

मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग

पंचम तल, मेट्रो प्लाजा, बिट्टन मार्केट, ई-5, अरेरा कालोनी, भोपाल

भोपाल, दिनांक 20 जनवरी 2024

क्रमांक— 1508/मप्रविनिआ/2024—विद्युत अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, वर्ष 2003) की धारा 181(2)(ज) तथा 181(2)(यघ) सहपठित धारा 36 तथा 61 में प्रदत्त तथा इस निमित्त सामर्थ्यकारी अन्य समस्त शक्तियों का प्रयोग करते हुए, मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग, एतद् द्वारा, निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात् :

मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (पारेषण टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें)

(पुनरीक्षण—पंचम), विनियम, 2024 {आरजी - 28 (V), वर्ष 2024}

प्रस्तावना (PREAMBLE)

मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (पारेषण टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें, 2020 {आरजी-28(IV), वर्ष 2020} की पंचवर्षीय नियंत्रण अवधि (वित्तीय वर्ष 2019-20 से वित्तीय वर्ष 2023-24) का समापन दिनांक 31.03.2024 को हो चुका है। आयोग ने केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा अधिसूचित अवधि से संरेखित पांच वर्षों की अवधि हेतु सिद्धान्तों तथा क्रियाविधियों को विनिर्दिष्ट करने का निर्णय लिया है। अतएव, आगामी नियंत्रण अवधि वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29 हेतु विद्युत पारेषण टैरिफ की निबंधन तथा शर्तें विनिर्दिष्ट करने हेतु ये विनियम बनाया जाना आवश्यक हो गया है:-

अध्याय - एक

प्रारंभिक (Preliminary)

1. **संक्षिप्त शीर्षक तथा प्रारंभ (Short Title and Commencement) :**
 - (1.1) येविनियम "मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (पारेषण टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें) (पुनरीक्षण—पंचम), विनियम, 2024 {आरजी-28 (V), वर्ष 2024}" कहलाएंगें।
 - (1.2) इन विनियमों का विस्तार सम्पूर्ण मध्यप्रदेश राज्य पर होगा।
 - (1.3) ये विनियम दिनांक 1 अप्रैल 2024 से प्रभावशील होंगे तथा जब तक आयोग द्वारा इनका किसी प्रकार पुनर्विलोकन न किया जाए अथवा समयावधि में विस्तार न किया जाए, ये विनियम पांच वर्ष की अवधि हेतु दिनांक 31 मार्च 2029 तक प्रभावशील रहेंगे।
2. **विस्तार तथा लागू किये जाने की सीमा (Scope and extent of application) :**

ये विनियम विद्युत् अधिनियम, 2003 की धारा 62 के अन्तर्गत वितरण अनुज्ञापितधारियों/ निर्बाध (खुली) पहुंच उपभोक्ताओं को पारेषण अनुज्ञापितधारी द्वारा प्रभारित किये जाने वाले राज्यान्तरिक (Intra-state) विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधारण संबंधी समस्त प्रकरणों पर लागू होंगे

जिन हेतु पारेषण प्रणाली की क्षमता का आवंटन समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (मध्यप्रदेश राज्य में खुली पहुंच प्रणाली की निबंधन एवं शर्तों) विनियम, 2005 के अधीन किया गया हो :

परन्तु यह कि रु. 400 करोड़ (रूपये चार सौ करोड़) की उच्चतम सीमा (threshold limit) से अधिक समस्त नवीन राज्यान्तरिक पारेषण परियोजना(ओं) हेतु विद्युत्-दर (टैरिफ) का अवधारण पारदर्शी प्रक्रिया के माध्यम से किया जाएगा तथा आयोग द्वारा इसे विद्युत् अधिनियम, 2003 की धारा 63 के अधीन युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात् भारत सरकार, विद्युत् मन्त्रालय द्वारा जारी सुसंगत दिशा-निर्देशों (तथा इसके संशोधनों) के अनुसार कराया जाकर अपनाया जाएगा।

3. प्रचालन के मानदण्डों के परिसीमन का उच्चस्थ होना (Norms of Operation to be Ceiling Norms) :

शंकाओं के निवारण के उद्देश्य से यह स्पष्ट किया जाता है कि इन विनियमों के अंतर्गत विनिर्दिष्ट प्रचालन के मानदण्डों का परिसीमन उच्चस्थ है तथा यह पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों को प्रोन्नत मानदण्डों पर सहमति से प्रतिबाधित नहीं करेगा तथा इस प्रकार से सहमत किये गये प्रोन्नत मानदण्ड विद्युत्-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु प्रयोज्य होंगे।

4. परिभाषाएं तथा व्याख्याएं (Definitions and Interpretations):

(4.1) इन विनियमों में, जब तक कि संदर्भ से अन्यथा अपेक्षित न हो,

(1) "अधिनियम (Act)" से अभिप्रेत है, विद्युत् अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, वर्ष 2003);

(2) "लेखांकन विवरण-पत्र (Accounting Statement)" से अभिप्रेत है प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए निम्नलिखित विवरण-पत्र, अर्थात्:-

(एक) समय-समय पर यथासंशोधित कंपनी अधिनियम, 2013 के अन्तर्गत अन्तर्विष्ट प्ररूप के अनुसार तैयार किया गया तुलन-पत्र (Balance Sheet); मय संबंधित टिप्पणियों तथा ऐसे अन्य सहायकविवरण-पत्रों तथा जानकारी के, जैसा कि आयोग समय-समय पर निदेशित करे ;

(दो) समय-समय पर यथासंशोधित कंपनी अधिनियम, 2013 की सुसंबद्ध अनुसूची तथा इसके संशोधनों की आवश्यकताओं के अनुपालन में लाभ तथा हानि का लेखा (Profit and Loss Account);

(तीन) भारतीय चार्टर्ड अकाउंटेंट्स संस्थान (इन्स्टीट्यूट ऑफ चार्टर्ड अकाउंटेंट्स ऑफ इण्डिया) के रोकड़ प्रवाह विवरण-पत्र (cash flow statement) के सुसंबद्ध लेखांकन मानक के अनुसार तैयार किया गया रोकड़ प्रवाह विवरण-पत्र;

- (चार) अनुज्ञापतिधारी के अंकेक्षक(ी) का प्रतिवेदन;
- (पांच) संचालक/निदेशक का प्रतिवेदन तथा लेखांकन नीतियां;
- (छः) समय-समय पर यथासंशोधित कंपनी अधिनियम के अधीन केन्द्र सरकार द्वारा विनिर्दिष्ट किये गये लागत अभिलेख (cost records), यदि कोई हो;
- (3) "अतिरिक्त पूंजीगत व्यय (Additional Capital Expenditure)" से अभिप्रेत है इन विनियमों के उपबन्धों के अनुसार पारेषण अनुज्ञापतिधारी द्वारा परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के पश्चात् किया गया पूंजीगत व्यय (capital expenditure) या जिसे उपगत किया जाना प्रक्षेपित किया गया है;
- (4) "अतिरिक्त पूंजीकरण (Additional Capitalization)" से अभिप्रेत है आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात स्वीकार किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय;
- (5) "स्वीकृत पूंजीगत लागत (Admitted Capital Cost)" से अभिप्रेत है पूंजीगत लागत जिसे आयोग द्वारा सुसंबद्ध विद्युत-दर (टैरिफ) विनियमों के अनुसार विधिवत युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात विद्युत-दर (टैरिफ) के माध्यम से सेवा प्रदाय (servicing) हेतु अनुज्ञेय किया गया हो;
- (6) "अंकेक्षक (Auditor)" से अभिप्रेत है समय-समय पर यथासंशोधित कम्पनी अधिनियम, 2013 (क्रमांक 18, वर्ष 2013) के उपबन्धों अथवा तत्समय प्रवृत्त किसी अन्य प्रचलित विधि के अंतर्गत पारेषण अनुज्ञापतिधारी द्वारा नियुक्त किया गया कोई अंकेक्षक;
- (7) "उपलब्धता (Availability)" से, किसी पारेषण प्रणाली के संबंध में किसी दी गई समयावधि हेतु, अभिप्रेत है उक्त अवधि में घंटों में समय जिस हेतु पारेषण प्रणाली उसके द्वारा घोषित वोल्टेज पर विद्युत् पारेषण उसके वितरण बिन्दु तक ले जाने में सक्षम है तथा इसे दिए गए समय हेतु कुल घंटों के प्रतिशत में अभिव्यक्त किया जाएगा ;
- (8) "हितग्राही/लभार्थी (Beneficiary)" से अभिप्रेत है दीर्घ-अवधि, मध्यम-अवधि अथवा लघु-अवधि के पारेषण उपभोक्ता जिनके लिये विद्युत्-दर (टैरिफ) का अवधारण इन विनियमों के अधीन किया जाता हो;
- (9) "पूंजीगत लागत (Capital Cost)" से अभिप्रेत है पूंजीगत लागत जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम 19 तथा 20 के अनुसार अवधारित किया गया हो;
- (10) "कानून में परिवर्तन (Change in Law)" से अभिप्रेत है निम्न में से किसी भी घटना का होना:

- (एक) किसी नवीन भारतीय कानून का अधिनियमन, इसको प्रभावशील किया जाना या प्रवर्तित किया जाना; अथवा
- (दो) किसी विद्यमान भारतीय कानून को अपनाना, उसमें संशोधन करना, संपरिवर्तन करना, निरस्त करना या उसे पुनः अधिनियमित करना; अथवा
- (तीन) किसी ऐसे सक्षम न्यायालय, न्यायाधिकरण (Tribunal), अथवा भारतीय सरकार के किसी माध्यम (Instrumentality) द्वारा जिसे ऐसी व्याख्या तथा अनुप्रयोग हेतु कानून के अन्तर्गत अन्तिम प्राधिकार प्राप्त हो, किसी भारतीय कानून के निर्वचन या अनुप्रयोग में परिवर्तन किया जाना; अथवा
- (चार) किसी सक्षम वैधानिक प्राधिकारी द्वारा किसी परियोजना हेतु किसी सम्मति या स्वीकृतिया अनुमोदन या उपलब्ध अथवा प्राप्त की गई अनुज्ञप्ति के बारे में किसी शर्त या समझौते में परिवर्तन किया जाना; अथवा
- (पांच) इन विनियमों के अधीन विनियमित विद्युत पारेषण प्रणाली से संबंधित, भारत सरकार तथा किसी अन्य सम्पूर्ण प्रभुत्वसम्पन्न सरकार के मध्य किसी द्विपक्षीय अथवा बहुपक्षीय अनुबंध/संधि का लागू होना या उसमें कोई संपरिवर्तन किया जाना;
- (11) “आयोग (Commission)” से अभिप्रेत है, मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग;
- (12) “संचार प्रणाली (Communication System)” में सम्मिलित है मध्यप्रदेश पावर ट्रांसमिशन कंपनी लिमिटेड की संचार प्रणाली जिसके अन्तर्गत राज्य भार प्रेषण तथा संचार योजना (SLD&C), स्काडा (SCADA), वृहद् क्षेत्र मापन प्रणाली (WAMS), तन्तुक प्रकाशीय संचार प्रणाली (Fiber Optic Communication System), सुदूर सीमान्त इकाई (Remote Terminal Unit), निजी स्वचालित शाखा केन्द्र, रेडियो संचार प्रणाली (Radio Communication System) तथा सहायक विद्युत् प्रदाय प्रणाली (Auxiliary Power Supply System) आदि सम्मिलित हैं जिनका उपयोग विद्युत् के राज्यान्तरिक पारेषण प्रबंधन में किया जाता है;
- (13) “प्रतिस्पर्धी बोली (Competitive Bidding)” से अभिप्रेत है उपकरणों की अधिप्राप्ति, सेवाओं तथा कार्यों के निष्पादन हेतु पारदर्शी प्रक्रिया जिसके अन्तर्गत परियोजना विकासक द्वारा खुले विज्ञापन के माध्यम से परियोजना हेतु उपकरणों का विस्तार क्षेत्र तथा विशिष्टताओं, सेवाओं तथा अपेक्षित कार्यों बाबत बोलियां आमंत्रित की जाती हैं तथा प्रस्तावित अनुबंध की निबंधन तथा शर्तें तथा वे मानदण्ड जिनके द्वारा प्राप्त बोलियों का मूल्यांकन किया जाता है, सम्मिलित की जाती हैं तथा इस प्रक्रिया में स्वदेशी प्रतिस्पर्धी बोलियों (domestic competitive bidding) तथा अन्तर्राष्ट्रीय प्रतिस्पर्धी बोलियों (international competitive bidding) को भी सम्मिलित किया जाता है;

- (14) "पृथक्कृत तिथि (Cut-off Date)" से अभिप्रेत है परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि से छत्तीस माह पश्चात् के कैलेण्डर माह की अन्तिम तिथि;
- (15) "दिवस (Date)" से अभिप्रेत है, कैलेण्डर दिवस जिसमें 00.00 बजे से प्रारंभ होने वाली 24 घंटे की अवधि सम्मिलित है;
- (16) "वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि (Date of Commercial Operation - COD)" का अर्थ वही होगा जैसा कि इसे मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता, 2024 में परिभाषित किया गया है;
- (17) "अपूंजीकरण (De-Capitalization)" से इन विनियमों के अन्तर्गत विद्युत-दर (टैरिफ) के प्रयोजन हेतु अभिप्रेत है, परियोजना की सकल स्थाई परिसम्पत्तियों (Gross Fixed Assets) में कमी की जाना जैसा कि आयोग द्वारा परिसम्पत्तियों के अन्तर-इकाई अन्तरण या फिर सेवा से निष्कासित की गई परिसम्पत्तियों से तत्संबंधी स्वीकार किया गया है;
- (18) "अक्रियाशील करना (De-Commissioning)" से अभिप्रेत केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण या अन्य किसी प्राधिकृत अभिकरण द्वारा प्रमाणित किये जाने के पश्चात् उसके द्वारा स्वयं या फिर परियोजना विकासक द्वारा या हितग्राहियों/लाभार्थियों अथवा दोनों द्वारा इस आशय की सूचना प्रेषित करने के पश्चात् कि परियोजना का संचालन प्रौद्योगिक अप्रचलन या अलाभकर परिचालन या फिर इन कारणों के संयोजन के कारण भी परिसम्पत्तियों के अनिष्पादन के कारण किया जाना संभव नहीं है, किसी पारेषण प्रणाली को, उसकी संचार प्रणाली अथवा उसके किसी घटक को सम्मिलित करते हुए, सेवा से हटाए जाने से है;
- (19) "घटक (Element)" से अभिप्रेत किसी परिसम्पत्ति/आस्ति (Asset) से है जिसे विशिष्ट तौर पर पूंजी निवेश अनुमोदन में पारेषण परियोजना के विस्तार क्षेत्र के अन्तर्गत परिभाषित किया गया है, जैसे कि पारेषण तन्तुपथ (transmission lines), तन्तुपथ बे (line bays) तथा तन्तुपथ प्रतिघातक (line reactors), उपकेन्द्र (substations), बे (bays), क्षतिपूर्ति उपकरण (compensation device), अन्तर्संयोजन ट्रांसफार्मरों (interconnecting transformers) को सम्मिलित करते हुए;
- (20) "विद्यमान परियोजना (Existing Project)" से अभिप्रेत है कोई परियोजना, जिसे दिनांक 1.4.2024 से पूर्व किसी तिथि को वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के अन्तर्गत घोषित किया जा चुका हो;
- (21) "विस्तार परियोजना (Expansion Project)" में नवीन क्षमता में किसी परिवर्धन (addition) या फिर विद्यमान पारेषण प्रणाली में किसी आवर्धन (augmentation) को सम्मिलित किया जाएगा;

- (22) “किया गया व्यय (Expenditure Incurred)” से अभिप्रेत है कोई निधि (fund), भले ही वह पूंजी (equity) अथवा ऋण (debt) हो या फिर दोनों हों, जिस हेतु उपयोगी (cash equivalent) परिसम्पत्तियों के सृजन अथवा अधिग्रहण हेतु, वास्तविक रूप से रोकड़ (cash) अथवा रोकड़ समतुल्य भुगतान किया गया है तथा इनमें वे वचनबद्धताएं अथवा देयताएं शामिल न होंगी, जिन हेतु कोई भुगतान जारी न किया गया हो;
- (23) “विस्तारित जीवनकाल (Extended Life)” से अभिप्रेत है किसी पारेषण प्रणाली या उसके किसी घटक के उपयोगी जीवनकाल के बाद का जीवनकाल जैसा कि आयोग द्वारा प्रकरण-दर-प्रकरण उसके गुण-दोष के आधार पर अवधारित किया जाए;
- (24) “विशेष आकस्मिक परिस्थिति (Force Majeure)” इन विनियमों के प्रयोजन के लिए किसी विशेष आकस्मिक परिस्थिति से तात्पर्य घटनाओं या परिस्थितियों अथवा घटनाओं या परिस्थितियों के संयोजन से है जिनमें नीचे दर्शाई गई परिस्थितियां तथा घटनाएं शामिल हैं जो विद्युत् पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को आंशिक रूप से या फिर पूर्णतया किसी परियोजना को पूंजी निवेश अनुमोदन में विनिर्दिष्ट समय-सीमा के भीतर पूर्ण करने में बाधित करती हों तथा यह भी कि ऐसी परिस्थितियां तथा घटनाएं पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण में न हों तथा इन्हें टाला भी न जा सकता हो, भले ही पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा युक्तियुक्त सावधानी बरती गई हो या फिर उसके द्वारा युक्तियुक्त उपयोगिता संव्यवहारों को अपनाया गया हो :
- क. दैवी-घटना जिनमें शामिल हैं तड़ित, सूखा, अग्निकाण्ड तथा विस्फोट, भूकम्प, ज्वालामुखी उद्भेद, भूस्खलन, बाढ़, चक्रवात, प्रचण्ड तूफान, भूगर्भीय विस्मयकारी घटनाएं या फिर अपवादस्वरूप विपरीत मौसमी परिस्थितियां जो पिछले सौ वर्षों के सांख्यिकी आंकड़ों से अधिक हों; अथवा
- ख. युद्ध की कोई घटना, हमला, सशस्त्र संघर्ष या विदेशी शत्रु की कार्रवाई, नाकाबन्दी, नौका-अवरोध, क्रान्ति, दंगा, विद्रोह या कोई सैनिक कार्रवाई; अथवा
- ग. व्यापक औद्योगिक हड़तालों तथा श्रमिक अशान्ति की घटनाएं जिनका भारत में व्यापक तौर पर विपरीत प्रभाव पड़ता हो; अथवा
- घ. परियोजना हेतु सांविधिक अनुमोदन में विलंब, केवल उन्हें छोड़कर जहां विलम्ब के लिए परियोजना विकासक उत्तरदायी हो;
- (25) “ग्रिड संहिता (Grid Code)” से अभिप्रेत है मध्यप्रदेश विद्युत् ग्रिड संहिता (पुनरीक्षण-तृतीय), 2024 जैसा कि इसे समय-समय पर संशोधित किया जाए या फिर इसमें किये जाने वाले अनुवर्ती पुनः अधिनियमन;

- (26) “कार्यान्वयन अनुबन्ध (Implementation Agreement)” से अभिप्रेत है कोई अनुबन्ध अथवा प्रसंविदा (convenant) जिसे किसी परियोजना के निष्पादन हेतु समन्वित रीति से (एक) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा विद्युत उत्पादन कम्पनी अथवा (दो) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा अन्तर्संयोजित प्रणाली के पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा विकासक के मध्य पारेषण परियोजनाओं के सम्पादन हेतु, परियोजना कार्यान्वयन कार्यक्रम निर्धारित करने तथा परियोजनाओं की प्रगति के अनुश्रवण हेतु निष्पादित किया जाए;
- (27) “भारत शासन माध्यम (Indian Governmental Instrumentality)” से अभिप्रेत है भारत सरकार, राज्य सरकार तथा भारत सरकार या राज्य सरकार द्वारा नियंत्रित कोई मंत्रालय या विभाग या मण्डल (Board) या अभिकरण (Agency) या फिर अर्ध-न्यायिक कल्प (Quasi-judicial authority) जिसे भारत में सुसंबद्ध संविधियों के अधीन गठित किया गया हो;
- (28) “पूंजी-निवेश अनुमोदन (Investment Approval)” से अभिप्रेत पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के संचालक मण्डल या राज्य शासन या किसी अन्य सक्षम प्राधिकारी द्वारा परियोजना हेतु प्रशासनिक स्वीकृति के सम्प्रेषण से है जिसमें परियोजना हेतु निधीयन (funding) तथा परियोजना के कार्यान्वयन हेतु निर्धारित समय-सीमा भी शामिल है:
- परन्तु यह कि पूंजी निवेश अनुमोदन की तिथि की गणना पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के संचालक मण्डल के संकल्प जारी होने की तिथि से की जाएगी, जहां संचालक मण्डल ऐसा अनुमोदन करने हेतु सक्षम है तथा अन्य प्रकरणों में यह सक्षम अधिकारी के स्वीकृति पत्र जारी होने की तिथि से होगी;
- (29) “किलोवाट ऑवर (Kilowatt-Hour or kWh)” से अभिप्रेत है विद्युत ऊर्जा की इकाई (यूनिट) जिसका मापन एक घंटे की अवधि के दौरान विद्युत के एक किलोवाट अथवा एक हजार वाट के मापन द्वारा उत्पादन या खपत के रूप में किया जाता है;
- (30) “दीर्घ-अवधि पारेषण क्रेता (Long-Term Transmission Customer)” से अभिप्रेत है कोई व्यक्ति जिसका पारेषण अनुज्ञप्तिधारी से पांच वर्ष से अधिक की अवधि का दीर्घ-अवधि पारेषण सेवा अनुबन्ध है, जिनमें राज्यान्तरिक/अन्तर्राज्यीय पारेषण प्रणाली का उपयोग करने वाले पारेषण प्रभारों के भुगतान द्वारा माना गया पारेषण अनुज्ञप्तिधारी भी शामिल है तथा इस पारिभाषिक शब्द का उपयोग नामोद्दिष्ट अन्तर्राज्यीय पारेषण प्रणाली क्रेताओं (Designated ISTS Customers) के लिए भी अदल-बदल कर किया जा सकता है;
- (31) “मध्यम-अवधि पारेषण क्रेता (Medium-Term Transmission Customer)” से अभिप्रेत है ऐसा व्यक्ति जो पारेषण प्रभारों के भुगतान के आधार पर अन्तर्राज्यीय/राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली के संबंध में, तीन माह से अधिक तथा पांच वर्ष तक की अवधि का धारणाधिकार रखता हो;

- (32) “नवीन परियोजना (New Project)” से अभिप्रेत है पारेषण प्रणाली या उसका कोई घटक (element) जिसके द्वारा दिनांक 1.4.2024 को या तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन प्राप्त किया जाना अपेक्षित है;
- (33) “अधिकारी (Officer)” से अभिप्रेत है, आयोग का कोई अधिकारी ;
- (34) “प्रचालन तथा संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses or O&M Expenses)” से अभिप्रेत है परियोजना या उसके किसी भाग के प्रचालन तथा संधारण पर किये गये कोई व्यय तथा इनमें सम्मिलित होंगे जनशक्ति (manpower), संधारण, मरम्मत तथा अनुरक्षण कल-पुर्जे (repairs and maintenance spares) और प्रशासनिक तथा सामान्य व्यय (administrative and general expenses);
- (35) “मूल परियोजना लागत (Original Project Cost)” से अभिप्रेत है पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा पृथक्कृत दिनांक तक परियोजना के क्षेत्राधिकार के अन्तर्गत किया गया पूंजीगत व्यय जैसा कि आयोग द्वाराइसे स्वीकार किया गया हो;
- (36) “परियोजना (Project)” से अभिप्रेत है कोई पारेषण प्रणाली जिसमें संचार प्रणाली (communication system) भी शामिल है;
- (37) “युक्तियुक्त होने संबंधी परीक्षण (Prudence Check)” से अभिप्रेत है पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा इन विनियमों के अनुसार यथास्थिति किये गये पूंजीगत व्यय अथवा प्रस्तावित किए जाने वाले व्यय के युक्तियुक्त होने संबंधी जांच-पड़ताल (परीक्षण) ;
- (38) “त्रैमास (Quarter)” से अभिप्रेत है किसी विद्यमान परियोजना के प्रकरण में तीन माह की अवधि जो प्रत्येक वित्तीय वर्ष के माह अप्रैल, जुलाई, अक्टूबर तथा जनवरी के प्रथम दिवस को प्रारंभ होगी तथा किसी नवीन परियोजना के प्रकरण में प्रथम त्रैमास के संबंध में वाणिज्यिक प्रचालन की प्रारंभिक तिथि से यथास्थिति माह जून, सितम्बर, दिसम्बर अथवा मार्च माह की अन्तिम तिथि होगी ;
- (39) “निर्धारित वोल्टेज (Rated Voltage)” से अभिप्रेत है विनिर्माता का रूपांकन वोल्टेज (manufacturer's design voltage) जिस पर पारेषण प्रणाली परिचालन हेतु रूपांकित की गई है तथा इनमें सम्मिलित है ऐसी निम्न वोल्टेज (lower voltage) जिस पर पारेषण तन्तुपथ (लाइन) को आवेशित (charged) किया गया हो, या फिर जिसे तत्समय दीर्घ-अवधि पारेषण क्रेताओं से परामर्श द्वारा आवेशित (charged) किया जा रहा हो ;
- (40) “ब्याज की सदंर्भ दर (Reference Rate of Interest)” से अभिप्रेत है भारतीय स्टेट बैंक द्वारा जारी एकल-वर्षीय निधि आधारित ऋण प्रदाय दर की उपान्तिक लागत (Marginal Cost of funds based Lending Rate-MCLR) तथा 325 आधार बिन्दुओं (basis points) का योग;
- (41) “नियमित सेवा (Regular Service)” से अभिप्रेत है किसी पारेषण प्रणाली या उसके किसी घटक के, सफल परीक्षण परिचालन (successful trial operation) पश्चात् राज्य भार प्रेषण

केन्द्र द्वारा इस आशय का एक प्रमाण-पत्र जारी किए जाने के पश्चात् उपयोग हेतु उसे संचालित करना;

- (42) "अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (Scheduled Commercial Operation Date or 'SCOD)" से अभिप्रेत है किसी विद्युत् पारेषण प्रणाली अथवा उसके किसी घटक (element) तथा संबद्ध संचार प्रणाली की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि(यां), जैसा कि इसके बारे में पूंजी-निवेश अनुमोदन में दर्शाया गया हो या फिर विद्युत् पारेषण सेवा अनुबंध (transmission service agreement) में सहमति व्यक्तकी गई हो, इनमें से जो भी पूर्व में घटित हो;
- (43) "सचिव (Secretary)" से अभिप्रेत है आयोग का सचिव;
- (44) "लघु-अवधि पारेषण क्रेता (Short-Term Transmission Customer)" से किसी पारेषण प्रणाली के उपयोग के संदर्भ में अभिप्रेत है कोई व्यक्ति, जो पारेषण प्रभारों के भुगतान के आधार पर अन्तर्राज्यीय/राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली के संबंध में तीन माह तक की लघु-अवधि हेतु धारणाधिकार रखता हो;
- (45) "प्रारंभ तिथि या शून्य तिथि (Start Date or Zero Date)" से अभिप्रेत परियोजना के क्रियान्वयन के प्रारंभ हेतु पूंजी-निवेश अनुमोदन में दर्शाई गई तिथि से है, तथा जहां कोई भी तिथि दर्शाई न गई हो वहां पूंजी-निवेश अनुमोदन की तिथि को प्रारंभ तिथि (Start date) या शून्य तिथि (Zero date) माना जाएगा;
- (46) "विद्युत्-दर (Tariff)" से अभिप्रेत है विद्युत् के पारेषण हेतु प्रभारों की अनुसूची के साथ-साथ उसकी निबंधन एवं शर्तें;
- (47) "विद्युत्-दर अवधि (Tariff Period)" से अभिप्रेत है इन विनियमों के अधीन वह अवधि जिस हेतु आयोग द्वारा विद्युत्-दर (टैरिफ) का अवधारण किया जाता है;
- (48) "पारेषण तन्तुपथ या लाइन (Transmission Line)" का वही अर्थ होगा जैसा कि अधिनियम की धारा 2 की उपधारा(72) में उसके लिए परिभाषित किया गया है;
- (49) "पारेषण सेवा अनुबन्ध (Transmission Service Agreement)" से अभिप्रेत है पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा दीर्घ-अवधि/मध्यम-अवधि क्रेता(ओं) के मध्य निष्पादित अनुबन्ध तथा इसमें थोक विद्युत् पारेषण अनुबन्ध (Bulk Power Transmission Agreement) को भी सम्मिलित किया जाएगा ;
- (50) "पारेषण प्रणाली (Transmission System)" से अभिप्रेत है संबद्ध पूंजी निवेश अनुमोदन(ों) के अनुसार योजना के अन्तर्गत चिन्हांकित उप-केन्द्र, पारेषण तन्तुपथों तथा उपकेन्द्रों से संबद्ध उपकरण सहित या उसके बगैर भी तन्तुपथों (लाइनों) अथवा तन्तुपथों (लाइनों) का समूह तथा इसमें संबद्ध संचार प्रणाली (communication system) भी सम्मिलित होगी ;
- (51) "पारेषण अनुज्ञप्तिधारी (Transmission Licensee)" से अभिप्रेत है कोई अनुज्ञप्तिधारी जिसे

पारेषण तन्तुपथों (transmission lines) को स्थापित करने अथवा उसका परिचालन करने हेतु प्राधिकृत किया गया हो ;

- (52) "पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक (Transmission System Availability Factor)" से अभिप्रेत है राज्य भार पारेषण केन्द्र द्वारा यथाप्रमाणित पारेषण प्रणाली की उपलब्धता ;
- (53) "परिचालन परीक्षण या निष्पादन परीक्षण (Trial Run or Trial Operation)" का पारेषण प्रणाली के संबंध में वही अर्थ होगा जैसा कि इसे मध्यप्रदेश विद्युत ग्रिड संहिता, 2024 में निर्दिष्ट किया गया है ;
- (54) "उपयोगी जीवनकाल (Useful Life)" से किसी पारेषण प्रणाली के संबंध में, वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से निम्नानुसार अभिप्रेत होगा, अर्थात् :

(एक)	प्रत्यावर्ती विद्युत् धारा तथा दिष्ट विद्युत् धारा उपकेन्द्र (AC and DC Sub Station)	25 वर्ष
(दो)	गैस-रोधी उपकेन्द्र (Gas Insulated Substation-GIS)	25 वर्ष
(तीन)	पारेषण तन्तु पथ (उच्च वोल्टेज प्रत्यावर्ती धारा को सम्मिलित करते हुए {Transmission Line (including HVAC)})	35 वर्ष
(चार)	ऑप्टिकल ग्राऊंड वायर (Optical Ground Wire-OPGW)	15 वर्ष
(पांच)	सूचना प्रौद्योगिकी प्रणाली (IT System), स्काडा (SCADA) तथा संचार प्रणाली 'OPGW' को छोड़कर (Communication System, excluding OPGW)	7 वर्ष

परन्तु यह कि परियोजनाओं के उपयोगी जीवनकाल के पश्चात् उसमें किसी वृद्धि के बारे में आयोग द्वारा प्रकरण-दर-प्रकरण उसके गुण-दोष के आधार पर निर्णय लिया जाएगा ; और

- (55) "वर्ष (Year)" से अभिप्रेत है दिनांक 1 अप्रैल से प्रारंभ होकर आगामी 31 मार्च को समाप्त होने वाला वित्तीय वर्ष :

परन्तु यह कि नवीन परियोजना के प्रकरण में वर्ष वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (date of commercial operation) से प्रारंभ होकर आगामी 31 मार्च को समाप्त होगा।

- (4.2) ऐसे शब्द तथा अभिव्यक्तियां जो इन विनियमों में प्रयुक्त किये गये हैं तथा परिभाषित नहीं किए गए हैं, परन्तु अधिनियम या आयोग के किसी अन्य विनियम में परिभाषित किए गए हों, वही अर्थ रखेंगे जैसा कि अधिनियम या आयोग के किसी अन्य विनियम में उनके लिए निरूपित किये गए हैं।

अध्याय-दो**वाणिज्यिक प्रचालन (Commercial Operation)****5. वाणिज्यिक प्रचालन (Commercial Operation) :**

ऐसे प्रकरण में जहां पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा निष्पादित पारेषण प्रणाली या उसका कोई घटक वाणिज्यिक प्रचालन हेतु तैयार हो परन्तु अन्तर्संयोजित विद्युत उत्पादन केन्द्र या फिर अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की पारेषण प्रणाली सम्मत परियोजना कार्यान्वयन कार्यक्रम के अनुसार वाणिज्यिक प्रचालन हेतु तैयार न हो तो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी आयोग के समक्ष ऐसी पारेषण प्रणाली या उसके घटकहेतु वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के अनुमोदन हेतु याचिका दाखिल कर सकेगा :

परन्तु यह कि इस खण्ड के अन्तर्गत वाणिज्यिक प्रचालन तिथि का अनुमोदन प्राप्त करने का इच्छुक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी यथास्थिति विद्युत उत्पादन कम्पनी या अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या पारेषण प्रणाली के दीर्घ-अवधि क्रेताओं (customers) को न्यूनतम एक माह की पूर्व सूचना (नोटिस) वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के बारे में प्रस्तुत करेगा :

परन्तु आगे यह और कि इस खण्ड के अन्तर्गत पारेषण प्रणाली की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि प्राप्त करने के इच्छुक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को अपनी याचिका के साथ निम्न प्रलेख (documents) भी प्रस्तुत करने होंगे :

- (क) संबद्ध प्राधिकारी/विद्युत निरीक्षक द्वारा जारी विद्युतीकरण प्रमाण-पत्र (Energisation certificate) ;
- (ख) विद्युत भार के साथ या उसके बगैर आवेषण घटक (charging element) हेतु संबंधित भार प्रेषण केन्द्र द्वारा जारी किया गया परिचालन परीक्षण प्रमाण-पत्र (Trial Operation Certificate) ;
- (ग) पक्षों द्वारा निष्पादित कार्यान्वयन अनुबन्ध, यदि कोई हो ;
- (घ) विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा पारेषण प्रणालियों की प्रगति के अनुश्रवण (monitoring) के संबंध में समन्वयन बैठकों (coordination meetings) का कार्यवाही विवरण तथा संबंधित पत्र व्यवहार की प्रतिलिपियां जिसमें आकस्मिक विशेष परिस्थितियां (force majeure conditions), यदि कोई हो, के कारण विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा पारेषण प्रणाली की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (SCOD) को बढ़ाने से संबंधित विवरण भी शामिल कर सकेंगे;

- (ड) इस खण्ड के अन्तर्गत प्रथम परन्तुक के अनुसार पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा जारी की गई सूचना तथा उसका प्रत्युत्तर ; तथा
- (च) पारेषण प्रणाली को पूर्ण किये जाने के बारे में, समस्त प्रकार से संबद्ध संचार प्रणाली को सम्मिलित करते हुए, कम्पनी के मुख्य कार्यपालन अधिकारी (CEO) अथवा प्रबन्ध संचालक (MD) अथवा अध्यक्ष सह प्रबन्ध संचालक (CMD) द्वारा जारी प्रमाण-पत्र।

6. वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के बेमेल होने पर उपचार की क्रियाविधि (Treatment of Mismatch in date of Commercial Operation) :

(एक) विद्युत उत्पादन केन्द्र तथा पारेषण प्रणाली की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (Date of Commercial Operation) के बेमेल (mismatch) होने पर पारेषण प्रभारों की देयता का अवधारण निम्न क्रियाविधि के अनुसार किया जाएगा :

(क) जहां विद्युत उत्पादन केन्द्र द्वारा संबद्ध पारेषण प्रणाली द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की स्थिति में {जो विद्युत उत्पादन केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (SCOD) से पूर्व होगी} वाणिज्यिक प्रचालन (commercial operation) की प्राप्ति न की गई हो तथा आयोग द्वारा इन विनियमों के विनियम 5 के अनुसार ऐसी पारेषण प्रणाली की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि को अनुमोदित किया जा चुका हो, वहां जब तक विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन प्राप्त न किया जाए, विद्युत उत्पादन कम्पनी का संबद्ध पारेषण प्रणाली के पारेषण प्रभारों का भुगतान करने का उत्तरदायित्व होगा।

(ख) जहां संबद्ध पारेषण प्रणाली द्वारा संबंधित विद्युत उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की स्थिति में {जो पारेषण प्रणाली की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (SCOD) से पूर्व न होगी} वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की प्राप्ति न की गई हो वहां पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विद्युत उत्पादन केन्द्र से विद्युत के निष्क्रमण (evacuation) हेतु स्वयं के व्यय पर वैकल्पिक कार्यवाही की जाएगी अन्यथा जब तक पारेषण प्रणाली द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन की प्राप्ति न कर ली जाए पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा विद्युत उत्पादन कम्पनी को पारेषण प्रभारों का भुगतान करना होगा।

(दो) पारेषण प्रणाली तथा अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के बेमेल होने की दशा में पारेषण प्रभारों की देयता का अवधारण निम्नानुसार किया जाएगा :

(क) जहां अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की अन्तर्संयोजित पारेषण प्रणाली द्वारा पारेषण प्रणाली की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की स्थिति में वाणिज्यिक प्रचालन की प्राप्ति

न कर ली जाए {जो अन्तर्संयोजित प्रणाली की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (SCOD) से पूर्व न होगी} तथा आयोग द्वारा इन विनियमों के विनियम 5 के खण्ड (2) के अनुसार ऐसी पारेषण प्रणाली के वाणिज्यिक प्रचालन की तिथि का अनुमोदन किया जा चुका हो वहां जब तक अन्तर्संयोजित पारेषण प्रणाली द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन प्राप्त न कर लिया जाए पारेषण प्रणाली के पारेषण प्रभारों के भुगतान का दायित्व अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का होगा।

(ख) जहां पारेषण प्रणाली द्वारा अन्य पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की अन्य अन्तर्संयोजित प्रणाली की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की स्थिति में {जो पारेषण प्रणाली की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (SCOD) से पूर्व न होगी} वहां जब तक पारेषण प्रणाली द्वारा वाणिज्यिक प्रचालन प्राप्त न कर लिया जाए ऐसी अन्तर्संयोजित प्रणाली के पारेषण प्रभारों के भुगतान का दायित्व पारेषण अनुज्ञप्तिधारी का होगा जैसा कि इसका अवधारण आयोग द्वारा किया जाए।

अध्याय – तीन

विद्युत-दर अवधारण की प्रक्रिया (Procedure for Tariff Determination)

7. विद्युत-दर अवधारण (Tariff Determination) :

(7.1) किसी पारेषण प्रणाली के बारे में विद्युत-दर का अवधारण सम्पूर्ण विद्युत पारेषण प्रणाली या उसके किसी घटक या फिर संबद्ध संचार प्रणाली हेतु किया जाएगा :

परंतु यह कि :

एक. दिनांक 01.04.2024 से पूर्व पारेषण प्रणाली के समस्त घटकों के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रकरण में, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी समयावधि 01.04.2024 से 31.3.2029 हेतु विद्युत-दर के अवधारण के प्रयोजन हेतु सम्पूर्ण पारेषण प्रणाली के बारे में समेकित बहुवर्षीय टैरिफ याचिका (Consolidated Multi-Year Petition) दाखिल करेगा :

दो. दिनांक 01.04.2024 को या तत्पश्चात् पारेषण प्रणाली के घटकों के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रकरण में, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी एक समेकित बहुवर्षीय टैरिफ याचिका प्रक्रिया विनियमों के उपबन्धों के अनुसार पारेषण प्रणाली के समस्त घटकों को समेकित करते हुए दाखिल करेगा।

(7.2) आयोग, निम्नलिखित मामलों में अधिनियम की धारा 86 तथा धारा 36 सहपठित धारा 62 के अधीन, विद्युत-दर (टैरिफ) तथा प्रभारों का निर्धारण करेगा, जिसमें उसकी निबंधन व शर्तें सम्मिलित होंगी, अर्थात् :-

(एक) राज्यान्तरिक विद्युत पारेषण संबंधी (Intra-State Transmission of Electricity) ; तथा

(दो) अन्तर्वर्ती पारेषण सुविधाओं के उपयोगार्थ दरें एवं प्रभार, जिन पर अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा परस्पर समझौता न किया जा सकता हो।

(7.3) विद्युत के अन्तर्राज्यीय पारेषण हेतु, जहां दो राज्यों के क्षेत्र सन्निहित हों, विद्युत्-दर (टैरिफ) का अवधारण भी आयोग द्वारा अधिनियम की धारा 64(5) के अधीन अवधारित किया जा सकेगा।

8. विद्युत्-दर अवधारण के सिद्धान्त (Principles of Tariff Determination) :

(8.1) इन विनियमों का प्रयोजन पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को सुस्थिर वाणिज्यिक सिद्धान्तों (Sound Commercial Principles) पर प्रचालन किये जाने हेतु प्रोत्साहित करना है। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को उनके लेखांकन विवरण-पत्र, कंपनी कानून की आवश्यकता के अनुसार तैयार करने होंगे जो उसे आयोग को विनियम 11.1 में दिये गये विवरणानुसार नियमित रूप से प्रस्तुत करने होंगे। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को अनुज्ञेय किया गया प्रोत्साहन, आयोग द्वारा निर्धारित किये गये परिचालन मानदण्डों के विनिर्दिष्ट स्तरों से तत्संबंधी निष्पादन पर निर्भर करेगा। परिसम्पत्ति आधार (asset base) में सम्मिलित किये जाने हेतु केवल युक्तियुक्त पूंजीगत व्यय (prudent capital expenditure) को ही विचार में लिया जाएगा।

(8.2) इन विनियमों में अपनाये गये बहुवर्षीय टैरिफ सिद्धान्तों (Multi Year Tariff Principles) का उद्देश्य प्रतिस्पर्धा को प्रोत्साहित करना, वाणिज्यिक सिद्धान्तों को अपनाया जाना, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की दक्ष कार्यप्रणाली का निष्पादन तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों के हितों को संरक्षण प्रदान करना है। टैरिफ अवधि हेतु, प्रचालन तथा लागत मानदण्ड, पूर्व अवधि में किये गये निष्पादनों के आधार पर विनिर्दिष्ट किये गये हैं। स्वीकार्य विद्युत्-दरों (टैरिफ) का अवधारण इन मानदण्डों के अनुसार किया जाएगा। पारेषण अनुज्ञप्तिधारीको इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों से बेहतर प्रदर्शन दर्शाये जाने पर बचत का एक भाग प्रतिलाभ (reward) के रूप में स्वयं के पास रखने की अनुमति प्रदान की गई है। इसके द्वारा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी से दक्ष निष्पादन तथा संसाधनों के मितव्ययी उपयोग को प्रोत्साहित किये जाने की अपेक्षा की जाती है।

(8.3) केवल ऐसे पूंजी-निवेश (investments) तथा पूंजीगत व्यय (capital expenditure), जो इस संबंध में आयोग द्वारा जारी दिशा-निर्देशों के अनुरूप होंगे, ही विद्युत्-दर (टैरिफ) के माध्यम से वसूली किये जाने के लिए अनुज्ञेय किये जाएंगे। इससे पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा युक्तियुक्त पूंजी-निवेश किया जाना सुनिश्चित किया जा सकेगा।

9. विद्युत्-दर अवधारण हेतु आवेदन (Application for Determination of Tariff):

(9.1) विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधारण हेतु आवेदन-पत्र इन विनियमों में विनिर्दिष्ट रीति के अनुसार प्रस्तुत किया जाएगा तथा उसके साथ ऐसी फीस (शुल्क) संलग्न की जाएगी जैसी कि विनिर्दिष्ट की जाए।

- (9.2) आयोग को सदैव या तो स्वप्रेरणा (Suo-Motu) पर अथवा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की किसी स्वविवेक याचिका द्वारा अथवा किसी अभिरुचि रखने वाले या प्रभावित पक्षकार द्वारा दायर याचिका पर विद्युत्-दर (टैरिफ) तथा उसके निबन्धन तथा शर्तों के अवधारण का अधिकार होगा तथा उसके द्वारा ऐसा अवधारण ऐसी प्रक्रिया के अनुसार किया जाएगा जैसी कि वह विनिर्दिष्ट की जाए ;
- परन्तु यह कि ऐसे विद्युत्-दर (टैरिफ) के साथ उससे संबंधित निबंधन तथा शर्तों के अवधारण संबंधी कार्यवाही को समय-समय पर यथासंशोधित 'कारबार का संचालन' विनियमों में निर्धारित की गई प्रक्रिया के अनुसार संचालित किया जाएगा।
- (9.3) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग को आवेदन के एक भाग के रूप में ऐसे प्ररूपों में, जैसा कि वे आयोग द्वारा निर्दिष्ट किये जाएं, हार्ड तथा सॉफ्ट प्रतियों में जानकारी प्रस्तुत करेगा।
- (9.4) आयोग अथवा सचिव अथवा आयोग द्वारा इस प्रयोजन के लिए नामोद्दिष्ट किसी अधिकारी द्वारा आवेदन के सूक्ष्म परीक्षण पश्चात् पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को कतिपय अतिरिक्त जानकारी अथवा विवरण अथवा प्रलेख जो आवेदन को प्रक्रियाबद्ध किये जाने के प्रयोजन से अनिवार्य समझे जाएं, प्रस्तुत करने हेतु निर्देशित किया जा सकेगा।
- (9.5) समस्त वांछित जानकारी, विवरण एवं प्रलेख (documents) जो समस्त आवश्यकताओं के अनुपालन हेतु आवश्यक हों, के सम्पूर्ण आवेदन के साथ प्राप्त होने की दशा में ही आवेदन को प्राप्त किया गया माना जाएगा तथा आयोग अथवा सचिव अथवा इस प्रयोजन के लिए नामोद्दिष्ट अधिकारी आवेदन को संक्षिप्त रूप में एवं ऐसी रीति में, जैसी कि विनिर्दिष्ट की जाए, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को यह सूचित करेंगे कि आवेदन प्रकाशन हेतु तैयार है, [कृपया देखें, समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण और इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004]। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा आयोग को प्रस्तुत की गई अपनी याचिका के समस्त विवरण आयोग द्वारा उसे स्वीकार किये जाने की तिथि से सात कार्यकारी दिवस के भीतर अपनी वेबसाइट पर प्रदर्शित करने होंगे।
- (9.6) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी आयोग को ऐसी समस्त पुस्तकें (books) तथा अभिलेख (records) (अथवा उनकी प्रमाणित सत्य-प्रतिलिपियां) के साथ लेखांकन विवरण-पत्र (Accounting Statements), परिचालन तथा लागत आंकड़े (operational and cost data) जैसा कि वे आयोग द्वारा विद्युत्-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु चाहे जाएं, प्रस्तुत करेगा।
- (9.7) आयोग, यदि उचित समझे, तो वह किसी भी समय किसी भी व्यक्ति को ऐसी जानकारी जो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी ने आयोग को प्रस्तुत की है, मय ऐसी पुस्तकों तथा अभिलेखों की संक्षेपिका (abstracts) के (अथवा उनकी प्रमाणित सत्य-प्रतिलिपियों के) उपलब्ध करा सकेगा।

परन्तु आयोग आदेश जारी कर, यह निर्देशित कर सकेगा कि आयोग द्वारा संधारित की जाने वाली ऐसी जानकारी, प्रलेख व पत्र/सामग्रियां गोपनीय अथवा विशेषाधिकार से युक्त होंगी जो निरीक्षण हेतु अथवा प्रमाणित प्रतिलिपियों के रूप में उपलब्ध नहीं कराई जा सकेंगी तथा आयोग यह भी निर्देशित कर सकेगा कि ऐसे प्रलेख, पत्र अथवा सामग्री को किसी ऐसी रीति द्वारा उपयोग न किया जा सकेगा, सिवाय उसके, जैसा कि आयोग द्वारा विशिष्ट रूप से इस हेतु प्राधिकृत किया जाए।

- (9.8) यदि याचिका में प्रस्तुत की गई जानकारी इन विनियमों की आवश्यकताओं के अन्तर्गत किसी भी प्रकार से अपर्याप्त हो, तो आयोग द्वारा जैसा कि आयोग के पदाधिकारियों द्वारा पाई गई कमियों में सुधार किये जाने बाबत् निर्दिष्ट किया गया हो, आवेदन को पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को एक माह के भीतर पुनः प्रस्तुत करने हेतु लौटा दिया जाएगा।
- (9.9) यदि याचिका में प्रस्तुत की गई जानकारी विनियमों के अनुसार हो तथा दावों के युक्तियुक्त परीक्षण हेतु पर्याप्त हो तो आयोग प्रतिवादियों से तथा अन्य कोई व्यक्ति, उपभोक्ता अथवा उपभोक्ता संघों को शामिल करते हुए, याचिका दायर करने की तिथि से एक माह (अथवा आयोग द्वारा निर्दिष्ट की गई कोई समयावधि) के भीतर प्राप्त किए गए सुझावों तथा आपत्तियों, यदि कोई हों, पर विचार करेगा। आयोग याचिकाकर्ता, प्रतिवादियों तथा किसी अन्य व्यक्ति से, जिसे आयोग द्वारा विशिष्ट रूप से अनुमति प्रदान की गई हो, की सुनवाई के बाद विद्युत्-दर (टैरिफ) आदेश जारी करेगा।
10. **विद्युत्-दर अवधारण की क्रियाविधि तथा उसका सत्यापन (Methodology for Determination of Tariff and True-up) :**
- (10.1) आयोग, समय-समय पर पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधियों का निर्धारण करेगा। विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधारण के सिद्धान्त टैरिफ अवधि के दौरान ही लागू होंगे। इन विनियमों के अन्तर्गत, विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधारण के मार्गदर्शी सिद्धान्त आगामी विद्युत्-दर(टैरिफ) दिनांक एक अप्रैल, 2024 से 31 मार्च, 2029 तक की अवधि हेतु वैध रहेंगे।
- (10.2) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी हेतु विद्युत्-दर (टैरिफ) का अवधारण अनुज्ञप्तिधारी की समग्र पारेषण प्रणाली हेतु किया जाएगा।
- (10.3) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा टैरिफ अवधि के आरंभ में एक याचिका दाखिल की जाएगी। आयोग द्वारा विद्युत्-दर (टैरिफ) का सूक्ष्म परीक्षण तथा उसका सत्यापन, जिस हेतु यह अनुरोध किया जा रहा हो, के दौरान समीक्षा पूंजीगत व्यय तथा वास्तविक रूप से किये गये अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आधारपर की जाएगी। तथापि, इस प्रकार के सत्यापन में किसी प्रकार के असामान्य (abnormal) तथा अनियंत्रणीय विषमता/अन्तर (Uncontrollable Variation) पर आयोग द्वारा अपने स्वविवेक अनुसार विचार किया जा सकेगा।

(10.4) आयोग द्वारा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की विद्युत्-दर (टैरिफ) का सत्यापन निम्न नियन्त्रणीय तथा अनियन्त्रणीय कारकों (controllable and uncontrollable factors) के निष्पादन के आधार पर किया जाएगा :

क. नियन्त्रीय कारकों (controllable factors) में निम्न कारक सम्मिलित होंगे जो मात्र निम्न तक ही सीमित न होंगे :

(एक) परियोजना के क्रियान्वयन में दक्षता जहां ऐसी परियोजना के विस्तार क्षेत्र में अनुमोदित परिवर्तन, सांविधिक उदग्रहण (statutory levies) अथवा कानून में परिवर्तन (change in law) अथवा आकस्मिक विशेष परिस्थितियां (force majeure events) सन्निहित न हों ; और

(दो) जहां परियोजना के निष्पादन में विलंब के लिये पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के टेकेदार, सामग्री प्रदायक (Supplier) या अभिकरण उत्तरदायी हों।

ख. अनियन्त्रीय कारकों (uncontrollable factors) में निम्न कारक सम्मिलित होंगे जो मात्र निम्न तक ही सीमित न होंगे :

(एक) आकस्मिक विशेष घटनाएं (Force Majeure) ;

(दो) कानून में परिवर्तन (change in law); और

(तीन) भूमि के अधिग्रहण के कारण समय तथा लागत लंघन (Time and cost over-run), केवल उन्हें छोड़कर जहां विलम्ब के लिये पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्तरदायी हो।

(10.5) नियन्त्रीय मानदण्डों के कारण समय तथा लागत-आधिक्य (Time and Cost over-run) पर आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात विचार किया जा सकेगा:

परन्तु यह कि अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (SCOD) तक विद्युत उत्पादन केन्द्र अथवा सम्बद्ध पारेषण प्रणाली के अक्रियाशील होने के कारण समय में वृद्धि अथवा मूल्य में वृद्धि के संबंध में किसी भी अतिरिक्त प्रभाव को अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा क्योंकि इसकी वसूली विद्युत उत्पादन कम्पनी तथा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के मध्य निष्पादित किये गये क्रियान्वयन अनुबंध के माध्यम से की जाएगी :

परन्तु आगे यह और कि यदि पारेषण प्रणाली को विद्युत उत्पादन केन्द्र की अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (SCOD) को क्रियाशील नहीं किया जाता हो तो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत उत्पादन केन्द्र पर स्वयं की व्यवस्था के माध्यम से तथा लागत पर निष्क्रमण की तब तक व्यवस्था करेगा जब तक सम्बद्ध पारेषण प्रणाली को क्रियाशील न कर दिया जाए।

- (10.6) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा नियंत्रणीय मानदण्डों के कारण होने वाले किसी वित्तीय लाभ का बंटवारा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा दीर्घ-अवधि क्रेताओं के मध्य क्रमशः 50:50 के अनुपात में मासिक आधारपर वार्षिक मिलान (annual reconciliation) के समय किया जाएगा।
- (10.7) अनियंत्रणीय मानदण्डों के कारण वित्तीय लाभों तथा हानियों को पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दीर्घ-अवधि पारेषण क्रेताओं को अन्तरित कर दिया जाएगा।
- (10.8) यदि पूर्व में वसूल की गई विद्युत्-दर (टैरिफ) सत्यापन पश्चात् अवधारित की गई विद्युत्-दर से अधिक हो तो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अपने दीर्घ-अवधि क्रेताओं को इस प्रकार वसूल की गई अधिक राशि का प्रत्यर्पण (रिफंड) इन विनियमों के विनियम 10.10 में निर्दिष्ट किये गये अनुसार करेगा।
- (10.9) यदि पूर्व में वसूल की गई विद्युत्-दर (टैरिफ) सत्यापन पश्चात् अवधारित की गई विद्युत्-दर से कम होतो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अपने दीर्घ-अवधि पारेषण क्रेताओं से आयोग द्वारा सत्यापन याचिका को दाखिल किए जाने संबंधी निर्धारित की गई समय-सीमाओं का परिपालन करते हुए कम वसूल की गई राशि (under recovery) की वसूली इन विनियमों के विनियम 10.10 में निर्दिष्ट किए गए अनुसार करेगा। ऐसे प्रकरण में जहां यह पाया जाए कि सत्यापन याचिका दायर किए जाने में विलंब के लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्तरदायी है, वहां कम वसूल की गई राशि पर ब्याज देय न होगा। तथापि, यदि सत्यापन याचिका को दाखिल करने में युक्तिसंगत विलंब संबंधी अनुज्ञप्तिधारी के आवेदन पर आयोग द्वारा विचार किया जाता है तो कम वसूल की गई राशि के बारे में, जैसा कि इसे इन विनियमों के विनियम 10.10 में विनिर्दिष्ट किया गया है, संबंधी प्रावधान लागू होगा।
- (10.10) विद्युत् उत्पादन कम्पनी द्वारा कम वसूल की गई राशि अथवा अधिक वसूल की गई राशि को मय साधारण ब्याज के तत्संबंधी वर्ष की प्रथम अप्रैल को लागू भारतीय स्टेट बैंक की एकल-वर्षीय ऋण प्रदाय की निधि आधारित उपात्तिक लागत (Marginal Cost of Funds based Landing Rate-MCLR) तथा 100 आधार बिन्दुओं के योग के बराबर राशि की वसूली या प्रत्यर्पण आयोग द्वारा जारी किये गये विद्युत्-दर (टैरिफ) आदेश की तिथि से छः बराबर मासिक किस्तों में किया जाएगा।
- (10.11) जहां प्रक्षेपित अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के आधार पर आयोग द्वारा अनुमोदित पूंजीगत लागत, वर्ष-दर-वर्ष आधार पर व्यय किये गये वास्तविक सत्यापित अतिरिक्त व्यय में बढ़त 10% से अधिक द्वारा हो, वहां पारेषण अनुज्ञप्तिधारी हितग्राहियों/लाभार्थियों या दीर्घ-अवधि क्रेताओं (customers) को यथास्थिति राशि का प्रत्यर्पण (रिफंड) करेगा, अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जिसे उपगत न किया गया हो से सुसंबद्ध विद्युत्-दर की वसूली जैसा कि आयोग द्वारा अनुमोदित की जाए, के बारे में वसूली 1.20 गुना साधारण ब्याज पर की जाएगी जिसकी गणना तत्संबंधी वर्ष की एक अप्रैल को प्रचलित भारतीय स्टेट बैंक की एकल-वर्षीय ऋण प्रदाय की निधि

आधारित उपान्तिक लागत (Marginal Cost of Funds based Landing Rate-MCLR) तथा 100 आधार बिन्दुओं के योग के आधार पर की जाएगी।

(10.12) बहुवर्षीय विद्युत्-दर (टैरिफ) याचिका की प्रस्तुति हार्ड तथा सॉफ्ट प्रतिलिपि में समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी तथा उत्पादन कम्पनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण और इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004 के अनुसार, विनिर्दिष्ट प्ररूपों में इन विनियमों की अधिसूचना तिथि से 60 दिवस के भीतर की जाएगी।

(10.13) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी हार्ड तथा सॉफ्ट प्रति में समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी तथा उत्पादन कम्पनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण और इसके लिये भुगतानयोग्य फीस) विनियम, 2004 के अनुसार निर्दिष्ट प्ररूपों में प्रतिवर्ष दिनांक 15 नवम्बर तक सत्यापन अभ्यास के क्रियान्वयन हेतु आवेदन प्रस्तुत करेगा।

11. वार्षिक लेखे, प्रतिवेदनों, जानकारी, आदि का प्रस्तुतिकरण (Submission of Annual Accounts, Reports, Information, etc):

(11.1) प्रत्येक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को लेखों के वार्षिक विवरण-पत्र (Annual Statement of Accounts) तथा ऐसे अन्य प्रतिवेदन या जानकारी जैसा कि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट की जाए, प्रस्तुत करने होंगे। वार्षिक लेखे (Annual Accounts) प्रस्तुत किये जाने के अतिरिक्त, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को आयोग द्वारा समय-समय पर अधिसूचित विभिन्न विनियमों तथा अनुज्ञप्ति शर्तों (License Conditions) की सूचना सम्बन्धी आवश्यकताओं का भी अनुपालन करना होगा।

(11.2) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अपेक्षित जानकारी की प्रस्तुति के अभाव में, आयोग स्व-प्रेरणा (Suo-Motu) द्वारा कार्यवाही की पहल कर सकेगा।

12. विद्युत्-दर अवधारण में अंतराल (Periodicity of Tariff Determination):

(12.1) किसी भी वित्तीय वर्ष में, विद्युत्-दर (टैरिफ) अथवा किसी भी विद्युत्-दर का कोई भी अंश सामान्यतः एक वर्ष में एक से अधिक बार संशोधित नहीं किया जा सकेगा। आयोग, स्वयं द्वारा समाधान हो जाने पर, इस हेतु लिखित में कारणोंको अभिलिखित किये जाने के पश्चात् ही विद्युत्-दर में पुनरीक्षण (revision) की अनुमति प्रदान कर सकेगा।

(12.2) इन विनियमों के अन्य उपबंधों के अध्यधीन रहते हुए, किसी वित्तीय वर्ष में वसूल किए जाने के लिए अनुज्ञेय व्ययों की प्रतिपूर्ति, किसी अनुवर्ती अवधि हेतु स्वीकृत अवधारित विद्युत्-दर (टैरिफ) में समायोजनों के अध्यधीन होगी, यदि आयोग का यह समाधान हो जाता है कि कोई भी राशि आधिक्य अथवा कमी जो उसके वास्तविक वसूल की गई राशि अथवा किये गये व्ययों से संबन्धित है, का समायोजन अपरिहार्य है एवं वह किन्हीं विशिष्ट कारणों से पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण में न होने के कारणवश है।

13. सुनवाईयां (Hearings) :

विद्युत्-दर (टैरिफ) आवेदन पर सुनवाई संबंधी प्रक्रिया, समय-समय पर यथासंशोधित मध्य प्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दिये जाने वाला विवरण एवं आवेदन देने की रीति एवं इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004 में विनिर्दिष्ट किए गए अनुसार की जाएगी।

14. आयोग के आदेश (Orders of the Commission) :

(14.1) किसी याचिका के दाखिल किये जाने के पश्चात आयोग पारेषण अनुज्ञप्तिधारी से किसी अतिरिक्त जानकारी, विवरण, प्रलेख, सार्वजनिक अभिलेख आदि, जैसा कि आयोग उचित समझे, की मांगकर सकेगा ताकि आयोग याचिकाकर्ता द्वारा प्रस्तुत की जाने वाली गणनाओं (calculations), पूर्वानुमानों (assumptions) एवं अभिकथनों (assertions) की समीक्षा कर सके।

(14.2) जानकारी प्राप्त होने पर अथवा अन्यथा, आयोग समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दिये जाने वाला विवरण एवं आवेदन देने की रीति एवं इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम 2004, के उपबंधों के अनुरूप समुचित आदेश जारी कर सकेगा।

15. अनुमोदित विद्युत्-दर से भिन्न दर प्रभारित करना (Charging of Tariff other than Approved) :

किसी पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को, जिसे हितग्राहियों/लाभार्थियों से आयोग द्वारा अनुमोदित से भिन्न विद्युत्-दर (टैरिफ) प्रभारित करते हुए पाया जाएगा, के संबंध में यह माना जाएगा कि उसके द्वारा आयोग के दिशा-निर्देशों का अनुपालन नहीं किया गया है, उसे अधिनियम की धारा 142 के अधीन तथा अधिनियम के अन्य कतिपय उपबंधों के अधीन भी अनुज्ञप्तिधारी द्वारा देय अन्य किसी दायित्व पर प्रतिकूल प्रभाव डाले बिना, दण्डित किये जाने की पात्रता होगी। जहां वसूल की गई राशि, आयोग द्वारा अनुज्ञेय की गई राशि से अधिक हो तो इस प्रकार अधिक वसूल की गई राशि को उन हितग्राहियों/लाभार्थियों को टैरिफ अवधि वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29 के दौरान जिनके द्वारा अधिक राशि का भुगतान किया गया है, मय उक्त अवधि के साधारण ब्याज के साथ, जिसकी दर 01.04.2024 को या फिर तत्संबंधी वर्ष की एक अप्रैल की स्थिति में संदर्भ ब्याज दर (Reference rate of interest) होगी, मय आयोग द्वारा अधिरोपित की गई किसी अन्य किसी शास्ति के, प्रत्यर्पण की जाएगी।

16. **पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की वार्षिक समीक्षा (Annual Review of Transmission Licensee) :**
पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग को उसके निष्पादन के वार्षिक विवरण-पत्र तथा लेखा के साथ-साथ अंकेक्षित लेखों के अंतिम प्रतिवेदन प्रस्तुत करेगा।

अध्याय – चार

विद्युत्-दर संरचना (Tariff Structure)

17. **विद्युत्-दर अवधारण हेतु याचिका (Petition for Determination of Tariff) :**
- (17.1) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियमों के अध्याय-तीन के उपबंधों के अनुपालन में ऐसे प्ररूपों में संलग्न कर, जैसा कि इन्हें समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण केलिये अनुज्ञप्तिधारी अथवा उत्पादन कंपनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण एवं आवेदन देने की रीति एवं इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम 2004, में विनिर्दिष्ट किया जाए, के अनुसार तथा आयोग द्वारा इन विनियमों में विनिर्दिष्ट किये गये सिद्धान्तों के आधार पर विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधारण बावत एक याचिका दाखिल करेगा। ये सिद्धान्त इन विनियमों के प्रवृत्त होने की तिथि अर्थात् एक अप्रैल, 2024 से 31 मार्च, 2029 की अवधि तक कार्यान्वित किये जाएंगे।
- (17.2) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी हितग्राहियों/लाभार्थियों अथवा दीर्घ-अवधि क्रेताओं को दिनांक 01.04.2024 से प्रारम्भ होने वाली अवधि से प्रावधिक तौर पर दिनांक 31.03.2024 को प्रयोज्य दर पर देयक प्रस्तुत किया जाना जारी रखेगा जब तक आयोग द्वारा इन विनियमों के अनुसार विद्युत्-दर (टैरिफ) का अनुमोदन नहीं कर दिया जाता है :
- परन्तु जहां प्रावधिक रूप से बिल की गई विद्युत्-दर (टैरिफ) आयोग द्वारा इन विनियमों के अन्तर्गत अनुमोदित अन्तिम विद्युत्-दर से अधिक अथवा कम हो तो यथास्थिति, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी हितग्राहियों/लाभार्थियों अथवा पारेषण क्रेताओं से इस राशि का प्रत्यर्पण अथवा वसूली टैरिफ अवधि वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29 हेतु दिनांक 01.04.2024 की स्थिति में अथवा उक्त वर्ष की एक अप्रैल को प्रयोज्य ब्याज की संदर्भ दर (Reference Rate of Interest) पर साधारण ब्याज सहित अन्तिम विद्युत्-दर आदेश जारी होने की तिथि से छः माह के भीतर करेगा।
18. **पारेषण विद्युत्-दर (Transmission Tariff) :**
राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली हेतु विद्युत् के पारेषण हेतु विद्युत्-दर में वार्षिक स्थाई लागत की वसूली हेतु इन विनियमों के विनियम 23 में विनिर्दिष्ट घटकों को सम्मिलित किया जाएगा।
19. **पूंजीगत लागत एवं पूंजीगत संरचना (Capital Cost and Capital Structure):**
- (19.1) किसी परियोजना की पूंजीगत लागत में निम्न मर्दे सम्मिलित होंगी :

- (क) कार्य के मूल प्रावधान के अनुसार किया गया व्यय अथवा वह जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया है, जिसमें निर्माण अवधि के दौरान ब्याज (interest during construction) तथा वित्त-प्रबन्धन प्रभार (financing charges), निर्माण अवधि के दौरान ऋण पर विदेशी विनिमय दर परिवर्तन (foreign exchange rate variation) के कारण कोई लाभ अथवा हानि, जो परियोजना की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक, जैसा कि आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण के उपरान्त स्वीकार किया गया हो तथा विद्युत-दर अवधारण का आधार बनेगा, इस प्रकार होगा—(एक) लगाई गई 70% निधि के बराबर, ऐसे मामलों में जहां वास्तविक पूंजी, लगाई गई निधि से 30% अधिक हो, आधिक्य पूंजी को मानदण्डीय ऋण (normative loan) माना जाएगा, अथवा (दो) लगाई गई निधि के 30%से कम लगाई गई निधि के प्रकरण में, ऋण की वास्तविक राशि (actual equity) के बराबर।
- (ख) निम्नलिखित उच्चतम मानदण्डों के अधीन रहते हुए प्रारंभिक कल-पुर्जों की पूंजीकृत राशि (Capitalization Initial Spares) :-
- (एक) पारेषण तन्तुपथ (Transmission Line)— 1.00%
- (दो) पारेषण उपकेन्द्र (हरित क्षेत्र) {Transmission Sub-Station (Green Field)}—4.00%
- (तीन) पारेषण उपकेन्द्र (भूरा क्षेत्र) {Transmission Sub-Station (Brown Field)}—6.00%
- (चार) श्रृंखलाबद्ध क्षतिपूर्ति उपकरण (Series Compensation Devices)—4.00%
- (पांच) गैस-रोधी उपकेन्द्र (Gas Insulated Sub-Station-GIS) — 5.00%
- हरित क्षेत्र (Green Field) — 5.00%
- भूरा क्षेत्र (Brown Field) — 7.00%
- (छह) संचार प्रणाली (Communication System) —3.5%
- (सात) स्थैतिक समकालिक क्षतिपूरक (Static Synchronous Compensator) —6.00%
- परन्तु जहां कहीं विद्युत् उत्पादन केन्द्र द्वारा किसी पारेषण उपकरण (transmission equipment) को विद्युत् उत्पादन परियोजना के रूप में धारित किया गया हो, वहां ऐसे उपकरणों बाबत प्रारंभिक कल-पुर्जों के लिए उच्चतम मानदण्ड इन विनियमों के अधीन पारेषण प्रणाली के लिए निर्दिष्ट उच्चतम मानदण्डों (Ceiling norms) के अनुसार होंगे।
- (ग) विनियम 20 के अन्तर्गत अवधारित किया गया अतिरिक्त पूंजीगत व्यय :
- परन्तु यह कि वे परिसम्पत्तियां जो परियोजना का भाग हों, परन्तु उपयोग में न हों, को पूंजीगत लागत से पृथक् रखा जाएगा :
- परन्तु आगे यह और कि वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से पूर्व पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा परिसम्पत्तियों के उपयोग के माध्यम से अर्जित राजस्व (revenue earned), यदि कोई हो, को पूंजीगत लागत में समायोजित किया जाएगा।

(19.2) आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात स्वीकृत की गई पूंजीगत लागत (capital cost) विद्युत्-दर (टैरिफ) के अवधारण का आधार बनेगी :

परन्तु यह कि आयोग द्वारा किसी वैयक्तिक पारेषण परियोजना के प्रकरण में, पूंजीगत लागत का युक्तियुक्त परीक्षण केन्द्रीय आयोग द्वारा समय-समय पर विनिर्दिष्ट किये गये मार्गदर्शी मानदण्डों (bench mark norms) पर आधारित किया जा सकेगा :

परन्तु आगे यह और कि जहां केन्द्रीय आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट मार्गदर्शी मानदण्डों का अनुप्रयोग न किया जाता हो, वहां युक्तियुक्त परीक्षण में पूंजीगत व्यय (capital expenditure), वित्त-प्रबंधन योजना (financing plan), निर्माण अवधि के दौरान ब्याज (interest during construction), दक्ष प्रौद्योगिकी का प्रयोग (use of efficient technology), लागत-आधिक्य (cost over-run) तथा समय-आधिक्य (time over-run) और अन्य ऐसे विषय शामिल किये जाएंगे जैसा कि वे आयोग द्वारा विद्युत्-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु उपयुक्त समझे जाएं:

परन्तु यह और भी कि जहां पारेषण सेवा अनुबंध (Transmission Service Agreement) में वास्तविक व्यय की किसी उच्चतम सीमा का प्रावधान हो, वहां आयोग द्वारा विद्युत्-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु अनुज्ञेय पूंजीगत व्यय के अंतर्गत ऐसी उच्चतम सीमा पर विचार किया जाएगा:

परन्तु यह और भी कि विद्यमान परियोजनाओं के प्रकरण में, आयोग द्वारा दिनांक 01.04.2024 के पूर्व स्वीकार की गई पूंजीगत लागत तथा विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधि वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29 के तत्संबंधी वर्ष हेतु प्रक्षेपित की गयी हो, वहां अतिरिक्त पूंजीगत व्यय, जैसा कि इसे आयोग द्वारा स्वीकार किया जाए, पूंजीगत लागत के अवधारण का आधार बनेगा :

परन्तु यह और भी कि ऐसे प्रकरणों में जहां मानदण्डिय मापदण्ड (bench mark norms) निर्दिष्ट किये गये हों, वहां पारेषण अनुज्ञापिधारी मानदण्डिय मापदण्डों से पूंजीगत लागत में वृद्धि के संबंध में ऐसे मानदण्डिय मापदण्डों से अधिक लागत को अनुज्ञेय किये जाने बाबत, आयोग की संतुष्टि हेतु इसके कारण प्रस्तुत करेगा।

(19.3) आयोग द्वारा लागत अनुमानों (cost estimates) का सूक्ष्म परीक्षण पूंजीगत लागत, वित्त प्रबंध योजना, निर्माण अवधि के दौरान ब्याज राशि, प्रौद्योगिकी के दक्ष प्रयोग तथा इसी प्रकार की अन्य मदों के संबंध में इनके युक्तियुक्त होने के संबंध में किया जाएगा। आयोग इस संबंध में, जैसा कि वह आवश्यक समझे, विशेषज्ञ परामर्श (expert advice) भी प्राप्त कर सकेगा।

(19.4) पूंजी एवं ऋण के आनुपातिक अंशदान के संबंध में पूंजीगत लागत की पुनर्संरचना को विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधि के दौरान अनुज्ञेय किया जा सकेगा बशर्ते ऐसी कार्यवाही

विद्युत्-दर को प्रतिकूल प्रभावित (adversely) न करे। इस प्रकार की गई किसी पुनर्संरचना द्वारा प्राप्त कतिपय लाभ को पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के दीर्घ-अवधि राज्यान्तरिक निर्बाध (खुली) पहुंच क्रेताओं (long term intra state open access Customers) को 1 : 1 के अनुपात में अन्तरित किया जाएगा।

(19.5) निर्माण अवधि के दौरान ब्याज (Interest During Construction-IDC) :

(एक) निर्माण अवधि के दौरान ब्याज की संगणना ऋण से तत्संबंधी ऋण निधि (debt fund) के निषेचन (infusion) की तिथि से तथा वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (actual COD) तक निधि की युक्तियुक्त चरणबद्धता (prudent phasing) को ध्यान में रखकर की जाएगी।

(दो) वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि प्राप्त करने में विलम्ब के कारण निर्माण अवधि के दौरान ब्याज (IDC) की अतिरिक्त लागतों के प्रकरण में पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को इस प्रकार के विलम्ब हेतु विस्तृत औचित्य मय सहायक प्रलेखों के निधि की चरणबद्धता (phasing) को शामिल करते हुए प्रस्तुत करने होंगे :

परन्तु यह कि यदि विलम्ब के लिए पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्तरदायी न हो तथा ऐसा इन विनियमों के विनियम 10 में निर्दिष्ट किये गये अनुसार अनियंत्रणीय कारकों (uncontrollable factors) के कारण हो, तो निर्माण अवधि के दौरान ब्याज को यथोचित युक्तिसंगत परीक्षण (prudent check) पश्चात अनुज्ञेय किया जा सकेगा:

परन्तु आगे यह और कि वास्तविक ब्याज पर केवल निर्माण अवधि के दौरान ब्याज को वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से परे विलम्ब उक्त सीमा तक अनुज्ञेय किया जा सकेगा जैसा कि यह पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण सेबाहर पाया जाए, जिसके बारे में निधि की युक्तियुक्त चरणबद्धता (prudent phasing of funds) को ध्यान में रखकर युक्तियुक्त परीक्षण पूर्व में कर लिया गया हो।

(19.6) निर्माण अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय (Incidental Expenditure During Construction-IEDC) :

(एक) निर्माण अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय की गणना शून्य तिथि (zero date) तथा वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक पूर्व-परिचालन व्ययों (pre-operative expenses) को ध्यान में रखकर की जाएगी :

परन्तु यह कि निर्माण अवधि के दौरान वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तक की अवधि तक निक्षेप राशियों (deposits) अथवा अग्रिम राशियों (advances) पर ब्याज को या फिर अन्य प्राप्तियों के कारण अर्जित राजस्व (earned revenue) के बारे

में निर्माण अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय में कमी किये जाने को ध्यान में रखा जाएगा।

- (दो) अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन तिथि (SCOD) प्राप्त करने में निर्माण अवधि के दौरान विलंब के कारण आनुषंगिक व्ययों की अतिरिक्त लागतों के प्रकरण में, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को ऐसी विलम्ब अवधि के दौरान तथा विलंब से तत्संबंधी परिनिर्धारित हानियां (liquidated damages) जिनकी वसूली की गई हो या फिर जिनकी वसूली की जाना प्रत्याशित हो, विस्तृत औचित्य दर्शाते हुए मय सहायक प्रलेखों के, आनुषंगिक व्यय के विवरणों को सम्मिलित करते हुए, प्रस्तुत करने होंगे:

परन्तु यह कि यदि विलंब पारेषण अनुज्ञप्तिधारी पर आरोप्य न हो तथा ऐसा इन विनियमों के विनियम 10 में निर्दिष्ट किये गये अनुसार अनियंत्रणीय कारणों के कारण हो तो निर्माण अवधि के दौरान आनुषंगिक व्यय को यथोचित युक्तिसंगत परीक्षण के बाद अनुज्ञेय किया जा सकेगा :

परन्तु आगे यह और कि जहां विलंब के लिये पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा नियोजित कोई अभिकरण (एजेन्सी) या ठेकेदार या सामग्री प्रदायक उत्तरदायी हों वहां ऐसे अभिकरण (एजेन्सी) या ठेकेदार या सामग्री प्रदायक से परिनिर्धारित हानियों (liquidated damages) बाबत की गई वसूली को पूंजीगत लागत की संगणना हेतु लेखबद्ध किया जाएगा।

- (तीन) जहां अनुसूचित वाणिज्यिक प्रचालन (SCOD) तिथि के परे समयाधिक्य (time-over-run) यथोचित रूप से युक्तियुक्त होने के बाद अनुज्ञेय न हो वहां लागत में परिवर्तन के कारण समयाधिक्य से तत्संबंधी समय वृद्धि के कारण पूंजीगत लागत में वृद्धि को पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के सामग्री प्रदायक या ठेकेदार के साथ सम्पन्न अनुबंधों में परिवर्तन संबंधी प्रावधान के होते हुए भी पूंजीकरण से अपवर्जित (excluded) किया जा सकेगा।

20. अतिरिक्त पूंजीकरण तथा अपूंजीकरण (Additional Capitalization and De-Capitalization):

- (20.1) कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत, निम्न कारणों से वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के पश्चात पृथक्कृत तिथि तक किया गया पूंजीगत व्यय (capital expenditure), अथवा जिसे व्यय किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, को आयोगद्वारा निम्न मर्दों के अन्तर्गत अपने विवेकानुसार युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यक्षीन रहते हुए स्वीकार किया जा सकेगा:

- (क) अनुन्मोचित देयताएं (undischarged liabilities) जिन्हें किसी भविष्यगामी तिथि को भुगतान किया जाना मान्य किया गया हो;
- (ख) वे कार्य जिन्हें निष्पादन हेतु स्थगित रखा गया हो;

(ग) माध्यस्थम प्रकरण में पारित किसी अधिनिर्णय के अनुपालन में अथवा विधि के किसी न्यायालय के कतिपय आदेश अथवा डिक्री के परिपालन में दायित्वों के निर्वहन हेतु ;

(घ) कानून में परिवर्तन के कारण अथवा किसी विद्यमान कानून के अनुपालन में; तथा
(ङ) कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत विनियम 19.1(ख) के उपबन्धों के अध्यक्षीन प्रारंभिक पूंजीगत कल-पुर्जों की अधिप्राप्ति (Procurement of initial spares) हेतु :

परन्तु यह कि कार्य के मूल प्रावधानों के अन्तर्गत परिसम्पत्तिवार कार्यों/कार्यवार सम्मिलित किये गये कार्यों के विवरण मय, व्यय के प्राक्कलनों के, भविष्यगामी तिथि हेतु मान्यता प्राप्त देयताएं (liabilities) तथा निष्पादन हेतु स्थगित रखे गये कार्यों की सूची विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधारण हेतु प्रस्तुत आवेदन के साथ प्रस्तुत करने होंगे।

(20.2) पृथक्कृत तिथि (cut-off date) के पश्चात् किया गया निम्न प्रकार का पूंजीगत व्यय (capital expenditure) अथवा जिसे किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, आयोग द्वारा युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यक्षीन रहते हुए, आयोग के स्वविवेक अनुसार अनुज्ञेय किया जा सकेगा :

(क) माध्यस्थम प्रकरण में पारित किसी अधिनिर्णय के अनुपालन में अथवा विधि के किसी न्यायालय के कतिपय आदेश अथवा डिक्री के अनुपालन में दायित्वों के निर्वहन हेतु ;

(ख) कानून में किसी परिवर्तन के कारण अथवा किसी विद्यमान कानून के अनुपालन में;

(ग) रिले (relays), नियंत्रण (control) तथा उपकरण (instrumentation), कम्प्यूटर प्रणाली (computer system), विद्युत् तन्तुपथ संवाहक संसूचना (Power Line Carrier Communication), डीसी बैटरियां (DC Batteries), अप्रचलित प्रौद्योगिकी (Obsolescence of Technology) के कारण प्रतिस्थापन, दोष के स्तर (fault level) में वृद्धि के कारण स्विचयार्ड उपकरण को बदला जाना, टॉवर सुदृढ़ीकरण (Tower Strengthening), संचार उपकरण (communication equipments), चीनी- मिट्टीरोधियों (porcelain insulators) को पॉलीमर रोधियों (polymer insulators) से बदला जाना, आकस्मिक पुनर्स्थापना प्रणाली (emergency restoration storage system), रोधियों की सफाई हेतु अधोसंरचना (insulator cleaning infrastructure), क्षतिग्रस्त उपकरणों की पुनर्स्थापना (replacement of damaged equipment) जो बीमा के अन्तर्गत न आता हो, अतिरिक्त व्यय जो पारेषण प्रणाली के सफल तथा दक्ष प्रचालन हेतु किया जाना अनिवार्य हो गया हो ;

- (घ) संयंत्र की उच्चतर सुरक्षा तथा बचाव (higher security and safety) की आवश्यकता हेतु किए जाने संबंधी व्यय जैसा किराष्ट्रीय सुरक्षा/आन्तरिक सुरक्षा हेतु उत्तरदायी सांविधिक प्राधिकरणों (Statutory Authorities) के समुचित शासकीय अभिकरणों द्वारा इसकी आवश्यकता के बारे में परामर्श दिया गया हो या निर्देशित किया गया हो;
- (ङ) किसी पृथक्कृत तिथि (Cut-off date) से पूर्व निष्पादित कार्यों के बारे में कोई देयता (liability), युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात् ऐसे किन्हीं अनुमोचित दायित्वों (undischarged liabilities) के विवरण, संवेष्टन (package) की कुल अनुमानित लागत, किसी भुगतान को रोकने के बारे में कारण दर्शाना तथा ऐसे भुगतानों को उन्मोचित करना (release), आदि ; तथा
- (च) पृथक्कृत तिथि के पश्चात् आयोग द्वारा कार्यों के बारे में कोई देयता जो वास्तविक भुगतान द्वारा ऐसे दायित्वों के निर्वहन की सीमा के अन्तर्गत हो :

परन्तु यह कि कोई भी व्यय जिसका दावा नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण (R&M) एवं प्रचालन एवं संधारण (O&M) व्ययों के अन्तर्गत मरम्मत तथा अनुरक्षण (repairs and maintenance) हेतु किया गया हो, का दावा इसविनियम के अन्तर्गत नहीं किया जा सकेगा।

(20.3) परियोजनाओं की पूंजीगत लागत (capital cost) में से निम्न मदों को या तो अपवर्जित (exclude) किया जाएगा या फिर हटा (removed) लिया जाएगा :

- (क) ऐसी परिसम्पत्तियां जो परियोजना का भाग तो हैं परन्तु जिन्हें उपयोग में नहीं लाया जा रहा है जैसा कि इस बारे में विद्युत-दर (टैरिफ) याचिका में घोषित किया जाए
- (ख) एक परियोजना से अन्य परियोजना को अप्रचलन (obsolescence) अथवा स्थानान्तरण (shifting) के कारण या फिर प्रतिस्थापन (replacement) अथवा हटाये जाने (removal) के कारण भी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के पश्चात अपूंजीकृत परिसम्पत्ति (Decapitalized asset) :

परन्तु यह कि जब तक किसी परिसम्पत्ति का एक परियोजना से अन्य परियोजना को स्थानान्तरण स्थायी प्रकृति का न हो, तब तक संबंधित परिसम्पत्तियों का अपूंजीकरण (decapitalization) नहीं किया जाएगा ;

- (ग) केन्द्र या राज्य सरकार अथवा किसी सांविधिक निकाय अथवा प्राधिकरण से परियोजना के निष्पादन हेतु प्राप्त किये गये किसी अनुदान (grant) को, जिसमें अदायगी (repayment) के दायित्व को शामिल न किया गया हो, को ब्याज पर ऋण (interest on loan), पूंजी पर प्रतिलाभ (return on equity) तथा अवमूल्यन (depreciation) की

संगणना के प्रयोजन हेतु पूंजीगत लागत से अपवर्जित (excluded) रखा जाएगा।

(20.4) किसी पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की परिसम्पत्तियों के अपूंजीकरण के प्रकरण में, अपूंजीकरण की तिथि की स्थिति में, ऐसी परिसम्पत्ति की मूल लागत को सकल स्थाई परिसम्पत्तियों (Gross Fixed Assets) तथा तत्संबंधी ऋण (loan) के साथ-साथ पूंजी (equity) को भी क्रमशः बकाया ऋण राशि (outstanding loan) तथा पूंजी की राशि में से उक्त वर्ष के दौरान जब ऐसा अपूंजीकरण (de-capitalization) घटित हो जिसके अन्तर्गत यथोचित तौर पर उक्त वर्ष को सम्यक रूप से विचार में लेते हुए जब इसका पूंजीकरण किया गया हो, घटाया जाएगा।

21. नवीनीकरण एवं आधुनिकीकरण (Renovation and Modernization):

(21.1) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी पारेषण प्रणाली के उपयोगी जीवनकाल के विस्तार के प्रयोजन हेतु नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण पर होने वाले व्यय की पूर्ति के प्रयोजन से, आयोग के समक्ष एक आवेदन प्रस्ताव के अनुमोदनार्थ, एक विस्तृत परियोजना प्रतिवेदन (Detailed Project Report) प्रस्तुत करेगाजिसमें उसका सम्पूर्ण उद्देश्य (Complete Scope), औचित्य (Justification), लागत-लाभ विश्लेषण (Cost benefit analysis), किसी संदर्भ तिथि (reference date) से जीवनकाल की अनुमानित वृद्धि, वित्तीय समुच्चय (financial package), व्यय की चरणबद्धता (Phasing of expenditure), कार्य सम्पन्न करने संबंधी कार्यक्रम (Schedule of Completion), संदर्भ मूल्य स्तर (reference price level), कार्य पूर्ण करने संबंधी अनुमानित लागत (estimated completion cost) मय विदेशी मुद्रा घटक (foreign exchange element) के, यदि कोई हो, हितग्राहियों/लाभार्थियों का सहमति-पत्र तथा अन्य कोई जानकारी जिसे पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा सुसंगत माना जाए, संलग्न किया जाएगा:

परन्तु यह कि पारेषण प्रणाली जिस हेतु नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण (R&M) का दायित्व वहन करने की इच्छा व्यक्त की गई हो, के लिये ऐसे नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण हेतु हितग्राहियों/लाभार्थियों की सहमति प्राप्त किया जाना आवश्यक होगा तथा इसे याचिका के साथ प्रस्तुत करना होगा।

(21.2) जहां पारेषण अनुज्ञप्तिधारी नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण (R&M) के अनुमोदन हेतु कोई प्रस्ताव प्रस्तुत करता हो, ऐसे प्रकरण में प्रस्ताव का अनुमोदन लागत-प्राक्कलनों (cost estimates) के युक्तियुक्त होने, वित्तीय प्रबंध योजना (financing plan), कार्यपूर्ण करने संबंधी कार्यक्रम (schedule of completion), निर्माण अवधि के दौरान ब्याज (interest during construction), दक्ष प्रौद्योगिकी के प्रयोग (use of efficient technology), लागत-लाभ विश्लेषण (cost benefit analysis), तथा ऐसे अन्य कारक जो आयोग द्वारा सुसंगत समझे जाएं, पर यथोचित विचारोपरान्त किया जाएगा।

(21.3) नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण (R&M) संबंधी कार्य पूर्ण होने पर पारेषण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत-दर के अवधारण हेतु एक याचिका दाखिल करेगा। किया गया कोई व्यय अथवा किये

जाने वाला कोई प्रक्षेपित व्यय, जैसा कि इसे आयोग द्वारा, नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण संबंधी व्यय तथा जीवनकाल के विस्तार संबंधी प्राक्कलनों के युक्तियुक्त परीक्षण पश्चात् तथा प्रतिस्थापित की गई परिसम्पत्तियों की मूल राशि के अपलेखन (writing off) पश्चात् तथा मूल परियोजना लागत से संचित अवमूल्यन (accumulated depreciation) परन्तु अवमूल्यन के विरुद्ध अग्रिम (advance against depreciation) को सम्मिलित करते हुए, को घटाकर स्वीकार किया गया हो, विद्युत्-दर (टैरिफ) के अवधारण का आधार बनेगा।

22. ऋण-पूंजी अनुपात (Debt-Equity Ratio):

(22.1) ऐसी किसी परियोजना के संबंध में जिसे 1.4.2024 को या तत्पश्चात् वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया गया हो, वहां ऋण-पूंजी अनुपात वाणिज्यिक प्रचालन तिथि की स्थिति में 70:30 माना जाएगा। यदि वास्तविक रूप से निवेश की गई पूंजी, पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से अधिक हो, वहां 30 प्रतिशत से अधिक पूंजी को मानदण्डीय ऋण (normative loan) माना जाएगा :

परन्तु यह कि :

(एक) जहां निवेश की गई पूंजी पूंजीगत लागत के 30 प्रतिशत से कम हो, वहां विद्युत्-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु वास्तविक पूंजी (actual equity) को ही मान्य किया जाएगा

(दो) विदेशी मुद्रा (foreign currency) में निवेश की गई पूंजी को प्रत्येक निवेश तिथि को भारतीय रूपयों में नामोद्दिष्ट किया जाएगा ; तथा

(तीन) ऋण : पूंजी अनुपात (debt-equity ratio) के प्रयोजन हेतु परियोजना के निष्पादन हेतु प्राप्त किये गये किसी अनुदान को पूंजी संरचना (capital structure) का भाग नहीं माना जाएगा।

व्याख्या : अधिमूल्य (Premium) बाबत्, यदि कोई हो, जिसकी उगाही पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा परियोजना के निधीयन हेतु की गयी हो, शेयर पूंजी जारी करते समय तथा आन्तरिक संसाधनों के निवेश हेतु जिसका सृजन मुक्त सुरक्षित निधि (free reserve) में से किया गया हो, को पूंजी पर प्रतिलाभ केवल उसी दशा में की गई संगणना हेतु प्राप्त की गई पूंजी के रूप में माना जाएगा यदि ऐसी अधिमूल्य राशि तथा आन्तरिक संसाधनों को विद्युत् पारेषण प्रणाली के पूंजीगत व्यय की पूर्ति हेतु वास्तविक रूप से उपयोग में लाया गया हो।

(22.2) ऐसे प्रकरण में जहां पारेषण प्रणाली, जिसमें संचार प्रणाली (Communication System) भी सम्मिलित है, को दिनांक 01.04.2024 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया गया हो, आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2024 को समाप्त होने वाली अवधि हेतु अनुज्ञेय किये गये ऋण-पूंजी (debt equity) अनुपातपर विद्युत्-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु विचार किया जाएगा।

- (22.3) ऐसे प्रकरण में, जहां पारेषण प्रणाली, जिसमें संचार प्रणाली भी सम्मिलित है, को दिनांक 01.04.2024 से पूर्व वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया गया हो परन्तु जहां आयोग द्वारा दिनांक 31.3.2024 को समाप्त होने वाली अवधि हेतु विद्युत्-दर (टैरिफ) के अवधारण के लिए ऋण: पूंजी के अनुपात का निर्धारण न किया गया हो, वहां आयोग द्वारा ऋण: पूंजी अनुपात का अनुमोदन पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा उपलब्ध कराई गई वास्तविक जानकारी के आधार पर किया जाएगा।
- (22.4) ऐसा कोई व्यय जो दिनांक 01.04.2024 को अथवा उसके उपरांत किया गया अथवा किया जाना प्रक्षेपित किया गया हो, जैसा कि आयोग द्वारा इसे अतिरिक्त पूंजीगत व्यय के रूप में विद्युत्-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु स्वीकार किया गया हो, ऐसे में जीवनकाल की वृद्धि (life extension) हेतु नवीनीकरण तथा आधुनिकीकरण व्यय को विनियम 22.1 में विनिर्दिष्ट रीति के अनुसार सेवाकृत (serviced) किया जाएगा।

अध्याय – पांच

पारेषण विद्युत्-दर तथा वार्षिक स्थाई लागत की संगणना

(Transmission Tariff & Computation of Annual Fixed Cost)

23. वार्षिक स्थाई लागत (Annual Fixed Cost) :

कोई विद्युत् पारेषण प्रणाली जिसमें उसकी संचार प्रणाली (Communication System) भी सम्मिलित है, की वार्षिक स्थाई लागत (Annual Fixed Cost-AFC) में निम्न घटक सम्मिलित होंगे :

- (क) पूंजी पर प्रतिलाभ (Return on equity) ;
- (ख) ऋण पूंजी पर ब्याज तथा वित्त प्रभार (Interest and finance charges on loan capital);
- (ग) अवमूल्यन/अवक्षयण (Depreciation);
- (घ) पट्टा/भाड़ा-क्रय प्रभार (Lease/Hire Purchase Charges);
- (ङ.) प्रचालन तथा संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses); तथा
- (च) कार्यकारी पूंजी पर ब्याज (Interest on working capital)

24. पूंजी पर प्रतिलाभ (Return on Equity):

(24.1) पूंजी पर प्रतिलाभ की गणना, चुकाई गई पूंजी (paid-up equity) पर रूपयों के रूप में विनियम 22 में अवधारित किये गये अनुसार की जाएगी।

(24.2) पूंजी पर प्रतिलाभ की गणना 15.50 प्रतिशत की आधार दर (base rate) पर की जाएगी, जिसे इस विनियम के खण्ड 24.3 के अनुसार समेकित (gross edup) किया जाएगा :

परन्तु यह कि :

(एक) किसी नवीन परियोजना हेतु प्रतिलाभ की दर को एक प्रतिशत की दर से ऐसी अवधि हेतु, जैसा कि इसके बारे में आयोग द्वारा निर्णय लिया जाए, कम कर दिया जाएगा यदि पारेषण प्रणाली को वाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत किसी आंकड़े, भार प्रेषण केन्द्र अथवा सुरक्षा प्रणाली (protection system) तक आंकड़ा सुदूर मापयंत्र व्यवस्था (data telemetry) तथा संचार प्रणाली को क्रियाशील किये बगैर, घोषित किया जाना पाया गया हो:

(दो) जब कभी भी राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रस्तुत किये गये प्रतिवेदन के आधार पर पारेषण प्रणाली में उपरोक्त आवश्यकता का अभाव पाया जाता हो तो पूंजी पर प्रतिलाभ को उक्त अवधि तक के लिये जब तक कि यह कमी की दर जारी रहती हो, एक प्रतिशत की दर से कम कर दिया जाएगा।

(24.3) पूंजी पर प्रतिलाभ की आधार दर (base rate) को, जैसा कि आयोग द्वारा इसे विनियम 24.2 द्वारा अनुज्ञेय किया गया हो, तत्संबंधी वित्तीय वर्ष की प्रभावी कर दर (effective tax rate) के साथ समेकित किया जाएगा। इस प्रयोजन हेतु संबंधित पारेषण अनुज्ञापिधारी द्वारा सुसंगत वित्त अधिनियमों के प्रावधानों से संरेखित प्रभावी कर दर को संबंधित वित्तीय वर्ष में वास्तविक रूप से किए गए कर भुगतान के आधार पर माना जाएगा, अन्य आय प्रवाह पर वास्तविक आयकर (actual income tax), विलम्बित कर (deferred tax) (अर्थात्, गैर-पारेषण व्यापार से प्राप्त आय) को शामिल करते हुए, को "प्रभावी कर दर (effective tax rate)" की गणना हेतु विचार नहीं किया जाएगा।

(24.4) पूंजी पर प्रतिलाभ की दर की गणना को तीन दशमलव बिन्दुओं तक पूर्णांक किया जाएगा तथा इसकी गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी :

पूंजी पर पूर्व-कर प्रतिलाभ की दर (Pre-tax return on equity) = आधार दर (base rate) / (1 - t)

जहां 't' इस विनियम के खण्ड 24.3 के अनुसार प्रभावी कर दर (effective tax rate) है तथा इसकी गणना प्रत्येक वित्तीय वर्ष के प्रारंभ में अनुमानित लाभ तथा भुगतान की जाने वाली कर राशि के आधार पर कम्पनी को उक्त वित्तीय वर्ष हेतु लागू सुसंगत वित्तीय अधिनियम के प्रावधानों से संरेखित आनुपातिक आधार पर या गैर-पारेषण व्यापार से आय को असम्मिलित करते हुए, यथास्थिति, तथा उस पर तत्संबंधी कर के आधार पर की जाएगी। ऐसे प्रकरण में, जहां पारेषण अनुज्ञप्तिधारी न्यूनतम वैकल्पिक कर (Minimum Alternate Tax-MAT) का भुगतान कर रहा हो, वहां "t" को न्यूनतम वैकल्पिक कर, अधिभार (surcharge) तथा उपकर (cess) को शामिल करते हुए, माना जाएगा।

उदाहरण :

- (एक) ऐसे पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के प्रकरण में, जो न्यूनतम वैकल्पिक (MAT) कर का भुगतान 21.55 प्रतिशत की दर से, अधिभार तथा उपकर को शामिल करते हुए कर रहा हो, वहां पूंजी पर प्रतिलाभ की दर = $15.50 / (1 - 0.2155) = 19.758$ प्रतिशत होगी।
- (दो) ऐसे पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के प्रकरण में, जो सामान्य निकाय कर (normal corporate tax) का भुगतान, अधिभार तथा उपकर को शामिल करते हुए, कर रहा हो वहां :
- (क) यदि वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु विद्युत् पारेषण व्यापार से अनुमानित सकल आय रु.1000 करोड़ हो,
- (ख) तथा उपरोक्त राशि पर अनुमानित अग्रिम कर की राशि रु. 240 करोड़ हो, वहां
- (ग) वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु प्रभावी कर दर (Effective Tax Rate) = रु. 240 करोड़ / रु. 1000 करोड़ = 24 प्रतिशत होगी।
- (घ) पूंजी पर प्रतिलाभ की दर (Rate of Return of Equity) = $15.50 / (1 - 0.24) = 20.395$ प्रतिशत होगी।
- (तीन) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अन्त में वास्तविक भुगतान किए गए कर के आधार पर, मय अतिरिक्त कर मांग के, उस पर ब्याज की राशि को जोड़कर पूंजी पर प्रतिलाभ की दर को सत्यापित किया जाएगा जिसे यथोचित तौर पर कर के किसी प्रत्यर्पण हेतु, किसी वित्तीय वर्ष हेतु वास्तविक सकल आय पर, विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधि वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29 तक से संबंधित, आयकर विभाग से प्राप्त की गई किसी ब्याज राशि को सम्मिलित करते

हुए, समायोजित किया जाएगा। तथापि, किसी शास्ति (penalty) की राशि, यदि कोई हो, जो किसी जमा की गई राशि के विलंबित भुगतान या निर्धारित कर राशि से कम जमा की गई राशि से उद्भूत हो, का पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दावा नहीं किया जाएगा। पूंजी पर प्रतिलाभ पर सकलबद्ध दर की कम वसूली की गई या अधिक वसूली की गई राशि को, सत्यापित किए जाने के पश्चात वर्ष-दर-वर्ष आधार पर दीर्घ-अवधि पारेषण क्रेताओं से राशि की वसूली की जाएगी या प्रत्यर्पण किया जाएगा।

- (24.5) यदि पारेषण प्रणाली द्वारा स्वयं को किसी अन्य विनियमित (regulated) या अविनियमित (unregulated) व्यापार या अन्य किसी व्यापार में सन्निहित किया गया हो तो किसी अन्य विनियमित या अविनियमित व्यापार या अन्य व्यापार से आय पर वास्तविक रूप से भुगतान को प्रभावी कर दर (effective tax rate) की गणना से अपवर्जित (exclude) रखा जाएगा।

परन्तु यह कि यदि कम्पनी द्वारा आयकर की राशि का भुगतान पूर्ण रूप से न किया गया हो तो प्रभावी आयकर दर "शून्य" मानी जाएगी।

- (24.6) विद्युत-दर (टैरिफ) का सत्यापन करते समय प्रभावी कर दर को वास्तविक रूप से अन्तिम अंकेक्षित लेखों के अनुसार भुगतान किये गये कर के आधार पर माना जाएगा जो आयोग के युक्तियुक्त परीक्षण के अध्यक्षीन होगा। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा पूंजी पर प्रतिलाभ के समेकन के शुद्ध प्रभाव को भुगतान की गई वास्तविक कर राशि की सीमा के भीतर अनुज्ञेय किया जाएगा।

25. ऋण पूंजी पर ब्याज तथा वित्त प्रभार (Interest and Finance Charges on Loan Capital)

- (25.1) विनियम 22 में दर्शाई गई रीति के अनुसार प्राप्त किये गये ऋण, ऋण पर ब्याज की गणना हेतु सकल मानदण्डीय ऋण (gross normative loan) माने जाएंगे।
- (25.2) दिनांक 01.04.2024 की स्थिति में बकाया मानदण्डीय ऋण की गणना आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2024 तक सकल मानदण्डीय ऋण में से संचित अदायगी (cumulative repayment) को घटाकर की जाएगी।
- (25.3) विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधि वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29 तक के प्रत्येक वर्ष हेतु अदायगी को संबंधित वर्ष/अवधि हेतु अनुज्ञेय किये गये अवमूल्यन के बराबर माना जाएगा। परिसम्पत्तियों के अपूंजीकरण (decapitalization) से संबंधित मामले में, अदायगी (repayment) का समायोजन संचित अदायगी द्वारा आनुपातिक आधार (pro-rata basis) पर

किया जाएगा तथा यह समायोजित राशि ऐसी परिसम्पत्ति के बारे में अपूंजीकरण तिथि तक वसूल की गई संचित अवमूल्यन राशि से अधिक न होगी।

(25.4) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा भले ही किसी भी ऋण-स्थगन अवधि (moratorium) का लाभ लिया गया हो, ऋण की अदायगी को परियोजना के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से ही माना जाएगा तथा यह वार्षिक अनुज्ञेय किये गये अवमूल्यन के समतुल्य होगा।

(25.5) ब्याज की दर, ब्याज की भारित औसत दर के बराबर होगी, जिसकी गणना समुचित लेखांकन समायोजन (appropriate accounting adjustment) अथवा पूंजीकृत ब्याज (interest capitalized) के प्रावधान पश्चात् वास्तविक ऋण की श्रेणी (actual loan folio port) के आधार पर की जाएगी :

परन्तु यह कि यदि किसी विशिष्ट वर्ष में कोई वास्तविक ऋण न हो परन्तु मानदण्डीय ऋण अभी भी बकाया हो तो ऐसी दशा में अन्तिम उपलब्ध भारित औसत ब्याज दर (weighted average rate of interest) ही मानी जाएगी :

परन्तु आगे यह और कि यदि पारेषण प्रणाली के विरुद्ध वास्तविक ऋण लंबित न हो तो ऐसी दशा में पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की समग्र रूप से भारित औसत ब्याज दर ही मानी जाएगी।

(25.6) ऋण पर ब्याज की गणना वर्ष के मानकीकृत औसत ऋण पर भारित औसत ब्याज दर की प्रयुक्ति द्वारा की जाएगी।

(25.7) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी ऋण की पुनर्वित्त व्यवस्था (refinancing) हेतु समस्त प्रयास करेगा जब तक यह ब्याज पर शुद्ध लाभ (net savings) में परिणत न हो जाए तथा ऐसी दशा में ऐसी पुनर्वित्त व्यवस्था हेतु संबद्ध लागतों को हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा वहन किया जाएगा तथा इस प्रकार की गई शुद्ध बचत राशि को हितग्राहियों/लाभार्थियों तथा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के मध्य 1 : 1 के अनुपात में विभाजित कर दिया जाएगा।

(25.8) ऋणों के निबंधन तथा शर्तों में किये गये परिवर्तनों को इस प्रकार की गई पुनर्वित्त व्यवस्था (Refinancing) की तिथि से दर्शाया जाएगा।

(25.9) किसी विवाद की दशा में, पक्षों में सेकोई भी समय-समय पर यथासंशोधित मप्रविनिआ (कारोबार का संचालन) विनियम, 2016 के अनुसार आवेदन प्रस्तुत कर सकेगा :

परन्तु यह कि पारेषण क्रेताओं (Transmission Customers) द्वारा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दावा किये गये ब्याज के कारण किसी प्रकार के भुगतान को ऋण की

पुनर्वित्त व्यवस्था (refinancing of loan) से उद्भूत किसी विवाद के प्रतितोषण की प्रत्याशा में रोका नहीं जाएगा।

26. अवमूल्यन/अवक्षयण (Depreciation) :

विद्युत्-दर (टैरिफ) के अवधारण के प्रयोजन हेतु, अवमूल्यन/अवक्षयण की गणना निम्न रीति के अनुसार की जाएगी:

(क) अवमूल्यन या अवक्षयण (Depreciation) की गणना किसी पारेषण प्रणाली, उसकी संचार प्रणाली (Communication System) अथवा उसके किसी घटक (element) को सम्मिलित करते हुए उसकी वाणिज्यिक प्रचालन तिथि से की जाएगी। किसी पारेषण प्रणाली में, उसकी संचार प्रणाली को शामिल करते हुए, विद्युत्-दर (टैरिफ) के प्रकरण में, जिस हेतु एकल विद्युत्-दर अवधारण किया जाना आवश्यक हो, वहां अवमूल्यन/अवक्षयण की गणना पारेषण प्रणाली की प्रभावी प्रचालन की तिथि से, वैयक्तिक इकाइयों अथवा घटकों के अवमूल्यन पर विचार करते हुए की जाएगी :

परन्तु यह कि वाणिज्यिक प्रचालन की प्रभावी तिथि की गणना पारेषण प्रणाली के समस्त घटकों के बारे में जिनकी एकल विद्युत्-दर (single tariff) अवधारित किया जाना अपेक्षित हो, संबंधी कार्यवाही वास्तविक वाणिज्यिक प्रचालन तिथि तथा स्थापित क्षमता (installed capacity) अथवा पारेषण प्रणाली के समस्त घटकों की पूंजीगत लागत (capital cost) पर विचार करते हुए की जाएगी।

(ख) अवमूल्यन/अवक्षयण की गणना के प्रयोजन हेतु मूल्य आधार (value base), आयोग द्वारा स्वीकृत परिसम्पत्ति की पूंजीगत लागत होगा। पारेषण प्रणाली के बहुविध घटकों (multiple elements) के प्रकरण में, पारेषण प्रणाली के भारित औसत जीवनकाल (weighted average life) का अनुप्रयोग किया जाएगा। अवमूल्यन/अवक्षयण वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से ही आदेय (chargeable) होगा। परिसम्पत्ति के वाणिज्यिक प्रचालन के प्रकरण में, वर्ष के किसी भाग हेतु, अवमूल्यन/अवक्षयण को आनुपातिक आधार (prorata basis) पर प्रभारित किया जाएगा।

(ग) अनुमोदित/स्वीकृत लागत में विदेशी मुद्रा (foreign currency) के निधीयन (funding) को सम्मिलित किया जाएगा जिसे वास्तविक तिथि को प्राप्त की गई विदेशी मुद्रा पर प्रचलित विनिमय दर (exchange rate) पर समतुल्य रूपयों (equivalent rupee) में परिवर्तित किया जाएगा।

- (घ) परिसम्पत्ति का उपादेय मूल्य (salvage value) 10 प्रतिशत माना जाएगा तथा अवमूल्यन/अवक्षयण को परिसम्पत्ति की पूंजीगत लागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुज्ञेय किया जाएगा :

परन्तु यह कि सूचना प्रौद्योगिकी (IT) उपकरण तथा सॉफ्टवेयर का उपादेय मूल्य शून्य माना जाएगा तथा परिसम्पत्तियां के शतप्रतिशत मूल्य को अवमूल्यनयोग्य माना जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि पारेषण प्रणाली की निम्नतर उपलब्धता के कारण अस्वीकार किये गये किसी अवमूल्यन/अवक्षयण को बाद में उसके उपयोगी जीवनकाल (usefull life) अथवा विस्तारित जीवनकाल (extended life) के दौरान किसी प्रक्रम पर वसूल किये जाने की अनुमति प्रदान नहीं की जाएगी।

- (ङ) पट्टे पर धारित की गई भूमि के अतिरिक्त किसी भी भूमि को अवमूल्यनयोग्य परिसम्पत्ति नहीं माना जाएगा तथा परिसम्पत्ति के अवमूल्यनयोग्य मूल्य की संगणना करते समय इसकी लागत को पूंजीगत लागत (capital cost) में सम्मिलित नहीं किया जाएगा।

- (च) अवमूल्यन की गणना 'नियत किस्त पद्धति (Straight Line Method)' के आधार पर तथा पारेषण प्रणाली की परिसम्पत्तियों हेतु इन विनियमों के **परिशिष्ट-एक** में विनिर्दिष्ट दरों के अनुसार की जाएगी:

परन्तु यह कि वर्ष की 31 मार्च की स्थिति में अवशेष अवमूल्यनयोग्य मूल्य को वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के 12 वर्षों की अवधि के पश्चात परिसम्पत्तियों के शेष उपयोगी जीवनकाल के अन्तर्गत न्यायसंगत ढंग से (equitably) प्रसारित कर दिया जाएगा:

परन्तु आगे यह और कि परिसम्पत्ति के सृजन हेतु उपभोक्ता के अंशदान (Consumer Contribution) अथवा पूंजीगत सहायतानुदान/अनुदान (Capital Subsidy/grant) आदि को लेखांकन नियम (Accounting Rules), जो समय-समय पर अधिसूचित कर लागू किये जाएंगे, के अनुसार संव्यवहारित किया जाएगा।

- (छ) विद्यमान परियोजनाओं के प्रकरण में, दिनांक 01.04.2024 की स्थिति में अवशेष अवमूल्यनयोग्य मूल्य की गणना आयोग द्वारा दिनांक 31.03.2024 तक स्वीकार की गई परिसम्पत्तियों के सकल अवमूल्यनयोग्य मूल्य (Gross Depreciable Value) में से संचित अवमूल्यन (Cumulative Depreciation) को घटाकर की जाएगी। अवमूल्यन की दर (Rate of Depreciation) को **परिशिष्ट-एक** में विनिर्दिष्ट दर पर प्रभारित किया जाना जारी रखा जाएगा।

- (ज) अवमूल्यन वाणिज्यिक प्रचालन के प्रथम वर्ष से आदेय (chargeable) होगा। परिसम्पत्ति के वाणिज्यिक प्रचालन वर्ष के किसी भाग हेतु अवमूल्यन को आनुपातिक आधार (prorata basis) पर प्रभारित किया जाएगा।
- (झ) पारेषण प्रणाली अथवा इसके किसी घटक के बारे में संबंधित परिसम्पत्तियों के अपूँजीकरण (de-capitalization) के मामले में संचित अवमूल्यन (Cumulative Depreciation) को उसकी उपयोगी सेवाओं के दौरान अपूँजीकृत परिसम्पत्ति द्वारा विद्युत्-दर (टैरिफ) में वसूल किये गये अवमूल्यन को ध्यान में रखकर समायोजित किया जाएगा।

27. पट्टा/भाड़ा क्रय प्रभार (Lease/Hire Purchase Charges):

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा पट्टे (Lease) पर ली गई परिसम्पत्तियों पर पट्टा प्रभार पट्टा संबंधी अनुबंध (lease agreement) के अनुसार माने जाएंगे बशर्ते आयोग द्वारा इन प्रभारों को युक्तिसंगत (reasonable) माना गया हो।

28. प्रचालन एवं संधारण व्यय (Operation & Maintenance Charges):

- (28.1) विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधि हेतु प्रचालन तथा संधारण व्ययों का अवधारण आयोग द्वारा इन विनियमों के अन्तर्गत विनिर्दिष्ट मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्ययों (normative O&M expenses) के आधार पर किया जाएगा।
- (28.2) कर्मचारी (employee) व्यय, मरम्मत तथा अनुरक्षण व्यय (repair and maintenance expenses) और प्रशासनिक तथा सामान्य व्यय (administrative and general expenses) से संबंधित लागत घटकों पर इन विनियमों के विनियम 38.1 के अनुसार विचार किया गया है। तन्तुपथों/ लाइनों (Lines) हेतु प्रचालन तथा संधारण व्ययों (O&M expenses) की गणना लाख रुपये/100 सर्किट किलोमीटर/वर्ष (Rs Lakhs/100 Ckt. Km/annum) तथा बे (bays) हेतु लाख रुपये/बे/वर्ष (Rs Lakhs/Bay/annum) मान कर की गई है। मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग की क्रियाविधि (methodology) केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (CERC) से भिन्न है। आयोग ने वित्तीय वर्ष 2022-23 तक 4 वर्षों के लिये सत्यापन आदेश वित्तीय वर्ष 2018-19 से वित्तीय वर्ष 2023-24 के पांच-वर्षीय नियन्त्रण अवधि हेतु मप्रविनिआ (पारेषण टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें) विनियम 2020 के अनुसार पारित किये हैं। यह पाया गया है कि वास्तविक प्रचालन एवं संधारण व्यय मानदण्डीय (normative) प्रचालन एवं संधारण व्यय का 83% (अर्थात् 0.83) है। इस अनुपात को 0.85 के रूप में पूर्णांक किया गया है। मप्रविनिआ विनियम, 2020 में वित्तीय वर्ष 2023-24 हेतु प्रदत्त प्रचालन तथा संधारण मानदण्डों की पुनर्गणना 0.85 गुणन-कारक (multiplication factor) मान कर

की गई है। तत्पश्चात्, वित्तीय वर्ष 2023-24 से वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु मानदण्डों के अवधारण हेतु अंकों में वृद्धि कारक (escalation factor) 5.25 प्रतिशत प्रति वर्ष (जैसा कि इसे केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग द्वारा माना गया है), के अनुसार की गई है।

- (28.3) अनुवर्ती वर्षों के लिए मानदण्डीय प्रचालन एवं संधारण व्ययों का अवधारण आधार वर्ष, अर्थात् वित्तीय वर्ष 2024-25 हेतु व्ययों में वृद्धि द्वारा वृद्धि कारक 5.25 प्रतिशत प्रति वर्ष की दर से जैसा कि इसे केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा अपने टैरिफ विनियम, वर्ष 2024 में तत्संबंधी वित्तीय वर्षों हेतु माना गया है, नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु अनुज्ञेय प्रचालन तथा संधारण व्ययों की गणना हेतु किया जाएगा।
- (28.4) उपरोक्त प्रचालन तथा संधारण व्ययों के अन्तर्गत विचार किये गये कर्मचारी व्यय में पेंशन तथा अन्य सेवान्त प्रसुविधाएं शामिल नहीं हैं। आयोग द्वारा मप्रविनिआ (मण्डल तथा उत्तराधिकारी इकाइयों के कार्मिकों को पेंशन तथासेवान्त प्रसुविधा दायित्वों की स्वीकृति हेतु निबंधन तथा शर्तें) विनियम, 2012(जी-38, वर्ष 2012) 20 अप्रैल, 2012 को अधिसूचित किये गये हैं। पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधाओं के संबंध में व्यय उपरोक्त विनियमों के उपबंधों के अनुसार स्वीकार किये जाएंगे। पारेषण प्रणाली हेतु सुरक्षा व्यय पृथक से युक्तियुक्त परीक्षण पश्चात् अनुज्ञेय किये जाएंगे।
- (28.5) युद्ध (War), विद्रोह (insurgency) अथवा कानून में कतिपय परिवर्तनों (change in laws) अथवा ऐसी समतुल्य परिस्थितियों के कारण संचालन तथा संधारण व्यय में अभिवृद्धि के संबंध में, जहां आयोग का यह अभिमत हो कि उक्त वृद्धि न्यायोचित है, पर आयोग इसे किसी विनिर्दिष्ट अवधि हेतु लागू करने पर विचार कर सकेगा।
- (28.6) पारेषण कम्पनी द्वारा किसी वर्ष में अर्जित की गई कतिपय बचत (saving) को उसे स्वयं के पास धारित रखे जाने की अनुमति प्रदान की जा सकेगी। किसी वर्ष में लक्ष्य संचालन व संधारण व्ययों से आधिक्य के कारण होने वाली किसी हानि को पारेषण कम्पनी को वहन करना होगा।
- 29. कार्यकारी पूंजी पर देय ब्याज प्रभार (Interest Charges on Working Capital) :**
- (29.1) कार्यकारी पूंजी पर ब्याज की दर मानदण्डीय आधार (normative basis) पर होगी तथा इसे 01.04.2024 की स्थिति में ब्याज की संदर्भ दर (Reference Rate of Interest) अथवा विद्युत-दर (टैरिफ) अवधि वित्तीय वर्ष 2024-25 से वित्तीय वर्ष 2028-29 के दौरान उक्त वर्ष की एक अप्रैल को, जिसके दौरान पारेषण प्रणाली, संचार प्रणाली अथवा उसके किसी घटक कोवाणिज्यिक प्रचालन के अन्तर्गत घोषित किया जाए, इनमें से जो भी बाद में घटित हो, माना जाएगा।

(29.2) कार्यकारी पूंजी पर ब्याज मानदण्डीय आधार पर ही देय होगा, जैसा कि इसकी गणना उपरोक्त विनियम 29.1 के अनुसार या फिर अनुज्ञप्तिधारी द्वारा वास्तविक किये गये व्ययों के अनुसार, इनमें जो भी कम हो, सत्यापन याचिका में युक्तियुक्त परीक्षण के पश्चात की जाएगी।

30. विदेशी विनिमय दर परिवर्तन (Foreign Exchange Rate Variation - FERV):

(30.1) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी विदेशी विनिमय की अनावृत्ति (exposure) को पारेषण प्रणाली हेतु विदेशी मुद्रा में प्राप्त किये गये ऋण पर ब्याज तथा विदेशी ऋण की अदायगी के संबंध में समायोजन (hedge) आंशिक अथवा पूर्ण रूप से जो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की स्वेच्छानुसार होगा, कर सकेगा।

(30.2) प्रत्येक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, मानदण्डीय विदेशी ऋण (normative foreign debt) से तत्संबंधी विदेशी विनिमय दर परिवर्तन से संरक्षण की लागत की वसूली, सुसंगत वर्ष में, वर्ष-दर-वर्ष आधार पर, उक्त अवधि के दौरान जब कि यह व्यय के रूप में उद्भूत हो, करेगा तथा इस प्रकार के विदेशी विनिमय दर परिवर्तन से तत्संबंधी अतिरिक्त रुपयों के भुगतान के दायित्व को, समायोजित किये गये विदेशी ऋण के विरुद्ध अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा।

(30.3) उक्त सीमा, जहां तक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी विदेशी विनिमय अनावृत्ति (foreign exchange exposure) को समायोजित (hedge) करने में असमर्थ हो, अतिरिक्त रुपयों में भुगतान के दायित्व हेतु ब्याज का भुगतान तथा ऋण की अदायगी जो मानदण्डीय विदेशी मुद्रा ऋण के सुसंगत वर्ष से तत्संबंधी हो, को अनुज्ञेय किया जाएगा बशर्ते पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अथवा उसके सामग्री प्रदायकर्ता अथवा ठेकेदार इसके लिये उत्तरदायी न हों।

(30.4) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी समायोजन संबंधी लागत तथा विदेशी विनिमय दर परिवर्तन को आय या व्ययके रूप में उक्त अवधि के दौरान, जब वह उद्भूत हो, वर्ष-दर-वर्ष आधार पर वसूल करेगा।

31. आय पर कर (Tax on Income) :

पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा पारेषण क्रेताओं (customers) से आय-प्रवाहों (Income Streams) पर कर की वसूली पृथक से नहीं की जाएगी।

32. विद्युत-दर आय (Tariff Income) :

आयोग द्वारा विद्युत् के पारेषण हेतु अवधारित समस्त प्रभारों से प्राप्त आय को विद्युत-दर (टैरिफ) आयमाना जाएगा। विद्युत-दर (टैरिफ) आय में पारेषण प्रभार, अनुक्रिया ऊर्जा

(Reactive Energy) प्रभार एवं अन्य प्रभार जैसा कि आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट किये जाएं, सम्मिलित होंगे।

33. गैर विद्युत-दर आय (Non-Tariff Income) :

(33.1) समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (टैरिफ अवधारण के लिये अनुज्ञप्तिधारी या उत्पादन कम्पनी द्वारा दिये जाने वाला विवरण और इसके लिये भुगतान योग्य फीस) विनियम, 2004, के अन्तर्गत अनुसूची (schedule) के अनुसार आय को 'गैर विद्युत-दर आय' (Non-tariff income) के अन्तर्गत वर्गीकृत किया जाएगा। गैर विद्युत-दर (टैरिफ) आय में पूंजी-निवेशों (investments), सावधि जमा राशियों तथा अन्य जमा राशियों (Fixed and other Deposits) से प्राप्त आय एवं अन्य किसी गैर विद्युत-दर आय (non-tariff income) को सम्मिलित किया जाएगा।

परन्तु विद्युत पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा संचालित व्यवसाय से सुसंबद्ध पूंजी पर प्रतिलाभ में से किये गये पूंजी निवेश से अर्जित ब्याज या लाभांश राशि को गैर-विद्युत दर (टैरिफ) आय में सम्मिलित नहीं किया जाएगा:

(33.2) अन्य स्रोतों, जैसा कि समानान्तर परिचालन प्रभारों (parallel operation charges), निर्बाध (खुली) पहुंच (open access), आवंटित क्षमता से अधिक बिल की गई आधिक्य क्षमता (excess capacity), संयोजन बिन्दु प्रभार (point of connection charges), सम्पूर्ण राजस्व आवश्यकता (ARR) आदि के अतिरिक्त किसी आय को जिन्हें अंकेक्षित लेखों में आय के रूप में चिन्हित किया जाता है तथा जो किसी वाद (litigation) के अधीन न हों, के पचास प्रतिशत, को भी गैर विद्युत-दर आय (Non-Tariff Income) माना जाएगा।

(33.3) अन्य व्यवसाय से प्राप्त राजस्व (Revenue from other business) को अधिनियम की धारा 41 में विनिर्दिष्ट उक्त सीमा तक, जैसा कि इसे आयोग द्वारा प्राधिकृत किया जाए, आय माना जाएगा। जहां पारेषण अनुज्ञप्तिधारी स्वयं को दूर संचार व्यवसाय में नियोजित करता हो, वहां ऐसे व्यापार से किसी वित्तीय वर्ष के दौरान अर्जित राजस्व के 50% अंश को अपने प्रभारों को कम करने में उपयोग किया जाएगा।

34. विलंब भुगतान अधिभार (Late payment surcharge) :

(34.1) जहां किसी हितग्राही/लाभार्थी या दीर्घ-अवधि क्रेता द्वारा, यथास्थिति इन विनियमों के प्रावधानों के अधीन देय प्रभारों के किसी देयक के भुगतान में देयकों के प्रस्तुतिकरण की तिथि से 45 दिवस से अधिक अवधि का विलंब किया जाता हो, वहां पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा समय-समय पर यथासंशोधित भारत सरकार, विद्युत मन्त्रालय द्वारा जारी विद्युत (विलंब

भुगतान अधिभार और संबंधित मामले) नियम 2022 द्वारा निर्दिष्ट विलंब भुगतान अधिभार अधिरोपित किया जाएगा :

परन्तु यह कि यदि पारेषण सेवा अनुबन्ध (TSA)/अनुबंध में भिन्न विलंब भुगतान अधिभार क्रियाविधि प्रदान की गई हो तो इसे पारेषण सेवा अनुबन्ध (TSA)/अनुबंध के उपबन्धों के अनुसार नियन्त्रित किया जाएगा।

- (34.2) जब तक पक्षों (parties) द्वारा अन्यथा सहमति व्यक्त नहीं की गई हो, किसी हितग्राही/लाभार्थी या दीर्घ-अवधि क्रेता (long-term customer) द्वारा देय प्रभारों को सर्वप्रथम बकाया प्रभारों पर विलंब भुगतान अधिभार के विरुद्ध समायोजित किया जाएगा तथा तत्पश्चात् पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा बिल किये गये मासिक प्रभारों के विरुद्ध, सर्वाधिक दीर्घकालीन विलम्बित देयक (longest overdue bill) से प्रारंभ करते हुए किया जाएगा।

35. छूट (Rebate) :

- (35.1) विद्युत उत्पादन कंपनी तथा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रस्तुत देयकों का भुगतान साखपत्र (Letter of Credit) या राष्ट्रीय इलेक्ट्रॉनिक निधि अन्तरण (NEFT)/क्षेत्रीय लेन-देन सकल व्यवस्थापन (RTGS) के माध्यम से बिल प्रस्तुति के 5 दिवस के भीतर किए जाने पर कम्पनी द्वारा 1.5% की छूट प्रदान की जाएगी :

परन्तु यह कि यदि पारेषण सेवा अनुबन्ध (TSA)/अनुबंध में भिन्न छूट क्रियाविधि प्रदान की जाती है तो इसे पारेषण सेवा अनुबन्ध (TSA)/अनुबंध के प्रावधानों के अनुसार नियन्त्रित किया जाएगा।

व्याख्या : '5 दिवस' की गणना करते समय, दिवस संख्या की गणना निरन्तर किसी अवकाश पर विचार किये बगैर की जाएगी। तथापि, यदि अन्तिम दिवस या पाचवां दिवस आधिकारिक अवकाश हो तो छूट के प्रयोजन से पांचवे दिवस को निकटतम अनुवर्ती कार्यकारी दिवस माना जाएगा (आधिकारिक राज्य शासकीय कैलेण्डर के अनुसार जहां प्राधिकृत हस्ताक्षरकर्ता का कार्यालय या हितग्राही/लाभार्थी के प्रतिनिधि का कार्यालय बिल की प्राप्ति या अभिस्वीकृति के प्रयोजन से अवस्थित है)।

- (35.2) विद्युत उत्पादन कंपनी द्वारा देयकों की प्रस्तुति के 5 दिवस पश्चात् तथा 30 दिवस के भीतर किये जाने पर विद्युत उत्पादन कम्पनी या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा एक प्रतिशत की छूट प्रदान की जाएगी।

36. व्यवसाय योजना तथा पूंजी निवेश (Business Plan and Capital Investment) :

- (36.1) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग द्वारा इस संबंध में जारी निर्देशों के अनुसार भार अभिवृद्धि (load growth), पारेषण हानियों में कमी (reduction in transmission losses), विद्युत् प्रदाय की गुणवत्ता में सुधार (improvement in quality supply), विश्वसनीयता (reliability),

- मापन व्यवस्था (metering) आदि की आवश्यकता को पूरा करने के लिए विस्तृत पूंजी निवेश योजना (Capital Investment Plan), वित्त-प्रबन्ध योजना (Financing Plan) तथा भौतिक लक्ष्य (Physical Targets) प्रस्तुत करेगा।
- (36.2) प्रमुख योजना में पृथक से निर्माणाधीन परियोजनाएं, जिनका कार्य आगामी विचाराधीन वर्ष में भी जारी रहेगा तथा इसके साथ नवीन परियोजनाएं (औचित्य दर्शाते हुए) जो टैरिफ अवधिके दौरान प्रारंभ की जाएंगी तथा जो टैरिफ अवधि के दौरान अथवा उसके उपरांत पूर्ण की जा सकेंगी, दर्शाई जाएंगी। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी हितग्राहियों/लाभार्थियों से दीर्घ-अवधि के अनुबंधों का निष्पादन करेगा जिनके लिए प्रस्तावित मुख्य कार्य (योजनाएं) अन्तर्संयोजनों से ऊपरी तथा निचले क्षेत्रों में पूर्ण लाभ पहुंचाएंगे। ऐसी विशिष्ट योजनाएं आयोग के अनुमोदनार्थ केवल हितग्राहियों/लाभार्थियों से अनुबंधों के निष्पादन पश्चात ही प्रस्तुत की जाएंगी। यह सुविधा केवल ऐसे दीर्घ-अवधि हितग्राहियों/लाभार्थियों तथा वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को उपलब्ध कराई जाएगी जो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी की पारेषण क्षमता के उपयोग हेतु दीर्घ-अवधि अनुबंधों का निष्पादन करेंगे।
- (36.3) आयोग अनुज्ञप्तिधारी की पूंजी निवेश योजना (Capital Investment Plan) पर विचार कर उसे अनुमोदन प्रदान करेगा जिस हेतु अनुज्ञप्तिधारी को सुसंगत तकनीकी एवं वाणिज्यिक विवरण प्रस्तुत करना अनिवार्य होगा। टैरिफ आवेदन प्रस्तुत करने से पूर्व अनुज्ञप्तिधारी को आयोग से पूंजी निवेश योजना का अनुमोदन कराना होगा।
- (36.4) अनुमोदित पूंजी निवेश हेतु ऋण तथा पूंजी का अनुपात विनियम 22 के उपबंधों के अनुरूप होगा।

अध्याय – छः

पारेषण प्रणालियां (Transmission Systems)

37. **प्रचालन मानदण्ड (Norms of Operation) :**
- (37.1) **मानदण्डीय वार्षिक पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक (Normative Annual Transmission System Availability Factor-NATSAF) :** सम्पूर्ण पारेषण प्रभारों (Transmission Charges) की वसूली हेतु यह कारक निम्नानुसार होगा :
- ए.सी प्रणाली (AC System) हेतु :** 98.00 प्रतिशत
- (37.2) **प्रोत्साहन के विचारार्थ (For Incentive Consideration):**
- ए.सी प्रणाली (AC System) हेतु :** 98.50 प्रतिशत
- परन्तु यह कि 99.75 प्रतिशत से अधिक उपलब्धता (availability) के लिये प्रोत्साहन का भुगतान देय न होगा :

परन्तु आगे यह और कि प्रतिवर्ष दो व्यवधानों (tripping) तक उपलब्धता की संगणना हेतु वास्तविक अवरोध घंटों (Outage Hours) पर विचार किया जाएगा। एक वर्ष में दो व्यवधानों के पश्चात् प्रत्येक व्यवधान हेतु वास्तविक अवरोध घंटों के अलावा 12 अतिरिक्त अवरोध घंटों (Outage hours) पर विचार किया जाएगा :

परन्तु यह और भी कि पारेषण घटक (transmission element) के किसी अवरोध (outage) के प्रकरण में जो विद्युत उत्पादन केन्द्र से निष्क्रमण (evacuation) को प्रभावित करता हो वहां अवरोध घंटों को 2 के कारक (factor of 2) से गुणा कर दिया जाएगा।

(37.3) विद्युत् उपकेन्द्र में सहायक ऊर्जा खपत (Auxiliary Energy Consumption in the Sub-Station) :

ए.सी प्रणाली (AC System) :

वातानुकूलन, प्रकाश व्यवस्था, तथा अन्य उपकरणों में विद्युत की खपत के प्रयोजन हेतु ए.सी (AC) विद्युत उपकेन्द्र में सहायक विद्युत खपत के प्रभारों को पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा वहन किया जाएगा तथा इन्हें मानदण्डीय प्रचालन तथा संधारण व्ययों (normative operation & maintenance expenses) में शामिल किया जाएगा।

38. प्रचालन तथा संधारण व्यय {Operation & Maintenance (O&M) Expenses}:

(38.1) प्रचालन तथा संधारण व्ययों में कर्मचारी लागत (employee cost), मरम्मत एवं संधारण लागत (repair and maintenance cost) और प्रशासनिक तथा सामान्य (Administrative & General) लागत शामिल होंगे। प्रचालन तथा संधारण व्ययों के मानदण्ड पारेषण तन्तुपथों (lines) के सर्किट किलोमीटर तथा उपकेन्द्र पर 'बे' की संख्या के अनुसार निर्धारित किये गये हैं। इन मानदण्डों में पेंशन, कर्मियों को देय सेवान्त प्रसुविधाएं, कर्मचारियों को भुगतानयोग्य बकाया राशि, यदि कोई हो, शासन को देय कर तथा म.प्र. विद्युत् नियामक आयोग को देय शुल्क शामिल नहीं हैं। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी शासन को देय करों की राशि तथा म.प्र. विद्युत् नियामक आयोग को भुगतान किये जाने वाले शुल्क तथा कर्मचारियों को भुगतान की गई बकाया राशि का दावा वास्तविक आंकड़ों के आधार पर पृथक् से करेगा। पेंशन तथा टर्मिनल प्रसुविधाओं का दावा विनियम 28.4 के अनुसार किया जाएगा :

परन्तु यह कि पारेषण अनुज्ञप्तिधारी सुरक्षा आवश्यकता का आकलन तथा अनुमानित और वास्तविक सुरक्षा व्ययों तथा वास्तविक प्रचालन तथा व्ययों का विवरण सत्यापन के समय समुचित औचित्य के साथ प्रस्तुत करेगा।

प्रचालन तथा संधारण मानदण्ड प्रति 100 सर्किट-किलोमीटर एवं प्रति 'बे' निम्नानुसार होंगे:

प्रचालन एवं संधारण व्ययों के मानदण्ड प्रति 100 सर्किट किलोमीटर (Ckt km) एवं प्रति 'बे' :

सरल क्रमांक	विवरण	वित्तीय वर्ष 2024-25	वित्तीय वर्ष 2025-26	वित्तीय वर्ष 2026-27	वित्तीय वर्ष 2027-28	वित्तीय वर्ष 2028-29
तन्तुपथ (Lines): लाख रुपये/ 100 सर्किट-किलोमीटर /वर्ष						
1	400 केवी तन्तुपथ	36.89	38.82	40.86	43.01	45.26
2	220 केवी तन्तुपथ	34.44	36.35	38.15	40.16	42.27
3	132 केवी तन्तुपथ	36.25	38.15	40.16	42.26	44.48
बे (Bays): लाख रुपये/बे/वर्ष						
1	400 केवी बे	11.05	11.63	12.24	12.88	13.56
2	220 केवी बे	12.82	13.49	14.20	14.95	15.73
3	132 केवी बे	12.86	13.54	14.25	15.00	15.79

(38.2) पारेषण अनुज्ञापतिधारी हेतु कुल अनुज्ञेय प्रचालन तथा संधारण व्ययों की गणना वर्ष हेतु 'बे' की औसत संख्या तथा तन्तुपथ (line) की 100 सर्किट-किलोमीटर लंबाई क्रमशः संचालन एवं संधारण व्यय प्रति बे तथा प्रति 100 सर्किट-किलोमीटर के गुणनफल से प्राप्त की जाएगी। अनुज्ञापतिधारी, आयोग के समक्ष टैरिफ अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु, यथास्थिति, अनुज्ञेय-योग्य प्रचालन तथा संधारण व्ययों के दावे के समर्थन में, वास्तविक अथवा प्रक्षेपित लाईनों की लंबाई के सर्किट किलोमीटरों का विवरण तथा प्रत्येक वोल्टेज स्तर हेतु 'बे' की संख्या पृथक्-पृथक् प्रस्तुत करेगा।

(38.3) सेवान्त प्रसुविधाओं का भुगतान विनियम 28.4 में किये गये प्रावधान अनुसार किया जाएगा।

39. कार्यकारी पूंजी (Working Capital) :

विद्युत्-दर (टैरिफ) अवधि के प्रत्येक वर्ष हेतु, कार्यकारी पूंजी में निम्नलिखित मदें शामिल होंगी:

- (1) संधारण कल-पुर्जों (Spares) पर, प्रचालन एवं संधारण व्ययों के 15 प्रतिशत की दर से जैसा कि विनियम 38 में निर्दिष्ट किया गया है;
- (2) लक्ष्य उपलब्धि स्तर के आधार पर की गई गणनानुसार पारेषण प्रभारों के 45 दिवस के बराबर प्राप्तियोग्य सामग्रियों की लागत ; तथा
- (3) प्रचालन एवं संधारण व्यय, एक माह हेतु।

40. वार्षिक पारेषण प्रभार (Annual Transmission Charges-ATC) :

- (40.1) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के कुल वार्षिक व्ययों तथा पूंजी (equity) पर प्रत्याशित प्रतिलाभ की गणना विनियम 19 से 31 सहपठित विनियम 37 से 39 की शर्तों के अनुसार की जाएगी।
- (40.2) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उसके वार्षिक पारेषण प्रभारों (ATC) की वसूली हितग्राहियों / लाभार्थियों से विनियम 41 तथा 42 द्वारा विनिर्दिष्ट की गई रीति में किये जाने बाबत प्राधिकृत होगा।

41. स्थाई प्रभारों की वसूली (Recovery of Fixed Charges):

- (41.1) पारेषण प्रणाली की स्थाई लागत की गणना वार्षिक आधार पर इन विनियमों में अन्तर्विष्ट मानदण्डों के अनुसार इन्हें समुचित रूप से समेकित करते हुए की जाएगी तथा उपयोगकर्ताओं से इसकी वसूली पारेषण प्रभार के रूप में मासिक आधार पर की जाएगी जिनके मध्य विनियम में विनिर्दिष्ट विधि के अनुसार, इन प्रभारों का परस्पर संविभाजन किया जाएगा।
- (41.2) पारेषण प्रणाली या उसके किसी अंश हेतु किसी कैलेण्डर माह के लिये देय पारेषण प्रभार (प्रोत्साहन को सम्मिलित करते हुए) की गणना प्रत्येक क्षेत्र हेतु एसी तथा डीसी प्रणाली (AC and DC System) हेतु पृथक-पृथक निम्नानुसार की जाएगी :

एसी प्रणाली (AC System) हेतु :

- क) $TAFM_n \leq 98.00\%$ हेतु
 $AFC \times (NDM_n/NDY) \times (TAFM_n/98.00\%)$
- ख) $TAFM_n: 98.00\% < TAFM_n < 98.50\%$ हेतु
 $AFC \times (NDM_n/NDY) \times (1)$
- ग) $TAFM_n: 98.50\% < TAFM_n \leq 99.75\%$ हेतु
 $AFC \times (NDM_n/NDY) \times (TAFM_n/98.50\%)$
- घ) $TAFM_n \geq 99.75\%$ हेतु
 $AFC \times (NDM_n/NDY) \times (99.75\%/98.50\%)$

जहां

AFC = वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट वार्षिक स्थाई लागत (रूपये में)

NDM_n = n वें माह में दिवस संख्या

NDY = वर्ष में दिवस संख्या

$TAFM_n$ = n वें माह हेतु पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक, प्रतिशत में जिसकी गणना

परिशिष्ट-दो के अनुसार की जाएगी

उच्च वोल्टेज दिष्ट धारा द्विध्रुव, संयोजन (HVDC bi-Pole, links) तथा उच्च वोल्टेज दिष्ट धारा पृष्ठासन्न केन्द्रों (HVDC back to back Stations) हेतु :

$$TC_1 = AFC \times (NDM_1 / NDY) \times (TAFM_1/NATAF)$$

$$TC_2 = AFC \times (NDM_2 / NDY) \times (TAFM_2/NATAF) - TC_1$$

$$TC_3 = AFC \times (NDM_3 / NDY) \times (TAFM_3/NATAF) - (TC_1+TC_2)$$

$$TC_4 = AFC \times (NDM_4 / NDY) \times (TAFM_4/NATAF) - (TC_1+TC_2+TC_3)$$

....

$$TC_{11} = AFC \times (NDM_{11}/NDY) \times (TAFM_{11}/NATAF) - (TC_1+TC_2+.... +TC_{10})$$

$$TC_{12} = AFC \times (TAFY/NATAF) - (TC_1+TC_2+....+TC_{11});$$

यदि,

(i) TAFM: 95.00% < TAFM < 97.50% हो, तो TAFM=NATAF होगा;

(ii) TAFM: 97.50% ≤ TAFM ≤ 99.75% हो, तो NATAF=97.50% होगा; तथा

(iii) TAFM ≥ 99.75% हो तो TAFM=99.75% तथा NATAF= 97.50% होगा।

जहाँ

TC_n = nवें माह तक पारेषण प्रभार, प्रोत्साहन को शामिल करते हुए

AFC = वर्ष हेतु वार्षिक स्थाई लागत, रूपये में

NATAF = मानदण्डीय वार्षिक पारेषण उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

NDM_n = वित्तीय वर्ष के nवें माह के अन्त तक कुल दिवस संख्या

NDY = वर्ष में दिवस संख्या

TAFM_n = nवें माह के अन्त तक पारेषण उपलब्धता कारक, प्रतिशत में जिसकी गणना

परिशिष्ट-दो के अनुसार की जाएगी

TAFY = वर्ष हेतु पारेषण उपलब्धता कारक, प्रतिशत में

42. हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा पारेषण प्रभारों के भुगतान में हिस्सेदारी तथा तत्संबंधी भुगतान

{Sharing and Payment of Transmission Charges by Beneficiaries} :

(42.1) यदि किसी पारेषण प्रणाली का सृजन किसी विशिष्ट दीर्घ-अवधि पारेषण हितग्राही/ लाभार्थी हेतु, जिसमें किसी विद्युत् उत्पादन केन्द्र हेतु समर्पित पारेषण तन्तुपथ भी शामिल है/हैं, किया गया हो तो ऐसी पारेषण प्रणाली हेतु पारेषण प्रभारों का भुगतान उक्त दीर्घ-अवधि पारेषण हितग्राही/लाभार्थी द्वारा किया जाएगा।

(42.2) किसी राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली हेतु, मासिक पारेषण प्रभारों को दीर्घ-अवधि पारेषण क्रेताओं द्वारा हिस्सेदारी हेतु निम्न सूत्र के अनुसार समेकित किया जाएगा :

किसी राज्यान्तरिक प्रणाली के अन्तर्गत एक माह हेतु उक्त पारेषण प्रणाली के लिये किसी दीर्घ-अवधि पारेषण क्रेता द्वारा भुगतानयोग्य पारेषण प्रभार

$$= (AFC \times NDM/NDY) \times CL/SCL$$

जहाँ

AFC = वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट वार्षिक स्थाई लागत (रूपये में),

NDM = एक माह में दिवस संख्या,

NDY = एक वर्ष में दिवस संख्या,

CL = दीर्घ-अवधि या मध्यम-अवधि पारेषण क्रेता को आवंटित पारेषण क्षमता,

SCL = राज्य पारेषण प्रणाली के समस्त दीर्घ-अवधि तथा मध्यम-अवधि पारेषण क्रेताओं को आवंटित पारेषण क्षमताओं का योग।

परन्तु यह कि विद्युत-दर (टैरिफ) तथा सत्यापन याचिकाओं को दाखिल करते समय अनुबंधित/संविदाकृत (contracted) दीर्घ-अवधि तथा मध्यम-अवधि पारेषण क्षमता पर विचार इसी अनुक्रम में किया जाएगा।

- (42.3) राज्यान्तरिक पारेषण प्रणाली के मध्यम-अवधि उपयोगकर्ताओं द्वारा प्रभार का भुगतान उक्त मेगावाट के अनुपात में किया जाएगा जिस हेतु, राज्य पारेषण इकाई द्वारा उक्त माह हेतु मध्यम-अवधि उपयोग को अनुमोदित किया गया हो।
- (42.4) लघु-अवधि हितग्राही प्रभारों का भुगतान समय-समय पर यथासंशोधित मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (मध्यप्रदेश राज्य में खुली पहुंच प्रणाली की निबंधन एवं शर्तों) विनियम, 2021 तथा मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (हरित ऊर्जा खुली पहुंच उपभोक्ताओं के संबंध में खुली पहुंच प्रभारों तथा बैंकिंग प्रभारों के अवधारण की प्रक्रिया) विनियम, 2023 के अनुसार कर सकेंगे।
- (42.5) किसी संयंत्र क्षमता से संबद्ध पारेषण प्रभार, जिन हेतु हितग्राही/लाभार्थी को चिन्हांकित तथा संविदाकृत न किया गया हो, का भुगतान संबंधित विद्युत् उत्पादन कम्पनी द्वारा किया जाएगा।
- (42.6) राष्ट्रीय विद्युत् नीति की धारा 5.8.10 में पारेषण तथा वितरण हानियों को कम किये जाने संबंधी प्रयासों का प्रावधान किया गया है। आयोग एतद्वारा पूर्व विनियमों की हानि स्तर की प्रक्षेप-वक्र तथा पूर्व वर्षों की वास्तविक पारेषण हानियों पर आधारित निम्न प्रक्षेप-वक्र निर्दिष्ट करता है ताकि मापदण्डों तथा टैरिफ संबंधी विषयों पर संदर्भ मूल्य (reference value) उपलब्ध रहे :

लक्ष्यबद्ध पारेषण हानियां (Target Transmission Losses) (प्रतिशत में)

वित्तीय वर्ष	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
प्रतिशत	2.75%	2.74%	2.73%	2.72%	2.71%

अध्याय – सात**विविध (Miscellaneous)****43. स्वच्छ विकास क्रियाविधि (Clean Development Mechanism-CDM) :**

अनुमोदित स्वच्छ विकास क्रियाविधि से प्राप्त कार्बन आकलन प्राप्तियों का परस्पर संविभाजन निम्न रीति द्वारा किया जाएगा, अर्थात् :

- (क) स्वच्छ विकास कार्यविधि के कारण सकल प्राप्तियों की शत-प्रतिशत राशि परियोजना के विकासकर्ता द्वारा पारेषण प्रणाली की वाणिज्यिक प्रचालन तिथि के प्रथम वर्ष में स्वयंके पास रखी जाएगी।
- (ख) द्वितीय वर्ष में, हितग्राहियों/लाभार्थियों का अंशदान 10 प्रतिशत होगा, जिसमें प्रतिवर्ष 10 प्रतिशत की दर से उत्तरोत्तर अभिवृद्धि की जाएगी, जिसे 50 प्रतिशत तक पहुंचने के उपरान्त, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा प्राप्तियों का समान अनुपात में संविभाजन किया जाएगा।

44. परिचालन मानदण्डों के परिसीमन का उच्चस्थ होना (Operational Norms to be Ceiling Norms) :

इन विनियमों में विनिर्दिष्ट किये गये विनियम उच्चस्थ मानदण्ड हैं तथा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा हितग्राहियों को समुन्नत मानदण्डों के प्रति सहमत होने से प्रतिबंधित नहीं करेंगे तथा यदि समुन्नत मापदण्डों के प्रति सहमति बनती हो तो ऐसे मानदण्ड विद्युत-दर के अवधारण हेतु लागू किये जा सकेंगे।

45. उच्चतम विद्युत-दर से विचलन (Deviation from ceiling tariff) :

- (क) अवधारित की गई विद्युत-दर उच्चतम सीमा होगी। पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा हितग्राही/लाभार्थी परस्पर निम्नतर विद्युत-दर (टैरिफ) प्रभारित करने हेतु भी सहमत हो सकते हैं।
- (ख) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी अदायगी की आवश्यकता के आधार पर न्यून अवमूल्यन/अवक्षयण के कारण इन विनियमों की वैधता के भीतर रहते हुए निम्न विद्युत-दर प्रभारित करने बाबत विकल्प का चयन कर सकेगा। ऐसे प्रकरण में उपयोगी जीवनकाल के दौरान पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अवमूल्यन/अवक्षयण में कमी के कारण प्रति प्राप्त न किये गये अवमूल्यन की वसूली इन विनियमों में उपयोगी जीवनकाल के बाद की जा सकेगी।
- (ग) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियमों की वैधता के भीतर रहते हुए परिचालन मापदण्डों

से विचलन के बारे में प्रचालन एवं संधारण व्ययों को कम करने, पूंजी पर घटे हुए प्रतिलाभ तथा इन विनियमों में निर्दिष्ट प्रोत्साहन के बारे में सहमति व्यक्त करते हुए निम्न विद्युत-दर प्रभारित करने बाबत विकल्प का चयन कर सकेगा।

- (घ) आयोग द्वारा विनिर्दिष्ट उच्चतम विद्युत-दर में विचलन पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों के मध्य सम्मत तिथि से प्रभावशील होगा।
- (ङ) पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा विद्युत उत्पादन केन्द्र के हितग्राहियों/लाभार्थियों को उपरोक्त विनियमों के अनुसार निम्नतर विद्युत-दर प्रभारित करने हेतु आयोग से सम्पर्क करना होगा। लेखे के विवरण तथा वास्तविक रूप से प्रभारित की गई विद्युत-दर को सत्यापन के समय प्रस्तुत करना होगा।
- (च) जहां पारेषण अनुज्ञप्तिधारी तथा हितग्राहियों/लाभार्थियों द्वारा परस्पर सहमति के आधार पर विनियमों के अनुसार निम्नतर दर प्रभारित करने का निर्णय लिया गया हो वहां समस्त विद्युत-दर में इन विनियमों के अनुसार पूंजीगत लागत तथा अतिरिक्त पूंजीगत व्ययों के आधार पर सत्यापन के समय ऊर्ध्वमुखी पुनरीक्षण (upward revision) नहीं किया जाएगा :

परन्तु यह कि जहां सत्यापित की गई विद्युत-दर (टैरिफ) सम्मत विद्युत-दर (agreed tariff) से कम हो वहां पारेषण अनुज्ञप्तिधारी केवल ऐसी सत्यापित विद्युत-दर ही प्रभारित करेगा :

परन्तु आगे यह और कि पक्षों के मध्य सम्मत विद्युत-दर (agreed tariff) तथा सत्यापित विद्युत-दर (trued-up tariff) के मध्य अन्तर का निपटान इन विनियमों के अनुसार किया जाएगा।

46. मानदण्डों से विचलन (Deviation from Norms) :

पारेषण प्रभारों हेतु विद्युत-दर (टैरिफ) का अवधारण इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों से विचलन किये जाने पर निम्न शर्तों के अधीन रहते हुए किया जा सकेगा :

- (क) परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के अन्तर्गत, समतुल्य विद्युत्-दर (Levelized Tariff) जिसकी गणना केन्द्रीय विद्युत् नियामक आयोग द्वारा समय-समय पर अधिसूचित छूट कारक (discounting factor) पर आधारित मानदण्डों से विचलन के आधार पर अधिनियम की धारा 63 के अन्तर्गत परियोजनाओं हेतु की गई हो, बशर्ते यह इन विनियमों में विनिर्दिष्ट मानदण्डों के अनुसार की गई गणना से अधिक न हो ; और

(ख) कोई भी विचलन केवल आयोग के अनुमोदन पश्चात् ही प्रभावशील होगा जिस हेतु पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा लागू विद्युत-दर (टैरिफ) के अवधारण हेतु एक आवेदन-पत्र टैरिफ याचिका/वार्षिक राजस्व आवश्यकता दाखिल करने से पूर्व प्रस्तुत करना होगा।

47. कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति(Power to Remove Difficulties) :

यदि इन विनियमों के किसी भी उपबन्ध को क्रियान्वित करने में कोई कठिनाई उत्पन्न हो तो आयोग किसी सामान्य अथवा विशेष आदेश द्वारा ऐसा कर सकेगा, उत्तरदायित्व का निर्वहन कर सकेगा अथवा अनुज्ञप्तिधारी को ऐसा कार्य करने अथवा उत्तरदायित्व के निर्वहन हेतु निर्देशित कर सकेगा जो आयोग की राय में कठिनाइयां दूर करने के प्रयोजन से आवश्यक अथवा वांछनीय है।

48. शिथिल करने संबंधी शक्ति (Power to Relax) :

आयोग लिखित कारणों के अभिलेखन पश्चात् इन विनियमों से संबंधित कतिपय प्रावधानों को स्वप्रेरणा से या हित रखने वाले किसी पक्षकार द्वारा उसके समक्ष आवेदन प्रस्तुत करने पर शिथिल कर सकेगा।

49. संशोधन करने की शक्ति (Power to Amend) :

आयोग किसी भी समय इन विनियमों के उपबन्धों को उनमें कुछ भी जोड़ने, बदलने, परिवर्तन करने, सुधारने अथवा संशोधन करने संबंधी अभिक्रिया कर सकेगा।

50. निरसन तथा व्यावृत्ति (Repeal and Savings) :

(50.1) विनियम अर्थात्: "मध्यप्रदेश विद्युत् नियामक आयोग (पारेषण टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें) (पुनरीक्षण-चतुर्थ) विनियम, 2020 {आरजी-28(IV), वर्ष 2020}" क्रमांक 234/मप्रविनिआ/2020 दिनांक 06.02.2020 जो राजपत्र में अधिसूचना दिनांक 14.02.2020 द्वारा समस्त संशोधनों के साथ सहपठित है जैसा कि यह विनियमों की विषयवस्तु के साथ प्रयोज्य है, को एतद्वारा निरस्त किया जाता है।

(50.2) इस विनियमों में की कोई भी बात आयोग को ऐसे किसी आदेश को पारित करने हेतु अन्तर्निहित शक्तियों को सीमित अथवा प्रभावित नहीं करेगी जो न्याय के उद्देश्य प्राप्त करने अथवा आयोग की प्रक्रिया का दुरुपयोग रोकने के उद्देश्य से आवश्यक हो।

(50.3) इन विनियमों में कोई भी बात आयोग को अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूपता में मामलों में व्यवहार करने के लिये एक ऐसी प्रक्रिया अपनाने से नहीं रोकेगी, जो, तथापि, इन विनियमों के प्रावधानों से भिन्न हो, लेकिन जिसे आयोग मामले या मामलों के वर्ग की विशेष

परिस्थितियों के परिप्रेक्ष्य में और अभिलिखित किए जाने वाले कारणों से आवश्यक या समीचीन समझता हो।

- (50.4) इन विनियमों में कोई भी बात स्पष्टतया या परोक्ष रूप से आयोग को अधिनियम के अधीन किसी मामले में कार्यवाही करने से या शक्ति का प्रयोग करने से नहीं रोकेगा, जिसके लिये कोई संहिता निर्मित न की गई हो और आयोग इस तरह के मामलों में ऐसी रीति में, ऐसी कार्यवाही कर सकेगा और ऐसी शक्तियों का प्रयोग या ऐसे कृत्यों का पालन कर सकेगा जो कि वह उचित समझे।

टीप : इस मध्यप्रदेश विद्युत नियामक आयोग (पारेषण टैरिफ के अवधारण संबंधी निबंधन तथा शर्तें) (पुनरीक्षण-पंचम) विनियम, 2024" के हिन्दी रूपांतरण की व्याख्या या विवेचन या समझने की स्थिति में किसी प्रकार का विरोधाभास होने पर इसके अंग्रेजी संस्करण (मूल संस्करण) के संबंधित प्रावधानों में दी गई विवेचना के अनुसार ही उसका तात्पर्य माना जाएगा एवं इस संबंध में किसी प्रकार के विवाद की स्थिति में आयोग का निर्णय अंतिम एवं बाध्य होगा।

आयोग के आदेशानुसार,
उमाकान्त पाण्डा, सचिव.

परिशिष्ट-एक

अवमूल्यन अनुसूची (Depreciation Schedule)

सरल क्रमांक	परिसंपत्ति की विशिष्टताएं (Asset Particulars)	अवमूल्यन दर (उपादेय मूल्य =10%) सरल रेखा विधि
A	पूर्ण स्वामित्व के अंतर्गत भूमि	0.00%
B	पट्टे के अंतर्गत भूमि	
(i)	भूमि में निवेश हेतु	3.34%
(ii)	स्थल की सफाई की लागत हेतु	3.34%
	नवीन क्रय की गई परिसंपत्तियां	
(a)	निम्न हेतु भवन तथा सिविल अभियांत्रिकी कार्य	
(i)	कार्यालय एवं शोरूम	3.34%
(ii)	अस्थाई संरचनाएं, जैसे कि काष्ठ संरचनाएं	100.00%
(iii)	कच्चे मार्गों को छोड़कर, अन्य मार्ग	3.34%
(iv)	अन्य	3.34%
(b)	ट्रांसफार्मर, गुमटियां उपकेन्द्र उपकरण तथा अन्य स्थाई उपकरण (संयंत्र सम्मिलित कर)	
(i)	ट्रांसफार्मर, नींव को सम्मिलित करते हुए जिसका मूल्यांकन (रेटिंग) 100 केवीए तथा इससे अधिक है	5.28%
(ii)	अन्य	5.28%
C	स्विचगिअर, केवल कनेक्शन सम्मिलित करते हुए	5.28%
D	तड़ित चालक	
(i)	स्टेशन प्रकार का	5.28%
(ii)	खंभा प्रकार का	5.28%
E	सिन्क्रोनस कन्डेंसर	5.28%
F	बैट्रियां	5.28%
(i)	भूमिगत केबल, जाईट बॉक्स तथा डिसकनेक्टेड बॉक्स सम्मिलित कर	5.28%
(ii)	केबल डक्ट प्रणाली	5.28%
G	फेब्रीकेटेड इस्पात पर शिरोपरि तन्तुपथ, जो 66 केवी तक तथा इससे अधिक टर्मिनल वोल्टेज पर प्रचालित किया गया हो।	5.28%
H	मापयंत्र (मीटर)	5.28%
I	स्वचालित वाहन	9.50%

J	वातानुकूलन संयंत्र	
(i)	स्थैतिक (स्टैटिक)	5.28%
(ii)	वहनीय (पोर्टेबल)	9.50%
k(i)	कार्यालय फर्नीचर तथा फर्निशिंग	6.33%
k(ii)	कार्यालय उपकरण	6.33%
k(iii)	आन्तरिक वायरिंग, फिटिंग तथा उपकरण सम्मिलित कर	6.33%
k(iv)	पथ-प्रकाश जुड़ना (फिटिंग्स)	5.28%
L	भाड़े पर प्रदान किये गये उपकरण	
(i)	मोटरों को छोड़कर	9.50%
(ii)	मोटरें	6.33%
M	संचार उपकरण	
(i)	रेडियो तथा उच्च संवाहक प्रणाली	6.33%
(ii)	दूरभाष लाईनें तथा दूरभाष	6.33%
N	सूचना प्रौद्योगिकी उपकरण	15.00%
O	अन्य परिसम्पत्तियां जो उपरोक्त में सम्मिलित नहीं हैं	5.28%

परिशिष्ट-दो

एक माह के लिए पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक की गणना की प्रक्रिया

(Procedure for Calculation of Transmission System

Availability Factor for a Month)

1. nवें कैलेण्डर माह हेतु पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक अर्थात् 'Transmission System Availability Factor for nth Calendar Month (TAFp_n) अथवा 'TAFPN' की गणना तत्संबंधी पारेषण अनुज्ञापिधारी (Transmission Licensee) द्वारा की जाएगी तथा इसे संबंधित क्षेत्रीय भारप्रेषण केन्द्र (Regional Load Dispatch Centre) से पृथक-पृथक प्रत्येक प्रत्यावर्ती धारा (Alternating Current-AC) 'एसी' तथा उच्च वोल्टेज दिष्ट धारा (High Voltage Direct Current- HVDC) यथा 'एचवीडीसी पारेषण प्रणाली' हेतु सत्यापित तथा प्रमाणित कराया जाएगा तथा पारेषण प्रभारों के परस्पर हिस्सेदारी (Sharing) द्वारा वर्गीकृत किया जाएगा। प्रत्यावर्ती धारा (AC) प्रणाली के प्रकरण में पारेषण प्रणाली की उपलब्धता की गणना प्रत्येक क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली (Regional Transmission System) तथा अन्तर्क्षेत्रीय पारेषण प्रणाली (InterRegional Transmission System) के लिए की जाएगी।
2. nवें कैलेण्डर माह हेतु पारेषण प्रणाली उपलब्धता कारक ("TAFp_n") की गणना निम्न पहलुओं पर विचार करते हुए की जाएगी :
 - (i) **AC पारेषण तन्तुपथ (AC Transmission Lines)** : AC पारेषण तन्तुपथ के प्रत्येक परिपथ (Circuit) को एक घटक (element) माना जाएगा।
 - (ii) **अन्तर्संयोजन ट्रांसफार्मर (Inter-Connecting Transformers-ICTs)** : प्रत्येक अन्तर्संयोजन ट्रांसफार्मर संकोष (ICT Bank) या आईसीटी बैंक (तीन एकल फेज ट्रांसफार्मरों को एक साथ संयोजित करते हुए) एक घटक (element) का गठन करेंगे।
 - (iii) **स्थैतिक वार क्षतिपूरक (Static VAR Compensator-SVC) अथवा 'SVC'** : SVC मय SVC ट्रांसफार्मर द्वारा एक घटक (element) का गठन किया जाएगा।
 - (iv) **बस प्रतिघातक (Bus Reactors)/ अथवा स्विचेबल तन्तुपथ प्रतिघातक (Switchable line reactors)-** प्रत्येक बस प्रतिघातक (Bus Reactor) अथवा स्विचेबल तन्तुपथ प्रतिघातक (Switchable Line Reactor) को एक घटक माना जाएगा।

- (v) **उच्च वोल्टेज दिष्ट धारा द्वि-ध्रुवीय संयोजन (HVDC Bi-Pole links)-** HVDC संयोजन के प्रत्येक ध्रुव (पोल) को दोनों छोरों पर सहायक उपकरण (associated equipment) के साथ एक घटक (element) माना जाएगा।
- (vi) **उच्च वोल्टेज दिष्ट धारा पृष्ठासन्न केन्द्र (HVDC back to back station) :** उच्च वोल्टेजदिष्ट धारा पृष्ठासन्न केन्द्र (HVDC back-to back station) के प्रत्येक खण्ड (block) को एक घटक (element) माना जाएगा। यदि संबद्ध एसी तन्तुपथ (AC line) {जो उच्च वोल्टेज दिष्ट धारा पृष्ठासन्न केन्द्र के माध्यम से अन्तर्क्षेत्रीय विद्युत् (inter-regional powers) के अन्तरण के लिए आवश्यक है} उपलब्ध न हो तो उच्च वोल्टेजदिष्ट धारा पृष्ठासन्न केन्द्र खण्ड को भी अनुपलब्ध (unavailable) माना जाएगा।
- (vii) **स्थैतिक समकालिक क्षतिपूर्ति (स्टैटकॉम) :** प्रत्येक स्टैटकॉम (STATCOM) को पृथक घटक माना जाएगा।
3. पारेषण प्रणाली की प्रत्यावर्ती धारा (AC) तथा उच्च वोल्टेज दिष्ट धारा (HVDC) अंश (portion) की गणना पारेषण घटकों की प्रत्येक श्रेणी पर विचार करते हुए निम्नानुसार की जाएगी :

एसी प्रणाली हेतु टीएफएमएन प्रतिशत {TAFMn (in %) For AC System}

$$= \frac{o \times AV_o + (p \times AV_p) + (q \times AV_q) + (r \times AV_r) + (u \times AV_u)}{(o + p + q + r + u)} \times 100$$

जहां

o = AC तन्तुपथों की कुल संख्या

AV_o = AC तन्तुपथों (AC lines) की ' o ' संख्या की उपलब्धता

p = बस प्रतिघातकों (Bus Reactors) /स्विचेबल तन्तुपथ प्रतिघातकों (Switchable line reactors) की कुल संख्या

AV_p = बस प्रतिघातकों (Bus Reactors) /स्विचेबल तन्तुपथ प्रतिघातकों (Switchable line reactors) की ' p ' संख्या की उपलब्धता

q = अन्तर्संयोजन ट्रांसफार्मरों (ICTs) की कुल संख्या

AV_q = अन्तर्संयोजन ट्रांसफार्मरों (ICTs) की ' q ' संख्या की उपलब्धता

r = स्थैतिक वार क्षतिपूरकों (SVCs) की कुल संख्या

AV_r = स्थैतिक वार क्षतिपूरकों (SVCs) की 'r' संख्या की उपलब्धता

u = स्टैटकॉम (STATCOM) की कुल संख्या

AV_u = 'u' संख्या में स्टैटकॉम (STATCOM) की उपलब्धता

HVDC प्रणाली हेतु प्रतिशत टीएएफएम (TAFMn(in%) For HVDC System) :

$$= \frac{\sum_{x=1}^s C_{xbp}(\text{act}) \times AV_{xbp} + \sum_{y=1}^t C_{ybtb}(\text{act}) \times AV_{ybtb}}{\sum_{x=1}^s C_{xbp} + \sum_{y=1}^t C_{ybtb}} \times 100$$

जहाँ

$C_{xbp}(\text{act})$	= 'x' वें HVDC पोल की वास्तविक परिचालन क्षमता
C_{xbp}	= 'x' वें HVDC पोल की कुल निर्धारित क्षमता
AV_{xbp}	= 'x' वें HVDC पोल की उपलब्धता
$C_{ybtb}(\text{act})$	= 'y' वें HVDC पृष्ठासन्न केन्द्र खण्ड की कुल संचालित क्षमता
AV_{ybtb}	= 'y' वें HVDC पृष्ठासन्न केन्द्र खण्ड की कुल उपलब्धता
S	= HVDC ध्रुवों (Poles) की कुल संख्या
T	= HVDC पृष्ठासन्न खण्डों की कुल संख्या

पारेषण घटकों की प्रत्येक श्रेणी की उपलब्धता की गणना भारिता कारक (weightage factor) उक्त अवधि के प्रत्येक घटक हेतु विचाराधीन (under consideration) कुल घंटों की अवधि तथा अनुपलब्ध घंटों (non-available hours) की अवधि के आधार पर की जाएगी।

पारेषण घटकों की प्रत्येक श्रेणी हेतु गणना के सूत्र परिशिष्ट-तीन के अनुसार होंगे। पारेषण तत्वों की प्रत्येक श्रेणी हेतु भारिता कारक (weightage factor) को निम्नानुसार माना जाएगा:

- AC तन्तुपथ के प्रत्येक परिपथ (circuit) हेतु-परिपथ में उप चालकों (sub-conductors) की संख्या तथा सर्किट किमी (ckt-km) का गुणनफल ;
- प्रत्येक HVDC Pole हेतु-निर्धारित मेगावाट क्षमता x सर्किट किमी ;
- प्रत्येक अन्तर्संयोजन ट्रांसफार्मर (ICT) बैंक हेतु-निर्धारित एमवीए क्षमता ;
- स्थैतिक वार क्षतिपूरक (SVC) हेतु-निर्धारित MVAR क्षमता {प्रेरक (inductive) तथा संधारित्र ((Capacitive)) ;
- बस प्रतिघटक/स्विचेबल तन्तुपथ प्रतिघातकों (Bus Reactor/Switchable Line ReactorS) हेतु-निर्धारित MVAR क्षमता ;
- दो क्षेत्रीय ग्रिडों (regional grids) को संयोजित करने वाले HVDC पृष्ठासन्न-केन्द्र (back to back station) हेतु-प्रत्येक खण्ड की निर्धारित MW क्षमता ; तथा

- (छ) स्टेटकॉम (STATCOM) हेतु – कुल निर्धारित एमवीएआर क्षमता।
5. अवरोध (Outage) के अंतर्गत निम्न पारेषण घटकों (transmission elements) को उपलब्ध माना जाएगा।
- (i) आयोग द्वारा अनुमोदित अन्य पारेषण योजना (transmission scheme) अथवा नवीन घटक के निर्माण अथवा विद्यमान प्रणाली में नवीनीकरण/उन्नयन/अतिरिक्त पूंजीकरण के संधारण हेतु प्रणाली बंद किये जाने हेतु प्राप्त की गई सुविधा। यदि अन्य पारेषण योजना पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के स्वामित्व में हो तो संबंधित क्षेत्रीय/राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा मानी गयी उपलब्धता अवधि को उक्त समय सीमा के भीतर नियंत्रित कर सकेगा जैसा कि उसके द्वारा सन्निहित कार्य हेतु युक्तिसंगत माना जाए। मानी गई उपलब्धता के बारे में किसी विवाद के प्रकरण में, मामले को उपयुक्त प्राधिकारी को निवारण हेतु 30 दिवस के भीतर प्रस्तुत किया जा सकेगा।
- (ii) संबंधित क्षेत्रीय/राज्य भार प्रेषण केन्द्र के निर्देशानुसार किसी पारेषण तन्तुपथ (transmission line) की आधिक्य वोल्टेज को नियंत्रित किये जाने हेतु तथा चालू प्रतिघातकों (reactors) की हस्तचालित व्यवस्था द्वारा विद्युत आपूर्ति को बंद करना।
6. निम्न आकस्मिकताओं के बारे में विचाराधीन अवधि के दौरान, पारेषण घटकों की अवरोध अवधि को जैसा कि इसे संबंधित क्षेत्रीय/राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा प्रमाणित किया जाए, घटक के कुल समय में सम्मिलित नहीं किया जाएगा :
- (i) दैविक प्रकोप तथा विशेष आकस्मिक घटनाओं (force majeure) के कारण घटकों का अवरोध जो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के नियंत्रण बाहर परिस्थितियों द्वारा निमित्त हो। तथापि, कथित अवरोध विशेष आकस्मिक घटनाओं के कारण है (न कि रूपांकन की विफलता के कारण), का सत्यापन संबंधित क्षेत्रीय/राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा किया जाएगा। संबंधित क्षेत्रीय/राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा घटक की युक्तियुक्त पुनर्स्थापना (reasonable restoration) समय के बारे में विचार किया जाएगा तथा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा घटक की पुनर्स्थापना (restoration) हेतु युक्तिसंगत समय से अधिक समय को अवरोध समय माना जाएगा तथा इस हेतु पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को उत्तरदायी माना जाएगा। संबंधित क्षेत्रीय/राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा युक्तिसंगत पुनर्स्थापना समय के बारे में पारेषण अनुज्ञप्तिधारी या किसी विशेषज्ञ से परामर्श किया जा सकेगा। आपात पुनर्स्थापना प्रणाली (Emergency Restoration System) के माध्यम से पुनर्स्थापित परिपथों (restored circuits) को उपलब्ध माना जाएगा ;

- (ii) किसी ग्रिड की घटना (grid incident)/विक्षोभ (disturbance) के कारण घटित अवरोध (outage caused), जो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के कारण न हो, उदाहरण के तौर पर अन्य किसी अभिकरण (Agency) के स्वामित्व वाले उपकेन्द्र तथा 'बे' में दोष (fault) जो पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के घटकों में अवरोध उत्पन्न करता हो, ग्रिड में विक्षोभ के कारण तन्तुपथों, अन्तर्संयोजित ट्रांसफार्मरों, उच्च वोल्टेज दिष्ट धारा (HVDC) आदि से विद्युत् की आपूर्ति बंद होना। तथापि, यदि ग्रिड की घटना/विक्षोभ के पश्चात् घटक की पुनर्स्थापना क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र से निर्देशों की प्राप्ति के उपरांत भी युक्तियुक्त समय में उसे सामान्य स्थिति में लाते समय प्राप्त न हो, तो ऐसी परिस्थिति में क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा पुनर्स्थापना हेतु अवरोध अवधि बाबत जारी किये गये दिशा-निर्देशों के पश्चात् घटक को अनुपलब्ध माना जाएगा :

परन्तु यह कि विद्युत् अवरोध कारण के बारे में पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के साथ किसी मतभेद के प्रकरण में, इसे उपयुक्त प्राधिकारी को तीस दिवस के भीतर निराकरण हेतु प्रस्तुत किया जाएगा। उपरोक्त प्रकरण का निराकरण दो माह की अवधि के भीतर अनिवार्य रूप से किया जाएगा :

परन्तु आगे यह और कि जहां अनुशंसा को साठ दिवस के भीतर अन्तिम रूप देने में कठिनाई अथवा विलंब हो वहां संबंधित क्षेत्रीय/राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रकरण के अन्तिम निर्णय होने तक प्रावधिक आधार (provisional basis) पर अवरोध घंटों (outage hours) की अनुमति प्रदान कर सकेगा।

पारेषण प्रणाली उपलब्धता के प्रमाणीकरण हेतु समय सीमा :

- (1) संबंधित क्षेत्रीय/राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा उपलब्धता के प्रमाणीकरण हेतु निम्न अनुसूचि (scheme) का अनुसरण किया जाएगा :
- पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र/घटकों को अवरोध आंकड़ों (outage data) का प्रस्तुतिकरण – आगामी माह की पांचवी तिथि तक;
 - राज्य भार प्रेषण केन्द्र द्वारा अवरोध आंकड़ों (outage data) की समीक्षा तथा इसे तत्संबंधी क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र को अग्रेषित करना – माह की बीसवी तिथि तक; और
 - तत्संबंधी क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा उपलब्धता प्रमाण-पत्र जारी करना – आगामी माह की तीसरी तिथि तक ।

परिशिष्ट - तीन

**पारेषण घटकों की प्रत्येक श्रेणी हेतु उपलब्धता की गणना हेतु सूत्र (FORMULA FOR
(CALCULATION OF AVAILABILITY OF EACH CATEGORY OF TRANSMISSION
ELEMENTS)**

AV_0 (0 संख्या में एसी लाइनों की उपलब्धता)

{ AV_0 (Availability of 0 no. of AC lines) } =

$$\frac{\sum_{i=1}^0 W_i(T_i - TN_{AI})/T_i}{\sum_{i=1}^0 W_i}$$

AV_q {q संख्या में अन्तर्संयोजन ट्रांसफार्मरों (ICTs) की उपलब्धता}

{ AV_q (Availability of q no. of ICTs) =

$$\frac{\sum_{k=1}^q W_k(T_k - TN_{AK})/T_k}{\sum_{k=1}^q W_k}$$

AV_r (r संख्या में स्थैतिक वार क्षतिपूरकों की उपलब्धता)

{ AV_r (Availability of r no. of SVCs) }=

$$\frac{\sum_{l=1}^r W_l(T_l - TN_{Al})/T_l}{\sum_{l=1}^r W_l}$$

AV_p (p संख्या में स्विचयोग्य बस प्रतिघतकों की उपलब्धता)

{ AV_p (Availability of p no. of Switched Bus reactor) =

$$\frac{\sum_{m=1}^p W_m(T_m - TN_{Am})/T_m}{\sum_{m=1}^p W_m}$$

AV_u u संख्या में (स्टेटकॉम की उपलब्धता)

{ Availability of u no. of STATCOMS } =

$$\frac{\sum_{n=1}^u W_n(T_n - TN_{An})/T_n}{\sum_{n=1}^u W_n}$$

AV_{xbp} (एक वैयक्तिक HVDC पोल की उपलब्धता)

{Availability of an individual HDVC Pole} =

$$\frac{(T_x - TN_{Ax})}{T_x}$$

AV_{ybtb} (एक वैयक्तिक HVDC पृष्ठासन्न खण्डों की उपलब्धता)

{Availability of an individual HVDC Back-to back Blocks} = $\frac{(T_y - TN_{Ay})}{T_y}$

उच्च वोल्टेज दिष्ट धारा पारेषण प्रणाली हेतु (For HVDC transmission system)

नवीन HVDC क्रियाशील किये गये परन्तु जिनके द्वारा बारह माह की अवधि पूर्ण न की गई हो :

प्रथम बारह माह हेतु : [(AV_{xbp} अथवा AV_{ybtb})x 95% / 85%] उच्चतम सीमा 95% के अध्यक्षीन

O = AC लाइनों की संख्या ;

AV_0 = O संख्या में AC लाइनों की उपलब्धता ;

P = बस प्रतिघातकों (reactors) / स्विचेबल तन्तुपथ प्रतिघातकों (Switchable Line Reactors) की संख्या ;

$AV_p = P$ संख्या में बस प्रतिघातकों (reactors)/स्विचेबल तन्तुपथ प्रतिघातकों (Switchable Line Reactors) की उपलब्धता ;

$q =$ अन्तर्संयोजन ट्रांसफार्मरों (ICTs) की संख्या ;

$AV_q = q$ संख्या में ICTs की उपलब्धता ;

$r =$ स्थैतिक वार क्षतिपूरकों (SVCs) की संख्या ;

$AV_r = r$ संख्या में SVCs की उपलब्धता ;

$AV_u = u$ संख्या में स्टेटकॉम (Statcoms) की उपलब्धता ;

$W_j = j$ वी पारेषण लाईन का भारिता कारक (weightage factor) ;

$W_k = k$ वें अन्तर्संयोजन ट्रांसफार्मर (ICT) का भारिता कारक ;

$W_l = l$ वें स्थैतिक वार क्षतिपूरक के प्रेरक (inductive) तथा संधारित्र (capacitive) परिचालन का भारिता कारक ;

$W_m = m$ वें बस प्रतिघातक (bus reactor) का भारिता कारक ;

$W_n = n$ वें स्टेटकॉम (Statcom) का भारिता कारक ;

$T_j, T_k, T_l, T_m, T_n, T_j, T_x, T_y$ विचाराधीन अवधि के दौरान j वीं AC लाईन, K वें अन्तर्संयोजन ट्रांसफार्मर (ICT) l वें स्थैतिक वार क्षतिपूरक (SVC), m वीं T_y स्विचड बस प्रतिघातक (Switched Bus Reactor) तथा n वें स्टेटकॉम (Statcom), x वें एचवीडीसी पोल (HVDC pole), y वें HVDC पृष्ठासन्न खण्डों की समयावधि, घंटों में (अवरोध जिस हेतु पारेषण अनुज्ञप्तिधारी उत्तरदायी नहीं है, से संबंधित समयावधि को छोड़कर जिन हेतु कारण प्रक्रिया के पैरा 5 में दर्शाये गये हैं।

$T_{NAi}, T_{NAk}, T_{NAj}, T_{NAm}, T_{NAn}, T_{NAx}, T_{NAy}$ - i वीं एसी लाईन, j वें उच्चदाब दिष्ट धारा पोल (HVDC pole), k वें अन्तःसंबद्ध ट्रांसफार्मर (ICT), l वें स्थैतिक वार क्षतिपूरक (SVC), m वें स्विचयुक्त बस प्रतिघातक (Switched Bus Reactor) तथा n वें स्टेटकॉम, x वें उच्चदाब दिष्ट धारा पोल (HVDC pole) तथा y वें दिष्टधारा पृष्ठासन्न खण्ड (HVDC back-to-back block) हेतु अनुपलब्धता की अवधि घंटों में (अवरोधों (outages) हेतु समयावधि को छोड़कर जिस हेतु पारेषण अनुज्ञप्तिधारी को आरोप्य नहीं है, जिसे पैरा 5 में दर्शाई गई प्रक्रिया के अनुसार T_{NAn} मानी गई उपलब्धता लिया गया है)।

Bhopal, the 20th June 2024

No. 1578/MPERC/2024. In exercise of powers conferred by Section 181 (2)(h) and 181 (2) (zd) read with Sections 36 and 61 of the Electricity Act, 2003 (No. 36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission hereby makes the following Regulations, namely: -

**MADHYA PRADESH ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION
(TERMS AND CONDITIONS FOR DETERMINATION OF TRANSMISSION TARIFF)
(REVISION - V), REGULATIONS, 2024
{RG – 28 (V) OF 2024}**

PREAMBLE

The control period of five years from FY 2019-20 to FY 2023-24 of the MPERC (Terms and conditions for determination of Transmission Tariff) Regulations, 2020 (RG -28 (IV) of 2020) has ended on 31/03/2024. Now the Commission has decided to specify the principles and methodologies for a control period of five years in line with the control period notified by the Central Electricity Regulatory Commission. Therefore, in order to specify the terms and conditions for determination of Transmission tariff for the next control period of five years from FY 2024-25 to FY 2028-29, it is necessary to make these Regulations:-

CHAPTER - I

PRELIMINARY

1. Short title and commencement:

- (1.1) These Regulations shall be called “Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Transmission Tariff) (Revision - V), Regulations, 2024 {RG – 28 (V) of 2024}”.
- (1.2) These Regulations shall extend to the whole of the State of Madhya Pradesh.
- (1.3) These Regulations shall come in force with effect from 1st April 2024 and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of five years i.e. up to 31st March 2029.

2. Scope and extent of application:

These Regulations shall apply in all cases of determination of intra - State Transmission Tariff under Section 62 of the Electricity Act, 2003 to be charged by the Transmission Licensee to Distribution Licensees/ Open Access Customers, to whom the capacity of the Transmission System has been allotted under MPERC (Terms & Conditions of Intra- State Open Access in MP) Regulations, 2005, as amended from time to time:

Provided, the tariff of all new intra-state transmission projects costing above a threshold limit of Rs. 400 Crore (Rupees Four Hundred Crore), shall be determined through transparent bidding process and shall be adopted by the Commission under Section 63 of the Electricity Act' 2003 after prudence check in accordance with the relevant Guidelines (and its amendments) issued by the Ministry of Power, Government of India.

3. Norms of Operation to be ceiling norms:

For removal of doubts, it is clarified that the norms of operation specified under these Regulations are the ceiling norms and this shall not preclude the Transmission Licensee and Beneficiaries from agreeing to improved norms of operation and in such cases, the improved norms as agreed to shall be applicable for determination of Tariff.

4. Definitions and Interpretations:

(4.1) In these Regulations, unless the context otherwise requires,

(1) "Act" means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);

(2) "Accounting Statement" means the following statements for each financial year, namely-

- (i) Balance sheet, prepared in accordance with the form contained in the Companies Act, 2013 as amended from time to time; together with notes thereto, and such other supporting statements and information as the Commission may direct from time to time;
- (ii) Profit and loss account, complying with the requirements contained in the Companies Act, 2013 as amended from time to time or in the relevant Schedule of its amendment;
- (iii) Cash flow statement, prepared in accordance with the relevant Accounting Standard on Cash Flow Statement of the Institute of Chartered Accountants of India;

- (iv) Report of the Auditor(s) of the licensee;
- (v) Directors' report and accounting policies;
- (vi) Cost records, if any, prescribed by the Central Government under the Companies Act, 2013 as amended from time to time;
- (3) **“Additional Capital expenditure”** means the capital expenditure incurred, or projected to be incurred after the date of commercial operation of the project by the transmission licensee in accordance with the provisions of these Regulations;
- (4) **“Additional Capitalisation”** means the additional capital expenditure admitted by the Commission after prudence check, in accordance with these Regulations;
- (5) **“Admitted capital cost”** means the capital cost which has been allowed by the Commission for servicing through tariff after due prudence check in accordance with the relevant tariff Regulations;
- (6) **“Auditor”** means an auditor appointed by a transmission licensee in accordance with the provisions of the Companies Act, 2013 (18 of 2013) as amended from time to time or any other extant law being in force;
- (7) **“Availability”** in relation to a Transmission System for a given period shall mean the time in hours during that period the Transmission System is capable of transmitting electricity at its declared voltage to the delivery point and shall be expressed in percentage of total hours in the given period;
- (8) **“Beneficiary”** means long term, medium term and short term Transmission Customers, for whom tariff is determined under these Regulations;
- (9) **“Capital Cost”** means the capital cost as determined in accordance with Regulation 19 & 20 of these Regulations;
- (10) **“Change in Law”** means occurrence of any of the following events:
- (i) enactment, bringing into effect or promulgation of any new Indian law; or
- (ii) adoption, amendment, modification, repeal or re-enactment of any existing Indian law; or

- (iii) 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
- (iv) change by any competent statutory authority in any condition or covenant of any consent or clearances or approval or licence available or obtained for the project; or
- (v) coming into force or change in any bilateral or multilateral agreement/treaty between the Government of India and any other Sovereign Government having implication for the Transmission System regulated under these Regulations;
- (11) “**Commission**” means the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission;
- (12) “**Communication System**” includes Communication System of Madhya Pradesh Power Transmission Company Ltd. covered under State Load Dispatch and Communication (SLD&C) scheme, SCADA, Wide Area Measurement System (WAMS), Fiber Optic Communication System, Remote Terminal Unit, Private Automatic Branch Exchange, Radio Communication System and auxiliary power supply system etc. used for managing intra-state transmission of electricity;
- (13) “**Competitive Bidding**” means a transparent process for procurement of equipment, services and works in which bids are invited by the project developer by open advertisement covering the scope and specifications of the equipment, services and works required for the project, and the terms and conditions of the proposed contract as well as the criteria by which bids shall be evaluated, and shall include domestic competitive bidding and international competitive bidding;
- (14) “**Cut-off Date**” means the last date of the calendar month after thirty six months from the date of commercial operation of the project;
- (15) “**Day**” means a calendar day consisting of 24 hours period starting at 0000 hours;
- (16) “**Date of Commercial Operation**” or “**COD**” shall have the same meaning as defined in M. P. Electricity Grid Code, 2024;
- (17) “**De-capitalisation**” for the purpose of the tariff under these Regulations, means reduction in Gross Fixed Assets of the project as admitted by the Commission corresponding to inter-unit transfer of assets or the assets taken out from service;
- (18) “**De-commissioning**” means removal from service of a transmission system including communication system or element thereof, after it is certified by the Central Electricity

Authority or any other authorized agency, either on its own or on an application made by the project developer or the beneficiaries or both, that the project cannot be operated due to non-performance of the assets on account of technological obsolescence or uneconomic operation or a combination of these factors;

- (19) **“Element”** means an asset which has been distinctively defined under the scope of the transmission project in the Investment Approval such as transmission lines including line bays and line reactors, substations, bays, compensation device, Interconnecting Transformers;
- (20) **“Existing Project.”** means a project which has been declared under commercial operation on a date prior to 01.04.2024;
- (21) **“Expansion project”** shall include any addition of new capacity or augmentation of the existing transmission system;
- (22) **“Expenditure Incurred”** means the fund, whether the equity or debt or both, actually deployed and paid in cash or cash equivalent, for creation or acquisition of a useful asset and does not include commitments or liabilities for which no payment has been released;
- (23) **“Extended Life”** means the life of a transmission system or element thereof beyond the period of useful life, as may be determined by the Commission on case to case basis;
- (24) **“Force Majeure”** for the purpose of these Regulations means the events or circumstances or combination of events or circumstances including those stated below which partly or fully prevents the transmission licensee to complete the project within the time specified in the Investment Approval, and only if such events or circumstances are not within the control of the transmission licensee and could not have been avoided, had the transmission licensee taken reasonable care or complied with prudent utility practices:
- a. Act of God including lightning, drought, fire and explosion, earthquake, volcanic eruption, landslide, flood, cyclone, typhoon, tornado, geological surprises, or exceptionally adverse weather conditions which are in excess of the statistical measures for the last hundred years; or
 - b. Any act of war, invasion, armed conflict or act of foreign enemy, blockade, embargo, revolution, riot, insurrection, terrorist or military action; or
 - c. Industry wide strikes and labour disturbances having a nationwide impact in India;
or

- d. Delay in obtaining statutory approval for the project except where the delay is attributable to project developer;
- (25) “**Grid Code**” means the Madhya Pradesh Electricity Grid Code (Revision-III), 2024 as amended from time to time or subsequent re-enactment thereof;
- (26) “**Implementation Agreement**” means any agreement or covenant entered into (i) between the transmission licensee and the generating company or (ii) between transmission licensee and developer of the interconnected transmission system for the execution of transmission projects in a coordinated manner, laying down the project implementation schedule and mechanism for monitoring the progress of the projects;
- (27) “**Indian Governmental Instrumentality**” means the Government of India, the State Government and any ministry or department or board or agency controlled by the Government of India or the State, or quasi-judicial authority constituted under the relevant statutes in India;
- (28) “**Investment Approval**” means approval by the Board of the transmission licensee or the State Government or any other competent authority conveying administrative sanction for the project including funding of the project and the timeline for the implementation of the project:
- Provided that the date of Investment Approval shall be reckoned from the date of the resolution of the Board of the transmission licensee where the Board is competent to accord such approval and from the date of sanction letter of competent authority in other cases;
- (29) “**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;
- (30) “**Long-Term Transmission Customer**” means a person having a Long Term Transmission Service agreement for the period exceeding five years with the Transmission Licensee including deemed Transmission Licensee for use of intra/inter-State Transmission System by paying transmission charges and the term may be used interchangeably with the term Designated ISTS Customers (DICs);
- (31) “**Medium-Term Transmission Customer**” means a person having a medium-term lien for the period exceeding three months and upto five years over an inter/ intra-State Transmission System by virtue of paying transmission charges;

- (32) **“New Project”** means the transmission system or element thereof achieving its commercial operation on or after 1.4.2024;
- (33) **“Officer”** means an Officer of the Commission;
- (34) **“Operation and Maintenance Expenses”** or **‘O&M expenses’** means the expenditure incurred for operation and maintenance of the project, or part thereof, and includes the expenditure on manpower, maintenance, repairs and maintenance spares, administrative and general expenses;
- (35) **“Original Project Cost”** means the capital expenditure incurred by the transmission licensee within the original scope of the project up to the cut-off date and as admitted by the Commission;
- (36) **“Project”** means the transmission system including communication system;
- (37) **“Prudence Check”** means scrutiny of reasonableness of any cost or expenditure incurred or proposed to be incurred in accordance with these Regulations by the transmission licensee;
- (38) **‘Quarter’** means the period of three months commencing on the first day of April, July, October and January of each financial year in case of an existing project, and in case of a new project, in respect of the first quarter, from the date of commercial operation to the last day of June, September, December or March, as the case may be;
- (39) **“Rated Voltage”** means the manufacturer’s design voltage at which the transmission system is designed to operate and includes such lower voltage at which any transmission line is charged or for the time being charged, in consultation with long-term customers;
- (40) **“Reference Rate of Interest”** means the one-year marginal cost of funds based lending rate (MCLR) of the State Bank of India (SBI) issued from time to time plus 325 basis points;
- (41) **“Regular Service”** means putting into use a Transmission System or element thereof after successful trial operation and a certificate to that effect has been issued by the State Load Despatch Centre;
- (42) **“Scheduled Commercial Operation Date or ‘SCOD’”** shall mean the date(s) of commercial operation of a transmission system or element thereof and associated

communication system as indicated in the Investment Approval or as agreed in power purchase agreement or transmission service agreement whichever is earlier;

- (43) **“Secretary”** means Commission Secretary;
- (44) **“Short-term Transmission Customer”** in the context of usage of Transmission System means a person having short term lien for a period upto three months over an inter/intra-State Transmission System by virtue of paying transmission charges;
- (45) **“Start Date or Zero Date”** means the date indicated in the Investment Approval for commencement of implementation of the project and where no such date has been indicated, the date of Investment Approval shall be deemed to be Start Date or Zero Date;
- (46) **“Tariff”** means the schedule of charges for transmission of electricity together with terms and conditions thereof;
- (47) **“Tariff Period”** means the period for which Tariff is determined by the Commission under these Regulations;
- (48) **“Transmission Line”** shall have the same meaning as defined in sub-Section (72) of Section 2 of the Act;
- (49) **“Transmission Service Agreement”** means the agreement entered into between the Transmission Licensee and the Long-Term / Medium-Term Transmission Customer(s) and shall include the Bulk Power Transmission Agreement;
- (50) **“Transmission System”** means a line or a group of lines with or without associated sub-station, equipment associated with transmission lines and sub-stations identified under the scheme as per the Investment Approval(s) and shall include associated communication system;
- (51) **“Transmission Licensee”** means a Licensee authorized to establish or operate transmission lines;
- (52) **“Transmission System Availability Factor”** means Availability of the Transmission System as certified by the State Load Despatch Centre;
- (53) **“Trial Run or Trial Operation”** in relation to transmission system shall have the same meaning as specified in M. P. Electricity Grid Code, 2024;

(54) “Useful life” in relation to a Transmission System from the COD shall mean the following, namely:

(i)	AC and DC sub-station	25 years
(ii)	Gas Insulated Substation (GIS)	25 years
(iii)	Transmission line (including HVAC)	35 years
(iv)	Optical Ground Wire (OPGW)	15 years
(v)	IT system, SCADA and Communication system excluding OPGW	7 years

Provided that the extension of life of the projects beyond the completion of their useful life shall be decided by the Commission on case to case basis; and

(55) “Year” means a financial year beginning on 1st April and ending on 31st March:

Provided that the first year in case of a new project shall commence from the date of commercial operation and end on the immediately following 31st March.

(4.2) The words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act or any other Regulation of the Commission shall have the mean assigned to them under the Act or any other Regulation of the Commission.

Chapter – II

COMMERCIAL OPERATION

5. Commercial Operation:

In case the transmission system or element thereof executed by a transmission licensee is ready for commercial operation but the interconnected generating station or the transmission system of other transmission licensee as per the agreed project implementation schedule is not ready for commercial operation, the transmission licensee may file petition before the Commission for approval of the date of commercial operation of such transmission system or element thereof:

Provided that the transmission licensee seeking the approval of the date of commercial operation under this clause shall give prior notice of at least one month, to the generating company or the other transmission licensee and the long term customers of its transmission system, as the case may be, regarding the date of commercial operation:

Provided further that the transmission licensee seeking the approval of the date of commercial operation of the transmission system under this clause shall be required to submit the following documents along with the petition:

- (a) Energization certificate issued by the concerned Authority / Electrical Inspector;
- (b) Trial operation certificate issued by the concerned LDC for charging element with or without electrical load;
- (c) Implementation Agreement, if any, executed by the parties;
- (d) Minutes of the coordination meetings or related correspondences regarding the monitoring of the progress of the generating station and transmission systems including extension of SCOD of a Generating station or Transmission system due to force majeure conditions, if any;
- (e) Notice issued by the transmission licensee as per the first proviso under this clause and the response; and
- (f) Certificate of the CEO or MD or CMD of the company regarding the completion of the transmission system including associated communication system in all respects.

6. Treatment of mismatch in date of commercial operation:

- i) In case of mismatch of the date of commercial operation of the generating station and the transmission system, the liability for the transmission charges shall be determined as under:
 - a) Where the generating station has not achieved the commercial operation as on the date of commercial operation of the associated transmission system (which is not before the SCOD of the generating station) and the Commission has approved the date of commercial operation of such transmission system in terms of the Regulation 5 of these Regulations, the generating company shall be liable to pay the transmission charges of the associated transmission system to the transmission licensee as determined by the Commission, till the generating station or unit thereof achieves commercial operation.
 - b) Where the associated transmission system has not achieved the commercial operation as on the date of commercial operation of the concerned generating station or unit thereof (which is not before the SCOD of the transmission system), the transmission licensee shall make alternate arrangement for the evacuation from the generating station at its own cost, failing which, the transmission licensee shall be liable to pay the transmission charges to the generating company, till the transmission system achieves the commercial operation.

- ii) In case of mismatch of the date of commercial operation of the transmission system and the transmission system of other transmission licensee, the liability for the transmission charges shall be determined as under:
- (a) Where an interconnected transmission system of other transmission licensee has not achieved the commercial operation as on the date of commercial operation of the transmission system (which is not before the SCOD of the interconnected transmission system) and the Commission has approved the date of commercial operation of such transmission system in terms of Regulation 5 of these Regulations, the other transmission licensee shall be liable to pay the transmission charges of the transmission system to the transmission licensee till the interconnected transmission system achieves commercial operation.
- (b) Where the transmission system has not achieved the commercial operation as on the date of commercial operation of the interconnected transmission system of other transmission licensee (which is not before the SCOD of the transmission system), the transmission licensee shall be liable to pay the transmission charges of such interconnected transmission system to the other transmission licensee or as may be determined by the Commission till the transmission system achieves the commercial operation.

CHAPTER – III

PROCEDURE FOR TARIFF DETERMINATION

7. **Tariff Determination:**

- (7.1) Tariff in respect of a transmission system may be determined for the whole of the transmission system or element thereof or associated communication system:

Provided that:

- i. In case of commercial operation of all elements of a transmission system prior to 01.04.2024, the transmission licensee shall file consolidated Multi Year Tariff petition in respect of the entire transmission system for the purpose of determination of tariff for the period 01.04.2024 to 31.3.2029:
- ii. In case of commercial operation of elements of the transmission system on or after 01.04.2024, the transmission licensee shall file a consolidated Multi Year Tariff petition, in accordance with the provisions of the Regulations, combining all elements of the transmission system:

(7.2) The Commission shall determine Tariff and charges including terms and conditions thereof under Section 62 of the Act read with Section 86 and Section 36 in the following cases: -

- (i) Intra-State transmission of electricity;
- (ii) Rates and charges for use of intervening transmission facilities, where these cannot be mutually agreed upon by the Licensees.

(7.3) The Commission may also determine Tariff for inter State transmission of electricity involving the territories of two States under Section 64(5) of the Act.

8. Principles for Tariff determination:

(8.1) These Regulations intend to encourage Transmission Licensee to operate on sound commercial principles. The Transmission Licensee shall be required to prepare their Accounting Statements as per the Company Law requirement, which shall be regularly submitted before the Commission as detailed in Regulation 11.1 of these Regulations. The incentive allowed to the Transmission Licensee shall depend upon performance relative to the benchmark levels of the operating parameters fixed by the Commission. Only prudent capital expenditure shall be considered for inclusion in the asset base.

(8.2) The Multi Year Tariff principles adopted in these Regulations seek to promote competition, adoption of commercial principles, efficient working of the Transmission Licensee and protection of Beneficiaries' interest. The operating and cost parameters for the Tariff Period have been prescribed after duly considering the past performance. The allowable Tariffs shall be determined in accordance with these norms. The Transmission Licensee is allowed to retain savings as a reward for performance better than those prescribed in these Regulations. This is expected to incentivize the Transmission Licensee for efficient performance and economical use of resources.

(8.3) Only those investments and capital expenditure that are in accordance with the guidelines issued by the Commission in this regard shall be allowed to be recovered through Tariff. This shall ensure prudent investments by the Transmission Licensee.

9. Application for determination of Tariff:

(9.1) An application for determination of Tariff shall be made in accordance with the manner specified in these Regulations and shall be accompanied by such fees as may be specified.

- (9.2) The Commission shall, at all times, have the authority, either Suo-Motu or on a petition filed by any interested or affected party, to determine the Tariff, including terms and conditions thereof, of Transmission Licensee and shall initiate the process of such determination in accordance with the procedure as may be specified:

Provided that the proceedings for such determination of Tariff including terms and conditions thereof, shall be in the same manner as set out in the Conduct of Business Regulations as amended from time to time.

- (9.3) The Transmission Licensee shall provide, as part of the application to the Commission, information in such formats, in hard and soft copy, as may be required by the Commission.
- (9.4) The Commission or the Secretary or any Officer designated for the purpose by the Commission may, upon scrutiny of the application, require the Transmission Licensee to furnish such additional information or particulars or documents as may be considered necessary for the purpose of processing the application.
- (9.5) Upon receipt of the complete application accompanied by all requisite information, particulars and documents in-compliance with all the requirements, the application shall be deemed to have been received and the Commission or the Secretary or the Officer designated for the purpose by the Commission shall intimate to the Transmission Licensee that the application is ready for publication, in such abridged form and manner, as may be specified [Refer MPERC (Details to be furnished and fees payable by licensee or generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulation 2004 as amended from time to time]. The Transmission Licensee shall place all the details of the petition filed before the Commission on its website not later than seven working days of its acceptance by the Commission.
- (9.6) The Transmission Licensee shall furnish to the Commission all such books and records (or certified true copies thereof), including the Accounting Statements, operational and cost data, as may be required by the Commission for determination of Tariff.
- (9.7) The Commission may, if deemed necessary, make available to any person, at any time, such information as has been provided by the Transmission Licensee to the Commission including abstracts of such books and records (or certified true copies thereof):

Provided that the Commission may, by order, direct that any information, documents and papers/materials maintained by the Commission, shall be confidential or privileged and shall not be available for inspection or supply of certified copies, and the Commission may also direct that such document, papers or materials shall not be used in any manner except as specifically authorized by the Commission.

(9.8) If the petition is inadequate in any respect as required under these Regulations, the application shall be returned to the Transmission Licensee for resubmission of the petition within one month after rectifying the deficiencies as may be pointed out by the staff of the Commission.

(9.9) If the information furnished in the petition is in accordance with the Regulations and is adequate for carrying out prudence check of the claims made, the Commission shall consider the suggestions and objections, if any, received from the respondents within one month from the date of filing of the petition (or any time period specified by the Commission) and any other person including the consumers or consumer associations. The Commission shall issue the tariff order after hearing the petitioner, the respondents and any other person specifically permitted by the Commission.

10. Methodology for Determination of Tariff and True-up:

(10.1) The Commission shall define Tariff Period for the Transmission Licensee from time to time. The principles for Tariff determination shall be applicable for the duration of the Tariff Period. The principles that guide tariff determination for the next tariff period shall be valid for the period from 1st April 2024 to 31st March 2029.

(10.2) Tariff in respect of Transmission Licensee shall be determined for the entire Transmission System of the Licensee.

(10.3) A Transmission Licensee shall file a petition at the beginning of the Tariff Period. A review shall be undertaken by the Commission to scrutinize and true up the Tariff on the basis of the capital expenditure and additional capital expenditure actually incurred in the Year for which the true up is being requested. However, in such true up, any abnormal and uncontrollable variation can also be considered at the Commission's discretion.

(10.4) The Commission shall carry out true up of tariff of Transmission Licensee based on the following controllable and uncontrollable factors:

a. The "controllable factors" shall include and be not limited to the following:

- (i) Efficiency in the implementation of the project not involving approved change in scope of such project, change in statutory levies or change in law or force majeure events; and
- (ii) Delay in execution of the project which may be attributed to contractor or supplier or agency of the transmission licensee.

b. The “uncontrollable factors” shall include and be not limited to the following:

- (i) Force Majeure;
- (ii) Change in Law; and
- (iii) Time and cost over-run on account of land acquisition except where the delay is attributable to the transmission licensee.

(10.5) Time and cost over-run on account of uncontrollable factors may be considered by the Commission after prudence check:

Provided that no additional impact of time over-run or cost over-run shall be allowed on account of non-commissioning of the associated Transmission System by SCOD, as the same should be recovered through Implementation Agreement between the Generating company and the Transmission Licensee:

Provided further that if the Transmission System is not commissioned on SCOD of the generating station the Transmission Licensee shall arrange the evacuation from the generating station at its own arrangement and cost till the associated Transmission System is commissioned.

(10.6) The financial gain by the Transmission Licensee on account of controllable parameters shall be shared between the Transmission Licensee & the Long-Term Customers in the ratio of 50:50 respectively on monthly basis with annual reconciliation.

(10.7) The financial gains and losses by the Transmission Licensee on account of the uncontrollable parameters shall be passed on to the long term Transmission Customers.

(10.8) If the Tariff already recovered is more than the Tariff determined after true-up, the Transmission Licensee shall refund to the Long-term transmission customers the excess amount so recovered as specified in the Regulation 10.10 of these Regulations.

(10.9) If the Tariff already recovered is less than the Tariff determined after true-up, the Transmission Licensee shall recover from the Long-term transmission customers, the under recovered amount as specified in the Regulation 10.10 of these Regulations subject to adhering to the timelines specified by the Commission for filing of True-up Application. In case, it is found that the filing of True-up is delayed due to the reasons attributable to the Transmission Licensee, the under recovery shall not bear any interest. However, if the delay in filing of True-up petition for a reasonable time is considered by the Commission on the application of the licensee the under recovery of amount as specified in the Regulation 10.10 of these Regulations shall be applicable.

- (10.10) The amount under-recovered or over-recovered along with simple interest at the rate equal to the 1 year SBI MCLR plus 100 basis points as on 1st April of the respective year, shall be recovered or refunded by the Transmission Licensee, in a maximum of six equal monthly instalments from the date of the tariff order issued by the Commission.
- (10.11) Where the capital cost approved by the Commission on the basis of projected additional capital expenditure exceeds the actual tried up additional capital expenditure incurred on a year to year basis by more than 10%, the transmission licensee shall refund to the beneficiaries or the long term customers as the case may be, the tariff recovered corresponding to the additional capital expenditure not incurred, as approved by the Commission, along with simple interest at 1.20 times of the rate worked out on the basis of 1 year SBI MCLR plus 100 basis points as prevalent on 1st April of the respective year.
- (10.12) The Multi Year Tariff filing in hard and soft copy shall be filed in accordance with and in the formats prescribed in MPERC (Details to be furnished and fees payable by licensee or generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations, 2004 (as amended from time to time) within 60 days of notification of these Regulations.
- (10.13) The Transmission Licensee shall make an application in hard and soft copy in the same formats prescribed in MPERC (Details to be furnished and fees payable by licensee or generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations, 2004 (as amended from time to time) for carrying out truing up exercise by 15th November each year.

11. Submission of Annual Accounts, Reports, Information, etc.:

- (11.1) Every Transmission Licensee shall submit Annual Statement of Accounts and such other information as may be specified or required by the Commission. In addition to the submission of Annual Accounts, the Transmission Licensee shall be required to comply with the information requirements of various Regulations and license conditions notified by the Commission from time to time.
- (11.2) In the absence of submission of the required information by the Transmission Licensee, the Commission may initiate Suo-motu proceedings.

12. Periodicity of Tariff determination:

- (12.1) No Tariff or part of any Tariff may ordinarily be amended, more frequently than once in any

Year. The Commission may, after satisfying itself for reasons to be recorded in writing, may allow for the revision of Tariff.

- (12.2) Subject to other provisions of these Regulations, the expenses allowed to be recovered for any Year, shall be subject to adjustments in any tariff to be determined for the subsequent period if the Commission is satisfied that such adjustment for the excess amount or shortfall in the amount actually realized or expenses incurred is necessary and the same is not on account of any reason within the control of the Transmission Licensee.

13. Hearings:

The procedure of hearing on the Tariff application shall be as specified in MPERC (Details to be furnished and fees payable by licensee or generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations 2004, as amended from time to time.

14. Orders of the Commission:

- (14.1) After the petition has been filed, the Commission may require the Transmission Licensee to furnish any further information, particulars, documents, public records, etc as the Commission may consider appropriate to enable it to review the petitioner's calculations, assumptions and assertions.
- (14.2) After receipt of information or otherwise, the Commission may make appropriate orders in accordance with the provisions of the MPERC (Details to be furnished and fees payable by licensee or generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations, 2004 as amended from time to time.

15. Charging of Tariff other than approved:

Any Transmission Licensee found to be charging a Tariff different from the one approved by the Commission from Beneficiaries shall be deemed to have not complied with the directions of the Commission and shall be liable to be proceeded against under Section 142 of the Act without prejudice to any other liability becoming due from the licensee under any other provisions of the Act. In case the amount recovered exceeds the amount allowed by the Commission, the excess amount so recovered shall be refunded to the Beneficiaries who have paid such excess charges, along with simple interest for that period equivalent to the Reference Rate of Interest as on 01.04.2024 or as on 01st April of the year during the tariff period FY 2024-25 to FY 2028-29 besides any other penalty that may be imposed by the Commission.

16. Annual review of Transmission Licensee:

The Transmission Licensee shall submit to the Commission annual statements of its performance and accounts including latest report of audited accounts.

CHAPTER - IV**TARIFF STRUCTURE****17. Petition for determination of Tariff:**

- (17.1) The Transmission Licensee shall file a petition accompanied by such forms as may be specified for determination of Tariff complying with provisions of Chapter III of these Regulations and MPERC (Details to be furnished and fee payable by licensee or generating company for determination of Tariff and manner of making application) Regulations 2004, as amended from time to time, based on the principles specified by the Commission in these Regulations. These principles shall be implemented from the date of commencement of these Regulations i.e., 01st April 2024 and shall be applicable for the period upto 31st March 2029.
- (17.2) The Transmission Licensee shall continue to provisionally bill the Beneficiaries or the Long-term Customers based on Tariff approved by the Commission and applicable as on 31.03.2024 for the period starting from 01.04.2024 till approval of Tariff by the Commission in accordance with these Regulations:

Provided that where the Tariff Provisionally billed exceeds or falls short of the final Tariff approved by the Commission under these Regulations, the Transmission Licensee shall refund to or recover from the Beneficiaries or the Transmission Customers, as the case may be, within six months from the date of determination of final Tariff under these Regulations alongwith simple interest at the rate equal to the Reference Rate of Interest as on 01.04.2024 or as on 1st April of the year during the tariff period of FY 2024-25 to FY 2028-29.

18. Transmission Tariff:

The Tariff for transmission of electricity on intra-State Transmission System shall comprise transmission charge for recovery of annual fixed cost consisting of the components specified in Regulation 23 of these Regulations.

19. Capital Cost and Capital structure:**(19.1) Capital cost for a Project shall include:**

- (a) The Expenditure incurred or projected to be incurred on original scope of work, including interest during construction and financing charges, any gain or loss on account of foreign exchange rate variation during construction on the loan - (i) being equal to 70% of the funds deployed, in the event of the actual equity in excess of 30% of the funds deployed, by treating the excess equity as normative loan, or (ii) being equal to the actual amount of loan in the event of the actual equity less than 30% of the funds deployed, upto the Date of Commercial Operation of the Project, as admitted by the Commission after prudent check, shall form the basis for determination of Tariff.
- (b) Capitalized initial spares subject to the following ceiling norms:
- (i) Transmission line - 1.00%
 - (ii) Transmission Sub-station (Green Field) - 4.00%
 - (iii) Transmission Sub-station (Brown Field) - 6.00%
 - (iv) Series Compensation devices - 4.00%
 - (v) Gas Insulated Sub-station (GIS)
Green Field - 5.00%
Brown Field - 7.00%
 - (vi) Communication System - 3.5%
 - (vii) Static Synchronous Compensator - 6.00%

Provided that if the generating station has any transmission equipment forming part of the generation project, the ceiling norms for initial spares for such equipments shall be as per the ceiling norms specified for Transmission System under these Regulations.

(c) Additional capital expenditure determined under Regulation 20:

Provided that the assets forming part of the Project but not in use shall be taken out of the Capital Cost.

Provided further that the revenue if any, earned by the Transmission Licensee by using the assets before the date of Commercial operation shall be adjusted in the Capital Cost,

(19.2) The capital cost admitted by the Commission after prudent check shall form the basis for determination of Tariff:

Provided that in case of individual transmission project, prudent check of capital cost may be carried out based on the bench mark norms specified by the Central Commission from time to time:

Provided further that in cases where bench mark norms specified by the Central Commission are not applied, prudent check may include scrutiny of the reasonableness of the capital expenditure, financing plan, interest during construction, use of efficient technology, cost over-run and time over-run, and such other matters as may be considered appropriate by the Commission for determination of Tariff:

Provided also that where the Transmission Service Agreement provide for ceiling of actual expenditure, the capital expenditure admitted by the Commission shall take into consideration such ceiling for determination of Tariff:

Provided also that in case of the Existing Projects, the capital cost admitted by the Commission prior to 01.04.2024 and the additional capital expenditure projected to be incurred for the respective Year of the Tariff period during FY 2024-25 to FY 2028-29, as may be admitted by the Commission, shall form the basis for determination of capital cost:

Provided also that in cases where benchmark norms have been specified, the Transmission Licensee shall submit reasons for exceeding the capital cost from benchmark norms to the satisfaction of the Commission for allowing cost above bench mark norms:

(19.3) Scrutiny of the cost estimates by the Commission shall be with regard to the reasonableness of the capital cost, financing plan, interest during construction, use of efficient technology, and such other matters. The Commission may obtain expert advice as deemed necessary.

(19.4) Restructuring of capital cost in terms of relative share of equity and loan component shall be permitted during the Tariff Period provided it does not affect Tariff adversely. Any benefit from such restructuring shall be passed on to long term intrastate Open Access customers of Transmission Licensee in a ratio of 1:1.

(19.5) Interest during construction (IDC):

- (i) Interest during construction shall be computed corresponding to the loan from the date of infusion of debt fund, and after taking into account the prudent phasing of funds upto actual COD.
- (ii) In case of additional costs on account of IDC due to delay in achieving the actual COD, Transmission Licensee shall be required to furnish detailed justifications with supporting documents for such delay including prudent phasing of funds:

Provided that if the delay is not attributable to the Transmission Licensee and is due to uncontrollable factors as specified in Regulation 10 of these Regulations, IDC may be allowed after due prudence check:

Provided further that only IDC on actual loan may be allowed beyond the actual COD to the extent, the delay is found beyond the control of the Transmission Licensee after due prudence check and taking into account prudent phasing of funds.

(19.6) Incidental Expenditure during Construction (IEDC):

- (i) Incidental expenditure during construction shall be computed from the zero date and after taking into account pre-operative expenses upto actual COD:

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

- (ii) In case of additional costs on account of IEDC due to delay in achieving the SCOD, the Transmission Licensee shall be required to furnish detailed justification with supporting documents for such delay including the details of incidental expenditure during the period of delay and liquidated damages recovered or recoverable corresponding to the delay:

Provided that if the delay is not attributable to the Transmission Licensee and is due to uncontrollable factors as specified in Regulation 10, IEDC may be allowed after due prudence check:

Provided further that where the delay is attributable to an agency or contractor or supplier engaged by the Transmission Licensee, the liquidated damages recovered from such agency or contractor or supplier shall be taken into account for computation of capital cost.

- (iii) In case the time over-run beyond SCOD is not admissible after due prudence, the increase of capital cost on account of cost variation corresponding to the period of time overrun may be excluded from capitalization irrespective of price variation provisions in the contracts with supplier or contractor of the Transmission Licensee.

20. Additional capitalization and De-capitalization:

(20.1) The capital Expenditure incurred or projected to be incurred, on the following counts within the original scope of work, after the Date of Commercial Operation and upto the cut-off date may be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (a) Un-discharged liabilities recognized to be payable at a future date;
- (b) Works deferred for execution;
- (c) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of order or decree of a court of law;
- (d) Change in law or compliance of any existing law; and
- (e) Procurement of initial capital spares within the original scope of work, subject to the provisions of Regulation 19.1 (b):

Provided that the details of works asset wise/ work wise included in the original scope of work along with estimates of expenditure, liabilities recognized to be payable at a future date and works deferred for execution shall be submitted along with the application for determination of tariff.

(20.2) The capital expenditure of the following nature actually incurred or projected to be incurred after the Cut-off date may, in its discretion, be admitted by the Commission, subject to prudence check:

- (a) Liabilities to meet award of arbitration or for compliance of the order or decree of a court of law;
- (b) Change in law or compliance of any existing law;
- (c) Any additional expenditure on items such as relays, control and instrumentation, computer system, power line carrier communication, DC batteries, replacement due to obsolesce of technology, replacement of switchyard equipment due to increase of fault level, tower strengthening, communication equipment, replacement of porcelain insulator with polymer insulators, emergency restoration system, insulators cleaning infrastructure, replacement of damaged equipment not covered by insurance and any other expenditure which has become necessary for successful and efficient operation of Transmission System;
- (d) Any expenses to be incurred on account of need of higher security and safety of the plant as advised or directed by the appropriate Government Agencies of statutory authorities responsible for national security/ internal security;
- (e) Any liability for works executed prior to cut-off date, after prudence check of the details of such undischarged liability, total estimated cost of package, reasons for such withholding of payment and release of such payments etc; and
- (f) Any liability for works admitted by the Commission after the cut-off date to the extent of discharge of such liabilities by actual payments:

Provided that if any expenditure has been claimed under Renovation and Modernization (R&M), repairs and maintenance under Operation & Maintenance (O&M) expenses, same expenditure cannot be claimed under this Regulation.

(20.3) The following shall be excluded or removed from the capital cost of the projects:

- a) The assets forming part of the project, but not in use, as declared in the tariff petition;

- b) De-capitalised Asset after the date of commercial operation on account of replacement or removal on account of obsolescence or shifting from one project to another project:

Provided that unless shifting of an asset from one project to another is of permanent nature, there shall be no de-capitalization of the concerned assets; and

- c) Any grant received from the Central or State Government or any statutory body or authority for the execution of the project which does not carry any liability of repayment shall be excluded from the Capital Cost for the purpose of computation of interest on loan, return on equity and depreciation.

(20.4) In case of de-capitalization of assets of a Transmission Licensee, the original cost of such asset as on the date of de-capitalization shall be deducted from the value of Gross Fixed Assets and corresponding loan as well as equity shall be deducted from outstanding loan and the equity respectively in the year such de-capitalization takes place, duly taking into consideration the year in which it was capitalized

21. Renovation and Modernization:

(21.1) The Transmission Licensee for meeting the expenditure on Renovation and Modernization (R&M) for the purpose of extension of life beyond the originally recognized useful life for the purpose of tariff of the Transmission System, shall make an application before the Commission for approval of the proposal with a Detailed Project Report giving complete scope, justification, cost-benefit analysis, estimated life extension from a reference date, financial package, phasing of expenditure, schedule of completion, reference price level, estimated completion cost including foreign exchange component, if any, consent of Beneficiaries and any other information considered to be relevant by the Transmission Licensee:

Provided that, the transmission system intending to undertake renovation and modernization (R&M) shall be required to obtain the consent of the beneficiaries for such R&M and submit the same along with the petition.

(21.2) Where the Transmission Licensee makes an application for approval of its R&M proposal, the approval shall be granted after due consideration of reasonableness of the cost estimates,

financing plan, schedule of completion, interest during construction, use of efficient technology, cost-benefit analysis, and such other factors as may be considered relevant by the Commission.

(21.3) After completion of R&M, the Transmission Licensee shall file a petition for determination of tariff. Any Expenditure incurred or projected to be incurred and admitted by the Commission after prudence check based on the estimates of Renovation and Modernization expenditure and life extension, and after writing off the original amount of the replaced assets and deducting the accumulated depreciation including advance against depreciation already recovered from the Original project cost, shall form the basis for determination of Tariff.

22. Debt-equity ratio:

(22.1) For a Project declared under commercial operation on or after 1.4.2024, the debt-equity ratio would be considered as 70:30 as on CoD. If the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan:

Provided that:

- (i) Where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of Tariff.
- (ii) The equity invested in foreign currency shall be designated in Indian rupees on the date of each investment: and
- (iii) Any grant obtained for the execution of the project shall not be considered as a part of capital structure for the purpose of debt: equity ratio.

Explanation-The premium, if any, raised by the Transmission Licensee, while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the Project, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, only if such premium amount and internal resources are actually utilized for meeting the capital expenditure of the Transmission System.

(22.2) In case of the Transmission System including Communication System declared under commercial operation prior to 1.4.2024 debt-equity ratio allowed by the Commission for determination of Tariff for the period ending 31.3.2024 shall be considered.

- (22.3) In case the Transmission System including Communication System declared under commercial operation prior to 01.04.2024, but where debt: equity ratio has not been determined by the Commission for determination of tariff for the period ending 31.03.2024, the Commission shall approve the debt: equity ratio based on actual information provided by the Transmission Licensee.
- (22.4) Any Expenditure incurred or projected to be incurred on or after 1.4.2024 as may be admitted by the Commission as additional capital expenditure for determination of Tariff and Renovation and Modernization expenditure for life extension shall be serviced in the manner specified in Regulation 22.1.

CHAPTER – V

TRANSMISSION TARIFF & COMPUTATION OF ANNUAL FIXED COST

23. Annual Fixed Cost:

The Annual Fixed Cost (AFC) of a Transmission System including Communication System shall consist of the following components –

- (a) Return on equity;
- (b) Interest and finance charges on loan capital;
- (c) Depreciation;
- (d) Lease/ Hire Purchase charges;
- (e) Operation and Maintenance expenses; and
- (f) Interest on Working capital

24. Return on Equity:

- (24.1) Return on equity shall be computed in rupee terms, on the paid up equity capital determined in accordance with Regulation 22.

(24.2) Return on equity shall be computed at the base rate of 15.50 % to be grossed up as per clause 24.3 of these Regulations:

Provided that:

- (i) the rate of return of a new project shall be reduced by 1% for such period as may be decided by the Commission, if the Transmission System is found to be declared under Commercial Operation without commissioning of any of the data telemetry and Communication System up to Load Dispatch Centre or protection system:
- (ii) as and when the above requirement is found lacking in a Transmission System based on the report submitted by SLDC, return on equity shall be reduced by 1% for the period for which the deficiency continues:

(24.3) The base rate of return on equity as allowed by the Commission under Regulation 24.2 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 in the respective financial year in line with the provisions of the relevant Finance Acts by the concerned Transmission Licensee, the actual income tax on other income stream including deferred tax (i.e., income of non-transmission business) shall not be considered for the calculation of "effective tax rate".

(24.4) Rate of return on equity shall be rounded off to three decimal points and be computed as per the formula given below:

$$\text{Rate of pre-tax return on equity} = \text{Base rate} / (1-t)$$

Where "t" is the effective tax rate in accordance with clause 24.3 of this Regulation, and shall be calculated at the beginning of every financial year based on the estimated profit and tax to be paid estimated in line with the provisions of the relevant Finance Act applicable for that financial year to the company on pro-rata basis by excluding the income of or non-transmission business, as the case may be, and the corresponding tax thereon. In case of Transmission Licensee paying Minimum Alternate Tax (MAT), "t" shall be considered as MAT rate including surcharge and cess.

Illustration. -

- (i) In case of the Transmission Licensee paying Minimum Alternate Tax (MAT) say, @ 21.55% including surcharge and cess:
Rate of return on equity = $15.50 / (1 - 0.2155) = 19.758\%$
- (ii) In case of the Transmission Licensee paying normal corporate tax including surcharge and cess:
- (a) Estimated Gross Income from transmission business for FY2024-25 is Rs 1000 Crore.
- (b) Estimated Advance Tax for the year on above is Rs 240 Crore
- (c) Effective Tax Rate for the year 2024-25 = $\text{Rs } 240 \text{ Crore} / \text{Rs } 1000 \text{ Crore} = 24\%$
- (d) Rate of return on equity = $15.50 / (1 - 0.24) = 20.395\%$
- (iii) The Transmission Licensee shall true up the grossed up rate of return on equity at the end of every financial year based on actual tax paid together with any additional tax demand including interest thereon, duly adjusted for any refund of tax including interest received from the income tax authorities pertaining to the tariff period FY2024-25 to FY 2028-29 on actual gross income of any financial year. However, penalty, if any, arising on account of delay in deposit or short deposit of tax amount shall not be claimed by the Transmission Licensee. Any under-recovery or over-recovery of grossed up rate on return on equity after trueing up, shall be recovered or refunded to the Long Term Transmission Customers on year to year basis.

(24.5) In case the Transmission Licensee has engaged in any other regulated or unregulated Business or Other Business, the actual tax paid on income from any other regulated or unregulated Business or Other Business shall be excluded for the calculation of effective tax rate:

Provided that if no Income Tax has been paid by the Company as a whole, then the effective Income Tax rate shall be considered as "Nil".

(24.6) At the time of true up of tariff, the effective tax rate shall be considered based on actual tax paid as per latest Audited accounts, subject to prudence check by the Commission. The net effect of gross up of return of equity shall be allowed up to the limit of the amount of actual tax paid by the Transmission Licensee.

25. Interest and finance charges on loan capital:

- (25.1) The loans arrived at in the manner indicated in Regulation 22 shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan.
- (25.2) The normative loan outstanding as on 1.4.2024 shall be worked out by deducting the cumulative repayment as admitted by the Commission upto 31.3.2024 from the gross normative loan.
- (25.3) The repayment for each year of the tariff period FY 2024-25 to FY 2028-29 shall be deemed to be equal to the depreciation allowed for the corresponding year/period. In case of decapitalization of assets, the repayment shall be adjusted by taking into account cumulative repayment on a pro-rata basis and the adjustment should not exceed cumulative depreciation recovered upto the date of decapitalization of such asset.
- (25.4) Notwithstanding any moratorium period availed by the Transmission Licensee, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.
- (25.5) The rate of interest shall be the weighted average rate of interest calculated on the basis of the actual loan portfolio after providing appropriate accounting adjustment or interest capitalized:
- Provided that if there is no actual loan for a particular year but normative loan is still outstanding, the last available weighted average rate of interest shall be considered:
- Provided further that if the Transmission System, does not have actual loan, then the weighted average rate of interest of the Transmission Licensee as a whole shall be considered.
- (25.6) The interest on loan shall be calculated on the normative average loan of the year by applying the weighted average rate of interest.
- (25.7) The Transmission Licensee shall make every effort to re-finance the loan as long as it results in net savings on interest and in that event the costs associated with such re-financing shall be borne by the Beneficiaries and the net savings shall be shared between the Beneficiaries and the Transmission Licensee, in the ratio of 1:1.

(25.8) The changes to the terms and conditions of the loans shall be reflected from the date of such re-financing.

(25.9) In case of dispute, any of the parties may make an application in accordance with the MPERC (Conduct of Business) Regulation, 2016 as amended from time to time:

Provided that the Transmission Customers shall not withhold any payment on account of the interest claimed by the Transmission Licensee during the pendency of any dispute arising out of re-financing of loan.

26. Depreciation:

For the purpose of Tariff, depreciation shall be computed in the following manner:

(a) Depreciation shall be computed from the date of commercial operation of a Transmission System including Communication System or element thereof. In case of the tariff of a Transmission System including Communication System for which a single tariff needs to be determined, the depreciation shall be computed from the effective date of commercial Operation of the Transmission System taking into consideration the depreciation of individual units or elements thereof:

Provided that effective date of Commercial Operation shall be worked out by considering the actual date of Commercial Operation and installed capacity or capital cost of all elements of the Transmission System, for which single tariff needs to be determined.

(b) The value base for the purpose of depreciation shall be the capital cost of the asset admitted by the Commission. In case of multiple elements of Transmission System, weighted average life Transmission System shall be applied. Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for part of the year, depreciation shall be charged on pro rata basis.

(c) The approved/accepted cost shall include foreign currency funding converted to equivalent rupee at the exchange rate prevalent on the date of foreign currency actually availed.

(d) The salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the capital cost of the asset:

Provided that the salvage value for IT equipment and software shall be considered as NIL and 100% value of the assets shall be considered depreciable:

Provided further that any depreciation disallowed on account of lower availability of the transmission system shall not be allowed to be recovered at a later stage during the useful life or the extended life.

- (e) Land other than 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.
- (f) Depreciation shall be calculated annually based on 'Straight Line Method' and at rates specified in **Appendix-I** to these Regulations for the assets of the Transmission System.

Provided that the remaining depreciable value as on 31st March of the year closing after a period of 12 years from date of Commercial Operation, shall be spread over equitably in the balance useful life of the assets:

Provided further that the Consumer contribution or capital subsidy/ grant etc for asset creation shall be treated as per the Accounting Rules notified and in force from time to time.

- (g) In case of the existing Projects, the balance depreciable value as on 1.4.2024 shall be worked out by deducting the cumulative depreciation as admitted by the Commission up to 31.3.2024 from the gross depreciable value of the assets. The rate of Depreciation shall be continued to be charged at the rate specified in **Appendix-I**.
- (h) Depreciation shall be chargeable from the first Year of commercial operation. In case of commercial operation of the asset for part of the Year, depreciation shall be charged on pro rata basis.
- (i) In case of de-capitalization of assets in respect of Transmission System or element thereof, the cumulative depreciation shall be adjusted by taking into account the depreciation recovered in tariff by the decapitalized asset during its useful services.

27. Lease / Hire Purchase charges

Lease charges for assets taken on lease by Transmission Licensee shall be considered as per lease agreement provided that the charges are considered reasonable by the Commission.

28. Operation & Maintenance expenses

- (28.1) Operation and Maintenance Expenses shall be determined for the Tariff period based on normative O&M expenses specified by the Commission in these Regulations.
- (28.2) The cost components for employee, repair & maintenance expenses and administrative and general expenses are considered as per Regulations 38.1 of these Regulations. The norms for O&M expenses have been calculated by considering Lines (Rs Lakh / 100 Ckt. Km / annum) and Bays (Rs Lakh / Bay / annum). The MPERC's methodology varies from that of CERC. The Commission has passed True up Orders for 4 years i.e. till FY 2022-23 of the 5-year Control period from FY 2018-19 to FY 2023-24 of the MPERC (Terms & Conditions for Determination of Transmission Tariff) Regulations, 2020. It was observed that the actual O&M expenses have been 83% (i.e. 0.83) of the normative O&M expenses. This ratio is rounded off to 0.85. The figures of O & M norms provided for FY 2023-24 in MPERC Regulations, 2020 were reworked by considering multiplication factor of 0.85. Thereafter, the figures for FY 2023-24 were escalated by escalation factor @ 5.25 % per annum (as considered by the CERC) for determining the norms for FY 2024-25.
- (28.3) The normative O&M expenses for the subsequent years of control period have been specified by escalating the O&M norms arrived for FY 2024-25 with the escalation factor @ 5.25 % per annum as considered by the CERC for Transmission Licensees in its Tariff Regulations, 2024 for the respective financial years to arrive at permissible O&M expenses for each year of the Control Period.
- (28.4) The employee expenses considered in the above Operation and Maintenance expenses are excluding the pension and other terminal benefits. The Commission has notified MPERC (Terms and Condition for allowing Pension and Terminal Liabilities of Personal of Board and Successor Entities) Regulations, 2012 (G-38 of 2012) on 20th April 2012. The expenses towards pension and terminal liabilities shall be allowed as per the provisions of aforesaid Regulations. The Security Expenses for transmission system shall be allowed separately after prudence check.
- (28.5) Increase in O&M charges on account of war, insurgency or changes in laws, or like eventualities where the Commission is of the opinion that an increase in O&M charges is justified, may be considered by the Commission for such specific period.

- (28.6) Any saving achieved by a Transmission Company in any Year shall be allowed to be retained by it. The Transmission Company shall bear the loss if it exceeds the targeted O&M expenses for that Year.

29. Interest charges on working capital

- (29.1) Rate of interest on working capital shall be on normative basis and shall be considered as the Reference Rate of Interest as on 1.4.2024 or as on 1st April of the year during the tariff period FY 2024-25 to FY 2028-29 in which the Transmission System including Communication System or element thereof is declared under commercial operation, whichever is later.
- (29.2) Interest on working capital shall be payable on normative basis as calculated in accordance with Regulation 29.1 above or as per actual expenses incurred by the Licensee under this head, whichever is less, after prudence check in true up petition.

30. Foreign Exchange Rate Variation (FERV)

- (30.1) The Transmission Licensee may hedge foreign exchange exposure in respect of the interest on foreign currency loan and repayment of foreign loan acquired for the Transmission System, in part or full at the discretion of the Transmission Licensee.
- (30.2) Every Transmission Licensee shall recover the cost of hedging of Foreign Exchange Rate Variation corresponding to the normative foreign debt, in the relevant Year on year-to-year basis as expense in the period in which it rises and extra rupee liability corresponding to such Foreign Exchange Rate Variation shall not be allowed against the hedged foreign debt.
- (30.3) To the extent the Transmission Licensee is not able to hedge the foreign exchange exposure, the extra rupee liability towards interest payment and loan repayment corresponding to the normative foreign currency loan in the relevant Year shall be permissible provided it is not attributable to the Transmission Licensee or its suppliers or contractors.
- (30.4) The Transmission Licensee shall recover the cost of hedging and Foreign Exchange Rate Variation on year-to-year basis as income or expense in the period in which it arises.

31. Tax on Income

- (31.1) Tax on Income streams of the Transmission Licensee shall not be recovered separately from the Transmission Customers:

32. Tariff income

- (32.1) Income from all charges determined by the Commission for transmission of electricity shall be considered as Tariff income. Tariff income shall include transmission charge, reactive energy charge and other charges as may be specified by the Commission.

33. Non-Tariff Income

- (33.1) Income as per schedule for other non-tariff income provided under MPERC (Details to be furnished by licensee or generating company for determination of Tariff and manner of making an application) Regulations, 2004 as amended from time to time, shall be classified under 'Non-Tariff Income'. The non-tariff income shall include income from investments, Fixed and other deposits and any other non-tariff income.

Provided that the interest or dividend earned from investments made out of Return on Equity corresponding to the regulated business of the Transmission Licensee shall not be included in Non-Tariff Income:

- (33.2) Fifty percent of the income from other sources like parallel operation charges, open access, excess capacity billed over the allocated capacity, point of connection charges, any income over and above the ARR, etc which are recognized as income in the Audited accounts and which are not under litigation, shall also be considered as non-tariff income.
- (33.3) Revenue from other business shall be treated as income to the extent authorized by the Commission under Section 41 of the Act. In case the Transmission Licensee engages in telecommunication business, 50% of the revenue from such business in a given financial year shall be utilized for reducing its charges.

34. Late payment surcharge:

- (34.1) In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed by a beneficiary or long term customer as the case may be, beyond a period of 45 days from the date of presentation of bills, a late payment surcharge as specified in the Ministry of Power – Electricity (Late Payment Surcharge and Related Matters) Rules, 2022 as amended from time to time shall be levied by the transmission licensee.

Provided that in case a different LPS mechanism is provided in the TSA / Agreement, the same shall be governed by the provisions of that TSA / Agreement.

- (34.2) Unless otherwise agreed by the parties, the charges payable by a beneficiary or long term customer shall be first adjusted towards a late payment surcharge on the outstanding charges and, thereafter, towards monthly charges billed by the transmission licensee, starting from the longest overdue bill.

35. Rebate:

- (35.1) For payment of bills of the transmission licensee through letter of credit on presentation or through National Electronic Fund Transfer (NEFT) or Real Time Gross Settlement (RTGS) payment mode within a period of 5 days of presentation of bills by the transmission licensee, a rebate of 1.50% shall be allowed.

Provided that in case a different Rebate mechanism is provided in the TSA / Agreement, the same shall be governed by the provisions of that TSA / Agreement.

Explanation: In case of computation of '5 days', the number of days shall be counted consecutively without considering any holiday. However, in case the last day or 5th day is an official holiday, the 5th day for the purpose of Rebate shall be construed as the immediate succeeding working day (as per the official State Government's calendar, where the Office of the Authorized Signatory or Representative of the Beneficiary, for the purpose of receipt or acknowledgement of Bill is situated).

- (35.2) Where payments are made on any day after 5 days and within a period of 30 days of presentation of bills by the generating company or the transmission licensee, a rebate of 1% shall be allowed.

36. Business Plan and Capital Investment:

- (36.1) The Transmission Licensee shall file a detailed capital investment plan, financing Plan and physical targets in accordance with guidelines issued by the Commission in this regard for meeting the requirement of load growth, reduction in transmission losses, improvement in quality of supply, reliability, metering etc.

- (36.2) The Capital Investment plan shall show separately, on-going Projects that will spill in to the Year under review and new Project (along with justification) that will commence but may be completed within or beyond the Tariff Period. The Transmission Licensee shall enter into Long-term agreements with Beneficiaries for whom the proposed capital works

(schemes) will provide exclusive benefit for up-stream and down-stream interconnections. Such specific schemes shall be submitted to the Commission for its approval only after the agreements with the Beneficiaries have been executed. The facility shall be made available to such Long-term Beneficiaries and Distribution Licensees only after they enter into Long-term agreement for use of transmission capacity with the Transmission Licensee.

- (36.3) The Commission shall consider and approve the Licensee's capital investment plan for which the Licensee shall be required to provide relevant technical and commercial details. The Licensee shall get the Capital Investment Plan approved by the Commission before filing the Tariff application.
- (36.4) The proportion for debt and equity for the approved capital investment shall be as per Regulation 22.

CHAPTER – VI

TRANSMISSION SYSTEMS

37. Norms of operation

- (37.1) **Normative Annual Transmission System Availability factor (NATAF):** for recovery of full transmission charges shall be as under:

AC system: 98.00 %

- (37.2) **For incentive consideration:**

AC system: 98.50 %

Provided that no incentive shall be payable for availability beyond 99.75 %:

Provided further that actual outage hours shall be considered for computation of availability up to two tripping per year. After two tripping in a year, for every tripping, an additional 12 hours of outage shall be considered in addition to the actual outage hours:

Provided also that in case of an outage of a transmission element affecting evacuation of power from a generating station, outage hours shall be multiplied by a factor of 2.

(37.3) Auxiliary Energy Consumption in the sub-station:**AC System:**

The charges for auxiliary energy consumption in the AC sub-station for the purpose of air-conditioning, lighting and consumption in other equipment shall be borne by the transmission licensee and included in the normative operation and maintenance expenses.

38. Operation & maintenance (O&M) expenses:

(38.1) The O&M expenses comprise of employee cost, repairs & maintenance (R&M) cost and administrative & general (A&G) cost. The norms for O&M expenses have been fixed on the basis of circuit kilometers of transmission lines and number of bays in substation. These norms exclude Pension, Terminal Benefits, and arrears, if any, to be paid to employees, taxes payable to the Government and fee payable to MPERC. The Transmission Licensee shall claim the taxes payable to the Government, fees to be paid to MPERC and any arrears paid to employees separately as actuals. The claim of pension and terminal benefits shall be dealt-with as per Regulation 28.4:

Provided that the transmission licensee shall submit the assessment of the security requirement, estimated and actual security expenses and actual O&M expenses, at the time of truing up with appropriate justification.

The norms for O&M expenses per 100 ckt-km and per bay shall be as under:

Norms for O&M expenses per 100 Ckt. km and per bay

S. No.	Particulars	FY 2024-25	FY 2025-26	FY 2026-27	FY 2027-28	FY 2028-29
	Lines	Rs. Lakh / 100ckt km / annum				
1.	400 kV Lines	36.89	38.82	40.86	43.01	45.26
2.	220 kV Lines	34.44	36.25	38.15	40.16	42.27
3.	132 kV Lines	36.25	38.15	40.16	42.26	44.48
	Bays	Rs. Lakh / Bay / annum				
1.	400 kV Bay	11.05	11.63	12.24	12.88	13.56
2.	220 kV Bay	12.82	13.49	14.20	14.95	15.73
3.	132 kV Bay	12.86	13.54	14.25	15.00	15.79

(38.2) The total allowable O&M expenses for the Transmission Licensee shall be calculated by multiplying the average number of bays and 100 ckt-km of line length for the Year with the applicable norms for O&M expenses per bay and per100 ckt-km, respectively. In support of its claim for allowable O&M expenses, the Licensee shall submit before the Commission, the actual or projected circuit kilometers of line lengths and number of bays for each voltage level separately for each Year of the Tariff Period as the case may be.

(38.3) The terminal benefits shall be paid as provided in Regulation 28.4.

39. Working capital:

For each Year of the Tariff Period working capital shall cover the following:

- (1) Maintenance spares @ 15% of the O&M expenses specified in Regulation 38;
- (2) Receivables equivalent to 45 days of transmission charges calculated on Target Availability Level; and
- (3) Operation and Maintenance expenses for one month.

40. Annual Transmission Charges (ATC):

- (40.1) The total annual expenses and expected return on equity of a Transmission Licensees shall be worked out on the basis of stipulations in Regulations 19 to 31 read with Regulations 37 to 39.
- (40.2) The Transmission Licensee shall be entitled to recover its Annual Transmission Charges (ATC) from beneficiaries as specified in Regulation 41 & 42.

41. Recovery of Fixed Charges:

- (41.1) The fixed cost of the Transmission System shall be computed on annual basis, in accordance with norms contained in these Regulations, aggregated as appropriate, and recovered on monthly basis as transmission charge from the users, who shall share these charges in the manner specified in these Regulations.
- (41.2) The Transmission charge (inclusive of incentive) payable for a calendar month for transmission system or part shall be computed for AC and DC system as under:

For AC system:

- a) For TAFM
- $n \leq 98.00\%$

$$AFC \times (NDM_n/NDY) \times (TAFM_n/98.00\%)$$

- b) For TAFM
- n
- :
- $98.00\% < TAFM_n < 98.50\%$

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

- c) For TAFM
- n
- :
- $98.50\% < TAFM_n \leq 99.75\%$

$$AFC \times (NDM_n/NDY) \times (TAFM_n/98.50\%)$$

- d) For TAFM
- $n \geq 99.75\%$

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

Where,

AFC = Annual Fixed Cost specified for the year in Rupees

NDM n = Number of days in nth month

NDY = Number of days in the year

TAFM n = Transmission System availability factor for the nth month, in percent
computed in accordance with **Appendix - II**.

For HVDC bi-pole links and HVDC back-to-back Stations:

$$TC_1 = AFC \times (NDM_1 / NDY) \times (TAFM_1/NATAF)$$

$$TC_2 = AFC \times (NDM_2 / NDY) \times (TAFM_2/NATAF) - TC_1$$

$$TC_3 = AFC \times (NDM_3 / NDY) \times (TAFM_3/NATAF) - (TC_1+TC_2)$$

$$TC_4 = AFC \times (NDM_4 / NDY) \times (TAFM_4/NATAF) - (TC_1+TC_2+TC_3)$$

....

$$TC_{11} = AFC \times (NDM_{11}/NDY) \times (TAFM_{11}/NATAF) - (TC_1+TC_2+....+TC_{10})$$

$$TC_{12} = AFC \times (TAFY/NATAF) - (TC_1+TC_2+....+TC_{11});$$

If,

- (i) TAFM: $95.00\% < \text{TAFM} < 97.50\%$, then $\text{TAFM} = \text{NATAF}$;
- (ii) TAFM: $97.50\% \leq \text{TAFM} \leq 99.75\%$, then $\text{NATAF} = 97.50\%$; and
- (iii) For $\text{TAFM} \geq 99.75\%$, then $\text{TAFM} = 99.75\%$ and $\text{NATAF} = 97.50\%$.

Where,

- TC_n = Transmission charges inclusive of incentive up to the nth month
- AFC = Annual fixed cost specified for the year in rupees
- NATAF = Normative Annual Transmission Availability Factor in percentage
- NDM_n = No of days upto the end of nth month of the financial year
- NDY = No. of days in the year
- TAFM_n = Transmission availability factor upto the end of the nth month of the year in percentage computed in accordance with Appendix –II
- TAFY = Transmission availability factor in percent for the year

42. Sharing and Payment of Transmission Charges by Beneficiaries

- (42.1) If a Transmission System has been created for a particular Long-Term Transmission Beneficiary including dedicated transmission line(s) for a generating station, transmission charges for such Transmission System shall be payable by that Long-Term Transmission Beneficiary.
- (42.2) For Intra-State Transmission System, the monthly transmission charges shall be pooled for sharing by Long-Term Transmission Customers in accordance with the following formula:

Transmission Charges for intra-state system payable for a month by a Long-term Transmission Customer of that Transmission System

$$= (AFC \times NDM / NDY) \times CL / SCL$$

Where

AFC = Annual Fixed cost specified for the Year, in Rupees

NDM = Number of days in a Month

NDY = Number of days in a Year

CL = Allotted Transmission Capacity to the Long-Term or Medium-Term Transmission Customer

SCL = Sum of the Allotted Transmission Capacities to all the Long-Term and Medium-Term Transmission Customers of the State Transmission System.

Provided that Long Term and Medium Term Transmission capacity contracted at the time of filing tariff and true-up petitions shall be considered in that Order.

(42.3) Medium-term users of the Intra-State Transmission System shall pay the charge as per the aforementioned formula, in proportion to the MW for which Medium term usage has been approved by the State Transmission Utility for that month.

(42.4) The short term Beneficiaries shall pay the applicable charges according to MPERC (Terms and Conditions for Intra-State Open Access in Madhya Pradesh) Regulations, 2021 and MPERC (Methodology for determination of Open Access Charges and Banking Charges for Green Energy and Open Access Consumers) Regulations, 2023 as amended from time to time.

(42.5) Transmission charges corresponding to any plant capacity for which a Beneficiary has not been identified and contracted shall be paid by the concerned Generating Company.

(42.6) Section 5.8.10 of the National Electricity Policy provides for efforts to reduce T&D losses. The Commission hereby sets the following trajectory based on loss trajectory prescribed in previous Regulations and the actual transmission loss of previous years, so that a reference value is available for benchmarking and for Tariff related issues:

Target Transmission Losses in Percentage

FY	2024-25	2025-26	2026-27	2027-28	2028-29
Percentage	2.75%	2.74%	2.73%	2.72%	2.71%

CHAPTER – VII
MISCELLANEOUS PROVISIONS

43. Clean Development Mechanism (CDM):

The proceeds of carbon credit from approved Clean Development Mechanism (CDM) project shall be shared in the following manner, namely-

- (a) 100% of the gross proceeds on account of CDM to be retained by the project developer in the first Year after the Date of Commercial Operation of the Transmission System
- (b) In the second Year, the share of the Beneficiaries shall be 10 % which shall be progressively increased by 10% every Year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the Transmission Licensee and the Beneficiaries.

44. Operational Norms to be ceiling norms:

Operational norms specified in these Regulations are the ceiling norms and shall not preclude the transmission licensee and the beneficiaries from agreeing to the improved norms and in case the improved norms are agreed to, such improved norms shall be applicable for determination of tariff.

45. Deviation from ceiling tariff:

- (a) Tariff determined in these Regulations shall be a ceiling tariff. The transmission licensee and beneficiaries may mutually agree to charge a lower tariff.
- (b) The transmission licensee may opt to charge the lower tariff for period not exceeding the validity of these Regulations on account of lower depreciation based on the requirement of repayment. In such case, the unrecovered depreciation on account of reduction of depreciation by the transmission licensee during useful life shall be allowed to be recovered after the useful life in these Regulations.
- (c) The transmission licensee may opt to charge the lower tariff for a period not exceeding the validity of these Regulations on agreeing to deviation from operational parameters, reduction in operation and maintenance expenses, reduced return on equity and incentive specified in these Regulations.

- (d) The deviation from the ceiling tariff specified by the Commission shall come into effect from the date agreed to by the transmission licensee and the beneficiaries.
- (e) The transmission licensee and the beneficiaries of a generating station shall be required to approach the Commission for charging lower tariff in accordance with these Regulations. The details of the accounts and the tariff actually charged shall be submitted at the time of true up.
- (f) Where the transmission licensee and its beneficiaries have mutually agreed to charge a lower tariff in accordance with these Regulations, the said agreed tariff shall not be revised upwards at the time of truing up based on the capital cost and additional capital expenditures in accordance with these Regulations:

Provided that where the trued up tariff is lower than the agreed tariff, the transmission licensee shall charge such trued-up tariff only:

Provided further that the difference between the agreed tariff and the trued-up tariff shall be settled between the parties in accordance with these Regulations.

46. Deviation from norms:

The transmission charges may also be determined in deviation of the norms specified in these Regulations subject to the conditions that;

- (a) The levelised Tariff over the useful life of the Project, calculated based on the discounting factor as notified by the CERC from time to time for the Projects under Section 63 of the Act, on the basis of the norms in deviation does not exceed the levelised Tariff calculated on the basis of the norms specified in these Regulations; and
- (b) Any deviation shall come into effect only after approval by the Commission, for which an application shall be made by the Transmission Licensee before filing tariff petition / ARR for determination of Tariff.

47. Power to remove difficulties:

If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission may, by general or special order, do or undertake or direct the Licensees to do or undertake things, which in the opinion of the Commission is necessary or expedient for the purpose of removing the difficulties.

48. Power to Relax:

The Commission, for reasons to be recorded in writing, may relax any of the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

49. Power to Amend:

The Commission may, at any time add, vary, alter, modify or amend any provisions of these Regulations.

50. Repeal and Savings:

(50.1) The Regulations namely "Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for determination of Transmission Tariff) (Revision-IV) Regulations, 2020 {RG-28 (IV) of 2020} published vide Notification No. 234/MPERC/2020 dated 06.02.2020 in the Gazette dated 14.02.2020 and read with all amendments thereto, as applicable to the subject matter of these Regulations are hereby superseded.

(50.2) Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent power of the Commission to make such orders as may be necessary for ends of justice to meet or to prevent abuses of the process of the Commission.

(50.3) Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting, in conformity with the provisions of the Act, a procedure, which is at variance with any of the provisions of this Regulation, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

(50.4) Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulations have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.

By order of the Commission,
UMAKANTA PANDA, Secy.

Appendix – I**Depreciation Schedule**

S. No.	Asset Particulars	Depreciation Rate (SLM) (Salvage Value = 10%)
A	Land under full ownership	0.00%
B	Land under lease	
(i)	For investment in the land	3.34%
(ii)	For cost of clearing the site	3.34%
	Assets purchased new	
(a)	Building & Civil Engineering works of	
(i)	Offices and showrooms	3.34%
(ii)	Temporary erections such as wooden structures	100.00%
(iii)	Roads other than Kutcha roads	3.34%
(iv)	Others	3.34%
(b)	Transformers, Kiosk, sub-station equipment & other fixed apparatus (including plant)	
(j)	Transformers including foundations having rating of 100 KVA and over	5.28%
(ii)	Others	5.28%
C	Switchgear including cable connections	5.28%
D	Lightning arrester	
(i)	Station type	5.28%
(ii)	Pole type	5.28%
E	Synchronous condenser	5.28%
F	Batteries	5.28%
(i)	Underground cable including joint boxes and disconnected boxes	5.28%
(ii)	Cable duct system	5.28%
G	Overhead Lines on fabricated steel operating at terminal voltages of upto and higher than 66KV	5.28%
H	Meters	5.28%
I	Self propelled vehicles	9.50%
J	Air Conditioning Plants	
(i)	Static	5.28%
(ii)	Portable	9.50%
k(i)	Office furniture and furnishing	6.33%
k(ii)	Office equipment	6.33%
k(iii)	Internal wiring including fittings and apparatus	6.33%
k(iv)	Street Light fittings	5.28%
L	Apparatus let on hire	
(i)	Other than motors	9.50%
(ii)	Motors	6.33%
M	Communication equipment	
(i)	Radio and high frequency carrier system	6.33%
(ii)	Telephone lines and telephones, Fibre Optic	6.33%
N	I. T. equipments	15.00%
O	Any other assets not covered above	5.28%

Appendix-II**Procedure for Calculation of Transmission System****Availability Factor for a Month**

1. Transmission system availability factor for n^{th} calendar month ("TAFP n ") shall be calculated by the respective transmission licensee, got verified by the concerned Regional Load Dispatch Centre (RLDC) and certified by the Member-Secretary, Regional Power Committee (RPC) of the region concerned, separately for each AC transmission system and grouped according to sharing of transmission charges. In case of AC system, transmission System Availability shall be calculated separately for each Regional Transmission System and inter-regional transmission system.
2. Transmission system availability factor for n^{th} calendar month ("TAFP n ") shall be calculated by consider following:
 - i) **AC transmission lines:** Each circuit of AC transmission line shall be considered as one element;
 - ii) **Inter-Connecting Transformers (ICTs):** Each ICT bank (three single phase transformers together) shall form one element;
 - iii) **Static VAR Compensator (SVC):** SVC along with SVC transformer shall form one element;
 - iv) **Bus Reactors or Switchable line reactors:** Each Bus Reactors or Switchable line reactors shall be considered as one element;
 - v) **HVDC Bi-pole links:** Each pole of HVDC link along with associated equipment at both ends shall be considered as one element;
 - vi) **HVDC back-to-back station:** Each block of HVDC back-to-back station shall be considered as one element. If associated AC line (necessary for transfer of inter- regional power through HVDC back-to-back station) is not available, the HVDC back-to-back station block shall also be considered as unavailable;
 - vii) **Static Synchronous Compensation ("STATCOM"):** Each STATCOM shall be considered as separate element.
3. The availability of AC and HVDC portion of Transmission system shall be calculated by considering each category of transmission elements as under:

TAFMn (in %) for AC system:

$$= \frac{o \times AV_o + (p \times AV_p) + (q \times AV_q) + (r \times AV_r) + (u \times AV_u)}{(o + p + q + r + u)} \times 100$$

Where,

o	=	Total number of AC lines.
AV _o	=	Availability of o number of AC lines.
p	=	Total number of bus reactors/switchable line reactors
AV _p	=	Availability of p number of bus reactors/switchable line reactors
q	=	Total number of ICTs.
AV _q	=	Availability of q number of ICTs.
r	=	Total number of SVCs.
AV _r	=	Availability of r number of SVCs
u	=	Total number of STATCOM.
AV _u	=	Availability of u number of STATCOMs

TAFMn (in %) for HVDC System:

$$= \frac{\sum_{x=1}^s C_{xpb}(\text{act}) \times AV_{xpb} + \sum_{y=1}^t C_{ybtb}(\text{act}) \times AV_{ybtb}}{\sum_{x=1}^s C_{xpb} + \sum_{y=1}^t C_{ybtb}} \times 100$$

Where

C _{xpb} (act)	=	Total actual operated capacity of x th HVDC pole
C _{xpb}	=	Total rated capacity of x th HVDC pole
AV _{xpb}	=	Availability of x th HVDC pole
C _{ybtb} (act)	=	Total actual operated capacity of y th HVDC back-to-back station Block
AV _{ybtb}	=	Availability of y th HVDC back-to-back station block
S	=	Total no of HVDC poles
T	=	Total no of HVDC Back to Back blocks

4. The availability for each category of transmission elements shall be calculated based on the weightage factor, total hours under consideration and non-available hours for each element of that category.

The formulae for calculation of Availability of each category of the transmission elements are as per **Appendix-III**. The weightage factor for each category of transmission elements shall be considered as under:

- i) For each circuit of AC line – Number of sub-conductors in the line multiplied by ckt-km;

- ii) For each HVDC pole- The rated MW capacity x ckt-km;
 - iii) For each ICT bank – The rated MVA capacity;
 - iv) For SVC- The rated MVAR capacity (inductive and capacitive);
 - v) For Bus Reactor/switchable line reactors – The rated MVAR capacity;
 - vi) For HVDC back-to-back station connecting two Regional grids- Rated MW capacity of each block; and
 - vii) For STATCOM – Total rated MVAR Capacity.
5. The transmission elements under outage due to following reasons shall be deemed to be available:
- i. Shut down availed for maintenance of another transmission scheme or construction of new element or renovation / upgradation / additional capitalization in existing system approved by the Commission. If the other transmission scheme belongs to the transmission licensee, the concerned RLDC / SLDC may restrict the deemed availability period to that considered reasonable by it for the work involved. In case of dispute regarding deemed availability, the matter may be referred to appropriate Authority within 30 days.
 - ii. Switching off of a transmission line to restrict over voltage and manual tripping of switched reactors as per the directions of concerned RLDC / SLDC.
6. For the following contingencies, outage period of transmission elements, as certified by the concerned RLDC / SLDC , shall be excluded from the total time of the element under period of consideration for the following contingencies:
- i) Outage of elements due to acts of God and force majeure events beyond the control of the transmission licensee. However, whether the same outage is due to force majeure (not design failure) will be verified by the concerned RLDC / SLDC . A reasonable restoration time for the element shall be considered by concerned RLDC / SLDC and any additional time taken by the transmission licensee for restoration of the element beyond the reasonable time shall be treated as outage time attributable to the transmission licensee. RLDC / SLDC may consult the transmission licensee or any expert for estimation of reasonable restoration time. Circuits restored through ERS (Emergency Restoration System) shall be considered as available;

- ii) Outage caused by grid incident/disturbance not attributable to the transmission licensee, e.g. faults in substation or bays owned by other agency causing outage of the transmission licensee's elements, and tripping of lines, ICTs, HVDC, etc. due to grid disturbance. However, if the element is not restored on receipt of direction from RLDC / SLDC while normalizing the system following grid incident/disturbance within reasonable time, the element will be considered not available for the period of outage after issuance of RLDC / SLDC direction for restoration;

Provided that in case of any disagreement with the transmission licensee regarding reason for outage, same may be referred to appropriate authority within 30 days. The above need to be resolved within two months;

Provided further that where there is a difficulty or delay beyond sixty days, from the incidence in finalizing the recommendation, the concerned RLDC / SLDC shall allow the outage hours on provisional basis till the final view.

7. Time frame for certification of transmission system availability: (1) Following schedule shall be followed for certification of availability by concerned RLDC / SLDC:
- Submission of outage data by Transmission Licensees to RLDC/ constituents – By 5th of the following month;
 - Review of the outage data by SLDC / constituents and forward the same to respective RLDC – by 20th of the month;
 - Issue of availability certificate by respective RLDC – by 3rd of the next month.

Appendix-III**FORMULAE FOR CALCULATION OF AVAILABILITY OF EACH CATEGORY OF TRANSMISSION ELEMENTS****For AC transmission system**

$$AV_o(\text{Availability of } o \text{ no. of AC lines}) = \frac{\sum_{i=1}^o W_i(T_i - T_{NAi})/T_i}{\sum_{i=1}^o W_i}$$

$$AV_q(\text{Availability of } q \text{ no. of ICTs}) = \frac{\sum_{k=1}^q W_k(T_k - T_{NAk})/T_k}{\sum_{k=1}^q W_k}$$

$$AV_r(\text{Availability of } r \text{ no. of SVCs}) = \frac{\sum_{l=1}^r W_l(T_l - T_{NAL})/T_l}{\sum_{l=1}^r W_l}$$

$$AV_p(\text{Availability of } p \text{ no. of Switched Bus reactors}) = \frac{\sum_{m=1}^p W_m(T_m - T_{NAM})/T_m}{\sum_{m=1}^p W_m}$$

$$AV_u(\text{Availability of } u \text{ no. of STATCOMs}) = \frac{\sum_{n=1}^u W_n(T_n - T_{NAn})/T_n}{\sum_{n=1}^u W_n}$$

$$AV_{x_{bp}}(\text{Availability of an individual HVDC pole}) = \frac{(T_x - T_{NAx})}{T_x}$$

$$AV_{y_{btb}}(\text{Availability of an individual HVDC Back-to-back Blocks}) = \frac{(T_y - T_{NAy})}{T_y}$$

For HVDC transmission system

For the new HVDC commissioned but not completed twelve months;

For first 12 months: $[(AV_{x_{bp}} \text{ or } AV_{y_{btb}}) \times 95\%/85\%]$, subject to ceiling of 95%.

Where,

- o = Total number of AC lines;
- AV_o = Availability of o number of AC lines;
- p = Total number of bus reactors/switchable line reactors;
- AV_p = Availability of p number of bus reactors/switchable line reactors;
- q = Total number of ICTs;
- AV_q = Availability of q number of ICTs;
- r = Total number of SVCs;
- AV_r = Availability of r number of SVCs;
- AV_u = Availability of u number of STATCOMs;

W_i	=	Weightage factor for i th transmission line;
W_k	=	Weightage factor for k th ICT;
W_l	=	Weightage factors for inductive & capacitive operation of l th SVC;
W_m	=	Weightage factor for m th bus reactor;
W_n	=	Weightage factor for n th STATCOM.

$T_i, T_k, T_l, T_m, T_n, T_x, T_y$ -The total hours of i th AC line, k th ICT, l th SVC, m th Switched Bus & n th STATCOM, x th HVDC pole, y th HVDC back-to-back blocks during the period under consideration (excluding time period for outages not attributable to transmission licensee for reasons given in Para 5 of the procedure)

$T_{NAi}, T_{NAk}, T_{NAL}, T_{NAM}, T_{NAn}, T_{NAX}, T_{NAY}$ - The non-availability hours (excluding the time period for outages not T_{NAL}, T_{NAM} , attributable to transmission licensee taken as deemed availability as for i th AC line, k th ICT, l th SVC, m th Switched Bus Reactor, n th STATCOM, x th HVDC pole and y th HVDC back-to-back block .