावधान की व्याख्या के संबंध में कोई प्रश्न उत्पन्न होता है, आयोग का निर्णय अंतिम मान्य होगा।

174. **आयोग की अंतर्निष्ठ शक्तियों की रक्षा:** इन विनियमों में दिया गया कोई भी प्रावधान आयोग द्वारा कोई प्रक्रिया, जो इन विनियमों के किसी प्रावधान से मेल नहीं खाती है, को अपनाने के संबंध में आयोग की अंतर्निष्ठ शक्तियों को सीमित अथवा अन्यथा प्रभावित नहीं कर सकता है, यदि आयोग दृष्टि में मामले अथवा मामलों की विशेष परिस्थिति में, लिखित रूप में दर्ज कारणों के साथ, इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रक्रिया से विचलन किया जाना आवश्यक प्रतीत होता है।

175. **जांच और अन्वेषण:** इन विनियमों के अधीन सभी जांच, अन्वेषण तथा अधिनिर्णय आयोग द्वारा व्यवसाय विनियमों की संहिता के प्रावधानों के अनुसरण में कार्यवाही के माध्यम से किए जाएंगे।

176. **संशोधन की शक्ति:** आयोग, लिखित रूप में कारण दर्ज करते हुए, किसी भी समय संशोधन द्वारा इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में परिवर्तन, बदलाव अथवा सुधार कर सकता है।

महेन्द्र सिंह, सचिव

परिशिष्ट - 1
मूल्यहास अनुसूची

क्र. सं.	आस्ति विवरण	उपयोगी जीवन-काल (वर्ष)	12 वर्ष हेतु मूल्यहास दर	12 वर्ष के बाद उपयोगी जीवन-काल तक मूल्यहास दर
		A	B	$C = [90\% - (12 * B)] / (A - 12)$
1	पूर्ण स्वामित्व के अधीन स्वाधिकृत भूमि	अनिश्चित		
2	पट्टे के अधीन भूमि			
(क)	भूमि में निवेश हेतु	पट्टे की अवधि अथवा पट्टे की शेष अवधि	दर, पट्टे की अवधि के आधार पर	
(ख)	साइट की सफाई हेतु	साइट की सफाई की तिथि को पट्टे की शेष अवधि		
3	नई क्रय की गई आस्तियां			मूल्यहास की दर आस्ति के शेष उपयोगी जीवन-काल के दौरान मूल्यहासयोग्य मूल्य के आधार पर परिकलित की जाएगी
(क)	उत्पादन केंद्रों में प्लांट एवं मशीनरी, प्लांट फाउण्डेशन्स सहित			
(i)	वाष्प-विद्युत एनएचआरएस एवं अपशिष्ट ऊष्मा पुनर्प्राप्ति बॉयलर्स/प्लांट्स	25	5.83	
(ii)	डीजल विद्युत एवं गैस प्लांट	25	5.83	
(ख)	कूलिंग टावर्स तथा सर्कुलेटिंग वाटर सिस्टम्स	25	5.83	
(ग)	भवन			
(i)	कार्यालय रिहायशी भवन एवं शोरूम्स	50	1.80	
(ii)	भवन, कार्यालय एवं शोरूम्स के अलावा	30	3.0	
	अस्थायी उत्थापन जैसेकि लकड़ी का ढांचा	0.00	100	
	सड़कें, कच्ची सड़कों के अलावा अन्य	50	1.80	
		30	3.00	
(घ)	ट्रांसफार्मर्स, कियोस्क, उप-केंद्र उपस्कर एवं अन्य अचल उपकरण (प्लांट फाउण्डेशन्स सहित)	25	5.83	
(ङ)	स्विचगियर, केबल कनेक्शन्स सहित	25	5.83	
(च)	तड़ित चालक			
(i)	स्टेशन टाइप	25	5.83	
(ii)	पोल टाइप	25	5.83	
(iii)	समकालिक संघनक	25	5.83	
(छ)	बैटरीज, केबलिंग, ज्वाइंट बॉक्सेज सहित	25	5.83	
(ज)	ओवरहेड लाइन्स, केबल सपोटर्स सहित	25	5.83	
(झ)	मीटर	15	6.0	
(ञ)	वाहन	10	9.0	
(ट)	एयर कंडीशनिंग प्लांट्स			

क्र. सं.	आस्ति विवरण	उपयोगी जीवन-काल (वर्ष)	12 वर्ष हेतु मूल्यहास दर	12 वर्ष के बाद उपयोगी जीवन-काल तक मूल्यहास दर
		A	B	$C = [90\% - (12 * B)] / (A - 12)$
(i)	स्टैटिक	25	5.83	
(ii)	पोर्टेबल	10	9.0	
(द)	कार्यालय फर्नीचर और संबंधित उपस्कर	10	9.0	
(ड)	संचार उपस्कर			
(i)	रेडियो तथा हाई फ्रीक्वेंसी कैरियर सिस्टम	15	6.0	
(ii)	टेलीफोन लाइन्स तथा टेलीफोन और फाइबर उपकरण	15	6.0	
(ढ)	आई.टी. उपस्कर, सॉफ्टवेयर सहित (आईटी उपकरण और सॉफ्टवेयर के लिए कबाड़ मूल्य शून्य माना जाएगा और आस्तियों का 100% मूल्य मूल्यहास के रूप में विचारा जाएगा)	6	16.67	मूल्यहास की दर आस्ति के शेष उपयोगी जीवन-काल के दौरान मूल्यहासयोग्य मूल्य के आधार पर परिकलित की जाएगी
	कोई अन्य आस्ति, जो उपरोक्त में सम्मिलित नहीं है	कंपनी अधिनियम, 2013 समय समय पर संशोधित के अनुसार		

नोट: स्विचगियर्स सहित एसी और डीसी सबस्टेशन और गैस इंसुलेटिड सब-स्टेशन के लिए उपयोगी जीवन, जिसके लिए निविदा आमंत्रण सूचना 01.02.2017 को या उसके बाद जारी है, को 35 वर्ष के रूप में विचारा जाएगा

**DELHI ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION
NOTIFICATION**

Delhi, the 31st January, 2017

Delhi Electricity Regulatory Commission

(Terms And Conditions For Determination of Tariff) Regulations, 2017

No. F.3(472)/Tariff-Engg./DERC/2016-17/5475/2216- In exercise of powers conferred under Section 181 read with Sections 61 and 86(1)(b) of the Electricity Act, 2003 (Act 36 of 2003) and all other powers enabling it in this behalf, the Delhi Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulations namely:

PART 1

PRELIMINARY

SHORT TITLE, COMMENCEMENT AND EXTENT

- (3) These Regulations shall be called the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2017;
- (4) These Regulations shall be deemed to have come into force from 1st February, 2017 and shall remain in force till amended or repealed by the Commission:

Provided that where a project or scheme or a part thereof of a Utility, has been declared under commercial operation prior the date of commencement of these Regulations, tariff in respect of such project or scheme or such part thereof, unless the context otherwise requires, shall be determined in accordance with the Delhi Electricity Regulatory Commission Regulations on Terms and Conditions for determination of Generation, Transmission and Distribution

Tariff Regulations for the relevant year, as amended from time to time as in force on the date of Commercial Operation;

- (5) These Regulations shall extend to the whole of National Capital Territory of Delhi;
- (6) These Regulations shall apply in all cases where tariff for a generating station or a unit thereof, a transmission system used for transmission of electricity or part thereof, a distribution system or part thereof used for wheeling and retail supply of electricity is required to be determined by the Commission under the Act:

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 the ceiling tariff or such other parameters, as it deems fit, for retail sale of electricity;

- (7) These Regulations shall not apply for determination of tariff in respect of the following:
 - (a) *Generating station or transmission system or Distribution system/network, whose tariff has been discovered through tariff based competitive bidding in accordance with the guidelines issued by the Central Government under Section 63 of the Act;*
 - (b) *Generating station based on renewable sources of energy whose tariff is determined in accordance with the Delhi Electricity Regulatory Commission's any other Regulations / Orders, as amended from time to time.*

2. DEFINITIONS AND INTERPRETATION

In these Regulations, unless the context otherwise requires,

- (1) "Act" means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), including any amendment thereto;
- (2) "**Additional Capitalisation**" means the capital expenditure incurred, or projected to be incurred after the date of commercial operation of the project and admitted by the Commission after prudence check;
- (3) "**Aggregate Revenue Requirement**" or "ARR" means the costs pertaining to the Utility's business as determined by the Commission to be admissible in a Financial Year and to be recovered through tariff and charges, in accordance with these Regulations;
- (4) "**Allocation Statement**" means for each Financial Year, a statement in respect of each of the businesses of the Utility, showing the amounts of any revenue, cost, asset, liability, reserve or provision etc, which has been either:
 - (a) *Determined by apportionment or allocation between different businesses of the Utility including the Licensed Business, together with a description of the basis of the apportionment or allocation; or*
 - (b) *Charged from or to each such Other Business together with a description of the basis of that charge;*
- (5) "**Applicable Tariff**" means the tariff determined by the Commission;
- (6) "**Auditor**" means an auditor empanelled with Comptroller and Auditor General (C&AG) of India and appointed by the Utility, in accordance with the provisions of the Companies Act, 2013 as amended from time to time;
- (7) "**Auxiliary Energy Consumption**" or "AUX" in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipment of the generating station, such as the equipment being used for the purpose of operating plant and machinery including switchyard of the generating station and the transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units of the generating station:

Provided that the auxiliary energy consumption shall not include the 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;
- (8) "**Bank Rate**" means the base rate or Marginal Cost of Fund based Lending Rate (MCLR) or any other Benchmark Rate as notified by the State Bank of India;
- (9) "**Base Year**" means the Financial Year immediately preceding first year of the Control Period as specified in these Regulations;
- (10) "**Beneficiary**" in relation to a generating station covered under Section 86 (1) of the Act, means a Distribution Licensee who is purchasing electricity generated at such generating station through a Power Purchase Agreement either directly or through a trading licensee on payment of fixed charges and by scheduling in accordance with the Grid Code:

Provided that the Distribution Licensee will also be a beneficiary when it is procuring power through a trading licensee, and such arrangement is secured through back to back Power Purchase Agreement and Power Sale Agreement;

- (11) **“Block”** in relation to a combined cycle thermal generating station includes combustion turbine-generator, associated waste heat recovery boiler, connected steam turbine-generator and auxiliaries;
- (12) **“Books of Account”** includes records maintained by a Utility in respect of—
- (a) *all sum of money received and expended;*
 - (b) *all sales and purchases of goods and services;*
 - (c) *the assets and liabilities; and*
 - (d) *any other cost/revenue items or financial transactions;*
- (13) **“Business Plan Regulations”** means the Regulations of the Commission specifying the Business Plan of a Utility including the norms for various parameters of the Utilities for the Control Period, in accordance with provisions of Part 2 of these Regulations;
- (14) **“Capital Cost”** means the capital cost as determined by the Commission after prudence check in accordance with the relevant Regulations;
- (15) **“Carrying Cost”** means the cost for funding of Regulatory Asset/accumulated Revenue Gap;
- (16) **“Carrying Cost Rate”** means the weighted average rate of interest for funding of Regulatory Asset/accumulated Revenue Gap through debt and equity in an appropriate ratio, as specified by the Commission in the relevant Orders;
- (17) **“CERC”** means the Central Electricity Regulatory Commission;
- (18) **“Change In Law”** means occurrence of any of the following events:
- (a) *Enactment, bringing into effect or promulgation of any new Indian law; or*
 - (b) *adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law; or*
 - (c) *change in interpretation or application of any Indian law by a Competent Court, Tribunal or Indian Governmental Instrumentality which is the final authority under law for such interpretation or application; or*
 - (d) *change by any competent authority in any condition or covenant of any consent or clearances or approval or license available or obtained for the project; or*
 - (e) *coming into force or change in any bilateral or multilateral agreement/treaty between the Government of India and any other Sovereign Government/s or international convention or protocol having implication for the generating station or the transmission system regulated under these Regulations;*
- (19) **“Commission”** means the Delhi Electricity Regulatory Commission;
- (20) **“Communication System”** includes communication system covered under Unified Load Dispatch and Communication (ULD&C) scheme, Supervisory Control and Data Acquisition System (SCADA), Wide Area Measurement (WAMS), Fibre-Optic Communication system, Remote Terminal Unit (RTU), Private Automatic Branch Exchange Radio Communication System and auxiliary power supply system etc. used for managing transmission and distribution of electricity;
- (21) **“Competitive Bidding”** means a transparent process for procurement of equipment, services and works in which bids are invited by the Utility through open advertisement covering the scope and specifications of the equipment, services and works required for the project or scheme, the terms and conditions of the proposed contract, the criteria by which the bids shall be evaluated, and shall include domestic as well as international competitive bidding;
- (22) **“Conduct of Business Regulations”** means the Delhi Electricity Regulatory Commission Comprehensive (Conduct of Business) Regulations, 2001, as amended from time to time;
- (23) **“Consumer”** means any person defined as such in the Act;
- (24) **“Control Period”** means a multi-year period specified by the Commission, from time to time, in the Business Plan Regulations;

- (25) "**Cut-off Date**" means 31st March of the year closing after two financial years of the year of commercial operation of whole or part of the project/scheme, and in case the whole or part of the project/scheme is declared under commercial operation in the last quarter of a financial year, the cut-off date shall be 31st March of the year closing after three financial years of the year of commercial operation:

Provided that the cut-off date may be extended by the Commission if it is established to the satisfaction of the Commission that the capitalisation could not be made within the cut-off date for reasons beyond the control of the Utility;

- (26) "**Date of Commercial Operation**" or "COD" means;

(a) *Date of commercial operation in case of a generating unit or block of the combined cycle thermal generating station shall mean the date declared by the Generating Entity after demonstrating the maximum continuous rating (MCR) or the installed capacity (IC) through a successful trial run and in case of the generating station as a whole, the date of commercial operation of the last generating unit or block of the generating station:*

Provided that:

- (i) where the beneficiaries have been tied up for purchasing power from the generating station, the trial run shall commence after seven days notice by the Generating Entity to the beneficiaries and scheduling shall commence from 00:00 hrs after completion of the trial run;
- (ii) the Generating Entity shall certify to the effect that the generating station meets the key provisions of the technical standards of *Central Electricity Authority (Technical Standards for Construction of Electrical plants and electric lines) Regulations, 2010 and Grid Code* as amended from time to time;
- (iii) the certificate shall be signed by the competent authority of the Generating Entity and a copy of the certificate shall be submitted to the Member Secretary, (Northern Regional Power Committee) and SLDC;

(b) *Date of commercial operation in relation to a transmission system shall mean the date declared by the transmission licensee from 00:00 hour of which an element of the transmission system is in regular service after successful trial operation for transmitting electricity and communication signal from sending end to receiving end:*

Provided that:

- (i) where the transmission line or substation is dedicated for evacuation of power from a particular generating station, the Generating Entity and transmission licensee shall endeavour for commissioning the generating station and the transmission system simultaneously as far as practicable and shall ensure the same through appropriate Implementation Agreement;
- (ii) in case a transmission system or an element thereof is prevented from regular service for reasons not attributable to the transmission licensee or its supplier or its contractors but is on account of the delay in commissioning of the concerned generating station or in commissioning of the upstream or downstream transmission system or distribution system by other licensees, the transmission licensee shall approach the Commission for approval of the revised date of commercial operation of such transmission system or an element thereof;
- (c) *Date of commercial operation in relation to a communication system or element thereof shall mean the date declared by the Utility from 00:00 hour of which a communication system or element is put into service after completion of site acceptance test including transfer of voice and data to respective control centre as certified by the respective SLDC;*
- (d) *Date of commercial operation in relation to Distribution System shall mean the date declared by the Distribution Licensee after charging of electrical line or substation or equipment of a Distribution System to its declared voltage level for its intended purpose after obtaining the required and applicable clearances from Electrical Inspector, if any.*

- (27) "**Day**" means the 24 hour period starting at 00:00 hour;

- (28) "**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 statutory clearance, availability of fuel or water, and subject to further qualification in the relevant Regulation;

- (29) "**De-capitalisation**" for the purpose of the tariff under these Regulations, shall mean removal/deletion of assets resulting into corresponding reduction in Gross Fixed Assets of the project/scheme as approved by the Commission;

- (30) **“Existing Project/Scheme”** means a project/scheme which has been declared under commercial operation on a date prior to commencement of the Control Period;
- (31) **“Expenditure Incurred”** means the amount actually expended and paid in cash or cash equivalent, for creation or acquisition of an asset through deployment of equity or debt or both, and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released;
- (32) **“Extended Life”** means the life of an asset or part thereof belonging to the Utility beyond the period of useful life, as may be determined by the Commission on case to case basis;
- (33) **“Financial Year”** or **“Year”** means a period commencing on 1st April of a calendar year and ending on 31st March of the subsequent calendar year;
- (34) **“Force Majeure”** for the purpose of these Regulations means any event or circumstance or a combination of events and circumstances, which or any consequences of which materially and adversely affects the performance of the Utility in the discharge of its obligations or completion of project/scheme, within the specified time and which is beyond its reasonable control and which the Utility could not have prevented by the exercise of reasonable care and diligence;
- (35) **“Generating Entity”** means any company or firm or body corporate or association or body of individuals whether incorporated or not or artificial juridical person, which owns and/or operate a generating station;
- (36) **“Generating Station”** means any station for generating electricity, including any building and plant with step-up transformer, switch-gear, switch yard, cables or other appurtenant equipment, if any, used for that purpose and the site thereof; a site intended to be used for a generating station, and any building used for housing the operating staff of a generating station, and where electricity is generated by water power, includes penstocks, head and tail works, main and regulating reservoirs, dams and other hydraulic works, but does not in any case include any sub-station;
- (37) **“Generating 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;
- (38) **“Grid Code”** means the Indian Electricity Grid Code specified by the Central Commission and the Delhi Electricity Regulatory Commission (State Grid Code) Regulations, 2008 as amended from time to time or subsequent re-enactment thereof;
- (39) **“Gross Calorific Value”** or **“GCV”** in relation to a thermal generating station means the heat produced in kCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one litre of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;
- (40) **“Gross Station Heat Rate”** or **“GHR”** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals of a thermal generating station;
- (41) **“Implementation Agreement”** means the agreement, contract or memorandum of understanding, or any such covenant, entered into (i) between transmission licensee and generating station or (ii) between transmission licensee and developer of the associated transmission system for the execution of project in coordinated manner or iii) between transmission licensee and distribution licensee of the associated transmission system;
- (42) **“Infirm Power”** means electricity injected into the grid prior to the date of commercial operation of a unit or block of the generating station;
- (43) **“Installed Capacity”** or **“IC”** means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station reckoned at the generator terminals, as may be approved by the Commission from time to time;
- (44) **“Investment Approval”** means approval by the Board or the relevant competent authority of the Utility conveying administrative approval for the project including funding of the project and the timeline for the implementation of the project:

Provided that the date of Investment Approval shall be reckoned from the date of the resolution/minutes of the Board/approval by competent authority;

- (45) **“Kilowatt-Hour”** or **“kWh”** means a unit of electrical energy, measured in one kilowatt or one thousand watts of power produced or consumed over a period of one hour;
- (46) **“Licence”** means a Licence granted under Section 14 of the Act;
- (47) **“Licensed Business”** means the functions and activities, which are required to be undertaken by the Licensee, in terms of the Licence granted or being a deemed Licensee, as the case may be, under the Act;

- (48) **“Licensee”** means a person who has been granted a Licence and shall include a deemed Licensee;
- (49) **“Maximum Continuous Rating”** or "MCR" in relation to a generating unit of the thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters, and in relation to a block of a combined cycle thermal generating station means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer with water or steam injection (if applicable) and corrected to 50 Hz grid frequency and specified site conditions;
- (50) **“New Project”** means the project achieving COD or anticipated to be achieving COD on or after the commencement of Control Period;
- (51) **“Non-Tariff Income”** means income incidental to the Licensed business other than the income from Tariff;
- (52) **“Normative Annual Plant Availability Factor”** or "NAPAF" in relation to a generating station means the availability factor as specified in the Business Plan Regulations;
- (53) **“Original Project Cost”** means the capital expenditure incurred by the Utility within the original scope of the project up to the cut-off date as approved by the Commission;
- (54) **“Original Scope of Work”** means the activities to be performed under a contract or sub-contract in the completion of project or scheme as approved by the Commission;
- (55) **“Other Business”** means any other business of the Licensee other than the licensed business;
- (56) **“Plant Availability Factor”** or "(PAF)" in relation to a generating station for any period means the average of the daily declared capacities (DCs) for all the days during the period expressed as a percentage of the installed capacity in MW less the normative auxiliary energy consumption;
- (57) **“Plant Load Factor”** or "(PLF)" in relation to generating station or unit for a given period means the total sent out energy corresponding to scheduled generation during the period, expressed as a percentage of sent out energy corresponding to installed capacity in that period and shall be computed in accordance with the following formula:

$$PLF(\%) = 100 * \sum_{i=1}^n SG_i / \{N * IC * (1 - AUX_n)\}\%$$

Where,

IC = Installed Capacity of the generating station or unit in MW,

SG_i = Scheduled Generation in MW for the ith time block of the period,

N = Number of time blocks during the period, and

AUX_n = Normative Auxiliary Energy Consumption as a percentage of gross energy generation;

- (58) **“Prudence Check”** means scrutiny of reasonableness of revenue and capital expenditure incurred or proposed to be incurred, financing plan, use of efficient technology, cost and time over-run and such other factors as may be considered appropriate by the Commission for determination of tariff;
- (59) **“Related Party”** means the persons as defined in Section 2(76) of the Companies Act, 2013 as amended from time to time;
- (60) **“Retail Supply Business”** means the business of sale of electricity by the Licensee to the consumers within its area of supply in accordance with the terms of the Licence for distribution and retail supply of electricity;
- (61) **“Retail Supply Tariff”** is the applicable tariff to be charged by the Licensee for supply to its consumers;
- (62) **“Salvage value”** means the amount received for capital asset or part thereof retired, less expenses incurred in connection with the sale of such capital asset;
- (63) **“Scheduled Energy”** means the quantum of energy scheduled by the state Load Dispatch Centre to be injected into the grid by a generating station for a given time period;
- (64) **“Scheduled Generation”** or "SG" at any time or for any period or time block means schedule of ex-bus generation in MW or MWh, given by the State Load Dispatch Centre (SLDC) for respective Generating Entity as per the provisions of State Grid Code 2008 amended from time to time;
- (65) **“Start Date or Zero Date”** means the date indicated in the Investment Approval for commencement of implementation of the project and where no date has been indicated, the date of investment approval shall be deemed to be the Start Date or Zero Date;

- (66) **“Thermal Generating Station”** means a generating station or a unit thereof that generates electricity using fossil fuels as its primary source of energy;
- (67) **“Trading Business”** means the business of purchase of electricity by the Distribution Licensee for resale thereof to other Licensee or category of consumers outside the area of supply of the Distribution Licensee;
- (68) **“Transmission System”** means a line or a group of lines with or without associated sub-station, equipment associated with transmission lines and sub-stations;
- (69) **“Trial Run and Trial Operation”**
- (a) *Trial Run in relation to generating station or unit thereof shall mean the successful running of the generating station or unit thereof at maximum continuous rating or installed capacity for continuous period of 72 hours in case of unit of a thermal generating station or unit thereof;*
- (b) *Trial operation in relation to a transmission system or an element thereof shall mean successful charging of the transmission system or an element thereof for 24 hours at continuous flow of power, and communication signal from sending end to receiving end and with requisite metering system, telemetry and protection system in service enclosing certificate to that effect from concerned State Load Dispatch Centre;*
- (70) **“Useful life”** means number of years from the COD in relation to a unit of a Generating Station, Transmission System and Distribution system or part thereof as provided in Appendix-1 of these Regulations;
- (71) **“Utility”** means any Generating Entity, Transmission Licensee, Distribution Licensee, System Operator or any other company/Licensee whose business is required to be governed and/or tariff is to be determined by the Commission;
- (72) **“Wheeling Business”** means the business of operating and maintaining a Distribution System or Transmission System, as the case may be, for conveyance of electricity in the area of supply of the Distribution Licensee or Transmission Licensee.

Words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act or any of the Regulations notified by the Commission shall have meaning assigned to them there-under.

PART 2

Business Plan

3. The Commission shall notify Business Plan Regulations for each Control Period based on the Business Plan submitted by the Utility which shall be read as part of these Regulations.
4. The Business Plan Regulations shall contain the following parameters applicable for a Control Period:
 - (1) Rate of Return on Equity,
 - (2) Margin for rate of interest on Loan,
 - (3) Operation and Maintenance Expenses,
 - (4) Capital Investment Plan,
 - (5) Mechanism for sharing of incentive-disincentive mechanism,
 - (6) Allocation of overhead expenses incurred on account of Administrative Expenditure out of Operation and Maintenance Expenses for creation of Capital Asset,
 - (7) Generating Norms:
 - (a) Gross Station Heat Rate,
 - (b) Plant Availability Factor,
 - (c) Secondary Fuel oil consumption;
 - (d) Auxiliary consumption and
 - (e) Plant Load Factor;
 - (8) Transmission Norms:
 - (a) Annual Transmission system availability;
 - (b) Annual Voltage wise Availability;

- (9) Distribution Norms:
- (a) Distribution Loss Target;
 - (b) Collection Efficiency Target;
 - (c) Targets for Solar and Non Solar RPO;
 - (d) Contingency limit for Sale through Deviation Settlement Mechanism (Unscheduled Interchange) transactions
 - (e) The ratio of various ARR components for segregation of ARR into Retail Supply and Wheeling Business.
5. The Utility shall prepare and submit a Business Plan for next 5 (five) years latest by 31st July of its Base Year comprising of yearly projection of the following parameters, as applicable to the Utility:

GENERATING ENTITY

(1) Operational Data

- (a) Gross Station Heat Rate,
- (b) Plant Availability Factor,
- (c) Secondary Fuel Oil consumption,
- (d) Auxiliary consumption and
- (e) Plant Load Factor;

(2) Other Data

- (a) Detailed year-wise Capital Investment Plan with cost benefit analysis,
- (b) Fuel Linkage,
- (c) Cost of Primary and Secondary Fuel,
- (d) Appropriate capital structure and cost of financing (interest on debt), terms of the existing loan agreements, etc.,
- (e) Operation and Maintenance (O&M) costs,
- (f) Details of Depreciation;

TRANSMISSION LICENSEE

- (3) Detailed year wise Capital Investment Plan for the Transmission Licensee with cost benefit analysis;
- (4) Appropriate capital structure and cost of financing (interest on debt), terms of the existing loan agreements, etc;
- (5) Operation and Maintenance (O&M) costs;
- (6) Details of depreciation based on the useful life of the asset and capitalisation schedules;

DISTRIBUTION LICENSEE

- (7) Sales Forecast for each consumer category and sub-categories based on following factors:
 - (a) Category wise growth in No. of Consumers,
 - (b) Category wise growth in Sanctioned Load/Contract Demand (MW),
 - (c) Economic Cycle (boom, recession, Government policies etc.),
 - (d) Impact of Open Access (MU), Net Metering (MU), Demand Side Management measures (MU) etc,
 - (e) Any other factor impacting the sales;
- (8) Distribution Loss & Collection Efficiency trajectory consisting of:
 - (a) Total and voltage-wise distribution losses (%) along with the basis thereof,
 - (b) Total and category-wise revenue collection,
 - (c) AT&C loss level based upon past trends, sales growth and any other factors;
- (9) The AT&C Loss shall be the relationship between Distribution Loss and Collection Efficiency computed as per the following formula:

$$AT\&C\text{Loss} = [1 - (1 - \text{DistributionLoss}) * \text{CollectionEfficiency}] * 100$$

where,

AT&C Loss, Distribution Loss and Collection Efficiency are in (%) percentages

- (10) Any units assessed and billed on account of theft shall only be considered in the year of its realization as specified in the Section 126 (6) of the Act;
 - (11) Collection Efficiency shall be measured as ratio of total revenue realised to the total revenue billed in the same year:
Provided that Revenue Realised or Revenue Billed on account of electricity duty, late payment surcharge, any other surcharge shall be excluded from the computation of Collection Efficiency;
 - (12) Distribution Loss shall be measured as the difference between the Energy units input into the distribution system for sale to all its consumer(s) and the total Energy units billed in its Licensed area in the same year;
 - (13) Power Procurement Plan based on the sales forecast and distribution loss trajectory to serve the demand for electricity in its area of supply clearly indicating estimated quantum of power to be procured from Long-Term sources:
Provided that the estimate should be expressed in Mega-Watt (MW) as well as Million Units (MU);
 - (14) The Distribution Licensee shall submit validity of the PPAs for existing Long-Term sources and expected CoD of the future sources;
 - (15) For the short term power requirement & procurement the Distribution Licensee shall be guided by the provisions of these Regulation in addition to the guidelines issued by the Central Government from time to time;
 - (16) Capital Investment Plan taking into account the sales/demand forecast, power procurement plan, distribution loss trajectory, targets for quality of supply etc.;
 - (17) The investment plan shall be scheme-wise and include:
 - (a) Purpose of investment (such as replacement of existing assets, meeting load growth, technical loss reduction, reactive energy requirements, customer service improvement, improvement in quality and reliability of supply, etc),
 - (b) Capital Structure,
 - (c) Capitalization Schedule,
 - (d) Financing Plan,
 - (e) Cost-benefit analysis,
 - (f) Performance improvement envisaged in the Control Period,
 - (g) Any other factors influencing investment,
 - (18) Capital structure and cost of financing (interest on debt) and terms of the existing loan agreements, etc;
 - (19) Operation and Maintenance (O&M) costs;
 - (20) Details of depreciation schedule based on the useful life of the asset and capitalisation schedules.
6. The Utility shall submit audited financial statement including Cost Audit report, wherever applicable and data for the cost, revenue and other operating parameters for preceding 5 (five) years along with the Business Plan comprising of following data, as applicable to the Utility:

- (1) Rate of interest on Loan,
 - (1) Operation and Maintenance Expenses,
 - (2) Capital Expenditure and Capitalisation,
 - (3) Non Tariff Income
 - (4) Other Business Income
 - (5) Actual Generating Parameters:
 - (a) Quantum of Generation
 - (b) Primary Fuel consumption and cost
 - (c) Gross Station Heat Rate,
 - (d) Plant Availability Factor,
 - (e) Secondary Fuel oil consumption and cost;
 - (f) Auxiliary consumption and
 - (g) Plant Load Factor;
 - (6) Actual Transmission Parameters:
 - (a) Quantum of Energy Wheeled,
 - (b) Transmission Charges and other Charges collected,
 - (c) Annual Transmission system availability,
 - (d) Annual Voltage wise Availability,
 - (e) Voltage Wise and Bay wise – O&M Expenses,
 - (7) Actual Distribution Parameters:
 - (a) Quantum of Sales Category wise,
 - (b) Connected Load Category wise,
 - (c) Base Load and Peak Load,
 - (d) Quantum of Power Purchase and Bulk Sale,
 - (e) Long term and Short Term Power Purchase Cost,
 - (f) Income through Sale of Surplus Power,
 - (g) Voltage wise Distribution Loss,
 - (h) Collection Efficiency,
 - (i) Solar and Non Solar RPO,
 - (j) The ratio of allocation for various ARR components for segregation of ARR into Retail Supply and Wheeling Business.
7. The Utility shall submit all source data and indexation parameters used in preparing the Business Plan

PART 3

TARIFF PETITION

GENERATING ENTITY and Transmission Licensee

8. The Generating Entity and Transmission Licensee shall submit Annual Tariff Petition, based on the information and principles specified in the Business Plan Regulations, at least, one hundred and fifty (150) days prior to the end of relevant financial Year.
9. The Commission shall issue Annual Tariff Order for each year of the Control Period based on the principles laid down in these Regulations read with Business Plan Regulations for the respective Control Period notified by the Commission.
10. The Commission shall true up various components of the ARR of the Generating Entity and Transmission Licensee at the end of the Financial Year as detailed out in these Regulations.

DISTRIBUTION LICENSEE

11. The Distribution Licensee shall submit Annual Tariff Petition, at least, one hundred and fifty (150) days prior to the end of relevant financial Year which shall contain:

- (1) Sales Forecast for the ensuing year and audited Sales for previous Year on monthly basis as prescribed in the Appendix-2;
- (2) Expected Revenue to be billed for the ensuing year and audited Revenue Billed and Realised for previous Year as prescribed in the Appendix-2;
- (3) Power Procurement Quantum & Cost for ensuing Year and audited Power Purchase Quantum & Cost for previous Year on monthly basis indicating Long Term and Short Term, Renewable Energy Purchase and other applicable Charges as prescribed in the the Appendix -2:

Provided that the Distribution Licensee shall propose the indicative cost of power procurement taking into account revenues from Short term sale of Surplus Power and maximum normative rebate available from each entity;

Provided that the Renewable Purchase Obligation of the Distribution Licensee as per the *Delhi Electricity Regulatory Commission (Renewable Purchase Obligation and Renewable Energy Certificate Framework Implementation) Regulations, 2012* as amended from time to time shall be part of the Distribution Licensee's Power Procurement Cost;

- (4) Actual and Expected intra- State & inter-State Transmission Loss & Charges including Load Dispatch Charges, Open Access Charge indicating maximum normative rebate available from each entity for the previous and ensuing Year respectively:

Provided that the Distribution Licensee shall propose Wheeling Charges in case the distribution network of other Distribution Licensee is used for procurement of power for the Retail Supply Business;

- (5) Actual and Expected amount on account of Cross-Subsidy Surcharge and Additional Surcharge to be received by the Licensee, as approved by the Commission from time to time in accordance with the Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Open Access) Regulations 2005 as amended from time to time, shall be indicated separately against the consumer category by the Distribution Licensee;
- (6) Actual Voltage wise Distribution Loss and Collection Efficiency for the previous Year;
- (7) Energy Audit Report of distribution network of the Distribution Licensee for previous Year by certified energy auditor from Bureau of Energy Efficiency;
- (8) Monthly Energy Balance for the ensuing & previous Year;
- (9) Actual and Expected additional Expenses on account of O&M beyond the Control of Distribution Licensee for the ensuing & previous Year respectively;
- (10) Actual and Expected Capitalisation and Depreciation Schedule for the previous and ensuing Year respectively;
- (11) Actual and Expected Non Tariff Income including Other Business Income for the previous and ensuing Year respectively;
- (12) Actual weighted average rate of interest on loan.

FINANCIAL STATEMENTS

12. The Tariff Petition shall be accompanied by following Reports and/or Statements duly certified by the Auditor, as applicable:

- (a) Shareholding structure of the Utility along with details of Shareholding and Cross-Shareholding among related parties;
- (b) Accounting Policies including:
 - (i) Ratio for allocation of common expenses and allocation of jointly used assets/revenue among related parties;
 - (ii) Ratio for allocation of common expenses/revenue within different business segments of the Utility:
 - a) Generation and/or Transmission and/or Distribution of a Utility,
 - b) Different Units of a Generating Entity,
 - c) Retail and Wheeling Supply of a Distribution Company,
 - d) Any other identifiable Business i.e., Consultancy etc.
- (c) Allocation of overhead cost to capitalised assets in Balance sheet and its exclusion from Operations & Maintenance expenses in Profit & Loss Account;
- (d) Year wise asset register indicating capitalisation & depreciation;

- (e) Allocation of capital cost/expense for various voltages;
- (f) Pro-rated allocation of assets/expenses for various categories of consumers;
- (g) Break up of any surcharge collected with Tariff;
- (h) Statement on source of financing and amortization of Regulatory Asset, wherever applicable, created through Revenue Gap;
- (i) Loan utilisation certificate for all the loans availed by the licensee during the relevant year duly reconciled with statutory books of accounts including:
 - a) Capital Expenditure (CAPEX),
 - b) Capital Work in Progress (CWIP),
 - c) Working Capital,
 - d) Regulatory Asset.

PART 4

PROCEDURE FOR TARIFF DETERMINATION

FILING OF PETITION FOR DETERMINATION OF TARIFF

13. The Utility shall file a Petition for True up of ARR for previous years and determination of tariff in such form and in such manner as specified in these Regulations along with relevant formats of Generating Entity, Transmission Licensee and Distribution Licensee, as the case may be, duly supported with detailed computations.

14. The Petition shall be accompanied by such fees as specified under *Delhi Electricity Regulatory Commission Comprehensive (Conduct of Business) Regulations, 2001*, as amended from time to time.

15. The Utility shall deliver a Presentation and submit the Executive Summary on the Petition under Regulation 0 before the Commission within a week of its submission.

16. Any Petition at variance or deficient with respect to these Regulations shall be returned to the Utility, for rectification and resubmission within the time specified in the communication by the Commission.

17. The Utility shall upload and maintain on its website the complete Tariff Petition as admitted by the Commission, in “downloadable format” showing detailed computations, filed before the Commission with a web-link for its easy accessibility for a period of at least 1(one) year after the date of issuance of the Tariff Order.

Explanation— For the purpose of this Regulation, the term “downloadable format” shall mean all linked files containing assumptions, formulae, calculations, macros and outputs etc. forming the basis of the Petition.

18. The Utility shall provide a copy of the Tariff Petition to any interested party, against charges not exceeding the amount stipulated by the Commission from time to time.

19. The Utility shall, if so directed by the Commission, file e-Petition (electronic mode) for determination of tariff.

PROCESS FOR DETERMINATION OF TARIFF AND ISSUANCE OF TARIFF ORDERS

20. The Commission shall upload the Tariff Petitions along-with the Executive Summary on its website within seven working days from the date of its admission for information and seeking observations, suggestions and objections from the stakeholders including the consumers or consumer associations.

21. The Commission shall conduct prudence check of the claims made by the Utility and if so required, seek additional information, supporting documents, clarifications, etc.

22. The Commission shall issue the Tariff Order after considering the observations, suggestions and objections from any person and the response received thereof from the Utility.

23. The proceedings for determination of Tariff shall be in accordance with the *Delhi Electricity Regulatory Commission Comprehensive (Conduct of Business) Regulations, 2001*, as amended from time to time.

24. Notwithstanding anything contained in these Regulations, in the event of non filing of the Tariff Petition by the Utility, the Commission may initiate suo-motu proceedings for tariff determination in accordance with these Regulations read with the Business Plan Regulations.

PART 5**ARR Components****CAPITAL COST**

25. The Capital Cost of a new project or scheme shall include the following:
- (1) The expenditure incurred or projected to be incurred up to the date of commercial operation of the project or scheme as approved by the Commission;
 - (2) Interest during construction and financing charges, on the loans being equal to debt as per financing excluding however the equity deployment, provided however the equity deployment shall not exceed 30% of the capital cost and in case equity is deployed in excess of 30% the excess shall be deemed to be a debt or notional loan;
 - (3) Capitalized initial spares subject to the ceiling rates specified by the Commission;
 - (4) Expenditure on account of additional capitalization determined in accordance with these Regulations;
 - (5) Adjustment of revenue on account of sale of infirm power by Generating Entity in excess of fuel cost prior to the COD as specified under these Regulations; and
 - (6) Adjustment of any revenue earned by the Utility, including by using the assets, before COD.
26. The Capital cost of an existing project or scheme shall include the following:
- (1) The trued-up capital cost excluding liability admitted by the Commission;
 - (2) Additional capitalization and de-capitalization for the respective year of tariff as determined in accordance with these Regulation; and
 - (3) Expenditure on account of renovation and modernisation as admitted by the Commission in accordance with these Regulations.
27. The capital cost incurred or projected to be incurred on account of any applicable PAT (Perform, Achieve and Trade) scheme of Government of India will be considered by the Commission on case to case basis and shall include:
- (1) Cost of plan proposed by developer in conformity with norms of PAT Scheme; and
 - (2) Sharing of the benefits accrued on account of PAT Scheme.
28. The cost for the following shall be excluded or removed from the capital cost of the existing and new project or scheme as detailed out in Regulations 0 to 0 in these Regulations:
- (1) The assets forming part of the project or scheme, but not in use;
 - (2) De-capitalized or retired asset.
29. Any grant or contribution or facility or financial support received by the Utility from the Central and/or State Government, any statutory body, authority, consumer or any other person, whether in cash or kind, for execution of the project or scheme, which does not involve any servicing of debt or equity or otherwise carry any liability of payment or repayment or charges shall be excluded from the Capital Cost for the purpose of computation of interest on loan, return on equity and depreciation.
30. The following principles shall be adopted for approval of capital cost of any project or scheme:
- (1) Prudence Check of capital cost considering:
 - (a) The benchmark norms specified, if any, by the Commission from time to time,
 - (b) Scrutiny of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, incidental expenditure during construction for its reasonableness, use of efficient technology, cost over-run and time over-run,
 - (c) Mode of procurement,
 - (d) Geographical Information System (GIS) mapping of the assets, and
 - (e) Any other parameter considered *appropriate by the Commission for determination of tariff*.
 - (2) Capital cost over and above the specified benchmark norms, if any, may be considered based on reasons submitted by the Utility for exceeding the capital cost from benchmark norms to the satisfaction of the Commission on case to case basis.

INTEREST DURING CONSTRUCTION (IDC)

31. Interest during construction shall be computed corresponding to the loan as specified in Regulation 0(2) of these Regulations from the date of infusion of debt fund, and after taking into account the utilization of funds upto COD.
32. The Commission shall allow IDC based on the prudence check and subject to any conditions as may be prescribed by the Commission from time to time:
- Provided that the Commission may allow IDC for any period of delay or part thereof, to the extent not attributable to the Utility, its suppliers or contractors or is resultant from a *force majeure* event.

INCIDENTAL EXPENDITURE DURING CONSTRUCTION (IEDC)

33. Incidental expenditure during construction shall be computed from the zero date and after taking into account the following:
- (1) Pre-operative expenses and additional expenditure when IDC is admissible necessary to be incurred upto COD as set out herein;
 - (2) Adjustment for any revenue earned during construction period up to COD on account of interest on deposits or advances;
 - (3) Adjustment for any other receipts during construction.
34. In case of additional costs on account of IEDC due to delay in achieving the COD, the Utility shall be required to furnish detailed justification with supporting documents for such delay including the details of incidental expenditure during the period of delay and liquidated damages, if any, recovered or recoverable corresponding to the delay.
35. Any additional cost on account of IEDC due to delay in achieving the COD shall be examined by the Commission on case to case basis.
36. In case the time over-run beyond scheduled COD is not admissible after due prudence check, the increase of capital cost on account of cost variation corresponding to the period of time over-run shall be excluded from capitalization irrespective of price variation provisions in the contracts with supplier or contractor of the Utility.
37. No additional impact of time over-run or cost over-run shall be admissible on account of non-commissioning of the generating station or associated transmission system or associated distribution system by scheduled COD, as the same should be recovered through Implementation Agreement between the generating company, transmission licensee and distribution licensee.
38. Initial spares shall be capitalized as a percentage of the Plant and Machinery cost upto cut-off date, subject to the norms specified in *CERC (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014* as amended from time to time for Generating Entity and Transmission Licensee:
- Provided that the norms specified for capitalisation of initial spares for Transmission Licensee shall also be applicable *mutatis mutandis* to the Distribution Licensee.

DEPOSIT SCHEME

39. The project or scheme executed by the Utility after obtaining either full or part of the funds from the users/consumer/any other agency in the context of consumer contribution, deposit works, or grant received from the State and/or Central Governments, etc. shall be classified under Deposit Scheme.
40. Principles for treatment of the expenses on such capital expenditure shall be as follows:
- (1) Any unspent amount on account of deposit work and consumer contribution shall have to be refunded by the Utility:

Provided that no interest shall be levied on the unspent amount, if the unspent amount is refunded by the utility within 30 (thirty) days after CoD;

Provided further that interest at the rate of Bank Rate plus margin shall be levied on the unspent amount, if the unspent amount is refunded by the utility after 30 (thirty) days and upto 1 (one) year after CoD for the period between 31st day after CoD till date of refund;

Provided also that interest at the rate of 1.2 times of Bank Rate plus margin shall be levied on the unspent amount, if the unspent amount is refunded by the utility after 1 (one) year of CoD for the period between 31st day after CoD till date of refund;

Provided that any interest paid on this account shall not form part of the ARR;

- (2) Any under-recovery on account of deposit work and consumer contribution shall be collected by the Utility within 30 (thirty) days after CoD;

Provided that, the Utility shall specify a due date of payment which shall not be less than 15 (fifteen) days from the date of raising the demand note for under-recovered amount;

Provided further that Utility shall levy interest at applicable bank rate as on 1st April of the relevant financial year on the balance unrecovered amount left after due date;

- (3) Normative O&M expenses on the capital assets created through consumer contribution, deposit works and grant shall be allowed as specified in these Regulations;
- (4) Provisions related to Depreciation, Return on Equity and Interest on Loan shall not be applicable on such capital assets to the extent of financial support utilised through consumer contribution, deposit work and grant;
- (5) No additional impact of time over-run or cost over-run shall be admissible on account of non energisation of the associated distribution system by scheduled COD, as the same should be recovered through mutual agreement between the distribution licensee from the developer.

ADDITIONAL CAPITALISATION

41. The capital expenditure in respect of the new project or scheme or an existing project or scheme incurred or projected to be incurred, within the original scope of work, after the date of commercial operation and up to the cut-off date, as detailed in application for tariff determination, may be admitted by the Commission, subject to prudence check considering:
- (1) Un-discharged liabilities recognized to be payable at a future date;
 - (2) Works deferred for execution;
 - (3) Procurement of initial capital spares within the original scope of work;
 - (4) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court of law; and
 - (5) Change in law or compliance of any existing law;
42. The capital expenditure incurred or projected to be incurred in respect of the new project or scheme within the original scope of work after the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check considering:
- (1) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the Order or decree of a court of law;
 - (2) Change in law or compliance of any existing law;
 - (3) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work; and
 - (4) Any liability for works executed prior to the cut-off date i.e., un-discharged liability, total estimated cost of package, reasons for such withholding of payment and release of such payments etc.
43. The capital expenditure, in respect of existing project/scheme, incurred or projected to be incurred after the cut-off date, may be admitted by the Commission, subject to prudence check considering:
- (1) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the Order or decree of a court of law;
 - (2) Change in law or compliance of any existing law;
 - (3) Any expenses to be incurred on account of need for higher security and safety of the plant, as advised or directed by appropriate Government Agencies responsible for national security or internal security;
 - (4) Deferred works relating to ash pond or ash handling system in the original scope of work;
 - (5) Any liability for works executed prior to the cut-off date after prudence check of the details of such un-discharged liability, total estimated cost of package, reasons for such withholding of payment and release of such payments etc.;
 - (6) Any liability for works admitted by the Commission after the cut-off date to the extent of discharge of such liabilities by actual payments;
 - (7) Any additional capital expenditure which has become necessary for efficient operation. The claim shall be substantiated with the technical justification and cost benefit analysis duly supported by the

documentary evidence like test results in case of deterioration of assets, damage caused by natural calamities, obsolescence of technology, up-gradation of capacity for the technical reason such as increase in fault level;

- (8) In case of transmission or distribution system, any additional expenditure on items such as relays, control and instrumentation, computer system, power line carrier communication, DC batteries, replacement due to obsolescence of technology, replacement due to system up-gradation or strengthening, replacement of switchyard equipment due to increase of fault level, tower strengthening, communication equipment, emergency restoration system, insulators cleaning infrastructure, replacement of porcelain insulator with polymer insulators, replacement of damaged equipment and any other expenditure which has become necessary for successful & efficient operation of transmission or distribution system.

DE-CAPITALISATION

44. In case of de-capitalisation of asset, the original cost of such asset shall be deducted from the value of Gross Fixed Assets (GFA), on and from the date when that asset has been removed from GFA block and corresponding loan as well as equity shall be deducted from outstanding loan and the equity respectively in the year of de-capitalisation.
45. Loss or Gain due to de-capitalisation of asset based on the directions of the Commission due to technological obsolescence, wear & tear etc. or due to change in law or force majeure, which cannot be re-used, shall be adjusted in the ARR of the Utility in the relevant year.
46. Loss or Gain due to de-capitalisation of asset proposed by the Utility itself for the reasons not covered under Regulation 0 of these Regulations shall be to the account of the Utility.
47. Loss or Gain due to de-capitalisation of asset after the completion of useful life of asset shall be to the account of the Utility.
48. Principles for treatment of capital asset which has been removed from GFA before completion of its useful life with prior approval of the Commission and such removed asset is held in reserve for a continuous period of more than six months for its reuse later shall be as follows:
- (1) In case the asset has been depreciated more than 70%, depreciation shall not be allowed on such asset from the date of de-capitalisation to the date such asset is put to re-use;
 - (2) In case the asset has been depreciated less than 70%, depreciation shall be allowed upto 70% of the total value of asset from the date of de-capitalisation to the date such asset is put to re-use;
 - (3) The Utility shall be allowed Carrying Cost, at the rate of interest for CAPEX Loan on written down value of such asset during the period from the date of de-capitalisation to the date such asset is put to re-use;
 - (4) In case such asset has been put to re-use, differential of maximum permissible depreciation, as specified in the Appendix-1, and actual accumulated depreciation, shall be allowed from the date such asset is put to re-use;
 - (5) The Utility shall be allowed Return on Equity, Interest on Loan on the written down value of the de-capitalised asset from the date such asset is put to re-use.

RENOVATION AND MODERNISATION FOR LIFE EXTENSION

49. The Utility shall file a Petition before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, and any other information considered to be relevant by the Utility for meeting the expenditure on renovation and modernization (R&M) for the purpose of extension of life beyond the originally recognized useful life as specified in Appendix - 1.
50. The Commission may grant approval for additional capital cost on account of renovation and modernization after due consideration of 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:

Provided that any expenditure included in the R&M on consumables and cost of components and spares which is generally covered in the O&M expenses shall be suitably deducted after due prudence from the R&M expenditure to be allowed.

51. Any expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on the estimates of renovation and modernization expenditure and life extension, and after deducting the accumulated depreciation already recovered from the original project cost, shall form the basis for determination of tariff.

SALE OF INFIRM POWER

52. Supply of infirm power shall be accounted as deviation and shall be paid from the deviation settlement fund accounts:

Provided that any revenue earned by the Generating Entity from supply of infirm power after accounting for the fuel expenses shall be adjusted towards reduction in the capital cost.

CAPITALISATION OF EXPENSES

53. The ratio for allocation of overhead expenses incurred on account of Administrative Expenditure out of Operation and Maintenance Expenses for creation of Capital Asset shall be specified by the Commission in the Business Plan Regulations which shall form part of total capital expenditure of such Capital Asset.

FOREIGN EXCHANGE RATE VARIATION

54. The Utility may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan availed for regulated business.
55. The Utility shall submit an application within thirty days before entering into such hedging transaction based on its approved hedging policy with details of foreign exchange loan and cost of hedging.
56. If the foreign currency loan is taken to reduce the cost of funding, the Utility shall be allowed to recover the cost of hedging of foreign exchange rate variation corresponding to the 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.
57. To the extent the Utility 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 in case it is not attributable to the Utility.

RECOVERY OF COST OF HEDGING OR FOREIGN EXCHANGE RATE VARIATION

58. In case of Generating Entity and transmission licensee, as the case may be, recovery of cost of hedging or foreign exchange rate variation shall be made directly by the Generating Entity or the transmission licensee, as the case may be, from the beneficiaries, without making any application before the Commission.
59. In case of any objections to the amounts claimed on account of cost of hedging or foreign exchange rate variation, the Generating Entity or the transmission licensee or beneficiaries, as the case may be, may make an appropriate application before the Commission for its decision.
60. In case of Distribution Licensee, recovery of cost of hedging or foreign exchange rate variation shall be allowed in the ARR of the licensee based on the prudence check in respective year.

CAPITAL COST - VARIATION AND TREATMENT

61. In case of the new projects/scheme, for the purpose of true up of Capital Cost, the Commission shall take into account the projected capital expenditure from the anticipated COD in accordance with these Regulations:

Provided that:

- (i) in case of a Generating Entity, if the date of commercial operation is delayed beyond 180 days from the date of issue of tariff order in terms of this Regulation, the tariff so granted shall be deemed to have been withdrawn and the Generating Entity shall be required to file a fresh Petition for determination of tariff after the date of commercial operation of the project/scheme;
- (ii) where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure exceeds the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%, the Generating Entity or Transmission Licensee, as the case may be, shall refund to the beneficiaries the excess tariff recovered corresponding to such excess capital cost, as approved by the Commission along with interest at 1.20 times of the bank rate as prevalent on 1st April of respective year;
- (iii) The Generating Entity or Transmission Licensee, as the case may be, shall file true up petition along with all supporting documents for consideration of any upward revision in the tariff, where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure falls short of the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%. The Generating Entity or Transmission Licensee, as the

case may be, shall be entitled to recover from the beneficiaries for the shortfall in tariff corresponding to addition in capital cost, as approved by the Commission along with interest at 0.80 times of bank rate as prevalent on 1st April of respective year.

62. In case of the existing projects/scheme, the Generating Entity or Transmission Licensee, as the case may be, shall be allowed tariff by the Commission based on the admitted capital cost as on 1st April of the relevant year and projected additional capital expenditure for the respective years of the Control Period in accordance with the Regulation:

Provided that:

- (i) The Generating Entity or Transmission Licensee, as the case may be, shall continue to bill the beneficiaries at the existing tariff approved by the Commission for the period starting from 1st April of new Control Period till approval of tariff by the Commission for new Control Period in accordance with these Regulations;
- (ii) where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure submitted by the Generating Entity or Transmission Licensee, as the case may be, exceeds the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%, the Generating Entity or Transmission Licensee, as the case may be, shall refund to the beneficiaries/consumers, the excess tariff recovered corresponding to excess capital cost, as approved by the Commission along with interest at 1.20 times of the bank rate as prevalent on April 1 of respective year;
- (iii) The Generating Entity or Transmission Licensee, as the case may be, shall file a true up Petition to the Commission, along with all supporting documents for consideration of any upward revision in the tariff, where the capital cost considered in tariff by the Commission on the basis of projected capital cost as on COD or the projected additional capital expenditure falls short of the actual capital cost incurred on year to year basis by more than 5%. The Generating Entity or Transmission Licensee, as the case may be, shall be entitled to recover from the beneficiaries for the shortfall in tariff corresponding to addition in capital cost, as approved by the Commission along with interest at 0.80 times of bank rate as prevalent on 1st April of respective year.

DEBT-EQUITY RATIO

63. For determination of Tariff, the debt-equity ratio for any project or scheme under commercial operation shall be considered as 70:30:

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) Where equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as notional loan;
- (iii) The equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment;
- (iv) Any grant/contribution/deposit obtained for the execution of the project/scheme shall not be considered as a part of capital structure for the purpose of debt: equity ratio.

64. The Utility shall submit the audited statement regarding reconciliation of equity required and actually deployed to meet the capital expenditure of the project or scheme and funding of regulatory asset:

Provided that the reconciliation statement shall indicate the movement of equity with details of return on equity, incentive/disincentive, additional equity infused, distribution of dividend, normative loan etc.

RETURN ON CAPITAL EMPLOYED (RoCE)

65. Return on Capital Employed shall be used to provide a return to the Utility, and shall cover all financing costs except expenses for availing the loans, without providing separate allowances for interest on loans and interest on working capital.
66. The Regulated Rate Base (RRB) shall be used to calculate the total capital employed which shall include the Original Cost of Fixed Assets (OCFA) and Working Capital. Capital work in progress (CWIP) shall not form part of the RRB. Accumulated Depreciation, Consumer Contribution, Capital Subsidies / Grants shall be deducted in arriving at the RRB.
67. The RRB shall be determined for each year of the Control Period at the beginning of the Control Period based on the approved capital investment plan with corresponding capitalisation schedule and normative working capital.

68. The Regulated Rate Base for the i^{th} year of the Control Period shall be computed in the following manner:

$$RRB_i = RRB_{i-1} + \Delta AB_i / 2 + \Delta WCI;$$

Where,

“ i ” is the i^{th} year of the Control Period;

RRB_i : Average Regulated Rate Base for the i^{th} year of the Control Period;

ΔWCI : Change in working capital requirement in the i^{th} year of the Control Period from $(i-1)^{\text{th}}$ year;

ΔAB_i : Change in the Capital Investment in the i^{th} year of the Control Period;

This component shall be arrived as follows:

$$\Delta AB_i = Invi - Di - CC_i - Ret_i;$$

Where,

$Invi$: Investments projected to be capitalised during the i^{th} year of the Control Period and approved;

Di : Amount set aside or written off on account of Depreciation of fixed assets for the i^{th} year of the Control Period;

CC_i : Consumer Contributions, capital subsidy / grant pertaining to the ΔAB_i and capital grants/subsidies received during i^{th} year of the Control Period for construction of service lines or creation of fixed assets;

Ret_i : Amount of fixed asset on account of Retirement/ Decapitalisation during i^{th} Year;

RRB_{i-1} : Closing Regulated Rate Base for the Financial Year preceding the i^{th} year of the Control period. For the first year of the Control Period, Closing RRB_{i-1} shall be the Opening Regulated Rate Base for the Base Year i.e. $RRBO$;

$$RRBO = OCFAO - ADO - CCO + WCO;$$

Where;

$OCFAO$: Original Cost of Fixed Assets at the end of the Base Year;

ADO : Amounts written off or set aside on account of depreciation of fixed assets pertaining to the regulated business at the end of the Base Year;

CCO : Total contributions pertaining to the $OCFAO$, made by the consumers, capital subsidy / grants towards the cost of construction of distribution/service lines by the Distribution Licensee and also includes the capital grants/subsidies received for this purpose;

WCO : working capital requirement in the $(i-1)^{\text{th}}$ year of the Control Period.

Return on Capital Employed (RoCE) for the year “ i ” shall be computed in the following manner:

$$RoCE = WACC_i * RRB_i$$

Where,

$WACC_i$ is the Weighted Average Cost of Capital for each year of the Control Period;

RRB_i – Average Regulated Rate Base for the i^{th} year of the Control Period.

70. The WACC for each year of the Control Period shall be computed at the start of the Control Period in the following manner:

$$WACC = \left[\frac{D}{D + E} \right] * r_d + \left[\frac{E}{D + E} \right] * r_e$$

Where,

D is the amount of Debt derived as per these Regulations;

E is the amount of Equity derived as per these Regulations;

Where equity employed is in excess of 30% of the capital employed, the amount of equity for the purpose of tariff shall be limited to 30% and the balance amount shall be considered as notional loan. The amount of equity in excess of 30% treated as notional loan. The interest rate on excess equity shall be the weighted

average rate of interest on the actual loans of the Licensee for the respective years. Where actual equity employed is less than 30%, the actual equity and debt shall be considered;

Provided that the Working capital shall be considered 100% debt financed for the calculation of WACC;

rd is the Cost of Debt;

re is the Return on Equity.

71. The Utility shall make every effort to refinance the loan so as to reduce the cost of financing, the net saving in ARR due to such reduced financing cost shall be shared with the consumers in the manner as specified in the Business Plan Regulations specified by the Commission.

72. **Tax on Return on Equity:** The base rate of return on equity as specified by the Commission in the Business Plan Regulations shall be grossed up with the effective tax rate of the respective financial year. For this purpose, the effective tax rate shall be considered on the basis of actual tax paid vis-à-vis total income of the Utility in the relevant financial year in line with the provisions of the relevant Finance Acts. The actual tax on other income stream shall not be considered for the calculation of “*effective tax rate*”:

Provided that if the rate of return on equity for a Control Period is allowed on pre-tax basis, then income tax on the return on equity shall not be allowed separately as a pass through in ARR;

Provided further that no amount shall be considered towards tax exceeding the actual amount of tax paid by the Corporate entity of the Utility as an assessee.

73. Rate of return on equity shall be rounded off to three decimal places and shall be computed as per the formula given below:

Rate of pre-tax return on equity = Base rate / (1-t)

Where “t” is the effective tax rate in accordance with Regulation 0 and shall be calculated at the beginning of every financial year based on the estimated profit and tax to be paid by the Utility on pro-rata basis by excluding the other income stream:

Provided that wherever the Utility pays Minimum Alternate Tax (MAT), “t” shall be considered as MAT rate including surcharge and cess.

INTEREST ON LOAN

74. The amount of loans arrived in the manner as indicated in Regulation 0 and 0 of these Regulations reduced by the corresponding loan amount of De-Capitalized Asset shall be considered as gross loan for calculation of interest on loan.

75. The loan outstanding as on 1st April of the respective year shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission from the gross loan.

76. The repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project/scheme irrespective of any moratorium period availed by the Utility.

77. The rate of interest on loan shall be based on weighted average rate of interest for actual loan portfolio subject to the maximum of bank rate as on 1st April of the year plus the margin as approved by the Commission in the Business Plan Regulations for a Control Period:

Provided that in no case the rate of interest on loan shall exceed approved rate of return on equity:

Provided further 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 Utility does not have actual loan then the rate of interest shall be considered at the bank rate plus margin, as specified by the Commission in the Business Plan Regulations, for the notional loan of the relevant control period:

Provided also that the loan availed through open tendering process (Competitive Bidding) among Scheduled Banks, Financial Institutions etc., shall be considered at the rate discovered through open tendering process.

DEPRECIATION

78. Annual Depreciation shall be computed based on Straight Line Method for each class of asset as specified in Appendix-1 of these Regulations.

79. The base value for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset approved by the Commission. Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation and in case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro rata basis.
80. 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 any depreciation disallowed on account of lower availability of the generating station or generating unit or transmission system as the case may be, shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life and the extended life.
81. Land other than the land held under lease shall not be a depreciable asset and its cost shall be excluded from the capital cost while computing depreciable value of the asset.
82. In case of existing assets, the balance depreciable value as on 1st April of any financial year shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission up to 31st March of the preceding financial year from the gross depreciable value of the assets.
83. The Depreciation for Life extension projects/scheme shall be allowed in the manner as indicated in Regulation 0 of these Regulations.

WORKING CAPITAL

84. The Commission shall calculate the Working Capital requirement for:
- (1) Coal-based generating stations as follows:
 - (a) Cost of coal for 15 days for pithead generating stations and 30 days for non-pithead generating stations for generation corresponding to the Normative Annual Plant Availability Factor or the maximum coal stock storage capacity whichever is lower;
 - (b) Cost of coal for 30 days for generation corresponding to the Normative Annual Plant Availability Factor;
 - (c) Cost of secondary fuel oil for two months for generation corresponding to the Normative Annual Plant Availability Factor, and in case of use of more than one secondary fuel oil, cost of fuel oil stock for the main secondary fuel oil;
 - (d) Maintenance spares @ 20% of operation and maintenance expenses specified in these Regulations;
 - (e) O&M expenses for one month; and
 - (f) Receivables equivalent to two months of capacity charges and energy charges for sale of electricity calculated on the Normative Annual Plant Availability Factor.
 - (2) Open-cycle Gas Turbine/Combined Cycle thermal generating stations as follows :
 - (a) Fuel Cost for 30 days corresponding to the Normative Annual Plant Availability Factor, duly taking into account mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel;
 - (b) Liquid fuel stock for 15 days corresponding to the normative annual plant availability factor, and in case of use of more than one liquid fuel, cost of main liquid fuel duly taking into account mode of operation of the generating stations of gas fuel and liquid fuel;
 - (c) Maintenance spares @ 30% of Operation and Maintenance expenses specified in this Regulation;
 - (d) Receivables equivalent to two months of capacity charge and energy charge for sale of electricity calculated on normative plant availability factor, duly taking into account mode of operation of the generating station on gas fuel and liquid fuel; and
 - (e) Operation and maintenance expenses for one month.
 - (3) Transmission Licensee as follows:
 - (a) Receivables for two months towards transmission tariffs calculated on NATAF;
 - (b) Maintenance spares @ 15% of operation and maintenance expenses; and
 - (c) Operation and maintenance expenses for one month.
 - (4) Distribution Licensee as follows:
 - (i) Working capital for wheeling business of electricity shall consist of ARR for two months of Wheeling Charges.
 - (ii) Working capital for Retail Supply business of electricity shall consist of:
 - (a) ARR for two months for retail supply business of electricity;
 - (b) Less: Net Power Purchase costs for one month;
 - (c) Less: Transmission charges for one month; and

INTEREST ON WORKING CAPITAL

85. Rate of Interest On Working Capital shall be considered as the bank rate as on 1st April of the year plus margin as specified by the Commission for the Control Period and shall be trued up on the basis of prevailing bank rate as on 1st April of the respective financial year:

Provided that the rate of interest availed through open tendering process (Competitive Bidding) among Scheduled Banks, Financial Institutions etc., shall not be trued up.

86. Interest on working capital shall be payable on normative basis notwithstanding that the Utility has availed any loan for the working capital.

OPERATION AND MAINTENANCE (O&M) EXPENSES

87. The Utilities shall be allowed Operation and Maintenance expenses on normative basis including expenses for raising the loan for funding of Working Capital and Regulatory Asset as specified by the Commission in the Business Plan Regulations for the respective Control Period:

Provided that the Normative O&M expenses for the respective Control Period shall not be trued up; Provided further that the water charges, statutory levy and taxes under O&M expenses if indicated separately in the audited financial statement shall not form part of Normative O&M expenses.

88. Escalation to be allowed for adjustment towards increase in inflation, consumer price index (CPI), wholesale price index (WPI) etc. shall be as specified in the Business Plan Regulations for the respective Control Period.

89. Normative Operation and Maintenance expenses of a new Generating Entity shall be as per the norms approved by the CERC in *Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014* as amended from time to time, for respective year unless specifically approved by the Commission.

90. Normative Operation and Maintenance expenses of existing Generating Entity shall be as specified in the Business Plan Regulations for the respective Control Period.

91. The Commission shall specify the target for Normative Operation and Maintenance expenses of the Transmission Licensee in the Business Plan Regulations for the respective Control Period.

Provided that the Commission may specify Normative Operation and Maintenance expenses target of a Transmission Licensee on the basis of number of Bays and Circuit Kilometres.

92. Normative Operation and Maintenance expenses of a Distribution Licensee shall consist of:

- (a) Employee Expenses,
- (b) Administrative and General Expenses; and
- (c) Repair and Maintenance Expenses.

93. Normative Operation and Maintenance expenses of a Distribution Licensee for a Control Period shall be derived on the basis of audited Operation and Maintenance expenses for last five (5) completed Financial Years vis-à-vis normative Operation and Maintenance expenses allowed by the Commission during the corresponding period based on the following parameters:

- (a) Load growth,
- (b) Consumer growth,
- (c) Commercial loss,
- (d) Distribution loss,
- (e) Inflation,
- (f) Efficiency,
- (g) Capital base and,
- (h) Any other factor.

NON TARIFF INCOME

94. The Utility shall submit forecast of Non-Tariff Income to the Commission, in such form as may be stipulated by the Commission from time to time, whose tentative list is as follows:

- (i) Income from rent of land or buildings;
- (ii) Net Income from sale of de-capitalised assets;
- (iii) Net Income from sale of scrap;
- (iv) Income from statutory investments;
- (v) Net Interest on delayed or deferred payment on bills;
- (vi) Interest on advances to suppliers/contractors;
- (vii) Rental from staff quarters;
- (viii) Rental from contractors;

- (ix) Income from Investment of consumer security deposit;
- (x) Income from hire charges from contactors and others, etc.

95. The Non-Tariff Income shall be reduced from ARR.

OTHER BUSINESS INCOME

96. The net income after tax from Other Business shall be calculated as per “*DERC Treatment of Income from Other Business of Transmission Licensee and Distribution Licensee Regulation, 2005*” as amended from time to time and shall be adjusted in the ARR.
97. The Licensee shall follow segment wise reporting of other businesses in the audited financial statement and a reasonable basis for allocation of all joint and common costs between the licensed Business and the Other Business and shall submit the Allocation Statement as approved by the Board of Directors / Competent Authority to the Commission along with his application for determination of tariff:

Provided that loss on account of Other Business shall not be considered in the ARR of the Licensee.

PART 6

Recovery of Aggregate Revenue Requirement

GENERATING ENTITY

98. The tariff for supply of electricity from a generating station shall comprise two parts, namely, Capacity Charge (for recovery of Annual Fixed Cost consisting of the components as specified in these Regulations) and Energy Charge (for recovery of primary and secondary fuel cost where applicable).
99. The annual fixed cost (AFC) of a Generating Entity shall consist of the following components as specified in these Regulations:
- (a) Return on Capital Employed;
 - (b) Depreciation; and
 - (c) Operation and Maintenance expenses.

CAPACITY CHARGE

100. Computation of Capacity Charge to be raised as part of their bills for the Generating Stations:

- (a) The fixed cost of generating station shall be computed on annual basis, based on norms specified under these Regulations, and recovered on monthly basis under Capacity Charge. The total capacity charge payable for a generating station shall be shared by its beneficiaries as per their respective percentage share / allocation in the capacity of the generating station.
- (b) The capacity charge payable to a thermal generating station for a calendar month shall be calculated in accordance with the following formulae:

$CC_1 = (AFC/12)(PAF1 / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC/12)$

$CC_2 = [(AFC/6)(PAF2 / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC/6)] - CC_1$

$CC_3 = [(AFC/4) (PAF3 / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC/4)] - (CC_1+CC_2)$

$CC_4 = [(AFC/3) (PAF4 / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC/3)] - (CC_1+CC_2+CC_3)$

$CC_5 = ((AFC \times 5/12) (PAF5 / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC \times 5/12)] - (CC_1+CC_2 +CC_3 +CC_4)$

$CC_6 = [(AFC/2) (PAF6 / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC/2)] - (CC_1+CC_2 +CC_3+CC_4 + CC_5)$

$CC_7 = ((AFC \times 7/12) (PAF7 / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC \times 7/12)] - (CC_1+CC_2 +CC_3 +CC_4 + CC_5 + CC_6)$

$CC_8 = [(AFC \times 2/3) (PAF8 / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC \times 2/3)] - (CC_1+CC_2 +CC_3 +CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7)$

$CC_9 = [(AFC \times 3/4) (PAF9 / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC \times 3/4)] - (CC_1+CC_2 +CC_3 +CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7+ CC_8)$

$CC_{10} = [(AFC \times 5/6) (PAF10 / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC \times 5/6)] - (CC_1+CC_2 +CC_3 +CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7 + CC_8 + CC_9)$

$CC_{11} = [(AFC \times 11/12) (PAF11 / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC \times 11/12)] - (CC_1+CC_2+CC_3 +CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7 + CC_8 + CC_9 + CC_{10})$

$CC_{12} = [(AFC) (PAFY / NAPAF)$ subject to ceiling of $(AFC)] - (CC_1+CC_2 +CC_3 +CC_4 + CC_5 + CC_6 + CC_7 + CC_8 + CC_9 + CC_{10} + CC_{11})$:

Provided that in case of generating station under shutdown due to Renovation and Modernisation, the Generating Entity shall be allowed to recover part of AFC which shall include O&M expenses and interest on loan only.

Where,

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

NAPAF = Normative annual plant availability factor in percentage.

PAFN = Percent Plant availability factor achieved upto the end of the nth month.

PAFY = Percent Plant availability factor achieved during the Year

CC₁, CC₂, CC₃, CC₄, CC₅, CC₆, CC₇, CC₈, CC₉, CC₁₀, CC₁₁ and CC₁₂ are the Capacity Charges of 1st, 2nd, 3rd, 4th, 5th, 6th, 7th, 8th, 9th, 10th, 11th and 12th months respectively.

- (c) The PAFM up to the end of a particular month and PAFY shall be computed in accordance with the following formula:

$$\text{PAFM or PAFY (\%)} = 10000 * \sum_{i=1}^N DC_i / \{N * IC * (100 - AUX)\} \%$$

Where,

AUX=Normative auxiliary energy consumption in percentage.

DC_i = Average declared capacity (in ex-bus MW), for the ith day of the period i.e. the month or the year as the case may be, as certified by the concerned load dispatch centre after the day is over.

IC = Installed Capacity (in MW) of the generating station.

N= Number of days during the period.

Note: DC_i and IC shall exclude the capacity of generating units not declared under commercial operation. In case of a change in IC during the concerned period, its average value shall be taken.

101. Incentive to a generating station shall be payable at the rate specified in the Business Plan Regulations during the respective Control Period for ex-bus scheduled energy corresponding to scheduled generation in excess of ex-bus energy corresponding to Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF).

ENERGY CHARGE

102. The energy charge shall cover the primary and secondary fuel cost and shall be payable by every beneficiary for the total energy scheduled to be supplied to such beneficiary during the calendar month on ex-power plant basis, at the energy charge rate of the month (with fuel and limestone price adjustment). Total Energy charge payable to the Generating Entity for a month shall be:

(Energy charge rate in Rs./kWh) x {Scheduled energy (ex-bus) for the month in kWh.}

103. Energy charge rate (ECR) in Rupees per kWh on ex-power plant basis shall be determined to three decimal places in accordance with the following formulae:

(a) For coal based stations:

$$\text{ECR} = \{(GHR - \text{SFC} \times \text{CVSF}) \times \text{LPPF} / \text{CVPF} + \text{SFC} \times \text{LPSF}_i + \text{LC} \times \text{LPL}\} \times 100 / (100 - \text{AUX})$$

(b) For gas and liquid fuel based stations

$$\text{ECR} = \text{GHR} \times \text{LPPF} \times 100 / \{\text{CVPF} \times (100 - \text{AUX})\}$$

Where,

AUX = Normative auxiliary energy consumption in percentage.

CVPF=(a) Weighted Average Gross calorific value of coal on as received basis from the loaded wagons at the generating stations -in kCal per kg for coal based stations.

(b) Weighted Average Gross calorific value of primary fuel as received, in kCal per kg, per litre or per standard cubic meter, as applicable for lignite, gas and liquid fuel based stations.

(c) In case of blending of fuel from different sources, the weighted average Gross calorific value of primary fuel shall be arrived in proportion to blending ratio.

CVSF = Calorific value of secondary fuel, in kCal per ml.

ECR = Energy charge rate, in Rupees per kWh sent out.

GHR = Gross station heat rate, in kCal per kWh.

LC = Normative limestone consumption in kg per kWh.

LPL = Weighted average landed price of limestone in Rupees per kg.

LPPF = Weighted average landed price of primary fuel, in Rupees per kg, per litre or per standard cubic metre, as applicable, during the month. (In case of blending of fuel from different sources, the weighted average landed price of primary fuel shall be arrived in proportion to blending ratio)

SFC = Normative Specific fuel oil consumption, in ml per kWh.

$LPSF_1$ =Weighted Average Landed Price of Secondary Fuel in Rs./ml during the month:

Provided that energy charge rate for a gas/liquid fuel based station shall be adjusted for open cycle operation based on certification of Delhi SLDC for the open cycle operation during the month.

104. The Generating Entity shall provide to the beneficiaries of the generating station the details of parameters of GCV and price of fuel i.e., domestic coal, imported coal, e-auction coal, lignite, natural gas, RLNG, liquid fuel etc., as per the forms prescribed:

Provided that the details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal and the weighted average GCV of the fuels as received shall also be provided separately, along with the bills of the respective month:

Provided further that copies of the bills and details of parameters of GCV and price of fuel i.e. domestic coal, imported coal, e-auction coal, natural gas, RLNG, liquid fuel etc., details of blending ratio of the imported coal with domestic coal, proportion of e-auction coal shall also be displayed on the website of the Generating Entity. The details should be available on its website on monthly basis for a period of three months.

105. The landed cost of fuel for the month shall include price of fuel corresponding to the grade and quality of fuel inclusive of royalty, taxes and duties as applicable, transportation cost by rail / road or any other means, and, for the purpose of computation of energy charge, and in case of coal/lignite shall be arrived at after considering normative transit and handling losses as percentage of the quantity of coal or lignite dispatched by the coal or lignite supply company during the month as notified by the Central Electricity Regulatory Commission, for respective year unless specifically approved by the Commission;

Provided that any refund of taxes and duties along with any amount received on account of penalties from fuel supplier shall be adjusted in the fuel cost.

106. In case of part or full use of alternative source of fuel supply by coal based thermal generating stations other than as agreed by the Generating Entity and beneficiaries in their power purchase agreement for supply of contracted power on account of shortage of fuel or optimization of economical operation through blending, the use of alternative source of fuel supply shall be permitted to generating station:

Provided that in such case, prior permission from beneficiaries shall not be a precondition, unless otherwise agreed specifically in the power purchase agreement:

Provided further that the weighted average price of use of alternative source of fuel shall not exceed 30% of base price of fuel:

Provided also that where the energy charge rate based on weighted average price of use of fuel including alternative source of fuel exceeds 30% of base energy charge rate as approved by the Commission for that year or energy charge rate based on weighted average price of use of fuel including alternative sources of fuel exceeds 20% of energy charge rate based on weighted average fuel price for the previous month, whichever is lower shall be considered and in that event, prior consultation with beneficiary shall be made not later than three days in advance.

107. Landed Fuel Cost for Tariff Determination: The landed fuel cost of primary fuel and secondary fuel for tariff determination shall be based on actual weighted moving average cost of respective fuel before the start of the tariff period for existing and new generating stations.
108. Any variation in fuel prices on account of change in the Gross Calorific Value (GCV) of coal or gas or liquid fuel shall be adjusted on a monthly basis on the basis of average GCV of coal or gas or liquid fuel in stock, received and burnt and weighted average landed cost incurred by the Generating Entity for procurement of coal, oil, or gas or liquid fuel, as the case may be for a power station.
109. The Generating Entity shall separately indicate rate of energy charges in its bills at base price of primary and secondary fuel specified by the Commission and the fuel price adjustment. No separate petition needs to be filed with the Commission for fuel price adjustment.

TRANSMISSION LICENSEE

110. The tariff for transmission of electricity shall comprise Capacity charge for recovery of annual fixed cost consisting of the components specified in these Regulations.

111. The annual fixed cost (AFC) of a transmission system (including communication system) shall consist of the following components as specified in these Regulations:

- (a) Return on Capital Employed;
- (b) Depreciation; and
- (c) Operation and Maintenance expenses.

COMPUTATION OF TRANSMISSION CHARGE

112. Annual Transmission Charges to be billed by the Transmission Licensee shall be computed in the Annual Tariff Order, in accordance with norms contained in these Regulations, aggregated as appropriate, and recovered on monthly basis as transmission charge from the users, who shall share these charges in the manner specified in these Regulations.

113. Normative Annual Transmission System Availability Factor (NATAF): The Target Availability for recovery of full annual transmission charges for a Control Period shall be approved by the Commission before commencement of the Control Period:

Provided that recovery of annual transmission charges below the target availability shall be on a pro rata basis.

114. The Transmission charge (inclusive of incentive) to be billed for a calendar month for transmission system or part shall be:

$$\text{ARR} \times (\text{NDM} / \text{NDY}) \times (\text{TAFM} / \text{NATAF})$$

Where,

ARR = Aggregate Revenue Requirement specified for the year, in Rupees;

NATAF = Normative annual transmission availability factor, in per cent as approved by the Commission for a Control Period;

NDM = Number of days in the month;

NDY = Number of days in the year; and

TAFM = Transmission system availability factor for the month, in Percent,

115. The Transmission Licensee shall raise the bill for the transmission charge (inclusive of incentive) for a month based on its estimate of TAFM:

Provided that the adjustments, if any, shall be made on the basis of the TAFM to be certified by the SLDC within 30 days from the last day of the relevant month.

DISTRIBUTION LICENSEE

116. The Aggregate Revenue Requirement for the Retail Supply and Wheeling Business of the Distribution Licensees for each year of the Control Period, shall contain the following items:

- (a) Cost of power procurement;
- (b) Transmission & Load Dispatch charges;
- (a) Operation and Maintenance expenses;
- (b) Return on Capital Employed;
- (c) Depreciation;
- (d) Income Tax;
- (e) Interest on Consumer Security Deposit;
- (f) Carrying Cost on Revenue Gap/Regulatory asset;
- (g) Less: Non-Tariff Income;
- (h) Less: Income from Other Business,
- (i) Less: Income from wheeling of electricity; and
- (j) Less: Receipts on account of charges other than Wheeling Charges from open access consumer.

117. The ratio of various ARR components as indicated in Regulation 0 of these Regulations, for segregation of ARR of the Distribution Licensee into Retail Supply and Wheeling Business shall be specified by the Commission in the Business Plan Regulations.

COMPUTATION OF COST OF POWER PROCUREMENT

118. Cost of power procurement in case of a Distribution Licensee shall be computed on the basis of quantum of power required to meet the demand in the licensed area of supply based on the sales forecast and distribution loss approved by the Commission for the relevant year.
119. Distribution Licensee shall be allowed to recover the net cost of power purchase from long term sources whose PPAs are approved by the Commission, assuming maximum normative rebate available from each source, for supply to consumers.
120. Distribution Licensee shall be allowed to recover the cost of power purchase under short term arrangements for the deficit in quantum of power requirement for sale in its area and power available through Long term sources as specified in Regulation 0 of these Regulations, such as Banking, Bilateral, Exchange, Inter DISCOM Transfer and Unscheduled Interchange etc.
121. While approving the cost of power purchase, the Commission shall determine the quantum of power to be purchased considering:
- (1) Availability of Generating Stations which may be based on Load Generation Balance Report published by Central Electricity Authority (CEA) for relevant Financial Year;
 - (2) Principles of merit order schedule and despatch based on the ranking of all approved sources of supply in the order of their variable cost of power purchase on monthly basis;
 - (3) Normative cost of banking transaction at the rate of average power purchase cost of the portfolio of the distribution licensee;
 - (4) The gap between average Power Purchase Cost of the power portfolio allocated and average revenue due to different consumer mix of all the distribution licensee:
- Provided that the Commission may adjust the gap in power purchase cost by reassigning the allocation of power amongst the distribution licensees out of the overall power portfolio allocated to the National Capital Territory of Delhi by Ministry of Power, Government of India.
122. The Annual Fixed Cost of all approved Long Term sources as specified in Regulation 0 of these Regulations shall be allowed to be recovered in the ARR of the relevant Financial Year, however, Variable Cost shall be allowed to be recovered in the ARR on Merit Order basis as specified in Regulation 0 of these Regulations.
123. To promote economical procurement of power as well as maximizing revenue from Sale of Surplus Power the distribution licensee shall ensure the cost benefit for rate of sale of surplus power in the relevant slots through Banking, Bilateral and Power Exchange transactions other than the forced scheduling, as certified by the SLDC, in comparison with the next higher variable cost of the generating stations from which power is surplus after meeting the demand of power in its area of supply;
124. The cost of Renewable Purchase Obligation (RPO) of the Distribution Licensee shall be computed on the basis of approved cost of power procurement from Renewable Energy Sources as specified in the Delhi Electricity Regulatory Commission (Renewable Purchase Obligation and Renewable Energy Certificate Framework Implementation) Regulations, 2012:
- Provided that any projected shortfall, in procurement of power from Renewable Energy Sources to meet the RPO shall be computed at the Floor Price of Renewable Energy Certificates (RECs) notified by Central Electricity Regulatory Commission for the relevant year:
- Provided further that the actual expenses for procurement of power from Renewable Energy Sources and purchase of Renewable Energy Certificates shall be trued up by the Commission:
- Provided also that the Commission will specify the targets for Solar and Non Solar RPO in the Business Plan Regulations for a specific Control Period:
- Provided also that the penalty for non fulfilment of RPO targets, as specified by the Commission in its Tariff Order, shall be adjusted in the ARR during True up of the relevant Financial Year.
125. The Distribution Licensee shall be allowed to recover net transmission and load despatch charges payable to the Transmission Licensees (Central Transmission Utility, State Transmission Utility etc.) and System Operators (Regional Load Despatch Centre, State Load Despatch Centre etc.) for access to and use of the interstate transmission system, intra-state transmission system and availing load despatch services assuming maximum normative rebate available from each source for payment of bills in accordance with the tariffs approved from time to time by CERC and appropriate State Commissions, as the case may be.

126. The Distribution Licensee shall also be allowed to recover the Wheeling Charges in case the distribution network of other Distribution Licensee is used for procurement of power for the Retail Supply Business.
127. Interest paid on consumer security deposits shall be based on the rate specified by the Commission in the "Delhi Electricity Supply Code and Performance Standards Regulations, 2007" as amended from time to time, and shall be a pass through in the ARR.
128. Cross-Subsidy Surcharge and Additional Surcharge to be received by the Distribution Licensee shall be considered as revenue to meet the ARR of the Distribution Licensee.
129. The recovery of ARR for supply of electricity to be billed by the Distribution Licensees shall comprise of:
- (1) Fixed Charge, and;
 - (2) Variable Charge.
130. The Fixed Charge of the Distribution Licensee shall consist of the following components:
- (a) Capacity Charges of Generating Stations as approved/adopted by the appropriate Commission;
Capacity Charges of Transmission Licensee including Load Dispatch Charges Stations as approved/adopted by the appropriate Commission;
Fixed Cost of Distribution Licensee:
 - (i) Return on Capital Employed;
 - (ii) Depreciation; and
 - (iii) Operation and Maintenance expenses.
131. The Variable Charge of a Distribution Licensee shall consist of the following components:
- (a) Energy Charges (Power Purchase Cost excluding Capacity Charges);
 - (b) Trading Margin, if any, ; and
 - (c) Open Access Charges, if any.
132. The Commission shall design the Tariff Schedule, indicating Tariff for various categories of consumers in the area of the Distribution Licensee, in the relevant Tariff Order in order to enable recovery of ARR.

TREATMENT OF DEMAND SIDE MANAGEMENT INITIATIVES

133. The Utility shall submit the utilization of funds allocated for DSM schemes under *Delhi Electricity Regulatory Commission (Demand Side Management) Regulations, 2014*:
- Provided that the Utility shall maintain separate records of Revenue/Expenditure related to individual DSM schemes approved by the Commission.

POWER PURCHASE COST ADJUSTMENT CHARGES

134. The Distribution Licensee shall be allowed to recover the incremental Power Procurement Cost on quarterly basis, over and above the Power Procurement Cost approved in the Tariff Order of the relevant year, incurred due to the following:
- (a) Variation in Price of Fuel from long term sources of Generation;
 - (b) Variation in Fixed Cost on account of Regulatory Orders from long term sources of Generation;
 - (c) Variation in Transmission Charges.
135. The Commission shall specify the detailed formula and procedure for recovery of such incremental Power Procurement Cost as Power Purchase Cost Adjustment Charges (PPAC) formula in the Tariff Order;
136. To avoid the tariff shock for consumers, the Commission may carry forward PPAC of one quarter into more than one quarter on provisional basis;

LATE PAYMENT SURCHARGE

GENERATING ENTITY AND TRANSMISSION LICENSEE

137. In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed by a beneficiary of generating entity or long term transmission customer/DICs as the case may be, beyond a period of 60 days from the date of billing, a late payment surcharge at the rate of 1.50% per month shall be levied by the generating entity or the transmission licensee, as the case may be.

REBATE**GENERATING ENTITY AND TRANSMISSION LICENSEE**

138. For payment of bills of the generating entity and the transmission licensee through letter of credit on presentation or through NEFT/RTGS within a period of 2 days of presentation of bills by the generating entity or the transmission licensee, a rebate of 2% shall be allowed :

Provided that in case payments are made on any day after 2 days and within a period of 30 days of presentation of bills by the generating entity or the transmission licensee, a rebate of 1% shall be allowed.

PART 7**NORMS OF OPERATION AND TRUING UP**

139. Performance review and adjustment of variations in the ARR and Revenue for the Utilities for FY 2016-17 shall be considered in accordance with the *Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Generation Tariff) Regulations, 2011*, *Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Transmission Tariff) Regulations, 2011* and *Delhi Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Wheeling Tariff and Retail Supply Tariff) Regulations, 2011*.

140. Recovery of capacity charge, energy charge, transmission charge and incentive by the Utility shall be based on the achievement of the operational norms specified by the Commission;

141. Norms of operation for new generating stations shall be based on *Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2014* for respective year unless specifically approved by the Commission;

142. Norms of operation for existing generating stations to be specified by the Commission in the Business Plan Regulations shall consist of following parameters:

- (a) Normative Annual Plant Availability Factor (NAPAF),
- (b) Normative Annual Plant Load Factor (NAPLF),
- (c) Gross Station Heat Rate,
- (d) Secondary Fuel Oil Consumption for Coal based generating stations, and
- (e) Auxiliary Energy Consumption

143. Norms of operation for Transmission licensee to be specified by the Commission in the Business Plan Regulations shall be based on NATAF.

144. Norms of operation for Distribution Licensee to be specified by the Commission in the Business Plan Regulations shall consist of following parameters:

- (a) Distribution Loss target,
- (b) Collection Efficiency target, and
- (c) Normative Operation and Maintenance expenses.

TRUING UP MECHANISM

145. The Commission shall carry out truing up exercise for the previous years along-with the tariff petition, with respect to the capital expenditure including additional capital expenditure incurred, as admitted by the Commission after prudence check at the time of truing up:

146. The Commission shall carry out truing up of tariff based on the performance for generating stations and taking into account of the following Uncontrollable parameters:

- i) Force Majeure;
- ii) Change in Law;
- iii) Re-financing of Loan; and
- iv) Primary Fuel Cost.

147. The Commission shall carry out truing up of tariff of transmission licensee based on the performance of following Uncontrollable parameters:

- (i) Force Majeure;
- (ii) Change in Law; and
- (iii) Re-financing of Loan.

148. The financial gains to a generating company or the transmission licensee, as the case may be, on account of normative parameters shall be shared between generating company/transmission licensee and the beneficiaries on monthly basis with annual reconciliation.
149. The financial gains in case of generating station or transmission licensee, as the case may be, on account of operational parameters shall be shared in the ratio as specified by the Commission in the Business Plan Regulations.
150. In case, after the truing up of relevant financial year, the tariff recovered varies from the tariff approved by the Commission on account of variation in capital cost, the generating company or the transmission licensee, as the case may be, shall refund/recover to the beneficiaries or the long term transmission customers /DICs, as the case may be, the excess amount so recovered as specified in Regulation 62 of these regulation.
151. The financial gains and losses by a generating company or the transmission licensee, as the case may be, on account of uncontrollable parameters other than capitalisation shall be passed on to beneficiaries of the generating company or to the long term transmission customers of transmission system, as the case may be.

Provided that the amount under-recovered or over-recovered, along with simple interest at the rate equal to the bank rate as on 1st April of the respective year, shall be recovered or refunded by the generating company or the transmission licensee, as the case may be, in six equal monthly instalments starting within three months from the date of the tariff order issued by the Commission.

152. True up of ARR for Distribution (Wheeling & Retail Supply) Licensee shall be conducted on the following principles:

- (a) Variation in revenue and sales of the distribution licensee based on projected revenue and sales vis-a-vis actual revenue and sales;
- (b) Variation in long term power purchase quantum and cost of the distribution licensee based on merit order dispatch principle of projected long term power purchase quantum and cost vis-a-vis actual long term power purchase quantum and cost:

Provided that the distribution licensee shall submit report from State Load Despatch Centre (SLDC) for instances of forced scheduling due to the reasons not attributable to the Distribution licensee for scrutiny of dispatch of power in Delhi on merit order basis in its area of supply;

Provided that the cost of credit to the net metering consumer on account of net surplus unit of power injected into the grid as specified in *Delhi Electricity Regulatory Commission (Net Metering for Renewable Energy) Regulations, 2014* shall be allowed to the distribution licensee in the power purchase cost of the relevant year;

- (c) Variation in short term power purchase quantum and cost of the distribution licensee based on projected short term power purchase quantum and cost vis-a-vis actual short term power purchase quantum and cost:

Provided that Trading Margin, Transmission Charges and Transmission Losses incurred on Forward And Reverse transaction in the same time slot executed within three months for Forward / Reverse power procurement/sale through Banking And Bilateral shall not be allowed in the Power Purchase Cost of the Distribution Licensee;

Provided that Sale through Deviation Settlement Mechanism (Unscheduled Interchange) transactions other than forced scheduling of power as certified by SLDC on monthly basis shall be limited to the contingency limit as specified by the Commission in the Business Plan Regulations in order to promote Grid Discipline and optimise Power Purchase Cost;

Provided that any Additional/Penal Deviation Settlement Mechanism (Unscheduled Interchange) Charges other than forced scheduling of power as certified by SLDC paid by the Distribution Licensee shall not be allowed in Power Purchase Cost;

Provided that Short-term arrangement or agreement, other than traded through Power Exchange, for procurement/sale of power has to be executed through a transparent process of open tendering and competitive bidding guidelines issued by Ministry of Power (MoP) as amended from time to time, unless specific direction issued by the Commission;

Provided further that in case the Distribution Licensee does not follow Short Term Power guidelines

for procurement of power/sale the rate of such power procurement shall be restricted to the average rate of power purchase/sale through exchange during same month for Delhi region.

- (d) Any surplus or deficit on account of controllable parameters i.e., Operation and Maintenance (O&M) expenses shall be to the account of the Licensee and shall not be trued up in ARR; and
- (e) Depreciation, Return on equity and interest on loan shall be trued up every year based on the actual capitalisation vis-à-vis capital investment plan (capitalisation) approved by the Commission:

Provided further that the Commission shall true up the interest rate on the basis of increase/decrease in State Bank of India Base Rate as on April 1 of the relevant financial year vis-a-vis State Bank of India Base Rate as on April 1 of the immediately preceding financial year in accordance with Regulation 0 of these Regulations;

- (f) interest on working capital loan shall be trued up every year based on the working capital requirement as specified in Regulation 0 of these Regulations.

153. The actual expenditure vis-a-vis projected expenditure incurred on Demand Side Management in the ARR shall be trued up.

REGULATORY ASSETS

154. The accumulated revenue gap, if approved by the Commission in the relevant Tariff Order shall be treated as Regulatory Assets:

Provided that such revenue gap shall be computed on the basis of excess of ARR over Revenue approved after true up of the relevant financial year.

155. Carrying cost on average balance of accumulated revenue gap shall be allowed to the Utility at carrying cost rate approved by the Commission in the ARR of the relevant financial year:

Provided that average balance of accumulated revenue gap shall be determined based on opening balance of accumulated revenue gap and half of the Revenue Gap /Surplus during the relevant year.

156. The Regulatory Asset, if any, shall be indicated in the books of accounts as follows:

- (a) The total amount of outstanding Regulatory Asset at the end of the year shall be indicated, as a separate entry, under the Assets side of the Accounts.
- (b) The period of amortisation of the Regulatory Asset and the carrying cost of the Regulatory Asset (if stipulated by the Commission in the Tariff Order or any other Order in this regard) shall be explained under the Notes to the Accounts.
- (c) For every year of amortisation, the amount of Regulatory Asset amortised during the year as approved by the Commission and the carrying cost allowed by the Commission on the balance Regulatory Asset shall be indicated under the Revenue side, once the Utility is allowed to bill the same to the consumers.

INCENTIVE OR DISINCENTIVE

157. The Utility shall be subject to incentive or dis-incentive, as the case may be, based on the performance vis-à-vis target achieved by the respective Utility:

- (a) In case of a Generating Entity incentive/penalty shall be applicable on the basis of actual performance on account of NAPAF and NAPLF as discussed in these Regulations;
- (b) In case of a transmission licensee incentive/penalty shall be applicable on the basis of actual performance on account of NATAF as discussed in these Regulations.
- (c) In case of a Distribution Licensee incentive/penalty shall be applicable on the basis of:
 - (i) Distribution Loss;
 - (ii) Collection Efficiency; and
 - (iii) Sale of Surplus Power.

TREATMENT OF DISTRIBUTION LOSS AND COLLECTION EFFICIENCY

158. Target for Distribution loss reduction shall be as specified in the Business Plan Regulations for a Control Period based on factors including previous targets and past performance.

159. The financial impact on account of over or under achievement of Distribution Loss target shall be computed as under:

$$\text{Incentive or (Penalty)} = Q1 * (L1 - L2) * P * 10^6$$

where,

Q1 = Actual quantum of Energy purchased at Distribution periphery in MU;

L1 = Distribution Loss Target in %;

P = Trued up Average Power Purchase Cost (APPC) per unit at Distribution periphery in Rs./kWh;

$$L2 \text{ (Actual Distribution Loss in \%)} = \left[1 - \frac{Q2}{Q1} \right] * 100;$$

Q2 = Actual quantum of Energy Billed in MU.

160. Any financial impact on account of overachievement with respect to Distribution Loss target shall be shared between the Distribution Licensee and the consumer in the ratio as specified in the Business Plan Regulations.

161. Any financial impact on account of underachievement with respect to Distribution Loss targets shall be to the Distribution Licensee's account.

162. Target for Collection Efficiency shall be fixed on the basis of actual performance, past targets and other relevant factors/measures/information of the Distribution Licensee for a Control Period in the Business Plan Regulations.

163. The financial impact on account of over or under achievement of Collection Efficiency target shall be computed as under:

$$\text{Incentive or (Penalty)} = (C1 - C2) * A_b$$

where,

$$C1 \text{ (Actual Collection Efficiency)} = \left[\frac{A_r}{A_b} \right] * 100$$

A_r = Actual amount collected excluding electricity duty, late payment surcharge, any other surcharge in Rs. Cr.;

A_b = Actual amount billed excluding electricity duty, late payment surcharge, any other surcharge in Rs. Cr.;

C2 = Target **Collection Efficiency** in %;

164. Any financial impact on account of underachievement less than the target and overachievement above 100% with respect to Collection Efficiency targets shall be to the Licensee's account:

Provided that any financial impact on account of over achievement over and above the target and limited to 100% with respect to Collection Efficiency targets shall be shared as per the mechanism indicated in the Business Plan Regulations of the Control Period.

165. Any financial impact of over realisation on account sale of Surplus Power as, specified in Regulation 123 of these Regulations, shall be adjusted as per the mechanism indicated in the Business Plan Regulations of the control period:

Provided that any financial impact of under realisation on account sale of Surplus Power as specified in Regulation 123 of these Regulations shall be to the account of distribution licensee.

DEVIATION CHARGES

166. Variations between actual injection of Energy and scheduled injection of Energy for the generating stations, and variations between actual drawal of Energy and scheduled drawal of Energy for the beneficiaries shall be treated as their respective deviations and charges for such deviations shall be governed by the *Central Electricity Regulatory Commission (Deviation Settlement Mechanism and Related matters) Regulations, 2014*, as amended from time to time.

167. The Commission may specify additional controllable performance parameter/(s) in the Business Plan Regulations for increasing the efficiency and evolve incentive/dis-incentive mechanism for the Utility based on its actual performance.

PART 8

MISCELLANEOUS

168. Issue of Regulations, Orders and Practice Directions: Subject to the provision of the Act and these Regulations, the Commission may, from time to time, issue Business Plan Regulations, Tariff Orders and Practice directions in regard to the implementation of these Regulations and procedure to be followed on various matters, which the Commission has been empowered by these Regulations to direct, and matters incidental or ancillary thereto.
169. The Commission, if required at appropriate stage, may specify other charge for Generating Entity or Transmission Licensee or Distribution Licensee.
170. Notwithstanding anything contained in these Regulations, the Commission shall have the authority, either suo-motu or on a Petition filed by any interested or affected party, to determine the tariff of any Utility.
171. **Powers to remove difficulties:** If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission may, by a general or special order, not being inconsistent with the provisions of these Regulations or the Act, do or undertake to do things or direct the Licensee to do or undertake such things which appear to be necessary or expedient for the purpose of removing the difficulties.
172. **Power of Relaxation:** The Commission may in public interest and for reasons to be recorded in writing, relax any of the provision of these Regulations.
173. **Interpretation:** If a question arises relating to the interpretation of any provision of these Regulations, the decision of the Commission shall be final.
174. **Saving of Inherent Powers of the Commission:** Nothing contained in these Regulations shall limit or otherwise affect the inherent powers of the Commission from adopting a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of the matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient to depart from the procedure specified in these Regulations.
175. **Enquiry and Investigation:** All enquiries, investigations and adjudications under these Regulations shall be done by the Commission through the proceedings in accordance with the provisions of the *Delhi Electricity Regulatory Commission Comprehensive (Conduct of Business) Regulations, 2001 as amended from time to time*.
176. **Power to Amend:** The Commission, for reasons to be recorded in writing, may at any time vary, alter or modify any of the provision of these Regulations by amendment.

MAHENDER SINGH, Secy.

APPENDIX-1 DEPRECIATION SCHEDULE

Sr. No.	Asset Particulars	Useful Life (years)	Depreciation Rate for 12 years	Depreciation Rate Beyond 12 years till Useful Life
		A	B	$C = [90\% - (12 * B)] / (A - 12)$
1	Land owned under full title	Infinity		
2	Land held under lease			
(A)	For investment in land	The period of lease or the period remaining unexpired on the Assignment of the lease	Rate based on the period of lease	
(B)	For cost of clearing site	The period of lease remaining unexpired at the date of clearing the site		

Sr. No.	Asset Particulars	Useful Life (years)	Depreciation Rate for 12 years	Depreciation Rate Beyond 12 years till Useful Life
		A	B	$C=[90\%-(12*B)]/(A-12)$
3	Assets Purchased New			Depreciation Rate shall be computed based on the balance depreciable value spread over remaining Useful Life of asset
(A)	Plant and machinery in generating stations including plant foundations			
(i)	Steam-electric NHRS & Waste Heat Recovery Boilers / Plants	25	5.83	
(ii)	Diesel electric & Gas plant	25	5.83	
(B)	Cooling towers and circulating water systems	25	5.83	
(C)	Buildings			
(i)	Offices, showrooms and residential buildings	50	1.80	
(ii)	Buildings other than Offices & showrooms	30	3.00	
(III)	Temporary erection such as wooden structures	0	100	
(IV)	Roads other than Kutcha roads	50	1.80	
(V)	Others	30	3.00	Depreciation Rate shall be computed based on the balance depreciable value spread over remaining Useful Life of asset
(D)	Transformers, Kiosk, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant foundations)	25	5.83	
(E)	Switchgear including cable connections	25	5.83	
(F)	Lightning arrestor			
(i)	Station type	25	5.83	
(ii)	Pole type	25	5.83	
(iii)	Synchronous condenser	25	5.83	
(G)	Batteries	5	18.00	
(H)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	35	5.83	
(I)	Overhead lines including cable supports	25	5.83	
(j)	Meters	15	6.00	
(K)	Vehicles	10	9.00	
(L)	Air Conditioning Plants			
(i)	Static	25	5.83	
(ii)	Portable	10	9.00	
(M)	Office furniture and related equipments	10	9.00	
(N)	Communication equipment			
(i)	Radio and high frequency carrier system	15	6.00	
(ii)	Telephone lines, Fibre Optic and telephones	15	6.00	
(O)	I. T Equipment including software (salvage value for IT equipment and software shall be considered as NIL and 100% value of the assets shall be considered depreciable)	6	16.67	Depreciation Rate shall be computed based on the balance depreciable value spread over remaining Useful Life of asset
	Any other assets not covered above	As per Companies Act 2013 amended from time to time.		

Note: The useful life for AC & DC substations and Gas Insulated Sub-station including switchgears for which Notice Inviting Tender is floated on or after 01.02.2017 shall be considered as 35 years.

APPENDIX-2			
NAME OF POWER UTILITY IN DELHI			
<u>FORMATS FOR ARR & TARIFF FILING BY POWER UTILITY</u>			
	Summary Formats		
1	Sheet	S1	<u>Profit & Loss Account</u>
2	Sheet	S2	<u>Cash flow statement</u>
3	Sheet	S3	<u>Annual Revenue Requirement</u>
	Financial Formats		
4	Sheet	F1	<u>Power Purchase Cost Statement Monthwise/Yearwise</u>
5	Sheet	F2	<u>Form 2.1a</u>
6	Sheet	F2 (a)	<u>Supplement to Form F2 (Form 2.1a)</u>
7	Sheet	F3	<u>Revenue Grants & subsidies</u>
8	Sheet	F4	<u>Income from investments and Non-Tariff Income</u>
9	Sheet	F5	<u>R&M Expenses</u>
10	Sheet	F6	<u>Employees' Cost & Provisions</u>
11	Sheet	F6(a)	<u>Employee Strength</u>
12	Sheet	F7	<u>Administration & General Expenses</u>
13	Sheet	F7(a)	<u>Legal Expenses</u>
14	Sheet	F8	<u>Statement of Fixed Assets and Depreciation</u>
15	Sheet	F9	<u>Capitalization</u>
16	Sheet	F10	<u>Interest & Finance charges</u>
17	Sheet	F11	<u>Loan details</u>
18	Sheet	F12	<u>Statement of Sundry Debtors & provision for bad & doubtful debtors</u>
19	Sheet	F13	<u>Contribution Grants & subsidies towards Capital assets</u>
20	Sheet	F14	<u>Statements of assets not in use</u>
21	Sheet	F15	<u>Current Assets and Liabilities</u>
22	Sheet	F16	<u>Net Worth of Distribution Companies</u>
23	Sheet	F1b	<u>Energy Balance : Energy Input and Cost of Pool Power</u>
24	Sheet	F17	<u>Allocation Statement - Wheeling Business</u>
25	Sheet	F18	<u>Allocation Statement - Retail Supply Business</u>
26	Sheet	F2b	<u>Investment Plan - Master</u>
27	Sheet	F19	<u>Consumer Security Deposit</u>
28	Sheet	P1	<u>District-wise AT&C Loss</u>
29	Sheet	R1	<u>Projection of Sales, Customers & Connected load for metered consumers</u>
30	Sheet	R1a	<u>Revenue from Proposed Tariff & Charges</u>
<u>Instructions for the Utility:</u>			
1	Electronic copy in the form of CD/ Floppy Disc shall also be furnished		
2	These formats are indicative in nature and the utility may align the line items to its chart of accounts		
3	PY	Previous Year	
	CY	Current Year	
	EY	Ensuing Year	

Name of Power Utility in Delhi					
<u>Profit & Loss Account</u>					Form No: S1
All figures in Rs Crores					
Sr. No.	Particulars	Previous Year		Variance	
		Audited	Actual		
A	Revenue				Link with Form 2.1a Notes to Accounts
1	Revenue from sale of power				
2	Non-tariff income				
3	Other Revenue/ subsidies - Sourcewise				
	Total Revenue or Income				
B	Expenditure				Reconciliation

1	Purchase of Power from Long term Sources				with Audited Accounts of the Year (Please mention Exact Note/Schedule for the Audited Accounts), if available
2	Purchase of Power from Other than Long term Sources				
3	Transmission Charges				
	(a) Inter State				
	(b) Intra State				
4	Load Despatch Charges				
5	Operations and Maintenance Expenditure				
	(a) Repairs and Maintenance				
	(b) Employee costs (Excluding loans and advances to Staff)				
	(c) Administration and General expenses				
6	Net prior period credit/(charges)				
7	Other Debits, Write-offs				
8	Extraordinary items				
9	Less: Expenses Capitalized (A&G/Employee Expenses)				
C	Profit before depreciation, interest and taxes				
D	Depreciation				
E	Provisions				
F	PBIT				
1	Interest & Finance Charges				
2	Less: Interest Capitalized				
G	Total Interest and Finance Charges				
H	TOTAL EXPENDITURE				
I	Profit/Loss before Tax				
J	Income Tax				
K	Profit/Loss after Tax				
Notes on accounts					
Note: - Auditor to certify Previous year figures.					
Note: Provide information on appropriation to reserves if any					

Name of Power Utility in Delhi				
Cash Flow Statement (Direct Method)		Form No.: S2		
Amount in Rs Crores				
Particulars	Previous Year (Actual)	Current Year (Estimated)	Next Year (EY) (Projection)	
Cash inflow				
Receipts				
Tariff collection				
Equity Inflow				
Subsidy received from Govt.				
Sale of Power/Advance				
Other Receipts including non-energy collection from consumers				
Consumer Contribution for Capital works				
Term Loan Received				
Sale of Equipment				
FD Matured				
Interest received				
Dividends				
Total Cash Inflow				
Cash Outflow				
Equity Reduction				

Payment for Power Purchase Cost				Reconciliation with Audited Accounts of the Year (Please mention Exact Note/Schedule for the Audited Accounts), if available
Short Term Power Purchase payments (incl. advances) (Note, if any)				
Medium Term Power Purchase payments (incl. advances) (Note, if any)				
Long Term Power Purchase payments (Note, if any)				
TDS deposited on power purchase payments				
Total payment for power purchase				
Other Payments				
Equity Reduction				
Salaries, Wages and Other Staff expenses				
Payment to vendors for Repair and Maintenance (Note, if any)				
Payment for Capital works				
Administration and Other Payments				
Advances (Refer note)				
Fixed Assets Purchased				
TDS & Service Tax deposited (Other than TDS deposited on power purchase payments)				
Dividend payment				
Income Tax				
Interest Payment (a) Loans for Capex				
(b) Other than Capex				
Electricity Tax				
Fixed Deposit: Debt Service Reserve Account (DSRA)				
Refund of consumer contribution for capital works, if any (Note, if any)				
Other Finance charges				
Loan Repayment (a) For Capex Schemes				
(b) Other than Capex				
Total outflow of Cash				
Net cash generation/(Deficit)				
Opening Cash and Bank Balance				
Closing Cash and Bank Balance				
Notes to Accounts				

Name of Power Utility in Delhi					
Annual Revenue Requirement			Form No: S3		
		All figures in Rs Crores			
Particulars		PY	CY	EY	
		Actual	Estimated	Projection	
1	Power Purchase (MU)				Reconciliation with Audited Accounts of the Year (Please mention Exact Note/Schedule for the Audited Accounts), if available. Link with P & L A/c
2	Sale of Power (MU)				
3	Loss %				
3.1	Distribution				
3.2	Intra State				
3.3	Inter State				
1	Receipts				
a	Revenue from tariffs				
	i) Fixed Charges				
	ii) Energy Charges				
	iii) PPAC				
	iv) Surcharge for Regulatory Asset (8%)				
	v) Electricity Duty				
	vi) Any Other Receipt				
b	Revenue subsidy from Govt.				
	Total				
2	Expenditure				
a	Purchase of Power from Long Term Sources				
b	Purchase of Power from Other than Long Term Sources				
c	Transmission Charges				
	i) Intra State				
	ii) Inter State				
d	Load Despatch Charges				
e	O&M Expenses				
	i) R&M Expense				

Name of Power Utility in Delhi				
Repair & Maintenance Expenditure				Form No: F5
Sl.No.	Particulars	PY	CY	EY
	Figure in Rs Crore	Actual	Estimate	Projection
1	Sub-Station			
	i) Owned			
	ii) Outsourced			
2	Transformer other than installed in Sub Station			
3	Building			
4	Civil Works			
5	Others Works			
6	Lines, Cables Net Works etc.			
7	Vehicles			
8	Furniture and Fixtures			
9	Office Equipments			
10	Spare Inventory for maintaining Transformer redundancy			
11	Sub station maintenance by private agencies			
	Total			

Reconciliation with Audited Accounts of the Year (Please mention Exact Note/Schedule for the Audited Accounts), if available

Name of Power Utility in Delhi				
Employee Cost and Provisions				Form No: F6
	Particulars	PY	CY	EY
		Actual	Estimate	Projection
	Employee's Cost			
1	Salaries			
2	Dearness Allowance			
3	Other Allowances & Relief			
a	Allowance details			
b	...			
c			
d				
4	Medical Expenses Reimbursement			
5	Leave Travel Assistance			
6	Fee & Honorarium			
7	Incentives/Awards Including That In Partnership Project (Specify Items)			
8	Earned Leave Encashment			
9	Tution Fee Re-Imbursement			
10	Leave Salary Contribution			
11	Payment Under Workman'S Compensation And Gratuity			
12	Subsidised Electricity To Employees			
13	Staff Welfare Expenses			
C	Apprentice And Other Training Expenses			
D	Payment/Contribution To PF Staff Pension And Gratuity			
1	Terminal Benefits			
	a) Provident Fund Contribution			
	b) Provision for PF Fund - Invested			
	Not Invested			
	c) Pension Payments			
	d) Gratuity Payment			
	e) Leave Encashment Payment			
2	Any Other Items			
	Total D			
E	Bonus/Exgratia To Employees			
F	Grand Total			
G	Chargeable To Construction Works			
	Balance Item 'F' Appropriate For (F)-(G)			
	Relevant Indices Of Wages Increase (As At The Beginning & End Of The Year)			
	WPI			
	CPI			
	D.A Rate			

Reconciliation with Audited Accounts of the Year (Please mention Exact Note/Schedule for the Audited Accounts), if available

		<u>Name of Power Utility in Delhi</u>					
Employee Strength							Form No: F6(a)
	Particulars	Opening Balance	Retired/Deaths	Addition	Closing balance	Reconciliation with Audited Accounts of the Year (Please mention Exact Note/Schedule for the Audited Accounts), if available	
A	FRSR						
	Non-FRSR						

		<u>Name of Power Utility in Delhi</u>			
Administration & General Expenses					Form No: F7
S.No.	Particulars	PY	CY	EY	Reconciliation with Audited Accounts of the Year (Please mention Exact Note/Schedule for the Audited Accounts), if available
	In Rs Crores	Actual	Estimate	Projection	
A)	Administration Expenses				
1	Rent rates and taxes (Other than all taxes on income and profit)				
2	Insurance of employees, assets, legal liability				
3	Revenue Stamp Expenses Account				
4	Telephone, Postage, Telegram, Internet Charges				
5	Incentive & Award To Employees/Outsiders				
6	Consultancy Charges				
7	Technical Fees				
8	Other Professional Charges				
9	Conveyance And Travel (vehicle hiring, running)				
10	DERC License fee				
11	Plant And Machinery				
12	Security / Service Charges Paid To Outside Agencies				
13	Regulatory Expenses				
14	Ombudsman Expenses				
15	Consumer Forum				
	Sub-Total of Administrative Expenses				
B)	Other Charges				
1	Fee And Subscriptions Books And Periodicals				
2	Printing And Stationery				
3	Advertisement Expenses (Other Than Purchase Related) Exhibition & Demo.				
4	Contributions/Donations To Outside Institute / Association				
5	Electricity Charges To Offices				
6	Water Charges				
7	Public Interaction Program				
8	Any Other expenses				
	Sub-Total of other charges				
C)	Legal Charges				
D)	Auditor'S Fee				

	a) Domestic		
	b) Non-Domestic		
	c) Industrial		
	d) Agriculture		
	e) Mushroom Cultivation		
	f) Public Lighting		
	g) Delhi Jal Board		
	h) Delhi International Airport Limited		
	i) Railway Traction ⁵		
	j) DMRC (Supply at 220 kV and 66 kV)		
	k) Advertisements and Hoardings		
	l) Temporary Supply		
3	Collection for the year		
	Against current dues		
	Against arrears upto previous year		
	a) Domestic		
	b) Non-Domestic		
	c) Industrial		
	d) Agriculture		
	e) Mushroom Cultivation		
	f) Public Lighting		
	g) Delhi Jal Board		
	h) Delhi International Airport Limited		
	i) Railway Traction ⁵		
	j) DMRC (Supply at 220 kV and 66 kV)		
	k) Advertisements and Hoardings		
	l) Temporary Supply		
4	Gross receivable from customers as at the end of the year		
	a) Domestic		
	b) Non-Domestic		
	c) Industrial		
	d) Agriculture		
	e) Mushroom Cultivation		
	f) Public Lighting		
	g) Delhi Jal Board		
	h) Delhi International Airport Limited		
	i) Railway Traction ⁵		
	j) DMRC (Supply at 220 kV and 66 kV)		
	k) Advertisements and Hoardings		
	l) Temporary Supply		
5	Receivables against permanently disconnected consumers		
	a) Domestic		
	b) Non-Domestic		
	c) Industrial		
	d) Agriculture		
	e) Mushroom Cultivation		
	f) Public Lighting		
	g) Delhi Jal Board		
	h) Delhi International Airport Limited		
	i) Railway Traction ⁵		
	j) DMRC (Supply at 220 kV and 66 kV)		
	k) Advertisements and Hoardings		
	l) Temporary Supply		
6	Receivables(4-5)		
7	% of provision		
8	Provision for bad and doubtful debts		
	Note: The details in Sundry debtors in MU should also be enclosed		

Name of Power Utility in Delhi												
Contributions towards Cost of Capital Assets												
Sl No	Particulars	Previous Year			Current Year			Ensuing Year				
	In Rs Crores	Balance at the beginning of the year	Additions during the Year	Capitalized during the year	Balance at the end of the Year	Additions during the Year	Capitalized during the year	Balance at the end of the Year	Additions during the Year	Capitalized during the year	Balance at the end of the Year	

Form No: F 13

							Form-F1a	
Energy Balance								
S. No	Particulars	Calculation	PY		CY		EY	
			Actual		Estimated		Projection	
			%	MU	%	MU	%	MU
1	Energy Sales							
	a) LT Sales							
	b) HT Sales at 11kV							
	c) HT Sales at 33kV							
	c) EHT Sales							
	Total Energy Sales							
2	Distribution Losses							
	a) Distribution losses at 33kV level above							
	b) Distribution losses in HT 11kV and LT system combined							
	Total Distribution Losses							
3	Energy requirement at T-D boundary							
	a) 11kV and LT energy requirement combined							
	b) HT 33kV energy requirement							
	Total energy requirement at T-D boundary							
4	Intra-State Transmission Losses							
5	Energy requirement of EHT consumers							
6	Energy Requirement of Distribution system consumers after grossing up for Intra-State Transmission losses							
7	Energy Requirement of Distribution Licensee							
8	Inter-State Transmission Losses							
9	Total Energy requirement							
10	Total Energy available							
11	Surplus / (Deficit)							

Allocation Statement - Revenue Requirement (for the year)

All figures in Rs Crores		Form F17		
Wheeling Business		PY	CY	EY
		Actual	Estimated	Projection
Expenditure				
A	Power Purchase Cost			
B	O&M Expenses			
D	Depreciation			
E	ROCE			
F	Income tax			
G	Other Miscellaneous Expenses			
I	NTI			
J	Income from other business			
K	Income from other business			
R	ARR	-	-	-

Allocation Statement - Revenue Requirement (for the year)

All figures in Rs. Crore		Form F18		
Retail Business		PY	CY	EY
		Actual	Estimated	Projection
Expenditure				
A	Power Purchase Cost			
B	O&M Expenses			
D	Depreciation			
E	ROCE			
F	Income tax			

3	Industrial								
3.1	Small Industrial Power (SIP)								
	Slab wise								
3.2	Industrial Power on 11kV SPD for SIP Group								
3.3	Large Industrial Power (LIP)								
3.4	Misuse (Industrial)								
3.5	Theft (Industrial)								
4	Agriculture								
4.1	Agriculture								
4.2	Misuse (Agriculture)								
4.3	Theft (Agriculture)								
	.								
5	Mushroom Cultivation								
5.1	Mushroom Cultivation								
5.2	Misuse (Mushroom Cultivation)								
5.3	Theft (Mushroom Cultivation)								
6	Public Lighting								
6.1	Street Light (Metered)								
6.2	Street Light (Unmetered)								
6.3	Signals & Blinkers (Metered)								
6.4	Signals & Blinkers (Unmetered)								
7	Delhi Jal Board (DJB)								
7.1	DJB-Supply at LT								
	Slab wise								
7.2	DJB (Supply at 11 KV and above)								
8	Delhi International Airport Limited (DIAL)								
9	Railway Traction								
10	DMRC supply Voltage wise								
11	Temporary Supply								
11.1	for the Period of								
11.1.a	Less than 16 Days								
11.1.b	More than or Equal to 16 Days								
11.2	For Residential Cooperative group housing connections and other residential connections								
11.3	For religious functions of traditional and established characters and cultural activities								
11.4	For major construction projects								
11.5	For threshers								
11.5.a	During the threshing season for 30 days								
11.5.b	For extended period								
12	Advertisement and Hoardings								
13	Self Consumption								
14	TOTAL								

TARIFF FILING FORMS (GENERATING STATIONS) FOR DETERMINATION OF TARIFF**Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for****Generating Stations**

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Generating Stations)
FORM- 1	Summary Sheet
Form-1(I)	Statement showing claimed capital cost
Form-1(II)	Statement showing Return on Equity
FORM-2	Plant Characteristics
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations
FORM- 4	Details of Foreign loans
FORM- 4A	Details of Foreign Equity
FORM-5	Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects
FORM-5A	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New projects
FORM-5B	Break-up of Capital Cost for Coal/Lignite based projects
FORM-5C	Break-up of Capital Cost for Gas/Liquid fuel based Projects
FORM-5D	Break-up of Construction/Supply/Service packages
FORM-5E	Details of variables , parameters , optional package etc. for New Project
FORM-5Ei	In case there is cost over run
FORM-5Eii	In case there is time over run
FORM- 6	Financial Package upto COD
FORM- 7	Details of Project Specific Loans
FORM- 8	Details of Allocation of corporate loans to various projects
FORM-9A	Statement of Additional Capitalisation after COD
FORM – 9B	Statement of Additional Capitalisation during fag end of the useful life of Project
FORM – 9Bi	Details of Assets De-capitalised during the period
FORM – 9C	Statement showing reconciliation of ACE claimed with the capital additions as per books

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)
FORM- 9D	Statement of Capital cost
FORM- 9E	Statement of Capital Woks in Progress
FORM- 10	Financing of Additional Capitalisation
FORM- 11	Calculation of Depreciation
FORM- 12	Statement of Depreciation
FORM- 13	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans
FORM- 13A	Calculation of Interest on Normative Loan
FORM- 13 B	Calculation of Interest on Working Capital
FORM- 13 C	Other Income as on COD
FORM- 13 D	Incidental Expenditure during Construction up to Scheduled COD and up to Actual COD
FORM- 13 E	Expenditure under different packages up to Scheduled COD and up to Actual COD
FORM- 14	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges
FORM- 14A	Actual cash expenditure
FORM-15	Details/Information to be Submitted in respect of Fuel for Computation of Energy Charges ¹
FORM-16	Details/Information to be Submitted in respect of Capital Spares
FORM-17	Liability Flow Statement
FORM-18	Employee Expenses
FORM 18 (a)	Employee Strength
FORM-19	A&G Expenses
FORM-20	R&M Expenses
FORM-19 (a)	Legal Expenses
Form 21	Variable Charge for Gas Power Plant
Other Information/ Documents	
Sl. No.	Information/Document
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Station setup by a company making tariff application for the first time to CERC)
2	A. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures on COD of the Station for the new station & for the relevant years.

Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Thermal)
	B. Station wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the existing station for relevant years.
3	Copies of relevant loan Agreements
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.
6	Copies of the BPSA/PPA with the beneficiaries, if any
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable. List of supporting documents to be submitted: a. Detailed Project Report b. CPM Analysis c. PERT Chart and Bar Chart d. Justification for cost and time Overrun
8	Generating Company shall submit copy of Cost Audit Report along with cost accounting records, cost details, statements, schedules etc. for the Generating Unit wise /stage wise/Station wise/ and subsequently consolidated at Company level as submitted to the Govt. of India for first two years i.e. 2014-15 and 2015-16 at the time of mid-term true-up in 2016-17 and for balance period of tariff period 2014-19 at the time of final true-up in 2019-20. In case of initial tariff filing the latest available Cost Audit Report should be furnished.
9	Any other relevant information, (Please specify)
10	Reconciliation with Balance sheet of any actual additional capitalization and amongst stages of a generating station

Note1: Electronic copy of the petition (in words format) and detailed calculation as per these formats (in excel format) and any other information submitted shall also be furnished in the form of CD/Floppy disc.

FORM- 1

Summary Sheet

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station : _____

Place (Region/District/State): _____

Sr.No.	Particulars	Unit	Existing	Ensuing Years				
				4	5	6	7	8
1	2		3					
1.1	Depreciation	Rs Lakh						
1.2	Interest on Loan	Rs Lakh						
1.3	Return on Equity	Rs Lakh						
1.4	Interest on Working Capital	Rs Lakh						
1.5	O & M Expenses (Actual)	Rs Lakh						
1.7	Compensation Allowance (If applicable)	Rs Lakh						
1.8	Special allowance (If applicable)	Rs Lakh						
	Total	Rs Lakh						
2.1	Landed Fuel Cost (Domestic : coal/gas /RLNG/liquid)	Rs/Tone						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.2	Landed Fuel Cost (Imported Coal)	Rs/Tone						
	(%) of Fuel Quantity	(%)						
2.3	Secondary fuel oil cost	Rs/Unit						
	Energy Charge Rate ex-bus (Paise/kWh)	Rs/Unit						

Form-1(I) –Statement showing claimed capital cost:

Sr. No.	Particulars	Ensuing Years				
		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Capital Cost					
	Add: Addition during the year / period					
	Less: Decapitalisation during the year / period					
	Less: Liability Reversal during the year / period					
	Add: Liability Discharges during the year / period					
	Closing Capital Cost					
	Average Capital Cost					

Form-1(II) –Statement showing Return on Equity:

Sr. No.	Particulars	Ensuing Years				
		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Opening Equity					
	Add: Increase due to addition during the year / period					
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period					
	Less: Decrease due to reversal during the year /period					
	Add: Increase due to discharges during the year / period					
	Closing Equity					
	Average Equity					
	Rate of ROE					
	Return on Equity					

FORM-2

Plant Characteristics

Name of the Petitioner : _____

Name of the Generating Station : _____

Unit(s)/Block(s)/Parameters	Unit-I	Unit-II	Unit-III		
Installed Capacity (MW)						
Schedule COD as per Investment Approval						
Actual COD /Date of Taken Over (as applicable)						
Pit Head or Non Pit Head						
Name of the Boiler Manufacture						
Name of Turbine Generator Manufacture						
Main Steams Pressure at Turbine inlet (kg/Cm²) abs¹.						
Main Steam Temperature at Turbine inlet (°C)¹						
Reheat Steam Pressure at Turbine inlet (kg/Cm²)¹						
Reheat Steam Temperature at Turbine inlet (°C)¹						
Main Steam flow at Turbine inlet under MCR condition (tons /hr)²						
Main Steam flow at Turbine inlet under VWO condition (tons /hr)²						
Unit Gross electrical output under MCR /Rated condition (MW)²						
Unit Gross electrical output under VWO condition (MW)²						
Guaranteed Design Gross Turbine Cycle Heat Rate (kCal/kWh)³						
Conditions on which design turbine cycle heat rate guaranteed						
% MCR						
% Makeup Water Consumption						
Design Capacity of Make up Water System						
Design Capacity of Inlet Cooling System						
Design Cooling Water Temperature (°C)						
Back Pressure						
Steam flow at super heater outlet under BMCR condition (tons/hr)						
Steam Pressure at super heater outlet under BMCR condition) (kg/Cm ²)						
Steam Temperature at super heater outlet under BMCR condition (°C)						
Steam Temperature at Reheater outlet at BMCR condition (°C)						
Design / Guaranteed Boiler Efficiency (%) ⁴						
Design Fuel with and without Blending of						

domestic/imported coal

.

Type of Cooling Tower

Type of cooling system⁵

Type of Boiler Feed Pump⁶

Fuel Details⁷

-Primary Fuel

-Secondary Fuel

-Alternate Fuels

Special Features/Site Specific Features⁸

Special Technological Features⁹

Environmental Regulation related features¹⁰

Any other special features

1: At Turbine MCR condition.

2: with 0% (Nil) make up and design Cooling water temperature

3: at TMCR output based on gross generation, 0% (Nil) makeup and design Cooling water temperature.

4: With Performance coal based on Higher Heating Value (HHV) of fuel and at BMCR) out put

5: Closed circuit cooling, once through cooling, sea cooling, natural draft cooling, induced draft cooling etc.

6: Motor driven, Steam turbine driven etc.

7: Coal or natural gas or Naptha or lignite etc.

8: Any site specific feature such as Merry-Go-Round, Vicinity to sea, Intake /makeup water systems etc. scrubbers etc. Specify all such features

9: Any Special Technological feature like Advanced class FA technology in Gas Turbines, etc.

10: Environmental Regulation related features like FGD, ESP etc.,

Note 1: In case of deviation from specified conditions in Regulation, correction curve of manufacturer may also be submitted.

Note 2: Heat Balance Diagram has to be submitted along with above information in case of new stations.

Note 3: The Terms – MCR, BMCR, HHV, Performance coal, are as defined in CEA Technical Standards for Construction of Electric Plants and Electric Lines Regulations – 2010 notified by the Central Electricity Authority

Note 4: The copy of Certificate shall be submitted

(Petitioner)

FORM-3

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____

Year Ending
 March

Particulars (1)	Unit (2)	Existing (3)	Ensuing Years			
			(4)	(5)	(6)	(7)
Base Rate of Return on Equity	%					
Effective Tax Rate ⁴	%					
Target Availability	%					
Auxiliary Energy Consumption	%					
Gross Station Heat Rate	kCal/kWh					
Specific Fuel Oil Consumption	ml/kWh					
Cost of Coal/Lignite for WC ¹	in Months					
Cost of Main Secondary Fuel Oil for WC ¹	in Months					
Fuel Cost for WC ²	in Months					
Liquid Fuel Stock for WC ²	in Months					
O & M expenses	Rs lakh / MW					
Maintenance Spares for WC	% of O&M					
Receivables for WC	in Months					
Storage capacity of Primary fuel	MT					
SBI Base Rate	%					
Blending ratio of domestic coal/imported coal						

1. For Coal based/lignite based generating stations
2. For Gas Turbine/Combined Cycle generating stations duly taking into account the mode of operation on gas fuel and liquid fuel
3. Mention relevant date
4. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation i.e. actual tax (or advance tax)/gross income, where gross income refers the profit before tax.

(Petitioner)

FORM 4

**Details of
Foreign loans**

(Details only in respect of loans applicable to the
project under petition)

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

Sl.No.	Financial Year (Starting from COD)	Year 1				Year 2				Year 3 and so on			
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Relevant Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency ¹												
A.1	At the date of Drawl or at the beginning to the year of the period ²												
2	Scheduled repayment date of principal												
3	Scheduled payment date of interest												
4	At the end of Financial year												
B	In case of Hedging ³												
1	At the date of hedging												
2	Period of hedging												
3	Cost of hedging												

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$ etc.

2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given

3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given

4. Tax (such as withholding tax) details as applicable including change in rates, date from which change effective etc. must be clearly indicated.

FORM- 4A**Details of Foreign Equity**

(Details only in respect of Equity infusion if any applicable to the project under petition)

Name of the

Petitioner _____

Name of the

Generating Station _____

Exchange Rate on

date/s of infusion _____

Sl.No.	Financial Year		Year 1			Year 2			Year 3 and so on				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
		Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)	Date	Amount (Foreign Currency)	Exchange Rate	Amount (Rs. Lakh)
	Currency¹												
	A.1	At the date of infusion ²											
2													
3													

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$ etc.

2. In case of equity infusion more than once during the year, Exchange rate at the date of each infusion to be given

(Petitioner)

Form 5

Abstract of Admitted Capital Cost for the existing Projects

Name of the Company _____
 Name of the Power Station _____

Last date of order of Commission for the project	Date (DD-MM-YYYY)	
Reference of petition no. in which the above order was passed	Petition no.	
Following details (whether admitted and /or considered) as on the last date of the period for which tariff is approved, in the above order by the Commission:		
Capital cost	(Rs. in lakh)*	
Amount of un-discharged liabilities included in above (& forming part of admitted capital cost)		
Amount of un-discharged liabilities corresponding to above admitted capital cost (but not forming part of admitted capital cost being allowed on cash basis)		
Gross Normative Debt		
Cumulative Repayment		
Net Normative Debt		
Cumulative Depreciation		
Freehold land		

(Petitioner)

FORM-
5A**Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Projects**

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____

New Projects**Capital Cost Estimates**

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:		
Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Completed Cost
Price level of approved estimates	As on End of _____ Qtr. Of the year _____	As on Scheduled COD of the Station
Foreign Exchange rate considered for the Capital cost estimates		
Capital Cost excluding IDC, IEDC & FC		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Capital cost excluding IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Cr)		
IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		
Total IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs. Lakh)		
Rate of taxes & duties considered		
Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost		
Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)		
Domestic Component (Rs. Lakh)		

Capital cost Including IDC, IEDC& FC (Rs. Lakh)	
Schedule of Commissioning	
Scheduled COD of Unit-I/Block-I as per Investment Approval	
Scheduled COD of Unit-II/Block-II as per Investment Approval	
Scheduled COD of last Unit/Block	

Note:

1. Copy of Investment approval letter should be enclosed
2. Details of Capital Cost are to be furnished as per FORM-5B or 5C as applicable
3. Details of IDC & Financing Charges are to be furnished as per FORM-14.

(Petitioner)

FORM- 5B

Break-up of Capital Cost for New Coal/Lignite based projects

Name of the
Petitioner

Name of the
Generating Station

(Amount in
Rs. Lakh)

S. No.	Break Down	As per Original Estimates as per Investment	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD	Liabilities/ Provisions	Variation	Specific Reasons for Variation	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date
(1)	(2)	Approval (3)	(4)	(5)	(3-4-5) (6)	(7)	(8)
			Actual Amount				
1	Cost of Land & Site Development						
1.1	Land*						
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)						
1.3	Preliminary Investigation & Site Development						
	Total Land & Site Development						
2	Plant & Equipment						
2.1	Steam Generator Island						
2.2	Turbine Generator Island						
2.3	BOP Mechanical						
2.3.1	External water						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval(3)	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD (4) Actual Amount	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation (7)	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date (8)
	supply system						
2.3.2	CW system						
2.3.3	DM water Plant						
2.3.4	Clarification plant						
2.3.5	Chlorination Plant						
2.3.6	Fuel Handling & Storage system						
2.3.7	Ash Handling System						
2.3.8	Coal Handling Plant						
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives						
2.3.10	MGR						
2.3.11	Air Compressor System						
2.3.12	Air Condition & Ventilation System						
2.3.13	Fire fighting System						
2.3.14	HP/LP Piping						
2.3.15	FGD system, if any						
2.3.16	De-salination plant for sea-water intake						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval(3)	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD (4)	Liabilities/Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation (7)	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date (8)
			Actual Amount				
2.3.17	External coal handling in Jetty, if any						
	Total BOP Mechanical						
2.4	BOP Electrical						
2.4.1	Switch Yard Package						
2.4.2	Transformers Package						
2.4.3	Switch gear Package						
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding						
2.4.5	Lighting						
2.4.6	Emergency D.G. set						
	Total BOP Electrical						
2.5	Control & Instrumentation (C & I) Package						
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties						
2.6	Taxes & Duties						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval(3)	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD (4)	Liabilities/Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation (7)	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date (8)
			Actual Amount				
3	Initial Spares						
4	Civil Works						
4.1	Main plant/Adm. Building						
4.2	CW system						
4.3	Cooling Towers						
4.4	DM water Plant						
4.5	Clarification plant						
4.6	Chlorination plant						
4.7	Fuel handling & Storage system						
4.8	Coal Handling Plant						
4.9	MGR & Marshalling Yard						
4.10	Ash Handling System						
4.11	Ash disposal area development						
4.12	Fire fighting System						
4.13	Township & Colony						
4.14	Temp.						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval(3)	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD (4)	Liabilities/Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation (7)	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date (8)
			Actual Amount				
	construction & enabling works						
4.15	Road & Drainage						
	Total Civil works						
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses						
5.1	Erection Testing and commissioning						
5.2	Site supervision						
5.3	Operator's Training						
5.4	Construction Insurance						
5.5	Tools & Plant						
5.6	Start up fuel						
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses						
6	Overheads						
6.1	Establishment						
6.2	Design & Engineering						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval(3)	Actual Capital Expenditure as on COD/anticipated COD (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (3-4- 5) (6)	Specific Reasons for Variation (7)	Estimated Capital expenditure upto Cut-off date (8)
			Actual Amount				
6.3	Audit & Accounts						
6.4	Contingency						
	Total Overheads						
7	Total Capital cost excluding IDC & FC						
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
8.1	Interest During Construction (IDC)						
8.2	Financing Charges (FC)						
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						
8.4	Hedging Cost						
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost						

**Provide details of Freehold land and Lease hold land separately*

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of both time & cost overrun, a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD/anticipated COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD/anticipated COD and increase of IDC from scheduled COD to actual anticipated COD.
4. **Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.**
5. A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

(Petitioner)

FORM- 5C

Break-up of Capital Cost for Gas/Liquid fuel based projects

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation* (7)	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date (8)
1	Cost of Land & Site Development						
1.1	Land*						
1.2	Rehabilitation & Resettlement (R&R)						
1.3	Preliminary Investigation & Site Development						
	Total Land & Site Development						
2	Plant & Equipment						
2.1	Steam Generator Island						
2.2	Turbine Generator Island						
2.3	WHRB Island						
2.4	BOP Mechanical						
2.4.1	Fuel Handling & Storage system						
2.4.2	External water supply system						
2.4.3	CW system						
2.4.4	Cooling Towers						
2.4.5	DM water Plant						
2.4.6	Clarification plant						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation* (7)	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date (8)
2.4.7	Chlorination Plant						
2.4.8	Air Condition & Ventilation System						
2.4.9	Fire fighting System						
2.4.10	HP/LP Piping						
	Total BOP Mechanical						
2.5	BOP Electrical						
2.5.1	Switch Yard Package						
2.5.2	Transformers Package						
2.5.3	Switch gear Package						
2.5.4	Cables, Cable facilities & grounding						
2.5.5	Lighting						
2.5.6	Emergency D.G. set						
	Total BOP Electrical						
2.6	Control & Instrumentation (C & I) Package						
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties						
2.7	Taxes & Duties						
3	Initial Spares						
4	Civil Works						
4.1	Main plant/Adm. Building						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation* (7)	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date (8)
4.2	External Water Supply System						
4.3	CW system						
4.4	Cooling Towers						
4.5	DM water Plant						
4.6	Clarification plant						
4.7	Fuel handling & Storage system						
4.8	Township & Colony						
4.9	Temp. construction & enabling works						
4.10	Road & Drainage						
4.11	Fire fighting System						
	Total Civil works						
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses						
5.1	Erection Testing and commissioning						
5.2	Site supervision						
5.3	Operator's Training						
5.4	Construction Insurance						
5.5	Tools & Plant						
5.6	Start up fuel						
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses						
6	Overheads						

Sl. No. (1)	Break Down (2)	As per Original Estimates as per Investment Approval (3)	Actual Capital Expenditure (4)	Liabilities/ Provisions (5)	Variation (3-4-5) (6)	Specific Reasons for Variation* (7)	Actual/Estimated Capital Expenditure upto Cut-off date (8)
6.1	Establishment						
6.2	Design & Engineering						
6.3	Audit & Accounts						
6.4	Contingency						
	Total Overheads						
7	Capital cost excluding IDC & FC						
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
8.1	Interest During Construction (IDC)						
8.2	Financing Charges (FC)						
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)						
8.4	Hedging Cost						
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost						
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost						

*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

Note:

1. In case of cost variation , a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the generating company.
2. In case of time & cost overrun, a detailed note giving reasons of such time and cost over-run should be submitted clearly bringing out the agency responsible and whether such time and cost overrun was beyond the control of the generating company.
3. The implication on cost due to time over run, if any shall be submitted separately giving details of increase in prices in different packages from scheduled COD to Actual COD/anticipated COD, increase in IEDC from scheduled COD to actual COD/anticipated COD and increase of IDC from scheduled COD to actual anticipated COD.
4. **Impact on account of each reason for Time over run on Cost of project should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.**

A list of balance work assets/work wise including initial spare on original scope of works along with estimate shall be furnished positively.

FORM- 5D

Break-up of Construction/Supply/Service packages

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____

1	Name/No. of Construction / Supply / Service Package	Package A	Package B	Package C	...	Total Cost of all packages
2	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as applicable)					
3	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmentally/ Deposit Work					
4	No. of bids received					
5	Date of Award					
6	Date of Start of work					
7	Date of Completion of Work/Expected date of completion of work					
8	Value of Award ² in (Rs. Lakh)					
9	Firm or With Escalation in prices					
10	Actual capital expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)					
11	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)					
12	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)					
13	Sub -total (10+11+12) (Rs. Lakh)					

Note:

1. The scope of work in any package should be indicated in conformity of Capital cost break-up for the coal/lignite based plants in the FORM-5B to the extent possible. In case of Gas/Liquid fuel based projects, break down in the similar manner in the relevant heads as per FORM-5C.
2. If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separately along with the currency, the exchange rate and the date.

(Petitioner)

FORM- 5E

Details of variables, parameters, optional package etc. for New Project

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Unit Size		
Number of Units		
Greenfield/Extension		
S. No.	Variables	(Design Operating Range) Values
1	Coal Quality – Calorific Value	
2	Ash Content	
3	Moisture Content	
4	Boiler Efficiency	
5	Suspended Particulate Matter	
6	Ash Utilization	
7	Boiler Configuration	
8	Turbine Heat Rate	
9	CW Temperature	
10	Water Source	
11	Distance of Water Source	
12	Clarifier	
13	Mode of Unloading Oil	
14	Coal Unholding Mechanism	
15	Type of Fly Ash Disposal and Distance	
16	Type of Bottom Ash Disposal and Distance	
17	Type of Soil	
18	Foundation Type (Chimney)	
19	Water Table	
20	Seismic and Wind Zone	
21	Condensate Cooling Method	
22	Desalination/RO Plant	
23	Evacuation Voltage Level	
24	Type of Coal (Domestic/Imported)	
Parameter/Variables		Values
Completion Schedule		
Terms of Payment		
Performance Guarantee Liability		
Basis of Price (Firm/Escalation-Linked)		
Equipment Supplier (Country of Origin)		
Optional Packages		Yes/No
Desalination Plant/RO Plant		
MGR		
Railway Siding		
Unloading Equipment at Jetty		
Rolling Stock/Locomotive		
FGD Plant		
Length of Transmission Line till Tie Point (in km)		

(Petitioner)

FORM- 5Ei

In case there is cost over run

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Sl. No.	Break Down	Original Cost (Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred(Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation(Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total	Total Cost	Total Cost		
	Cost of Land & Site					
1	Development					
1.1	Land* Rehabilitation & Resettlement (R&R)					
1.2	Preliminary Investigation & Site					
1.3	Development					
2	Plant & Equipment					
2.1	Steam Generator Island Turbine					
2.2	Generator Island					
2.3	BOP Mechanical					
	Fuel Handling & Storage					
2.3.1	system					
2.3.2	External water					
2.3.3						

Sl. No.	Break Down	Original Cost (Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred (Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation (Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
	supply system					
2.3.3	DM water Plant					
2.3.4	Clarification plant					
2.3.5	Chlorination Plant					
2.3.6	Fuel Handling & Storage system					
2.3.7	Ash Handling System					
2.3.8	Coal Handling Plant					
2.3.9	Rolling Stock and Locomotives					
2.3.10	MGR					
2.3.11	Air Compressor System					
2.3.12	Air Condition & Ventilation System					
2.3.13	Fire fighting System					
2.3.14	HP/LP Piping					
	Total BOP Mechanical					

Sl. No.	Break Down	Original Cost (Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred(Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation(Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
2.4	BOP Electrical					
2.4.1	Switch Yard Package					
2.4.2	Transformers Package					
2.4.3	Switch gear Package					
2.4.4	Cables, Cable facilities & grounding					
2.4.5	Lighting					
2.4.6	Emergency D.G. set					
	Total BOP Electrical					
2.5	Control & Instrumentation (C & I) Package					
	Total Plant & Equipment excluding taxes & Duties					
3	Initial Spares					
4	Civil Works					
4.1	Main plant/Adm. Building					

Sl. No.	Break Down	Original Cost	Actual/Estimat	Difference	Reasons for	Increase in soft cost due to
		(Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	ed Cost as incurred/to be incurred(Rs. Lakh)	Total Cost	Variation(Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
4.2	CW system					
4.3	Cooling Towers					
4.4	DM water Plant					
4.5	Clarification plant					
4.6	Chlorination plant					
4.7	Fuel handling & Storage system					
4.8	Coal Handling Plant					
4.9	MGR & Marshalling Yard					
4.10	Ash Handling System					
4.11	Ash disposal area development					
4.12	Fire fighting System					
4.13	Township & Colony					
4.14	Temp. construction & enabling works					

Sl. No.	Break Down	Original Cost (Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred(Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation(Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
4.15	Road & Drainage					
	Total Civil works					
5	Construction & Pre-Commissioning Expenses					
5.1	Erection Testing and commissioning					
5.2	Site supervision					
5.3	Operator's Training					
5.4	Construction Insurance					
5.5	Tools & Plant					
5.6	Start up fuel					
	Total Construction & Pre-Commissioning Expenses					
6	Overheads					
6.1	Establishment					
6.2	Design & Engineering					
6.3	Audit & Account					

Sl. No.	Break Down	Original Cost (Rs.Lakh) as approved by the Board of Members	Actual/Estimated Cost as incurred/to be incurred(Rs. Lakh)	Difference	Reasons for Variation(Please submit supporting computations and documents wherever applicable)	Increase in soft cost due to increase in hard cost
		Total Cost	Total Cost	Total Cost		
6.4	Contingency					
	Total Overheads					
7	Capital cost excluding IDC & FC					
8	IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
8.1	Interest During Construction (IDC)					
8.2	Financing Charges (FC)					
8.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)					
8.4	Hedging Cost					
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost					
9	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost					

*Submit details of Freehold and Lease hold land

Note: Impact on account of each reason for Cost overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

FORM-5Eii

In case there is time over run

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Sr. No	Description of Activity /Works /Service	Original Schedule (As per Planning)		Actual Schedule (As per Actual)		Time Over-Run Days	Reasons for delay
		Start Date	Completion Date	Actual Start Date	Actual Completion Date		
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
....						

1. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.
2. Indicate the activities on critical path

(Petitioner)

FORM- 6

Financial Package upto COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Project Cost as on COD _____

Date of Commercial Operation of the Station /Unit

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount		Currency and Amount		Currency and Amount	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I						
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						

Note:

FORM- 7

Details of project specific loans

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2014/COD <small>3,4,5,13,15</small>						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan.
3. Details are to be submitted as on 31st. March of the previous Control Period for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31st. March of the previous Control Period or COD, whichever is later
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing, etc.

FORM- 8

Details of Allocation of corporate loans to various projects

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn Upto 31 st . March of the previous Control Period /COD <small>3,4,5,13,15</small>						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						
	Distribution of loan packages to various projects					
Name of the Projects						Total

Project 1						
Project 2						
Project 3 and so on						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31st. March of the previous Control Period for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various units, details in the Form is to be given separately for all the units in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawl/repayment for a loan, the date & amount of each drawl/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawl& repayment along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate prevailing as on 31st. March of the previous Control Period or COD, whichever is later
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. In case of foreign loans, provide details of exchange rate considered on date of each repayment of principal and date of interest payment.
19. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
20. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

Petitioner

FORM- 9A

Year wise Statement of Additional Capitalisation
after COD

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 COD _____
 For Financial Year _____

Sl. No.	Head of Work / Equipment	Accrual basis	ACE Claimed (Actual / Projected)			Regulations under which claimed	Justification	Admitted Cost by the Commission, if any
			Un-discharged Liability included in col. 3	Cash basis	IDC included in col. 3			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5=3-4)	(6)	(7)	(8)	(9)

1. In case the project has been completed and cost has already been admitted under any tariff notification(s) in the past, fill column 10 giving the cost as admitted for the purpose of tariff notification already issued by (Name of the authority) (Enclose copy of the tariff Order)
2. The above information needs to be furnished separately for each year / period of tariff period.
3. In case of de-capitalisation of assets separate details to be furnished at column 1, 2, 3 and 4. Further, the original book value and year of capitalisation of such asset to be furnished at column 8. Where de-caps are on estimated basis the same to be shown separately.
4. Where any asset is rendered unserviceable the same shall be treated as de-capitalised during that year and original value of such asset to be shown at col. 3. And impaired value if any, year of its capitalisation to be mentioned at column 8.
5. Justification against each asset of capitalization should be specific to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of that particular asset.

FORM- 9B

Statement of Additional Capitalisation during useful life of the Project

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

Sl. No.	Year	Work / Equipment added during last five years of useful life of each Unit/Station	Expenditure Claimed (Actual / Projected)				Regulations under which claimed	Justification	Impact on life Extension / Efficiency improvement
			Accrual basis	Un- discharged Liability included in col. 4	Cash basis	IDC included in col. 4			
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6=4-5)	(7)	(8)	(9)	(10)

Note:

1. Cost Benefit analysis for capital additions done should be submitted along with petition for approval of such schemes
2. Justification for additional capital expenditure claim for each asset should be relevant to regulations under which claim has been made and the necessity of capitalization of the asset.

Form -9Bi

Details of Assets De-capitalized during the period

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____

Sr. No.	Name of the Asset	Nature of de-capitization (whether claimed under exclusion or as additional capital expenditure)	Original Value of the Asset De-Capitalised	Year Put to use	Depreciation recovered till date of de- capitalization
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					
4					
5					

Note: Year wise detail need to be submitted.

FORM- 9C

Statement showing reconciliation of Expenditure claimed with the capital additions as per books

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

COD _____

Sl. No.	Particulars	Ensuing Years				
		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
(1)	(2)					
	Closing Gross Block					
	Less: Opening Gross Block					
	Total Additions as per books					
	Less: Additions pertaining to other Stages (give Stage wise breakup)					
	Net Additions pertaining to instant project/Unit/Stage					
	Less: Exclusions (items not allowable / not claimed)					
	Net Additional Capital Expenditure Claimed					

Note: Reason for exclusion of any expenditure shall be given in Clear terms

(Petitioner)

Form -9D

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Statement of Capital cost

(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date.
A	a) Opening Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC in A(a) above	
	d) Amount of FC in A(a) above	
	e) Amount of FERV in A(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g) Amount of IEDC in A(a) above	
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Direct purchases)	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC in B(a) above	
	d) Amount of FC in B(a) above	
	e) Amount of FERV in B(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	g) Amount of IEDC in B(a) above	
C	a) Addition in Gross Block Amount during the period (Transferred from CWIP)	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC in C(a) above	

Sl. No.	Particulars	As on relevant date.
	d) Amount of FC in C(a) above	
	e) Amount of FERV in C(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	g) Amount of IEDC in C(a) above	
D	a) Deletion in Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	c) Amount of IDC in D(a) above	
	d) Amount of FC in D(a) above	
	e) Amount of FERV in D(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in D(a) above	
	g) Amount of IEDC in D(a) above	
E	a) Closing Gross Block Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	c) Amount of IDC in E(a) above	
	d) Amount of FC in E(a) above	
	e) Amount of FERV in E(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	g) Amount of IEDC in E(a) above	

Note:

1.Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

Form -9E

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Statement of Capital Woks in Progress

(To be given for relevant dates and year wise)

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	As on relevant date.
A	a) Opening CWIP as per books	
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above	
	c) Amount of IDC in A(a) above	
	d) Amount of FC in A(a) above	
	e) Amount of FERV in A(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in A(a) above	
	g) Amount of IEDC in A(a) above	
B	a) Addition in CWIP during the period	
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above	
	c) Amount of IDC in B(a) above	
	d) Amount of FC in B(a) above	
	e) Amount of FERV in B(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in B(a) above	
	g) Amount of IEDC in B(a) above	
C	a) Transferred to Gross Block Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above	
	c) Amount of IDC in C(a) above	
	d) Amount of FC in C(a) above	
	e) Amount of FERV in C(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in C(a) above	
	g) Amount of IEDC in C(a) above	

Sl. No.	Particulars	As on relevant date.
D	a) Deletion in CWIP during the period	
	b) Amount of capital liabilities in D(a) above	
	c) Amount of IDC in D(a) above	
	d) Amount of FC in D(a) above	
	e) Amount of FERV in D(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in D(a) above	
	g) Amount of IEDC in D(a) above	
E	a) Closing CWIP as per books	
	b) Amount of capital liabilities in E(a) above	
	c) Amount of IDC in E(a) above	
	d) Amount of FC in E(a) above	
	e) Amount of FERV in E(a) above	
	f) Amount of Hedging Cost in E(a) above	
	g) Amount of IEDC in E(a) above	

Note:

1.Relevant date/s means date of COD of unit/s/station and financial year start date and end date

FORM- 10

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Petitioner _____
 Name of the Generating Station _____
 Date of Commercial Operation _____

(Amount in Rs
Lakh)

Financial Year (Starting from COD) ¹	Actual					Admitted				
	Year 1	Year 2	Year3	Year4	Year 5 & So on	Year 1	Year 2	Year3	Year4	Year 5 & So on
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan ²										
Equity										
Internal Resources										
Others (Pl. specify)										
Total										

Note:

1 Year 1 refers to Financial Year of COD and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.

2 Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-7 or 8 whichever is relevant.

FORM- 11

Calculation of Depreciation

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

Sl. no.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31 st . March of the previous Control Period or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter	Depreciation Rates as per DERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land*			
2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of			
	Depreciation (%)			

*Provide details of Freehold land and Lease hold land separately

Note:

1.Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

FORM- 12

**Statement of
Depreciation**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No.	Particulars	Ensuing Years					
		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
(1)	(2)						
	Opening Capital Cost						
	Closing Capital Cost						
	Average Capital Cost						
	Freehold land						
	Rate of depreciation						
	Depreciable value						
	Balance useful life at the beginning of the period						
	Remaining depreciable value						
	Depreciation (for the period)						
	Depreciation (annualised)						
	Cumulative depreciation at the end of the period						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of un-discharged liabilities deducted as on 31 st . March of the previous Control Period /Station COD						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-capitalisation						
	Net Cumulative depreciation at the end of the period						

(Petitioner)

FORM- 13

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing	Ensuing Years			
Loan-1.....					
Gross loan - Opening					
Cumulative repayments of Loans upto previous year					
Net loan - Opening					
Add: Drawal(s) during the Year					
Less: Repayment (s) of Loans during the year					
Net loan - Closing					
Average Net Loan					
Rate of Interest on Loan on annual basis					
Interest on loan					
Total Loan					
Gross loan - Opening					
Cumulative repayments of Loans upto previous year					
Net loan - Opening					
Add: Drawal(s) during the Year					
Less: Repayment (s) of Loans during the year					
Net loan - Closing					
Average Net Loan					
Interest on loan					
Weighted average Rate of Interest on Loans					

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished. However, the calculations in Original currency is also to be furnished separately in the same form.

(Petitioner)

Form -13A

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner

Name of the Generating Station

(Amount in Rs Lakh)

Sl. No.	Particulars	Previous Year		Ensuing Years			
		(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Gross Normative loan – Opening						
	Cumulative repayment of Normative loan upto previous year						
	Net Normative loan – Opening						
	Add: Increase due to addition during the year / period						
	Less: Decrease due to de-capitalisation during the year / period						
	Less: Decrease due to reversal during the year / period						
	Add: Increase due to discharges during the year / period						
	Net Normative loan - Closing						
	Average Normative loan						
	Weighted average rate of interest						
	Interest on Loan						

(Petitioner)

FORM- 13B

Calculation of Interest on Working Capital

Name of the Petitioner: _____

Name of the Generating Station :

Sl. No.	Particulars	Existing	Ensuing Years			
			4	5	7	8
1	2	3				
1	Cost of Coal/Lignite ¹					
2	Cost of Main Secondary Fuel Oil ¹					
3	Fuel Cost ²					
4	Liquid Fuel Stock ²					
5	O & M Expenses					
6	Maintenance Spares					
7	Receivables					
8	Total Working Capital					
9	Rate of Interest					
10	Interest on Working Capital					

Note:

1. For Coal based/Lignite based generating stations
2. For Gas Turbine/Combined Cycle generating stations duly taking into account the annual mode of operation (last available) on gas fuel and liquid fuel

(Petitioner)

FORM- 13C

Other Income as on COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	Existing		Ensuing Years			
1	Interest on Loans and advance						
2	Interest received on deposits						
3	Income from Investment						
4	Income from sale of scrap						
5	Rebate for timely payment						
6	Surcharge on late payment from beneficiaries						
7	Rent from residential building						
8	Misc. receipts (Please Specify Details)						
...	...						
...	... (add)						

(Petitioner)

FORM- 13D

Incidental Expenditure during Construction up to Scheduled COD and up to Actual/anticipated COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual COD/anticipated COD
A	Head of Expenses:		
1	Employees' Benefits Expenses		
2	Finance Costs		
3	Water Charges		
4	Communication Expenses		
5	Power Charges		
6	Other Office and Administrative Expenses		
7	Others (Please Specify Details)		
8	Other Pre-Operating Expenses		
...		
...		
B	Total Expenses		
	Less: Income from sale of tenders		
	Less: Income from guest house		
	Less: Income recovered from Contractors		
	Less: Interest on Deposits		
		

(Petitioner)

FORM- 13E

Expenditure under different packages up to Scheduled COD and up to Actual/anticipated COD

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	As on Scheduled COD	As on actual/anticipated COD
1	Package 1		
2	Package 2		
3	Package 3		
4	-----		
5	-----		
6			

(Petitioner)

Sl. No.	Draw Down Particulars	Quarter 1			Quarter 2			Quarter n (COD)		
		Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)	Quantum in Foreign currency	Exchange Rate on draw down date	Amount in Indian Rupee (Rs Lakh)
	deployed									

Note:

1. Drawal of debt and equity shall be on paripassu basis quarter wise to meet the commissioning schedule. Drawal of higher equity in the beginning is permissible
2. Applicable interest rates including reset dates used for above computation may be furnished separately
3. In case of multi unit project details of capitalization ratio used to be furnished.

(Petitioner)

FORM- 14A

Actual cash expenditure

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (COD)
Expenditure towards Gross Block				
Add: Expenditure towards CWIP				
Add: Capital Advances, if any				
Less: Un-discharged liabilities (included above)				
Add/Less: Others				
Payment to contractors / suppliers towards capital assets				
Cumulative payments				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished.

(Petitioner)

FORM- 15

Details/Information to be Submitted in respect of Fuel for Computation of Energy Charges¹

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Sl. No.	Months	Units		
			Domestic	Imported
1	Quantity of Gas supplied by Gas Company*	('000)SCM		
2	Adjustment (+/-) in quantity supplied by Gas Company	('000)SCM		
3	Gas Supplied by Gas Company (1+2)	('000)SCM		
4	Normative Transit & Handling Losses	('000)SCM		
5	Net Gas Supplied (3-4)	('000)SCM		
6	Amount charged by Gas Company	(Rs. In Cr.)		
7	Adjustment (+/-) in amount charged by Gas company	(Rs. In Cr.)		
8	Total Amount charged (6+7)	(Rs. In Cr.)		
9	Transportation Charges by rail/ship/road/gas pipeline	(Rs. In Cr.)		
10	Adjustment (+/-) in amount charged made by Transport Company	(Rs. In Cr.)		
11	Demurrage / Imbalance / Ship or Pay charges, if any	(Rs. In Cr.)		
12	Cost of diesel in transporting coal through MGR system, if applicable	(Rs. In Cr.)		
13	Total transportation Charges (9+/-10-11+12)	(Rs. In Cr.)		
14	Total Amount charged for gas supplied including Transportation (8+13)	(Rs. In Cr.)		
15	Landed cost of Coal/Lignite/Gas	Rs./SCM		
16	Blending Ratio (Domestic/Imported)	Kcal/SCM		
17	Weighted average cost of coal/Lignite for preceding three months	Kcal/SCM		
18	GCV of domestic coal/Gas as per bill of Company	Kcal/SCM		
19	GCV of imported coal/Gas as per bill of Company	Kcal/SCM		
20	Weighted average GCV of coal/Lignite/GAS as billed	Kcal/SCM		
21	GCV of domestic coal/Gas received at Station	Kcal/SCM		
22	GCV of Imported coal/Gas received at Station	Kcal/SCM		
23	Weighted average GCV of coal/Lignite/GAS as received	Kcal/SCM		

1. Similar Details to be furnished for natural gas/ liquid fuel for CCGT station and secondary fuel oil/ coal / lignite based thermal plants with appropriate units.
2. As billed and as received GCV, quantity of coal and price should be submitted as certified by statutory auditor.

S. No	Month	Unit	For preceding		For preceding		For preceding	
			3rd Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be)		2nd Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be)		1st Month (from COD or from 1.4.2014 as the case may be)	
19	GCV of Imported Coal as per bill Coal Company							
20	Weighted average GCV of coal/ Lignite as Billed	(kCal/ Kg)						
21	GCV of Domestic Coal as received at Station							
22	GCV of Imported Coal as received at Station							
23	Weighted average GCV of coal/ Lignite as Received							

Note:

1. Similar details to be furnished for natural gas/liquid fuel for CCGT station and secondary fuel oil for coal/lignite based thermal plants with appropriate units.
2. As billed and as received GCV, quantity of coal, and price should be submitted as certified by statutory auditor.

(Petitioner)

FORM- 16**Details/Information to be Submitted in respect of Capital Spares**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Sl. No.	Details of Capital Spares and Expenses		Claimed as a part of additional Capitalisation	Funded through compensatory allowance	Funded through Special allowance (If Applicable)	Claimed as a part of stores and spares
	Name of spare	Amount				
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

FORM- 17**Liability Flow Statement**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Party	Asset / Work	Year of actual capitalisati on	Original Liability	Liability as on 31 st . March of the last year of previous control period	Discharges (Yearwise)	Reversal (Yearwise)

(Petitioner)

FORM- 18

Employee Expenses

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Sl.no.	Particulars	PY	CY	EY
1	Salaries			
2	Additional Pay			
3	Dearness Allowance (DA)			
4	Other Allowances & Relief			
5	Addl. Pay & C.Off Encashment			
6	Interim Relief / Wage Revision			
7	Honorarium/Overtime			
8	Bonus/ Exgratia To Employees			
9	Medical Expenses Reimbursement			
10	Travelling Allowance(Conveyance Allowance)			
11	Leave Travel Assistance			
12	Earned Leave Encashment			
13	Payment Under Workman's Compensation And Gratuity			
14	Subsidised Electricity To Employees			
15	Any Other Item			
16	Staff Welfare Expenses			
17	Apprentice And Other Training Expenses			
18	Contribution To Terminal Benefits			
19	Provident Fund Contribution			
20	Provision for PF Fund			
21	Any Other Items			
	Total Employee Costs			
22	Less: Employee expenses capitalised			
	Net Employee expenses (D)-(E)			

PY	Previous Year- Actual
CY	Current Year - Estimated
EY	Ensuing Year - Projected

FORM- 18 (a)

Employee Strength

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

	Particulars	Opening Balance	Retired/Deaths	Addition	Closing balance	Reconciliation with Audited Accounts of the Year (Please mention Exact Note/Schedule for the Audited Accounts), if available
A	FRSR					
	...					
	Non-FRSR					
	...					

FORM- 19

A & G Expenses

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Sl. No.	Particulars	PY	CY	EY
1	Lease/ Rent			
2	Insurance			
3	Revenue Stamp Expenses Account			
4	Telephone, Postage, Telegram & Telex Charges			
5	Incentive & Award To Employees/Outsiders			
6	Consultancy Charges			
7	Technical Fees			
8	Other Professional Charges			
9	Conveyance And Travelling			
10	License and Registration Fees			
11	Vehicle Expenses			
12	Security / Service Charges Paid To Outside Agencies			
13	Fee And Subscriptions Books And Periodicals			
14	Printing And Stationery			
15	Advertisement Expenses			
16	Contributions/Donations To Outside Institutes / Associations			
17	Electricity Charges To Offices			
18	Water Charges			
19	Entertainment Charges			
20	Miscellaneous Expenses			
21	Legal Charges			
22	Auditor's Fee			
23	Freight On Capital Equipments			
24	Purchase Related Advertisement Expenses			
25	Vehicle Running Expenses Truck / Delivery Van			
26	Vehicle Hiring Expenses Truck / Delivery Van			
27	Other Freight			
28	Transit Insurance			
29	Octroi			
30	Incidental Stores Expenses			
31	Fabrication Charges			
	Total A&G Expenses			
	Less: A&G Expenses Capitalised			
	Total A&G Expenses			

PY	Previous Year- Actual
CY	Current Year - Estimated
EY	Ensuing Year - Projected

FORM- 20

R & M Expenses

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

	Particulars	PY	CY	EY
1	Plant and Machinery			
2	Building			
3	Civil Works			
4	Hydraulic Works			
5	Lines, Cables Net Works etc.			
6	Vehicles			
7	Furniture and Fixtures			
8	Office Equipments			
9	Station Supplies			
10	Other Credits			
11	others*			
	Total			
12	Any other items (Capitalisation)			
	Total			

PY	Previous Year- Actual
CY	Current Year - Estimated
EY	Ensuing Year - Projected

FORM- 21

Variable Charge for Gas Power Plant

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Particulars	UoM	Combined Cycle	Open Cycle
Description	MW		
GHR Claimed by NDPL	Kcal/Kwh		
Target Availability claimed	%		
Time of operation	DAYS		
Gross Generation	MU		
Auxiliary Consumption	%		
Net Generation	MU		
Total Gross Heat value required	Kcal		
Gross Heat Obtained from KG Basin Gas	MMBTU/day - GCV		
1 MMBTU	Kcal		
Gross Heat Obtained from KG Basin Gas for the period	kcal		
Gross Calorific Value of Gas (Assumed)	Kcal/SCM		
Volume of KG Basin Gas	SCM		
Balance Heat Required from RLNG	Kcal		
Gross Calorific Value of RLNG (Assumed)	kcal/SCM		
Quantity of RLG Required	SCM		
Price of KG Basin Gas	Rs/ MMBTU GCV		
Price of KG Basin Gas	Rs./ SCM		
Price of RLNG	Rs./MMBTU GCV		
Price of RLNG	Rs./ SCM		
KG Basin Gas Landed Cost	Rs. Crores		
RLNG Landed Cost	Rs. Crores		
Total Fuel Cost	Rs.Crores		
Monthly Fuel Cost	Rs. Crores		
Energy charge rate on Ex- bus basis	Rs./unit		
Net Generation from KG Basin Gas	MU s		
Net Generation from RLNGs	MU s		

Particulars	UoM	Combined Cycle	Open Cycle
Energy charge rate on Ex- bus basis from KG Basin Gas	<i>Rs./unit</i>		
Energy charge rate on Ex- bus basis from RLNG	<i>Rs./unit</i>		

TARIFF FILING FORMS
(TRANSMISSION & COMMUNICATION SYSTEM)

INDEX**Checklist of Forms and other information/ documents for tariff filing for Transmission System & Communication System**

FORM- 1	Summary Sheet
FORM-2	Details of Transmission Lines and Substations, Communication System
FORM-3	Normative parameters considered for tariff computations
FORM- 4	Abstract of admitted parameters for the existing transmission assets/elements under project.
FORM- 4A	Statement of Capital cost
FORM- 4B	Statement of Capital Works in Progress
FORM- 4C	Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Project/Element
FORM-5	Element wise Break-up of Project/Asset/Element Cost for Transmission System or Communication System
FORM-5A	Break-up of Construction/Supply/Service packages
FORM-5B	Details of element wise cost of the Project
FORM- 6	Financial Package upto COD
FORM- 7	Statement of Additional Capitalisation after COD
FORM- 7A	Financing of Additional Capitalisation
FORM- 7B	Statement of Additional Capitalisation during fag end* of the Project
FORM- 8	Calculation of Return on Equity
FORM-8A	Details of Foreign Equity
FORM-8B	Details of additional RoE
FORM-9	Details of Allocation of corporate loans to various transmission elements
FORM-9A	Details of Project Specific Loans
FORM-9B	Details of Foreign loans
FORM-9C	Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans
FORM-9D	Loans in Foreign Currency

FORM-9E	Calculation of Interest on Normative Loan
FORM- 10	Calculation of Depreciation Rate
FORM- 10A	Statement of Depreciation
FORM- 10B	Statement of De-capitalisation
FORM- 11	Calculation of Interest on Working Capital
FORM- 12	Details of time over run
FORM- 12A	Incidental Expenditure during Construction
FORM- 12B	Draw Down Schedule for Calculation of IDC & Financing Charges
FORM- 13	Breakup of Initial spares
FORM- 14	Other Income as on COD
FORM- 15	Actual cash expenditure
FORM- 16	Employee Expenses
FORM- 16 (a)	Employee Strength
FORM- 17	A&G Expenses
FORM- 18	R&M Expenses
FORM – 17 (a)	Legal Expenses
Other Information/ Documents	
Sl. No.	Information/Document
1	Certificate of incorporation, Certificate for Commencement of Business, Memorandum of Association, & Articles of Association (For New Project(s) setup by a company making tariff application for the first time to CERC)
2	Region wise and Corporate audited Balance Sheet and Profit & Loss Accounts with all the Schedules & annexures for the new Transmission System & Communication System for the relevant years.
3	Copies of relevant loan Agreements
4	Copies of the approval of Competent Authority for the Capital Cost and Financial package.
5	Copies of the Equity participation agreements and necessary approval for the foreign equity.
6	Copies of the BPTA/TSA/PPA with the beneficiaries, if any
7	Detailed note giving reasons of cost and time over run, if applicable.
Form No.	Title of Tariff Filing Forms (Transmission & Communication System)
	List of supporting documents to be submitted:
	a. Detailed Project Report
	b. CPM Analysis
	c. PERT Chart and Bar Chart
	d. Justification for cost and time Overrun

FORM-2

DETAILS OF TRANSMISSION LINES & SUBSTATIONS & COMMUNICATION SYSTEM

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or
Communication System _____

Transmission Lines: _____

S. No.	Name of line	Type of line AC/HV DC	S/C or D/C	No. of Sub- Conductors	Voltage level kV	Line length Ckt.- km.	Line length km	Date of Commercial operation	Covered in the present petition	
									Yes/No	If No, petition No.
1										
2										
3										
4										
-										
-										
-										

Substations:

S.NO.	Name of Sub- station	Type of Substation Conventional(Gr eenfield/Brownfi eld)/ GIS/HVDC terminal/HVDC Back to Back	Voltage level kV	No. of transformers / Reactors/SV C etc. (with capacity)	No. of Bays				Date of Commercial operation	Covered in the present petition	
					765 kV	400 kV	220 kV	132 kV & Below		Yes/No	If No, peti- tion No.
1											
2											
3											
4											
-											
-											

Communication System:

Name of	Type of Communica- tion System – Communication Sys-	Technical	Number/	Date of	Covered in the present petition

S. No.	Communication System	Item under ULDC/ SCADA/ WAMS/Fibre Optic Communication System/RTU/PABX etc	Particulars	length	Commercial operation	Yes/No	If No, petition No.
1							
2							
3							
4							
-							

(Petitioner)

Normative parameters considered for tariff computations

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or _____

communication system: _____

Year Ending March

Particulars	Unit	Existing	Ensuing Years				
			(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Base Rate of Return on Equity	%						
Tax Rate	%						
Effective tax rate ¹	%						
Target Availability	%						
O&M per km	Rs. Lakh						
O&M per bay	Rs. Lakh						
Spares for WC as % of O&M	%						
Receivables in Months for WC	Months						

1. To be supported by necessary documents and calculations. Effective tax rate is to be computed in accordance with Regulation i.e., actual tax (or estimated tax)/gross income, where gross income refers the profit before tax.

(Petitioner)

Form 4

Abstract of admitted parameters for the existing transmission assets/elements under project

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or _____

Communication system: _____

(Amount in Rs Lakh)

	Asset- 1	Asset- 2	
Name of the Assets			
DOCO			
Petition Number			Total Gross
Tariff order date			Block as on
	Capital	Capital	1 st . April of the first year of the control period
	Expenditure	Expenditure	
Particulars	admitted as	admitted as	
	on 1 st . April of the first year of the control period	on 1 st . April of the first year of the control period	
Apportioned approved			
Cost/Revised cost			
estimates, if any (with			
reference and date of			
approval)			
Freehold Land			
Leasehold Land			
Building & Other Civil			
Works			
Transmission Line			
Sub-Station Equipments			
PLCC			
Total			
Notional Loan			
Notional Equity			
Total			
Debt-Equity Ratio			
Debt			
Equity			
Total			
Cumulative amount of			
Depreciation			
Cumulative Repayment of Loan			
Initial Spares*			

1 * Initial spares claimed for existing whose cut off date falls in current tariff period.

Details of remaining assets of the project yet to be commissioned needs to be included in Form -5B

Petitioner

FORM- 4A**Statement of Capital cost**

(To be given for relevant dates and year wise)

Name of the Petitioner: _____**Name of the Region:** _____**Name of the Project:** _____**Name of the Transmission Element or
Communication system:** _____

		(Amount in Rs Lakh)	
		As on relevant date. ¹	
A	a) Opening Gross Block Amount as per books		
	b) Amount of capital liabilities in A(a) above		
	c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in A(a) above	(i) ...	
		(ii) ...	
		(iii)...	
		(iv) ...	
d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in A(a) above			
B	a) Addition in Gross Block Amount during the period		
	b) Amount of capital liabilities in B(a) above		
	c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in B(a) above	(i) ...	
		(ii) ...	
		(iii)...	
		(iv) ...	
d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in B(a) above			
C	a) Closing Gross Block Amount as per books		
	b) Amount of capital liabilities in C(a) above		
	c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost included in C(a) above	(i) ...	
		(ii) ...	
		(iii)...	
		(iv) ...	
d) Amount of IEDC (excluding IDC, FC, FERV & Hedging cost) included in C(a) above			

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of transmission element/s or Communication system and financial year start date and end date

(Petitioner)

FORM- 4B

Statement of Capital Works in Progress

(To be given for relevant dates and year wise)

Name of the Petitioner: _____**Name of the Region:** _____**Name of the Project:** _____**Name of the Transmission Element or** _____**Communication system:**

		(Amount in Rs Lakh)
		As on relevant date.¹
A	a) Opening CWIP Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
		(i)
	c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost	(ii) ...
	included in (a) above	(iii)...
		(iv) ...
B	a) Addition/Adjustment in CWIP Amount during the period	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
		(i)
	c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost	(ii) ...
	included in (a) above	(iii)...
		(iv) ...
C	a) Capitalization/Transfer to Fixed asset of CWIP Amount	
	during the period	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
		(i)
	c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost	(ii) ...
	included in (a) above	(iii)...
		(iv) ...
D	a) Closing CWIP Amount as per books	
	b) Amount of capital liabilities in a above	
		(i)
	c) Amount of (i) IDC (ii) FC (iii) FERV & (iv) Hedging cost in a	(ii) ...
	above	(iii)...

Note:

1. Relevant date/s means date of COD of transmission element/s and financial year start date and end date

(Petitioner)

FORM- 4C

Abstract of Capital Cost Estimates and Schedule of Commissioning for the New Project/Element

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or
Communication system: _____**New Projects****Capital Cost Estimates**

Board of Director/ Agency approving the Capital cost estimates:

Date of approval of the Capital cost estimates:		
	Present Day Cost	Completed Cost
		As on Scheduled
		COD of the
	As of End of	transmission
Price level of approved estimates	Qtr. Of the	system/transmission
	year _____	element/
		Communication
		System
Foreign Exchange rate considered for the Capital		
cost estimates		

Capital Cost excluding IDC, IEDC & FC

Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)

Domestic Component (Rs Lakh)

Capital cost excluding IDC, FC, FERV & Hedging**Cost (Rs. Cr)****IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost**

Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)

Domestic Component (Rs Lakh)

Total IDC, FC, FERV & Hedging Cost (Rs Lakh)

Rate of taxes & duties considered

Capital cost Including IDC, IEDC, FC, FERV & Hedging Cost

Foreign Component, if any (In Million US \$ or the relevant Currency)

Domestic Component (Rs Lakh)

	(FC)											
13.3	Foreign Exchange Rate Variation (FERV)											
13.4	Hedging Cost											
	Total of IDC, FC, FERV & Hedging Cost											
14.0	Capital cost including IDC, FC, FERV & Hedging Cost											

Note:

1. In case of cost variation, a detailed note giving reasons of such variation should be submitted clearly indicating whether such cost over-run was beyond the control of the transmission licensee.
2. Separate details of free hold/lease hold land should be submitted.

(Petitioner)

FORM- 5A

Break-up of Construction/Supply/Service Packages

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or Communication system _____

Sr. No.	Name/No. of Construction/supply/service package	Scope of works ¹ (in line with head of cost break-ups as applicable)	Whether awarded through ICB/DCB/ Departmental Work, etc.	No. of bids received	Date of Award	Date of Start of work	Date of Completion of Work	Value of Award ² in (Rs. Lakh).	Firm or With Escalation in prices	Actual expenditure till the completion or up to COD whichever is earlier (Rs. Lakh)	Taxes & Duties and IEDC (Rs. Lakh)	IDC, FC, FERV & Hedging cost (Rs. Lakh)	Sub-Total (Rs. Lakh)

Note:

- 1 The scope of work in any package should be indicated in conformity of cost break-up in Form-5B to the extent possible.
- 2 If there is any package, which need to be shown in Indian Rupee and foreign currency(ies), the same should be shown separately along with the currency.

(Petitioner)

FORM- 5B

Details of element wise cost of the project

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Transmission Lines:

S. No.	Name of line	Apportioned approved cost (Rs. Lakh)	Revised cost estimates, if applicable (Rs. Lakh)	Completed Cost (Rs. Lakh)	Covered in the present petition	
					Yes/No	If No, petition No.
1						
2						
3						
4						
-						
-						
-						

Substations:

S. NO.	Name of Sub-station	Apportioned approved cost (Rs. Lakh)	Revised cost estimates, if applicable (Rs. Lakh)	Completed Cost (Rs. Lakh)	Covered in the present petition	
					Yes/No	If No, petition No.
1						
2						
3						
4						
-						
-						

Communication System:

S. NO.	Name of Communication System	Apportioned approved cost (Rs. Lakh)	Revised cost estimates, if applicable (Rs. Lakh)	Completed Cost (Rs. Lakh)	Covered in the present petition	
					Yes/No	If No, petition No.
1						
2						
-						
-						

(Petitioner)

FORM- 6

Financial Package upto COD

Name of the Petitioner: _____

Name of the Transmission Element/ _____

Communication system _____

Project/Element Cost as on COD: _____

Date of Commercial Operation of the Transmission element#: _____

Communication system _____

	Financial Package as Approved		Financial Package as on COD		As Admitted on COD	
	Currency and Amount\$		Currency and Amount\$		Currency and Amount\$	
1	2	3	4	5	6	7
Loan-I	US \$	5m				
Loan-II						
Loan-III						
and so on						
Total Loans						
Equity-						
Foreign						
Domestic						
Total Equity						
Debt : Equity Ratio						
Total Cost						
	Debt	Equity	Total			
Add cap for Year-1						
Add cap for Year-2						
Add cap for year-1	Actual	Normative				
Debt						
Equity						
Total						
Add cap for year-2	Actual	Normative				
Debt						
Equity						
Total						
Total Capital Cost with add cap.						

(Petitioner)

Form 7A

Financing of Additional Capitalisation

Name of the Petitioner: _____
 Name of the Region: _____
 Name of the Project: _____
 Name of the Transmission Element
 or _____
 Communication system: _____

(Amount in Rs. Lakh)

Financial Year (Starting from COD)	Actual/Projected					Admitted				
	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on	Year1	Year2	Year3	Year4	Year 5 & So on
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Amount capitalised in Work/Equipment										
Financing Details										
Loan-1										
Loan-2										
Loan-3 and so on										
Total Loan										
Equity										
Internal Resources										
Others										
Total										

Note:

1 **Year 1** refers to Financial Year of COD in case of new elements. For existing elements it is from 2014-15 and Year 2, Year 3 etc. are the subsequent financial years respectively.

2 Loan details for meeting the additional capitalisation requirement should be given as per FORM-9 or 9(A) whichever is relevant.

(Petitioner)

FORM- 7B

Statement of Additional Capitalisation during fag end* of the Project

Name of the Petitioner: _____
 Name of the Region: _____
 Name of the Project: _____
 Name of the Transmission Element or
 Communication system _____

FORM-9

Details of Allocation of corporate loans to various transmission elements

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or
Communication system _____

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Remarks
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31 st . March of the preceding financial year of the control period /COD 3,4,5,13,15						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	
If above is yes,specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						
	Distribution of loan packages to various transmission elements/ Communication system					
Name of the Projects						Total
Transmission element 1/						

Communication system 1

Transmission element 2 /

Communication system 2

Transmission element 3/ Communication system 3 and so on

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2014 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various transmission elements/ Communication system, details in the Form is to be given separately for all the transmission elements/ Communication system in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment of principal and interest along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate as on 31.03.2004 or as on COD whichever is later.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
19. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

(Petitioner)

FORM- 9A

Details of Project Specific Loans

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

**Name of the Transmission Element or
Communication system:** _____

Particulars	Package1	Package2	Package3	Package4	Package5	Package6
1	2	3	4	5	6	7
Source of Loan ¹						
Currency ²						
Amount of Loan sanctioned						
Amount of Gross Loan drawn upto 31.03.2014/COD 3,4,5,13,15						
Interest Type ⁶						
Fixed Interest Rate, if applicable						
Base Rate, if Floating Interest ⁷						
Margin, if Floating Interest ⁸						
Are there any Caps/Floor ⁹	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No	Yes/No
If above is yes, specify caps/floor						
Moratorium Period ¹⁰						
Moratorium effective from						
Repayment Period ¹¹						
Repayment effective from						
Repayment Frequency ¹²						
Repayment Instalment ^{13,14}						
Base Exchange Rate ¹⁶						
Are foreign currency loan hedged?						
If above is yes, specify details ¹⁷						

Note:

1. Source of loan means the agency from whom the loan has been taken such as WB, ADB, WMB, PNB, SBI, ICICI, IFC, PFC etc.
2. Currency refers to currency of loan such as US\$, DM, Yen, Indian Rupee etc.
3. Details are to be submitted as on 31.03.2014 for existing assets and as on COD for the remaining assets.
4. Where the loan has been refinanced, details in the Form is to be given for the loan refinanced. However, the details of the original loan is to be given separately in the same form.
5. If the Tariff in the petition is claimed separately for various transmission system/transmission elements/ Communication system, details in the Form is to be given separately for all the transmission system/transmission element/ Communication system in the same form.
6. Interest type means whether the interest is fixed or floating.
7. Base rate means the base as PLR, LIBOR etc. over which the margin is to be added. Applicable base rate on different dates from the date of drawl may also be enclosed.
8. Margin means the points over and above the floating rate.
9. At times caps/floor are put at which the floating rates are frozen. If such a condition exists, specify the limits.
10. Moratorium period refers to the period during which loan servicing liability is not required.
11. Repayment period means the repayment of loan such as 7 years, 10 years, 25 years etc.
12. Repayment frequency means the interval at which the debt servicing is to be done such as monthly, quarterly, half yearly, annual, etc.
13. Where there is more than one drawal/repayment for a loan, the date & amount of each drawal/repayment may also be given separately
14. If the repayment installment amount and repayment date cannot be worked out from the data furnished above, the repayment schedule to be furnished separately.
15. In case of Foreign loan, date of each drawal & repayment of principal and interest along with exchange rate at that date may be given.
16. Base exchange rate means the exchange rate as on 31.03.2004 or as on COD whichever is later.
17. In case of hedging, specify details like type of hedging, period of hedging, cost of hedging, etc.
18. At the time of truing up rate of interest with relevant reset date (if any) to be furnished separately
19. At the time of truing up provide details of refinancing of loans considered earlier. Details such as date on which refinancing done, amount of refinanced loan, terms and conditions of refinanced loan, financing and other charges incurred for refinancing etc.

(Petitioner)

	of hedging								
2	Period of hedging								
3	Cost of hedging								

1. Name of the currency to be mentioned e.g. US\$, DM, etc.
2. In case of more than one drawl during the year, Exchange rate at the date of each drawl to be given
3. Furnish details of hedging, in case of more than one hedging during the year or part hedging, details of each hedging are to be given.

NOTE

In case of refinancing similar details with supporting documents to be furnished \$ - Exchange rate at COD/31.03.2004 whichever is later.

FORM- 9C

Calculation of Weighted Average Rate of Interest on Actual Loans¹

Name of the Petitioner:

Name of the Region:

Name of the Project:

Name of the Transmission Element or

Communication system

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing	2014-	2015-	2016-	2017-	2018-
	2013-14	15	16	17	18	19
Loan-1						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
Loan-2						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						

Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
Loan-3 and so on						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
Total Loan						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Interest on loan						
Weighted average Rate of Interest on Loans						

Note:

1. In case of Foreign Loans, the calculations in Indian Rupees is to be furnished as per Form 9(D). However, the calculation in original currency is also to be furnished separately in the same form.
2. In case of already commissioned combined assets the details may be provided asset wise as well as combined.
3. Details of Financing Charges.

(Petitioner)

FORM- 9D

Loans in Foreign Currency

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or
Communication system _____

Particulars	Existing 2013-14	2014- 15	2015- 16	2016- 17	2017- 18	2018- 19
Foreign Loan-1 (USD in Lakh) Exchange rate						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
Foreign Loan-2 (USD in Lakh) Exchange rate						
Gross loan - Opening						
Cumulative repayments of Loans upto previous year						
Net loan - Opening						
Add: Drawal(s) during the Year						
Less: Repayment (s) of Loans during the year						
Net loan - Closing						
Average Net Loan						
Rate of Interest on Loan on annual basis						
Interest on loan						
<i>Loan repayment effective from (date to be indicated)</i>						
Foreign Loan-3 (USD in Lakh) Exchange rate						
....						
....						

(Petitioner)

FORM- 9E

Calculation of Interest on Normative Loan

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or
Communication system _____

(Amount in Rs. Lakh)

Particulars	Existing 2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
1	2	3	4	5	6	7
Gross Normative loan - Opening						
Cumulative repayment of Normative Loan upto previous year						
Net Normative loan - Opening						
Increase/Decrease due to ACE/de-capitalization during the Year						
Repayments of Normative Loan during the year						
Net Normative loan - Closing						
Average Normative Loan						
Weighted average Rate of Interest of actual Loans						
Interest on Normative loan						

Note:

1. At the time of true-up net savings as a result of refinancing of loans may be provided along with adjustments of sharing.

(Petitioner)

FORM- 10

Calculation of Depreciation Rate

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or
Communication system: _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. no.	Name of the Assets ¹	Gross Block as on 31.03.2014 or as on COD, whichever is later and subsequently for each year thereafter upto 31.3.19	Depreciation Rates as per CERC's Depreciation Rate Schedule	Depreciation Amount for each year up to 31.03.19
	1	2	3	4= Col.2 X Col.3
1	Land			

2	Building			
3	and so on			
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
	TOTAL			
	Weighted Average Rate of Depreciation (%)			

Note:

1. Name of the Assets should conform to the description of the assets mentioned in Depreciation Schedule appended to the Notification.

(Petitioner)

FORM- 10A

Statement of Depreciation

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or _____

Communication system: _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Particulars	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
1	Opening Capital Cost						
2	Closing Capital Cost						
3	Average Capital Cost						
4	Freehold land						
5	Rate of depreciation						

6	Depreciable value						
	Balance useful life at the beginning of the						
7	period						
8	Remaining depreciable value						
9	Depreciation (for the period)						
10	Depreciation (annualised)						
	Cumulative depreciation at the end of the						
11	period						
	Less: Cumulative depreciation adjustment on account of de-						
12	capitalisation						
	Net Cumulative depreciation at the end						
13	of the period						

1. In case of details of FERV and AAD, give information for the applicable period.

(Petitioner)

FORM-10B

Statement of De-capitalisation

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or
Communication system

CO

D

Sr. No.	Year of De-capitalisation	Work/Equipment proposed to be De-capitalised	Year of capitalisation of asset/equipment being decapitalised	Original Book Value of the asset being decapitalised	Debt Equity ratio at the time of capitalisation	Cumulative Depreciation corresponding to decapitalisation	Cumulative Repayment of Loan corresponding to decapitalisation	Justification
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1								
2								
3								
4								
5								

(Petitioner)

3									
4									
5									
6									
7									
8									
9									
....								

1. Delay on account of each reason in case of time overrun should be quantified and substantiated with necessary documents and supporting workings.

(Petitioner)

FORM- 12A

Incidental Expenditure during Construction

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or
Communication system _____

Date of Commercial Operation _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	Year -1	Year-2	Year 3	Year-4	Year-5
A	Expenses:					
1	Employees' Remuneration & Benefits					
2	Finance Costs					
3	Water Charges					
4	Communication Expenses					
5	Power Charges					
6	Other Office and Administrative Expenses					
7	Others (Please Specify Details)					
8	Other pre-Operating Expenses					
					
B	Total Expenses					
	Less: Income from sale of tenders					

PLCC									
Series Compensation devices									
HVDC Station									
Gas Insulated Substation									
Communication System									

Note:

1. Details to be furnished as per Regulation 13.
2. Corresponding figures of initial spares included in each transmission system may be provided separately.

(Petitioner)

FORM- 14

Other Income as on COD

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or _____

Communication system: _____

(Amount in Rs. Lakh)

Sl. No.	Parameters	Existing	Ensuing Years				
1	Interest on Loans and advances						
2	Income from sale of scrap						
3	Misc. receipts (Please Specify Details)						
...	...						
...	... (add)						

(Petitioner)

FORM- 15

Actual cash expenditure

Name of the Petitioner: _____

Name of the Region: _____

Name of the Project: _____

Name of the Transmission Element or
Communication system _____

(Amount in Rs. Lakh)

	Quarter-I	Quarter-II	Quarter-III	Quarter-n (COD)
Payment to contractors/suppliers				
% of fund deployment				

Note: If there is variation between payment and fund deployment justification need to be furnished

(Petitioner)

FORM- 16

Employee Expenses

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Sl.no.	Particulars	PY	CY	EY
1	Salaries			
2	Additional Pay			
3	Dearness Allowance (DA)			
4	Other Allowances & Relief			
5	Addl. Pay & C.Off Encashment			
6	Interim Relief / Wage Revision			
7	Honorarium/Overtime			
8	Bonus/ Exgratia To Employees			
9	Medical Expenses Reimbursement			
10	Travelling Allowance(Conveyance Allowance)			
11	Leave Travel Assistance			
12	Earned Leave Encashment			
13	Payment Under Workman's Compensation And Gratuity			
14	Subsidised Electricity To Employees			
15	Any Other Item			
16	Staff Welfare Expenses			
17	Apprentice And Other Training Expenses			
18	Contribution To Terminal Benefits			

19	Provident Fund Contribution			
20	Provision for PF Fund			
21	Any Other Items			
	Total Employee Costs			
22	Less: Employee expenses capitalised			
	Net Employee expenses (D)-(E)			

<i>PY</i>	Previous Year- Actual
<i>CY</i>	Current Year - Estimated
<i>EY</i>	Ensuing Year - Projected

FORM- 16 (a)**Employee Strength**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

	Particulars	Opening Bal- ance	Retired/Deaths	Addition	Closing bal- ance	Reconciliation with Audited Accounts of the Year (Please mention Exact Note/Schedule for the Audited Accounts), if available
A	FRSR					
	...					
	Non-FRSR					
	...					

FORM- 17**A & G Expenses**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

Sl. No.	Particulars	PY	CY	EY
1	Lease/ Rent			
2	Insurance			
3	Revenue Stamp Expenses Account			
4	Telephone, Postage, Telegram & Telex Charges			
5	Incentive & Award To Employees/Outsiders			
6	Consultancy Charges			
7	Technical Fees			
8	Other Professional Charges			
9	Conveyance And Travelling			
10	License and Registration Fees			
11	Vehicle Expenses			
12	Security / Service Charges Paid To Outside Agencies			

13	Fee And Subscriptions Books And Periodicals			
14	Printing And Stationery			
15	Advertisement Expenses			
16	Contributions/Donations To Outside Institutes / Associations			
17	Electricity Charges To Offices			
18	Water Charges			
19	Entertainment Charges			
20	Miscellaneous Expenses			
21	Legal Charges			
22	Auditor's Fee			
23	Freight On Capital Equipments			
24	Purchase Related Advertisement Expenses			
25	Vehicle Running Expenses Truck / Delivery Van			
26	Vehicle Hiring Expenses Truck / Delivery Van			
27	Other Freight			
28	Transit Insurance			
29	Octroi			
30	Incidental Stores Expenses			
31	Fabrication Charges			
	Total A&G Expenses			
	Less: A&G Expenses Capitalised			
	Total A&G Expenses			
<i>PY</i>	Previous Year- Actual			
<i>CY</i>	Current Year - Estimated			
<i>EY</i>	Ensuing Year - Projected			

FORM- 17 (a)

Legal Expenses

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

S.No.	Particulars	Case No.	Matter	Fees per Hearing	Total Fees	Reconciliation with Audited Accounts of the Year (Please mention Exact Note/Schedule for the Audited Accounts), if available
	In Rs Crores					
A)	Cases Other than 142 before					
1	DERC					
2	APTEL					
3	High Court					
4	Supreme Court					
5	Others					
B)	Cases under 142					

FORM-18**R & M Expenses**

Name of the Petitioner _____

Name of the Generating Station _____

	Particulars	PY	CY	EY
1	Plant and Machinery			
2	Building			
3	Civil Works			
4	Hydraulic Works			
5	Lines, Cables Net Works etc.			
6	Vehicles			
7	Furniture and Fixtures			
8	Office Equipments			
9	Station Supplies			
10	Other Credits			
11	others*			
	Total			
12	Any other items (Capitalisation)			
	Total			

<i>PY</i>	Previous Year- Actual
<i>CY</i>	Current Year - Estimated
<i>EY</i>	Ensuing Year - Projected