



भारत का राजपत्र

The Gazette of India

असाधारण
EXTRAORDINARY
भाग III—खण्ड 4
PART III—Section 4
प्राधिकार से प्रकाशित
PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 118]

नई दिल्ली, मंगलवार, अप्रैल 7, 2015/चैत्र 17, 1937

No. 118]

NEW DELHI, TUESDAY, APRIL 7, 2015/CHAITRA 17, 1937

केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

नई दिल्ली, 1 अप्रैल, 2015

सं. एल-1/44/2010/केविआ.-केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग, विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36) के भाग 5 के साथ पठित धारा 178 के अधीन प्रदत्त शक्तियों तथा इस निमित्त सामर्थ्यकारी सभी शक्तियों का प्रयोग करते हुए तथा पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, समय-समय पर यथासंशोधित केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण प्रमारों तथा हानियों की हिस्सेदारी) विनियम, 2010 (जिसे इसके पश्चात् "मूल विनियम" कहा गया) का और संशोधन करने के लिए निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:-

1. संक्षिप्त नाम, विस्तार तथा प्रारंभ :

(1) इन विनियमों का नाम केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण प्रमारों तथा हानियों की हिस्सेदारी)(तीसरा संशोधन) विनियम, 2015 है।

(2) ये विनियम 1.5.2015 से प्रवृत्त होंगे।

2. मूल विनियम के विनियम 2 का संशोधन

(1) मूल विनियम के विनियम 2 के खंड (1) के उप-खंड (ख) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात् :-

"(ख) 'उपयोजन अवधि' से इन विनियमों के अनुसार अवधारित प्रमारों के उपयोजन की अवधि अभिप्रेत है और वह किसी वित्तीय वर्ष में 3 (तीन) मास की कालावधि होगी, अर्थात् अप्रैल से जून, जुलाई से सितंबर, अक्टूबर से दिसंबर और जनवरी से मार्च :

परंतु यह कि असाधारण परिस्थितियों में आयोग, लेखबद्ध किए गए कारणों से उपयोजन अवधि की कालावधि को विस्तारित या कम कर सकेगा।"

(2) मूल विनियम के खंड (1) के उपखंड (ग) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:-

"(ग) 'अनुमोदित अंतःक्षेपण' से गत तीन (3) वर्षों की तत्स्थानी उपयोजन अवधियों के दौरान किए गए अधिकतम अंतःक्षेपण के आधार पर प्रत्येक उपयोजन अवधि के लिए कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा संगणित और उत्पादकों के एक्स बस पर डीआईसी के या आईएसटीएस में डीआईसी के किसी अन्य अंतःक्षेपण बिन्दु के लिए विधिमान्यता समिति द्वारा विधिमान्य और ग्रिड में कुल अंतःक्षेपण समामेलित करते हुए, डीआईसी द्वारा प्रस्तुत उत्पादन आंकड़ों पर विचार करते हुए मेगावाट में अंतःक्षेपण अभिप्रेत है:

परंतु यह कि उत्पादन यूनिट की अतिभार क्षमता का उपयोग अनुमोदित अंतःक्षेपण की संगणना के लिए नहीं किया जाएगा:

परंतु यह और कि अनुमोदित अंतःक्षेपण की संगणना के प्रयोजन के लिए, जहां सीटीयू द्वारा दीर्घ कालिक पहुंच (एलटीए) प्रदान की गई है, वहां एलटीए मात्रा और जहां सीटीयू द्वारा दीर्घ कालिक पहुंच प्रदान नहीं

की गई है, वहां समानुषंगिक खपत को अपवर्जित करते हुए, उत्पादन यूनिट की संस्थापित क्षमता पर विचार किया जाएगा।”

(3) मूल विनियम के विनियम 2 के उपनियम (1) के खंड (घ) में “व्यस्ततम तथा आफ व्यस्ततम परिप्रेक्ष्य” शब्दों का लोप किया जाएगा।

(4) मूल विनियम के विनियम 2 के खंड (1) के उपखंड (च) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—
“(च) ‘अनुमोदित निकासी’ से गत तीन (3) वर्षों की तत्स्थानी उपयोजन अवधि के दौरान प्राप्त वास्तविक व्यस्ततम के आधार पर किसी उपयोजन अवधि के लिए कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा संगणित और डीआईसी से संयोजित सभी नोडों से संकलित निकासी पर विचार करने के पश्चात् किसी नियंत्रण क्षेत्र में किसी डीआईसी के लिए विधिमान्यता समिति द्वारा विधिमान्य मेगावाट में निकासी अभिप्रेत है और जो आईएसटीएस में प्रवाह और पूरी करने वाली अनुमानित अधिकतम मांग को प्रभावित करती है जैसाकि डीआईसी द्वारा प्रस्तुत किया गया है:

परंतु यह कि किसी उत्पादन यूनिट की अतिमात्र क्षमता, जिसमें डीआईसी का कोई आबंटन हो या जिसके साथ डीआईसी ने किसी करार पर हस्ताक्षर किए हों, का उपयोग दीर्घकालिक पहुंच (एलटीए) के अधीन अनुमादित निकासी के लिए नहीं किया जाएगा।”

(5) मूल विनियम के विनियम 2 के खंड (1) के उपखंड (छ) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—
“(छ) ‘अनुमोदित अतिरिक्त मध्यकालिक निकासी’ से संबद्ध डीआईसी द्वारा कार्यान्वयन अभिकरण को आंकड़ों की प्रस्तुति के पश्चात् सीटीयू द्वारा अनुमोदित मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के अनुसार किसी डीआईसी द्वारा अतिरिक्त निकासी अभिप्रेत है।”

(6) मूल विनियम के विनियम 2 के खंड (1) के उपखंड (ठ) (परंतुकों के सिवाए) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—

“(ठ) ‘पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक या डीआईसी’ से आईएसटीएस का कोई खंड/तत्व का उपयोगकर्ता अभिप्रेत है और इसमें थोक उपभोक्ता सहित उत्पादक, राज्य पारेषण उपयोगिता, राज्य विद्युत बोर्ड या मार सर्विग इकाइयां तथा आई एसटीएस से प्रत्यक्षतः जुड़ी कोई अन्य इकाई या व्यक्ति सम्मिलित है तथा इसमें कोई ऐसी अंतःराज्यिक इकाई भी सम्मिलित है जिसने आई एस टी एस की मध्य कालिक निर्बाध पहुंच या दीर्घ कालिक पहुंच प्राप्त की है।”

(7) मूल विनियम के विनियम 2 के खंड (1) के उपखंड (ठ) के पश्चात्, निम्नलिखित उपखंड अंतःस्थापित किए जाएंगे, अर्थात्:—

“(ठ— i) ‘एचवीडीसी प्रभार’ से इन विनियमों के विनियम 11 के अधीन यथाउपबधित एचवीडीसी पारेषण प्रणाली के उपयोग के लिए साझा किए गए पारेषण प्रभार अभिप्रेत है;

(8) मूल विनियम के विनियम 2 के खंड (1) के उपखंड (ण) के पश्चात् निम्नलिखित उपखंड अंतःस्थापित किया जाएगा।

(ठ—ii) ‘मर्चेट विद्युत संयंत्र’ से ऐसा कोई उत्पादन केन्द्र या उसकी यूनिट अभिप्रेत है जिसका टैरिफ या तो पूर्ण क्षमता के लिए या उसकी क्षमता के भाग के लिए अधिनियम की धारा 62 या धारा 63 के अधीन अवधारित नहीं किया जाता और जो विद्युत का विक्रय ऐसी क्षमता के तत्स्थानी खुले बाजार में करता है और ‘मर्चेट क्षमता’ पद का अर्थ तदनुसार लगाया जाएगा।”

(9) मूल विनियम के विनियम 2 के खंड (1) के उपखंड के (न) के पश्चात् निम्नलिखित उपखंड अंतःस्थापित किए जाएंगे और विद्यमान उपखंड (न—i) को (न—iii) के रूप में पुनःसंख्याकित किया जाएगा, अर्थात्:

“(न—i) ‘विश्वसनीयता समर्थन प्रभार’ से विश्वसनीयता फायदे के लिए प्रभार अभिप्रेत है जो डीआईसी को किसी एकीकृत ग्रिड में प्रचालन के कारण प्रोद्भूत होता है;

(न— ii) ‘विश्वनीयता समर्थन प्रभार हिस्सेदारी पद्धति’ से इन विनियमों के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (थ) में तथा उपाबंध—1 के पैरा 2.8.1.ख. में विनिर्दिष्ट विश्वसनीयता समर्थन प्रभारों का अवधारण और हिस्सेदारी के लिए तंत्र अभिप्रेत है।”

(10) मूल विनियम के विनियम 2 के खंड (1) के उपखंड (i) के पश्चात् निम्नलिखित उपखंड अंतःस्थापित किया जाएगा, अर्थात्:—

“(प— i) ‘विधिमान्यता समिति’ से इन विनियमों के अधीन निहित अनेक कृत्यों का पालन करने के प्रयोजन के लिए आयोग द्वारा नियुक्त समिति अभिप्रेत है जो आयोग, कार्यान्वयन अभिकरण, प्रत्येक आरपीसी, सीटीयू, सीईए, एसटीयू के अधिकारियों से मिलकर बनेगी और समिति की बैठकों की अध्यक्षता आयोग के किसी नामनिर्देशिनी द्वारा की जाएगी।”

(11) मूल विनियम के विनियम 2 के खंड (1) के उपखंड (फ), (ब) और (भ) का लोप हो जाएगा।

(12) मूल विनियम के विनियम 2 के खंड (1) उपखंड (भ) के अधीन निम्नलिखित परंतुक अंतःस्थापित किए जाएंगे, अर्थात्:—

"परंतु यह कि गैर-आई एसटीएस लाइनों के मामले में, संबंधित राज्य आयोग द्वारा अवधारित या एसटीयू की अनुमोदित वार्षिक राजस्व अपेक्षा पर आधारित केन्द्रीय आयोग द्वारा अनुमोदित, आस्ति-वार टैरिफ का उपयोग किया जाएगा:

परंतु यह और कि इन विनियमों के अधीन किसी एसटीयू द्वारा प्राप्त पारेषण प्रभार संबंधित राज्य आयोग द्वारा अनुमोदित संबद्ध एसटीयू की वार्षिक राजस्व अपेक्षा में समायोजित किए जाएंगे।"

3. मूल विनियम के विनियम 3 का संशोधन :

मूल विनियम के विनियम 3 के उपखंड (क) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:-

"(क) उत्पादन केन्द्र (i) जो भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता (आईईजीसी) में यथा परिभाषित क्षेत्रीय इकाइयाँ हैं; या (ii) जो आईएसटीएस के साथ एलटीए या एमटीओए रखते हैं और या तो एसटीयू या आईएसटीएस या दोनों से जुड़े हैं।"

4. मूल विनियम के विनियम 5 का संशोधन :

मूल विनियम के विनियम 5 के खंड (4) में "रुपए प्रति मेगावाट प्रति घंटे" शब्दों के स्थान पर, "पैसे/यूनिट" शब्द रखे जाएंगे।

5. मूल विनियम के विनियम 7 का संशोधन :

(1) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (घ) के स्थान पर; निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:-

"(घ) नोडल उत्पादन जानकारी डीआईसी द्वारा उपलब्ध कराए गए पूर्वानुमान आंकड़ों पर आधारित होगी। ऐसे पूर्वानुमान आंकड़ों में, किसी उपयोजन अवधि के दौरान दीर्घकालिक पहुंच और मध्यकालिक निर्बाध पहुंच और अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के अधीन अंतःक्षेपण पर विचार करते हुए, ग्रिड में कुल अधिकतम अंतःक्षेपण का प्राक्कलन समामेलित किया जाएगा। डीआईसी द्वारा प्रस्तुत पूर्वानुमान आंकड़ों की संवीक्षा एनएलडीसी/आरएलडीसी/एसएलडीसी से प्राप्त ऐतिहासिक अधिकतम उत्पादन स्तरों के आधार पर कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा की जाएगी। पूर्वानुमान उत्पादन में किसी भी परिवर्तन की सूचना संबंधित डीआईसी को कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा दी जाएगी।

प्रत्येक डीआईसी की बाबत पूर्वानुमान उत्पादन, अनुमोदित अंतःक्षेपण पर पहुंचने हेतु भार उत्पादन संतुलन के लिए आधार मामला सृजित करने में प्राप्त पूर्वानुमानित अखिल भारतीय व्यस्ततम मांग की बाबत सामान्य बनाया जाएगा।

इस प्रकार प्राप्त अनुमोदित अंतःक्षेपण आंकड़ों को, डीआईसी द्वारा प्रस्तुत अंतःक्षेपण आंकड़ों के आधार पर विधिमान्यता समिति द्वारा विधिमान्य किया जाएगा। किसी डीआईसी द्वारा प्रस्तुत आंकड़ों के गत तीन वर्षों के वास्तविक आंकड़ों के आधार पर संगणित आंकड़ों से भिन्न होने की दशा में, संबंधित डीआईसी द्वारा इसके आंकड़ों पर विचार करने के लिए अपेक्षित औचित्य प्रस्तुत किया जाएगा।

ऐसे उत्पादन केन्द्रों का, जिनके संबंध में तीन वर्षों के आंकड़े उपलब्ध नहीं हैं, पूर्वानुमान उपलब्ध आंकड़ों तथा संबंधित उत्पादन केन्द्र द्वारा प्रस्तुत आंकड़ों के आधार पर तैयार किया जाएगा। उत्पादक द्वारा कोई भी आंकड़ा प्रस्तुत न किए जाने के मामले में, प्राक्कलित अंतःक्षेपण, जैसाकि कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा तैयार किया गया है, पर अनुमोदित अंतःक्षेपण के रूप में विचार किया जाएगा।

ऐसे डीआईसी के मामले में, जो ग्रिड में प्रथम बार अंतःक्षेपण कर रहे हैं, विभिन्न प्रकार के केन्द्रों पर आधारित उत्पादन के लिए विधिमान्यता समिति द्वारा विरचित सन्निधियों पर आधारित अनुमोदित अंतःक्षेपण पर विचार किया जाएगा।

सभी निकासी डीआईसी, भार उत्पादन संतुलन के लिए आधार मामला तैयार करने के लिए कार्यान्वयन अभिकरण को उपयोजन अवधि के दौरान उन्हें अपने उत्पादन केन्द्रों से प्राक्कलित अधिकतम उत्पादन भी प्रस्तुत करेंगे। विधिमान्यता समिति द्वारा यथा विधिमान्य आंकड़ें अंतिम होंगे।

किसी डीआईसी द्वारा लगातार दो तिमाहियों के लिए ६. 20: से परे संगत गलत घोषणा, छल के रूप में समझी जाएगी। जब तक संबंधित डीआईसी द्वारा इसका समुचित स्पष्टीकरण न दिया जाए, कार्यान्वयन अभिकरण मामले की रिपोर्ट उचित निदेशों के लिए आयोग को भेज देगा।"

(2) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (ङ) के स्थान पर; निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:-

"(ङ) इन विनियमों के अधीन किसी जोन में कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा पहचान किए गए प्रत्येक नोड या नोडों के समूह के लिए डीआईसी द्वारा पूर्वानुमान मांग आंकड़े प्रस्तुत किए जाएंगे। पूर्वानुमान मांग आंकड़ों में अधिकतम निकासी के प्राक्कलन समामेलित होंगे। डीआईसी द्वारा प्रस्तुत पूर्वानुमान मांग आंकड़ों की संवीक्षा उपयोजन अवधि की तत्स्थानी अवधियों के दौरान प्रत्येक डीआईसी द्वारा प्राप्त ऐतिहासिक मांग के आधार पर कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा की जाएगी। पूर्वानुमान मांग में किसी अंतर की सूचना कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा संबद्ध डीआईसी को दी जाएगी।

यदि डीआईसी द्वारा प्रस्तुत आंकड़े, गत तीन वर्षों के वास्तविक आंकड़ों के आधार पर पूर्वानुमानित आंकड़ों से भिन्न होते हैं तो संबद्ध डीआईसी द्वारा इन आंकड़ों पर विचार किए जाने के लिए अपेक्षित औचित्य प्रस्तुत किया जाएगा। विधिमान्यता समिति में यथा विधिमान्य आंकड़े अंतिम होंगे।

किसी डीआईसी द्वारा लगातार दो तिमाहियों के लिए ए. ए. 20: से परे संगत गलत घोषणा छल के रूप में समझी जाएगी। जब तक संबंधित डी आई सी द्वारा इसका युक्तियुक्त रूप से स्पष्टीकरण न दिया जाए, कार्यान्वयन अभिकरण मामले की रिपोर्ट उचित निर्देशों के लिए आयोग को भेज देगा।"

- (3) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (छ) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—

"(छ) इस प्रकार प्राप्त पुनरीक्षित उत्पादन और मांग आंकड़ों की बाबत किसी डीआईसी और कार्यान्वयन अभिकरण के बीच राय में अंतर होने की दशा में, विधिमान्यता समिति, संबद्ध डीआईसी और कार्यान्वयन अभिकरण को सुनने के पश्चात् अंतिम विनिश्चय लेगी।"

- (4) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (झ) के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—

"(झ) इस विनियम के खंड (1) के उपखंड (घ) और उपखंड (ड) के अनुसार अंतःक्षेपण और निकासी आंकड़ों के लिए संपरिवर्तित भार प्रवाह के साथ बेसिक नेटवर्क परिणामों को विधिमान्यता समिति द्वारा विधिमान्य किया जाएगा। प्रत्येक उपयोजन अवधि के लिए बेसिक नेटवर्क, नोडल उत्पादन, नोडल मांग और भार प्रवाह परिणाम, विधिमान्यता समिति द्वारा प्रत्येक उपयोजन अवधि के प्रारम्भ से 15 दिन के अपश्चात् के पूर्व विधिमान्य किए जाएंगे। भार प्रवाह परिणामों सहित अनुमोदित बेसिक नेटवर्क, नोडल उत्पादन, नोडल मांग, आयोग और कार्यान्वयन अभिकरण की वेबसाइट पर विधिमान्यता समिति द्वारा इसके विधिमान्य होने के तुरन्त पश्चात् उपलब्ध कराए जाएंगे:

परंतु यह कि पारेषण प्रभारों की संगणना के लिए समय के भीतर आंकड़ों के प्रस्तुत न किए जाने को इन विनियमों के अननुपालन के रूप में समझा जाएगा और व्यतिक्रमी डीआईसी को सुनवाई का अवसर देने के पश्चात् आयोग द्वारा यथासमुचित कार्रवाई की जाएगी।"

- (5) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (ट) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—

"(ट) बेसिक नेटवर्क पर भार प्रवाह के विकास के परिणामस्वरूप, विद्युत प्रणाली में प्रत्येक नोड के लिए समझने योग्य पारेषण प्रभार और हानि आबंटन कारक अवधारित करने के लिए बेसिक नेटवर्क पर कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा मिश्रित पद्धति लागू की जाएगी।"

- (6) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (ठ) के अधीन अंतिम परंतुक के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—

"परंतु यह और कि पीओसी प्रभारों के लिए नौ स्लेब दरें होंगी। स्लेब दरों की संगणना इन विनियमों के उपाबंध 1 में दी गई पद्धति के आधार पर कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा की जाएगी। प्रत्येक उपयोजन अवधि के लिए स्लेब दरें आयोग द्वारा अनुमोदित होंगी। दो वर्षों के पश्चात्, आयोग द्वारा स्लेब की संख्या की समीक्षा की जाएगी।"

- (7) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (ड) के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—

"(ड) मिश्रित पद्धति के अनुसार प्रत्येक नोड पर पारेषण प्रभारों की संगणना की, ऐसे आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के लिए, जिनकी लाइनों की फीचर बेसिक नेटवर्क पर हैं, लागत पर विचार किया जाएगा:

परंतु यह कि उन एसटीयू लाइनों के मामले में, जो भौतिक रूप से अंतर-राज्यिक लाइनें हैं और जिनके टैरिफ का अनुमोदन आयोग द्वारा किया जाता है, पीओसी की संगणना के लिए ऐसे टैरिफ पर विचार किया जाएगा:

परंतु यह और कि गैर आई एसटीएस लाइनों (एसटीयू के स्वामित्वाधीन लाइनें किंतु जिनका उपयोग संबंधित आरपीसी द्वारा यथाप्रमाणित अंतर-राज्यिक विद्युत ले जाने के लिए किया जा रहा है) के मामले में, संबंधित राज्य आयोग द्वारा यथा अनुमोदित आर्स्टि-वार टैरिफ पर विचार किया जाएगा। जहां आर्स्टि-वार टैरिफ उपलब्ध नहीं हैं, वहां आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के लिए प्रयुक्त पद्धति के समान पद्धति को अपनाकर एसटीयू के एआरआर पर आधारित (संबंधित राज्य आयोगों द्वारा यथा अनुमोदित) आयोग द्वारा यथा संगणित टैरिफ का उपयोग किया जाएगा। इस मद्दे संबद्ध एसटीयू द्वारा प्राप्त पारेषण प्रभारों का समायोजन उनकी वार्षिक राजस्व अपेक्षा में किया जाएगा।"

- (8) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (ण) के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—

"(ण) भागीदारी कारक, और कनेक्शन नोडल का बिन्दु और इस प्रकार अवधारित जोनल दरें, प्रत्येक उपयोजन अवधि के लिए संगणित की जाएगी। आधार मामला तैयार करने के लिए विस्तृत पद्धति, इन विनियमों के उपाबंध-८ में दी गई पद्धति के अनुसार होगी :

परंतु यह कि भार प्रवाह अध्ययन, प्रत्येक उपयोजन अवधि के लिए कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा किए जाएंगे।"

- (9) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (त) में, "ऐसे प्रभारों को, इन अवधियों को तय करने के आधार पर प्रत्येक सत्र की व्यस्ततम और व्यस्ततम अवधि से भिन्न माना जाएगा।" वाक्य का लोप किया जाएगा।

- (10) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (थ) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—

"(थ) आईएसटीएस नेटवर्क के वार्षिक पारेषण प्रभारों (वाईटीसी) की वसूली, मिश्रित पद्धति (पीओसी प्रभार), विश्वसनीयता समर्थन प्रभार और एचवीडीसी प्रभार पर आधारित होगी। वार्षिक पारेषण प्रभार का दस प्रतिशत(ः) विश्वसनीयता समर्थन प्रभार हिस्सेदारी तन्त्र के माध्यम से वसूल किया जाएगा। आयोग, जब भी आवश्यक समझा जाए, विश्वसनीयता समर्थन प्रभार के लिए प्रदत्त प्रभाव (वेटेज) समीक्षा करेगा। विश्वसनीयता समर्थन प्रभार दरें, पृथक्कतः अवधारित की जाएंगी और इन्हें जोनल पीओसी दरों के साथ मिश्रित नहीं किया जाएगा। विश्वसनीयता समर्थन प्रभार, डीआईसी द्वारा उनको अनुमोदित निकासी के अनुपात में संदेय होगा। अंतःक्षेपण डीआईसी के पास लक्ष्य क्षेत्र में दीर्घ अवधि पहुंच होने की दशा में, विश्वसनीयता समर्थन प्रभार भी उनके अनुमोदित अंतःक्षेपण के अनुपात में संदेय होंगे।

- (11) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (घ) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:-
 "(घ) हानियां, डीआईसी को उनके अनुसूचित एमडब्ल्यू के उचित रूप से समायोजन द्वारा संविभाजित की जाएंगी। समायोजन का विस्तार, मिश्रित-पद्धति पर आधारित प्रत्येक डीआईसी को संविभाजित हानियों पर आधारित होगा। विभिन्न डीआईसी की हानियों के उपयोजन के लिए विस्तृत प्रक्रिया को, आयोग के अनुमोदन से एनएलडीसी द्वारा उपांतरित किया जाएगा:
 परंतु यह कि पारेषण हानियों की संगणना के लिए नौ स्लेब होंगे जिन्हें प्रतिशतता के निबंधनों में व्यक्त किया जाएगा। शून्य प्रतिशत की न्यूनतम हानि के अध्यक्षीन रहते हुए, 0.25% के स्लेब आकार के साथ औसत हानि के ऊपर चार चरण होंगे और औसत हानि के नीचे चार चरण होंगे। आयोग द्वारा स्लेबों की समीक्षा दो वर्षों बाद की जा सकेगी।"

- (12) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (न) के अधीन परंतुक सहित पैरा (iv) के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:-

"(iv) 400 केवी अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली (जिसके अंतर्गत 400 केवी आई एसटीएस और एसटीयू दोनों हैं) से जुड़े किसी भी अंतर-राज्यिक उत्पादन केन्द्र को प्रथम जोन के रूप में माना जाएगा और पीओसी अंतःक्षेपण की दर की संगणना के प्रयोजन के लिए क्षेत्र में अन्य उत्पादक नोडों के साथ नहीं मिलाया जाएगा:

परंतु यह कि 400 केवी अंतर-राज्यिक प्रणाली से जुड़े किसी राज्य में मर्चेट विद्युत संयंत्र की दशा में, शून्य एलटीए या भाग एलटीए के साथ, आधार मामले में विचार किए गए अंतःक्षेपण या एलटीए, जो भी उच्चतर हो, पर पीओसी अंतःक्षेपण दर निकालने के लिए विचार किया जाएगा।"

- (13) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (न) के अधीन पैरा (vii) के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:-

"(vii) किसी आईएसजीएस के केवल एसटीयू नेटवर्क से जुड़े होने और उक्त केन्द्र के हिताधिकारियों के अंश एसटीयू नेटवर्क के माध्यम से परिदत्त किए जाने की दशा में, एसटीयू नेटवर्क की ऐसी लाइन, इन विनियमों के प्रयोजन के लिए आई एसटीएस के रूप में मानी जाएगी।"

- (14) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (प) के अधीन निम्नलिखित परंतुक जोड़ा जाएगा, अर्थात्:-

"परंतु यह कि उपरोक्त उपबंध 1.7.2014 से 30.6.2017 की अवधि के दौरान कमीशन की गई परियोजनाओं के उपयोगी जीवन के लिए भी लागू होंगे।"

- (15) मूल विनियम के विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड (फ) के अधीन निम्नलिखित परंतुक जोड़ा जाएगा, अर्थात्:-

"परंतु यह कि उपरोक्त उपबंध 1.7.2014 से 30.6.2017 की अवधि के दौरान कमीशन की गई परियोजनाओं के उपयोगी जीवन के लिए भी लागू होंगे।"

6. मूल विनियम के विनियम 8 का संशोधन :

- (1) मूल विनियम के विनियम 8 के खंड (1) में "व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न, दोनों के लिए" शब्दों का लोप किया जाएगा।

- (2) मूल विनियम के विनियम 8 के खंड (5) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:-

"(5) जहां किसी डीआईसी के मामले में, अनुमोदित निकासी या अनुमोदित अंतःक्षेपण, किसी भी कारण से, पूर्णतः या अंशतः क्रियान्वित न हो रहे हों, वहां संबद्ध डीआईसी, इन विनियमों के अधीन आबंटित पारेषण प्रभारों का संदाय करने के लिए बाध्य होगा:

परंतु यह कि किसी उत्पादन केन्द्र या उसकी इकाई के कमीशन किए जाने में विलंब की दशा में, उत्पादक सीटीयू द्वारा प्रदत्त दीर्घकालिक पहुंच प्रणाली होने की तारीख से दीर्घकालिक पहुंच के तत्स्थानी निकासी प्रभारों का संदाय करने का दायी होगा। निकासी प्रभार, लक्ष्य क्षेत्र की औसत निकासी दर पर होंगे :

परंतु यह और कि जहां एलटीए का प्रचालनीकरण, अनेक पारेषण लाइनें या तत्वों के कमीशन किए जाने पर प्रासंगिक है और उनमें से कुछ पारेषण लाइनें या तत्व वाणिज्यिक घोषित कर दिए गए हों, वहां उत्पादक कमीशन की गई पारेषण प्रणाली के तत्स्थानी प्रचालित एलटीए के लिए पारेषण प्रभारों का संदाय करेगा:

परंतु यह भी कि जहां समर्पित पारेषण लाइन का सन्निर्माण सीटीयू या पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा ले लिया गया, वहां ऐसी समर्पित पारेषण लाइन के पारेषण प्रभार, संयोजिता विनियमों के विनियम 8 (8) में यथा उपबंधित उत्पादक द्वारा संदेय होंगे:

परंतु यह भी कि ऐसी अवधि के दौरान जब कोई उत्पादन केन्द्र एलटीए के प्रारंभ के पूर्व स्टार्टअप विद्युत प्राप्त करता है या इन्फर्म विद्युत का अंतःक्षेपण करता है, वास्तविक अंतःक्षेपण या निकासी की तत्स्थानी निकासी या अंतःक्षेपण प्रभार उत्पादन केन्द्र द्वारा संदेय होंगे और यह रकम सभी डीआईसी से पीओसी पद्धति के माध्यम से वसूल किए जाने वाले आईएसटीएस पारेषण प्रभारों से अगली तिमाही में समायोजित की जाएगी।

परंतु यह भी कि सीटीयू किसी तिमाही में प्राप्त उपरोक्त रकम का एक पृथक लेखा रखेगी और अगली उपयोजन अवधि के लिए पीओसी संगणना में विचार में लिए गए आईएसटीएस के पारेषण प्रभारों में से इसकी कटौती करेगी।

(3) मूल विनियम के विनियम 8 के खंड (8) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—

"(8) अंतर-राज्यिक उत्पादन केन्द्रों से विद्युत प्रदाय प्राप्त करने वाले दीर्घकालिक पारेषण ग्राहकों के लिए दीर्घकालिक प्रदाय हेतु ऐसे उत्पादन के प्रति समझे जाने योग्य प्रभार, उपाबंध-1 में दी गई पद्धति के अनुसार निकासी नोडों पर सीधे संगणित किए जाएंगे। ऐसा तंत्र उत्पादक के वाणिज्यिक प्रचालन के पश्चात् ही प्रभावी होगा। उस समय तक यह उत्पादक की जिम्मेदारी होगी कि वह पारेषण प्रभारों का संदाय करे।"

7. मूल विनियम के विनियम 10 का संशोधन :

मूल विनियम के विनियम 10 के खंड (1) के उपखंड (क) में "व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से मिन घंटों के लिए" शब्दों का लोप किया जाएगा।

8. मूल विनियम के विनियम 11 का संशोधन :

(1) मूल विनियम के विनियम 11 के खंड (4) के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—

"(4) बिल के पहले भाग में कनेक्शन के बिंदु को पद्धति पर आधारित आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों की पारेषण आस्तियों के उपयोग के लिए प्रभार वसूले जाएंगे। बिल का यह भाग, निम्नानुसार तीन उपभागों में संगणित किया जाएगा :

1. एलटीए/एमटीओए के प्रति कनेक्शन पारेषण प्रभार का बिंदु लक्ष्य क्षेत्र में एलटीए वाले उत्पादकों के लिए :

$[\text{₹/एमडब्ल्यू/मास में उत्पादन जोन की पीओसी पारेषण दर}] \times$
 $\{ \text{अनुमोदित अंतःक्षेपण} \}$

मांग के लिए :

$[\text{₹/एमडब्ल्यू/मास में मांग जोन के लिए पीओसी पारेषण दर}] \times$
 $\{ \text{अनुमोदित निकासी} \}$

2. विश्वसनीयता समर्थन प्रभार

लक्ष्य क्षेत्र में एलटीए वाले उत्पादकों के लिए :

$[\text{₹/एमडब्ल्यू/मास में विश्वसनीयता समर्थन दर}] \times$
 $\{ \text{अनुमोदित अंतःक्षेपण} \}$

मांग के लिए :

$[\text{₹/एमडब्ल्यू/मास में विश्वसनीयता समर्थन दर}] \times$
 $\{ \text{अनुमोदित निकासी} \}$

3. एचवीडीसी प्रभार

(i) एचवीडीसी पारेषण प्रणाली के मासिक पारेषण प्रभारों (एमटीसी) का 10 प्रतिशत विश्वसनीयता समर्थन प्रभारों का भाग रूप होगा और शेष की बिलिंग निम्नानुसार की जाएगी:

विशिष्ट क्षेत्रों में विद्युत के प्रदाय के लिए सृजित एचवीडीसी प्रणाली के लिए पारेषण प्रभार ऐसे क्षेत्रों के डीआईसी द्वारा वहन किए जाएंगे। क्षेत्र के डीआईसी द्वारा एचवीडीसी प्रभार उनकी अनुमोदित निकासी के अनुपात में संदेय होगा। लक्ष्य क्षेत्र में दीर्घकालिक पहुंच वाले अंतःक्षेपण डीआईसी के मामले में, यह उनकी अनुमोदित अंतःक्षेपण के अनुपात में भी संदेय होगा।

लक्ष्य क्षेत्र में एलटीए वाले उत्पादकों के लिए:

$[\text{₹/मास में क्षेत्र के लिए प्रभार}] \times [\text{अनुमोदित अंतःक्षेपण}] / [\text{लक्ष्य क्षेत्र में निकासी डीआईसी की कुल अनुमोदित निकासी और एलटीए वाले उत्पादक का अनुमोदित अंतःक्षेपण}]$

मांग के लिए :

$[\text{₹/मास में क्षेत्र के लिए प्रभार}] \times [\text{अनुमोदित निकासी}] / [\text{लक्ष्य क्षेत्र में निकासी डीआईसी की कुल अनुमोदित निकासी और एलटीए वाले उत्पादक का अनुमोदित अंतःक्षेपण}]$

(ii) एचवीडीसी प्रभार, अतिरिक्त एमटीओए के लिए भी लागू होगा। एचवीडीसी प्रभारों की अधिक/कम वसूली उस रीति से बिल के तीसरे भाग में समायोजित की जाएगी जैसाकि इन विनियमों के विनियम 11(6) में दिया गया है।

(iii) जहां किसी एचवीडीसी प्रणाली के लिए पारेषण प्रभार किसी पीपीए या किसी अन्य व्यवस्था के अधीन किसी डीआईसी (यथास्थिति अंतःक्षेपण डी आईसी या निकासी डीआईसी) द्वारा भागतः वहन किए जाने हों, वहां पीपीए या किसी अन्य व्यवस्था के अनुसार क्षमता के अंश के अनुपात में पारेषण प्रभार ऐसे डीआईसी द्वारा वहन किए जाएंगे तथा शेष क्षमता के लिए प्रभार शेष डीआईसी द्वारा पीओसी में

सम्मिलित एसी प्रणाली के एमटीसी में वृद्धि करके वहन किए जाएंगे। ऐसी एचवीडीसी पर उपरोक्त (प) के अधीन विचार नहीं किया जाएगा।

बिल के इस पहले भाग को प्रत्येक डीआईसी के लिए कनेक्शन बिन्दु की दरों, विश्वसनीयता समर्थन दर, एचवीडीसी प्रभार, अनुमोदित निकासी और अनुमोदित अंतःक्षेपण के आधार पर जारी किया जाएगा, जिसे कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समितियों द्वारा प्रत्येक मास में पूर्व मास के लिए उनकी वेबसाइट पर क्षेत्रीय पारेषण लेखा अपलोड किए जाने के अगले कार्यदिवस को उपलब्ध करवाया जाएगा एवं उपयोजन अवधि के प्रारंभ होने के पूर्व अवधारित किया जाएगा:

परंतु यह कि अनुमोदित पारेषण प्रभारों, जिनके लिए बिलिंग की गई है, के साथ पारेषण आस्तियों की सूची, बिल के प्रथम भाग के साथ संलग्न की जाएगी:

परंतु यह और कि हिताधिकारियों के बिना दीर्घकालिक पहुंच वाले डीआईसी के लिए प्रभार, अंतःक्षेपण पीओसी प्रभारों, विश्वसनीयता समर्थन प्रभारों और एचवीडीसी प्रभारों से मिलकर बनेंगे”

(2) मूल विनियम के विनियम 11 के खंड (5) के स्थान पर; निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:-

“(5) बिल का दूसरा भाग अतिरिक्त अनुमोदित मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के लिए प्रभारों की वसूली करेगा जिसे निम्नानुसार संगणित किया जाएगा:

मांग के लिए :

[₹/एमडब्ल्यू/मास में मांग क्षेत्र के लिए पीओसी पारेषण दरें,]×[अनुमोदित अतिरिक्त मध्यकालिक निकासी]

बिल का दूसरा भाग, बिल के पहले भाग के साथ डीआईसी को भेजा जाएगा :

परंतु यह कि अनुमोदित अतिरिक्त मध्यकालिक अंतःक्षेपण जिसे अनुमोदित अंतःक्षेपण/अनुमोदित निकासी में विचार में नहीं लिया गया है, से संग्रहित राजस्व की प्रतिपूर्ति दीर्घकालिक पहुंच वाले डीआईसी को अगले मास में संबंधित मास के मासिक बिलिंग के अनुपात में की जाएगी :

परंतु यह और कि मध्यकालिक निर्बाध पहुंच के लिए किसी क्षेत्र को निकासी पीओसी प्रभार, पहचान किए गए हिताधिकारियों के बिना लक्ष्य क्षेत्र को दीर्घकालिक पहुंच के लिए अंतःक्षेपण पीओसी प्रभारों के विरुद्ध समायोजित किए जाएंगे:

परंतु यह भी कि किसी उत्पादक से जिसे किसी लक्ष्य क्षेत्र में दीर्घकालिक पहुंच प्रदान की गई हो, मध्यकालिक निर्बाध पहुंच की मात्रा ऑफसेट करने के पश्चात्, शेष मात्रा के लिए पीओसी अंतःक्षेपण प्रभार का संदाय करने के लिए अपेक्षित होगा।

परंतु यह भी कि जहां कोई उत्पादक किसी एमटीओए संविदा के निर्बंधनों के अनुसार विनिर्दिष्ट मात्रा के लिए, निकासी प्रभारों का संदाय करने के लिए दायी है, वहां विद्युत की समान मात्रा के लिए अंतःक्षेपण प्रभार प्रदान की गई एलटीए के विरुद्ध ऑफसेट किए जाएंगे।

(3) मूल विनियम के विनियम 11 के खंड (9) के अधीन परन्तुकों के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:-

“परंतु यह कि डीआईसी जिन्हें लक्ष्य क्षेत्र के लिए एलटीए प्रदान किया गया था और दीर्घकालिक पहुंच के लिए अंतःक्षेपण प्रभारों का संदाय कर रहे हैं, किसी क्षेत्र को अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के लिए संदत अंतःक्षेपण पीओसी प्रभार और मांग पीओसी प्रभार, अनुमोदित अंतःक्षेपण के लिए मासिक अंतःक्षेपण पीओसी प्रभारों के विरुद्ध अगले मास में समायोजित किए जाएंगे:

परंतु यह और कि किसी उत्पादक से, जिसे किसी लक्ष्य क्षेत्र के लिए दीर्घकालिक पहुंच प्रदान की गई है, यह अपेक्षित होगा कि वह मध्यकालिक निर्बाध पहुंच और अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के लिए प्रभार ऑफसेट करने के पश्चात्, शेष मात्रा के लिए अनुमोदित अंतःक्षेपण हेतु पीओसी अंतःक्षेपण प्रभार का संदाय करें:

परंतु यह भी कि किसी डीआईसी को दी गई अल्पकालिक निर्बाध पहुंच के लिए अंतःक्षेपण पीओसी प्रभार/निकासी पीओसी प्रभार, आधार मामले में विचार में ली गई शुद्ध निकासी (भार माइन्स स्वअंतःक्षेपण) के तत्स्थानी अनुमोदित अंतःक्षेपण/अनुमोदित निकासी के लिए डीआईसी द्वारा संदत किए जाने वाले तत्स्थानी अंतःक्षेपण पीओसी प्रभारों या निकासी पीओसी प्रभारों के विरुद्ध ऑफसेट किए जाएंगे:

परंतु यह भी कि निकासी डीआईसी के लिए, यह समायोजन केवल डीआईसी द्वारा एमटीओए संव्यवहार के लिए दिया गया है और यह राज्य में सनिहित और एमटीओए में लगी अन्य अंतःराज्यिक इकाइयों को लागू नहीं है:

परंतु यह भी कि यह समायोजन, सामूहिक संव्यवहारों के लिए अनुज्ञात किया जाएगा। उत्पादकों को, जिन्हें लक्ष्य क्षेत्र के लिए एलटीए प्रदान की गई है, अंतःक्षेपण प्रभारों के तत्स्थानी समायोजन किया जाएगा और निकासी डीआईसी को निकासी प्रभारों के तत्स्थानी समायोजन दिया जाएगा:

परंतु यह भी कि यह समायोजन, किसी ऐसे व्यापार अनुज्ञापितधारी द्वारा, जिसके पास किसी राज्य में उत्पादकों के पोर्टफोलियो हैं जिसकी बाबत लक्ष्य क्षेत्र के लिए एलटीए प्राप्त की गई थी, किए गए सामूहिक संव्यवहारों और द्विपक्षीय संव्यवहारों के लिए अनुज्ञात नहीं किया जाएगा।”

9. मूल विनियम के विनियम 16 का संशोधन :

(1) मूल विनियम के विनियम 16 के खंड (1) और खंड (2) में "प्रत्येक वित्तीय वर्ष के नवम्बर के चौथे सप्ताह से पूर्व या उसकी समाप्ति पर" शब्दों के स्थान पर "उपयोजन अवधि के प्रारम्भ से कम से कम 45 दिन पूर्व" शब्द और अंक रखे जाएंगे।"

(2) मूल विनियम के विनियम 16 के खंड (3) के उपखंड (ख) में "आगामी वित्तीय वर्ष" शब्दों के स्थान पर "आगामी उपयोजन अवधि" शब्द रखे जाएंगे।

(3) मूल विनियम के विनियम 16 के खंड (4) के उपखंड (क) के स्थान पर; निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—
"क) विभिन्न नोडों या नोडों के समूह पर अंतःक्षेपण या निकासी के लिए एमडब्ल्यू तथा एमवीएआर आंकड़ा प्रत्येक उपयोजन अवधि के लिए अधिकतम अंतःक्षेपण/अधिकतम निकासी हेतु प्रस्तुत किया जाएगा। ऐसे आंकड़ों में दीर्घकालिक संविदाओं के माध्यम से तय ऊर्जा तथा अनुमोदित मध्यकालिक निर्बाध पहुंच करार सम्मिलित है।"

(4) इन विनियम के विनियम 16 के खंड (4) के उपखंड (ख) का लोप हो जाएगा।

10. मूल विनियम के विनियम 17 का संशोधन :

मूल विनियम के विनियम 17 के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:—

"(17) कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा प्रकाशित की जाने वाली जानकारी

(1) की गई संगणनाओं के परिणामस्वरूप कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा उपलब्ध कराई जाने वाली जानकारी में निम्नलिखित होंगे:

(क) अनुमोदित बेसिक नेटवर्क आंकड़े और पूर्वधारणाएं, यदि कोई हों;

(ख) आगामी उपयोजन अवधि के लिए जोनल और नोडल पारेषण प्रभार;

(ग) आगामी उपयोजन अवधि के लिए जोनल और नोडल हानि संबंधी आंकड़े;

(घ) आगामी उपयोजन अवधि के लिए प्रत्येक संघटक द्वारा संदेय प्रभारों की अनुसूची;

(ङ) वाईटीसी ब्यौरे (इन विनियमों के अंतर्गत आने वाले पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा प्रस्तुत सूचना और कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा संगणना);

(च) प्रत्येक डीआईसी इसके उपयोग में पारेषण लाइनों के ब्यौरे और जिसके पारेषण प्रभारों का वह भागीदार है, देखने हेतु समर्थ बनाने के लिए पीओसी प्रभारों के जोनवार ब्यौरे;

(छ) एलटीए/एमटीओए और उनकी प्रारंभ अनुसूची।"

11. मूल विनियम के उपाबंध-1 का संशोधन :

(1) मूल विनियम के पैरा 2.1 में, पहले वाक्य में आने वाले "व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न परिस्थिति" शब्दों के स्थान पर, "अधिकतम अंतःक्षेपण/अधिकतम निकासी" शब्द रखे जाएंगे।

(2) मूल विनियम के पैरा 2.1.1 के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:

"2.1.1 नोडल उत्पादन और मांग जानकारी

मिश्रित पद्धति पर आधारित पारेषण प्रभारों के अवधारण की वार्षिक प्रक्रिया के लिए अपेक्षित आंकड़े :

डीआईसी नेटवर्क के जोन में (कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा पूर्ववर्ती पहचाने गए) सभी नोडों या नोडों के समूहों पर पूर्वानुमान अंतःक्षेपण/निकासी जानकारी (मिगावाट और एमवीएआर(या प्रयुक्त किए जाने वाले ऊर्जा कारण के बारे में पूर्व धारणा)) उपलब्ध करवाएंगे। इन विनियमों में यथापरिभाषित अधिकतम अंतःक्षेपण/निकासी पर आधारित 'विशिष्ट' अंतःक्षेपण/निकासी आंकड़े प्रत्येक उपयोजन अवधि के लिए कार्यान्वयन अभिकरण को उपलब्ध करवाए जाएंगे।

डीआईसी, गत तीन वर्षों की तत्स्थानी तिमाहियों के लिए भी अंतःक्षेपण और निकासी आंकड़े उपलब्ध करवाएंगे। डीआईसी द्वारा उपलब्ध करवाए जाने वाले आंकड़े इन विनियमों के सुसंगत उपबंधों के अधीन आईए द्वारा तैयार किए गए और आयोग द्वारा सम्यक्तः अनुमोदित प्ररूपों के अनुसार होंगे।

डीआईसी द्वारा उपलब्ध करवाई गई जानकारी की संवीक्षा इन विनियमों के उपबंधों तथा कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा अधिसूचित विस्तृत प्रक्रिया के अनुसार की जाएगी।

कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा संवीक्षा के लिए डीआईसी के पूर्वानुमानित अधिकतम उत्पादन/निकासी की संगणना के लिए पद्धति

मांग आंकड़ों के लिए :

डीआईसी द्वारा उपलब्ध कराए गए पूर्वानुमानित अधिकतम निकासी आंकड़ों की कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा संवीक्षा निम्नलिखित पर आधारित होगी:

(क) उपयोजित अवधि की तत्स्थानी अवधि के लिए गत तीन वर्षों में प्रत्येक राज्य/संघ राज्यक्षेत्र के लिए पूरी की गई मासिक व्यस्ततम मांग पर विचार किया जाएगा;

(ख) उपयोजित अवधि की तत्स्थानी अवधि के लिए गत तीन वर्षों के प्रत्येक वर्ष में प्रत्येक राज्य/संघ राज्य क्षेत्र हेतु पूरी की गई मासिक व्यस्ततम मांग के औसत की संगणना की जाएगी;

(ग) प्रत्येक राज्य/संघ राज्य क्षेत्र के लिए उपयोजन अवधि में पूरी की जाने वाली औसत व्यस्ततम मांग, गत तीन वर्षों में पूरी की गई मासिक व्यस्ततम मांग के औसत आंकड़ों पर प्रायोजित होगी;

(घ) इसी प्रकार, गत तीन वर्षों में पूरी की गई अखिल भारतीय व्यस्ततम मांग का औसत उपयोजन अवधि की तत्स्थानी अवधि के लिए निकाला जाएगा। इसे आगामी उपयोजन अवधि के लिए प्रयोजित किया जाएगा। प्रत्येक राज्य/संघ राज्य क्षेत्र के लिए इस प्रकार निकाली गई प्रायोजित व्यस्ततम मांग को चालू वर्ष के लिए विचाराधीन उपयोजन अवधि की पूरी की जाने वाली प्रयोजित अखिल भारतीय व्यस्ततम मांग के साथ सामान्य बनाया जाएगा।

उत्पादन आंकड़ों के लिए :

क. डीआईसी द्वारा उपलब्ध कराए गए प्रायोजित अधिकतम अंतःक्षेपण आंकड़ों की संवीक्षा, आगामी उपयोजन अवधि के लिए प्रायोजित उपयोजन अवधि की तत्स्थानी अवधि के लिए गत तीन वर्षों में (आरएलडीसी से उपलब्ध वास्तविक मीटरीकृत आंकड़ों पर आधारित) मासिक अधिकतम अंतःक्षेपण के औसत के आधार पर कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा की जाएगी। इसी प्रकार से, राज्य प्रणाली के भीतर सन्निहित उत्पादकों के लिए अधिकतम अंतःक्षेपण (गत तीन वर्षों के लिए और आगामी तिमाही के लिए प्रायोजित) संबंधित एसएलडीसी द्वारा उपलब्ध कराया जाएगा। एसएलडीसी द्वारा कार्यान्वयन अभिकरण को आंकड़े उपलब्ध न कराए जाने की स्थिति में, संबद्ध राज्य के अधिकतम अंतःक्षेपण को पूरे किए गए व्यस्ततम और वास्तविक मीटरीकृत आंकड़ों (तत्स्थानी ब्लॉक के लिए जिसमें व्यस्ततम पूरा न हुआ हो) पर आधारित आईएसटीएस से निकासी के मध्य अंतर के रूप में लिया जाएगा।

ख. यदि ग्रिड में प्रायोजित उत्पादन का जोड़ प्रायोजित मांग के जोड़ से अधिक है तो उत्पादन को आनुपातिक रूप से निकासी आंकड़ों के जोड़ के समान लाने के लिए कम किया जा सकेगा। यदि ग्रिड में प्रायोजित उत्पादन का जोड़ प्रायोजित मांग के जोड़ से कम है तो मांग को आनुपातिक रूप से उत्पादन के जोड़ के समान लाने के लिए कम किया जा सकेगा।

ग. प्रत्येक राज्य/संघ राज्यक्षेत्र की बाबत व्यस्ततम मांग पूरी करने वाले आंकड़े और अखिल भारतीय व्यस्ततम मांग पूरी करने वाले आंकड़े, सीईए द्वारा प्रकाशित अंतिम/पुनरीक्षित मासिक विद्युत प्रदाय स्थिति से लिए जाएंगे।

घ. कार्यान्वयन अभिकरण, मार उत्पादन संतुलन के अनुसार आंकड़ों को अंतिम रूप देगा।

ङ. यदि विधिमान्यता समिति को अनुमोदित अंतःक्षेपण या अनुमोदित निकासी या किसी अन्य आंकड़े को विधिमान्य करने में डीआईसी द्वारा कोई जानकारी उपलब्ध न कराने या भागतः उपलब्ध कराने के कारण कोई कठिनाई आती है तो विधिमान्यता समिति ऐसी पद्धति अपना सकेगी जो इन विनियमों के उद्देश्यों के संगत में उसे आवश्यक प्रतीत हो।

च. विधिमान्यता समिति द्वारा विधिमान्य/अपनाए गए आंकड़े अंतिम होंगे।

(3) मूल विनियम के उपाबंध-1 के पैरा 2.1.3 के अधीन उप-पैरा के स्थान पर; निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:

"पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा संपूर्ण नेटवर्क का लाइनवार वाईटीसी उपलब्ध करवाया जाएगा। उपयोजन अवधि के दौरान किसी लाइन के संभवतः कमीशन किए जाने की दशा में, उसके संबंध में आंकड़े अनुमानित सीओडी के साथ सीटीयू/पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा कार्यान्वयन अभिकरण (आईए) को उपलब्ध कराए जाएंगे।"

आगामी उपयोजन अवधि में लागू मिश्रित पद्धति पर आधारित पारेषण प्रभारों के अवधारण के लिए, उपरोक्त सभी आंकड़े कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा विनिर्दिष्ट समय सीमाओं के अनुसार कार्यान्वयन अभिकरण को उपलब्ध कराए जाएंगे।

नोडों के मध्य आबंटित किए जाने वाले समग्र प्रभार, आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों, समझे गए आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों और गैर आईएसटीएस लाइनों के स्वामियों, जिन्हें संबंधित क्षेत्रीय विद्युत समिति (आरपीसी) द्वारा अंतर-राज्यिक विद्युत ले जाने के लिए प्रमाणित किया गया है, की पारेषण आस्तियों की वाईटीसी अपनाकर संगणित किया जाएगा। इन विनियमों के उपबंधों के अनुसार प्रत्येक वोल्टता स्तर और कंडक्टर विन्यास में आस्तियों के लिए संगणित वार्षिक पारेषण प्रभार, विभिन्न वोल्टता स्तरों और कंडक्टर विन्यासों के लिए केन्द्रीय पारेषण उपयोगिता द्वारा उपलब्ध कराए गए उपदर्शी लागत स्तर पर आधारित प्रत्येक आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारी के लिए, संगणित किए जाएंगे। अंतर-राज्यिक विद्युत ले जाने वाली आरपीसी प्रमाणित गैर आईएसटीएस लाइनों के लिए, वाईटीसी का अनुमोदन समुचित आयोग द्वारा किया जाएगा।

समुचित आयोग द्वारा आरपीसी प्रमाणित गैर-आईएसटीएस लाइनों के लिए लाइनवार टैरिफ विनिर्दिष्ट न किए जाने की दशा में, सुसंगत वोल्टता स्तर और कंडक्टर विन्यास के लिए यथासंगणित टैरिफ का उपयोग किया जाएगा। व्यष्टिक आस्ति के टैरिफ की संगणना के लिए पद्धति, आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों के लिए अपनाई गई रीति के समान होगी और संबंधित राज्य आयोग द्वारा यथा अनुमोदित एसटीयू के एआरआर पर आधारित होगी।

अंतर-राज्यिक विद्युत ले जाने वाली गैर-आईएसटीएस लाइनों, जिन्हें केन्द्रीय विद्युत विनियामक (पारेषण प्रभारों और हानियों की हिस्सेदारी) विनियम, 2009 की अधिसूचना की तारीख को आरपीसी द्वारा अनुमोदित नहीं किया गया था, के प्रमाणीकरण द्वारा यथाअनुमोदित एसटीयू के एआरआर पर आधारित होगी और इनकी संगणना भार प्रवाह अध्ययन के आधार पर की जाएगी। इस प्रयोजन के लिए एसटीयू अनुमोदन के लिए एक प्रस्ताव संबंधित आरपीसी सचिवालय को भेजेगी। आरपीसी सचिवालय, वेब नेट साफ्टवेयर का उपयोग करते हुए, आरएलडीसी के साथ परामर्श करते हुए, प्रस्ताव पर विचार करेगा। भार प्रवाह अध्ययनों और इन लाइनों पर अंतर-राज्यिक विद्युत के प्रवाह को दर्शाने वाले भागीदारी कारक के परिणामों का उपयोग अंतर-राज्यिक पारेषण के रूप में इन लाइनों पर उपयोग की प्रतिशतता संगणित करने के लिए किया जाएगा। विचारित परिप्रेक्ष्य में, साफ्टवेयर गृह राज्य और गृह से भिन्न राज्य द्वारा लाइन के उपयोग की प्रतिशतता देगा। उपयोग की जांच करने के लिए, समान आईएसटीएस लाइन के टैरिफ का उपयोग किया जा सकता है। लाइन का टैरिफ भी साफ्टवेयर द्वारा गृह राज्य और गृह से भिन्न राज्य को आवंटित किया जा सकता है। आधार मामले में आईएसटीएस की प्रतिशतता उपयोग के आधार पर, आरपीसी यह अनुमोदन करेगी कि क्या किसी विशिष्ट लाइन का आईएसटीएस के रूप में प्रयोग किया जा रहा है अथवा नहीं। संबद्ध एसटीयू आस्ति-वार टैरिफ प्रस्तुत करेगी। यदि आस्ति-वार टैरिफ उपलब्ध न हो, तो एसटीयू आयोग के समक्ष, ऐसी लाइनों के टैरिफ के अनुमोदन के लिए याचिका फाइल करेगी। इन लाइनों के संबंध में टैरिफ, अनुमोदित एआरआर के आधार पर संगणित किया जाएगा और इसे उसी पद्धति के आधार पर, जैसाकि आईएसटीएस लाइनों के लिए अपनायी गयी थी, वोल्टता और विन्यास की विभिन्न लाइनों को आवंटित किया जाएगा।

(4) मूल विनियम के उपाबंध-1 के पैरा 2.2 के स्थान पर, निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:

"2.2 बेसिक नेटवर्क पर भार प्रवाहों की संगणना

कार्यान्वयन अभिकरण, डीआईसी, एसएलडीसी, आरएलडीसी और एनएलडीसी से अभिप्राप्त तकनीकी आंकड़ों का प्रयोग करने वाले बेसिक नेटवर्क पर एसी भार प्रवाह चलाएगा। बेसिक नेटवर्क में उत्पादक नोडों पर वास्तविक विद्युत उत्पादन, आईएसटीएस से सीधे जुड़े उत्पादकों के अधिकतम अंतःक्षेपण या जहां ऐसे नोड डीआईसी के नेटवर्क में सन्निहित हैं, डीआईसी द्वारा प्रस्तुत अंतःक्षेपण, पर आधारित होगा। भार नोडों पर मांग, डीआईसी की पूरी की गई अधिकतम मांग पर आधारित होगी। किसी एसटीयू/एसईबी के मामले में, एसटीयू/एसईबी के स्वामित्व वाले सभी उत्पादक नोडों पर कुल अंतःक्षेपण, राज्य नेटवर्क में जुड़ी इकाइयों के अंतःक्षेपण के योग के बराबर होगा। इसी प्रकार, एसईबी/एसटीयू के स्वामित्व वाले सभी नोडों पर निकासी, एसईबी/एसटीयू में जुड़ी सभी इकाइयों की निकासी के बराबर होगी।

बेसिक नेटवर्क पर भार प्रवाह के संपरिवर्तन की प्रक्रिया में, आईए से भार/उत्पादन संतुलन को सुनिश्चित करने के लिए विभिन्न बसों पर भार/उत्पादन में कतिपय समायोजन की अपेक्षा की जाती है। ऐसा भार प्रवाह विश्लेषण, प्रवृत्त विनियमों में यथाअपेक्षित नेटवर्क शर्तों के लिए किया जाएगा। बेसिक नेटवर्क विनिर्माण और भार प्रवाह में संपरिवर्तन की संपूर्ण प्रक्रिया को विधिमान्य समिति द्वारा विधिमान्य किया जाएगा।

(5) मूल विनियम के उपाबंध-1 के पैरा 2.3 का लोप किया जाएगा।

(6) मूल विनियम के उपाबंध-1 के पैरा 2.5 के तीसरे वाक्य में "व्यस्ततम और व्यस्ततम से भिन्न परिस्थिति" शब्दों का लोप किया जाएगा।

(7) मूल विनियम के उपाबंध-1 के पैरा 2.5 के उप-पैरा 3 के प्रथम वाक्य में "तथा प्रत्येक परिप्रेक्ष्य" शब्दों का लोप किया जाएगा।

(8) मूल विनियम के उपाबंध-1 के पैरा 2.5 के उप-पैरा 3 के छठे वाक्य में "व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न अवधियों की विशिष्ट सैत्रिक प्रणाली" शब्दों के स्थान पर "अधिकतम अंतःक्षेपण/अधिकतम निकासी" शब्द रखे जाएंगे।

(9) मूल विनियम के उपाबंध-1 के पैरा 2.5 के पैरा 3 के पहले और पांचवें वाक्य में "सैत्रिक" शब्द का लोप किया जाएगा।

(10) मूल विनियम के उपाबंध-1 के पैरा 2.7 के उपपैरा 1, उपपैरा 2, उपपैरा 5, उपपैरा 6 और उपपैरा 12 के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा:

"1. अखिल भारत ग्रिड के लिए संपरिवर्तित एसी भार प्रवाह आंकड़ों का प्रयोग प्रत्यतः मिश्रित पद्धति के कार्यान्वयन के लिए किया जाएगा।

"2. एचवीडीसी का निरूपण : एचवीडीसी प्रणालियों पर प्रवाह, विद्युत आदेश द्वारा विनियमित किया जाता है और भार या उत्पादन में मार्जिनल परिवर्तन के लिए लगातार बना रहता है। अतः, एचवीडीसी लाइन की मार्जिनल भागीदारी (एम.पी.) शून्य है। चूंकि एचवीडीसी प्रणालियां विशिष्ट रूप से विद्युत को थोक में विशिष्ट क्षेत्रों को अंतरित करने के लिए स्थापित की गई थीं, इसलिए क्षेत्र के डीआईसी एचवीडीसी प्रणालियों की लागत में भागीदार होंगे। एचवीडीसी, अंतरक्षेत्रीय प्रणालियों में वोल्टेज और विद्युत प्रवाह के नियंत्रण में भी सहायता करती है और एचवीडीसी के कारण सभी डीआईसी को कतिपय फायदे प्रोद्भूत होते हैं। तदनुसार, इन प्रणालियों के एमटीसी का 10 प्रतिशत विश्वसनीयता समर्थन प्रभारों के माध्यम से वसूल किया जाएगा। शेष रकम क्षेत्र के डीआईसी द्वारा उनको अनुमोदित निकासी के अनुपात में संदेय होगी। लक्ष्य

क्षेत्र में दीर्घकालिक पहुंच वाले अंतःक्षेपण डीआईसी के मामले में, यह अपने अनुमोदित अंतःक्षेपण के अनुपात में संदेय होगी।

जहां किसी एचवीडीसी प्रणालियों के लिए पारेषण प्रभार किसी पीपीए या किसी अन्य व्यवस्था के अधीन किसी डीआईसी (यथास्थिति अंतःक्षेपण डीआईसी या निकासी डीआईसी) द्वारा भागतः वहन किए जाने हो, वहां पीपीए या किसी अन्य व्यवस्था के अनुसार क्षमता के अंश के अनुपात में पारेषण प्रभार ऐसी डीआईसी द्वारा वहन किए जाएंगे तथा शेष क्षमता के लिए प्रभार शेष डीआईसी द्वारा पीओसी में सम्मिलित एसी प्रणाली के वाईटीसी में वृद्धि करके वहन किए जाएंगे।

'5. मिश्रित पद्धति उपयोजित अवधि को लागू होगी।'

'6. प्रत्येक लाइन की वार्षिक औसत वाईटीसी को तब अधिकतम अंतःक्षेपण/अधिकतम निकासी माना जाएगा।'

'12. ऐसी अवधि तक, जैसा कि आयोग उचित समझे, एनईडब्ल्यूएस ग्रिड में प्रतिशतता पारेषण हानियों के लिए स्लेब होगी।'

(11) मूल विनियम के उपाबंध-1 के पैरा 2.8 के पहले वाक्य में '₹/मेगावाट/घंटे' शब्दों के स्थान पर 'पैसे/यूनिट' शब्द रखे जाएंगे।

(12) मूल विनियम के उपाबंध-1 के पैरा 2.8.1 के स्थान पर निम्नलिखित रखा जाएगा, अर्थात्:-

'प्रत्येक उत्पादन जोन के लिए पारेषण पहुंच दरें, इस जोन में प्रत्येक उत्पादन पर नोडल पहुंच प्रभारों के भारित औसत की संगणना द्वारा अवधारित की जाएंगी।

किसी जोन में नोडों के लिए भारित औसत पारेषण पहुंच दर, उत्पादन के लिए मिश्रित पद्धति पर आधारित जोनल पारेषण पहुंच (दर) है, अर्थात् जोन जेडजेड में, एक जोन में निम्नलिखित तीनों नोडों पर विचार किया जाना है: पीपी, एए और केके।

किसी विशिष्ट दृष्यलेख में जेडजेड जोन संगणना

नोड	पारेषण प्रभार (₹/मास)	अनुमोदित अंतःक्षेपण/ निकासी (एमडब्ल्यू)	जोनल पारेषण दर (₹/ एमडब्ल्यू/ मास)
पीपी	45,00,000	250	70,000
एए	50,00,000		
केके	80,00,000		
जेडजेड जोन	1,75,00,000	250	

'अनुमोदित अंतःक्षेपण/अनुमोदित निकासी (एमडब्ल्यू) दीर्घकालिक पहुंच धन मध्यकालिक निर्बाध पहुंच, अर्थात् पीओसी दर निकालने के लिए अधिकतम अंतःक्षेपण/अधिकतम निकासी पर विचार करते हुए, एलटीए/एमटीओए द्वारा विभाजित करके जोनल पीओसी प्रभार संगणित होगा। पीओसी दरों को विनियम 7 के खंड (1) के उपखंड के अनुसार, स्लेबों के अधीन और भी समूहबद्ध किया जाएगा।

(13) मूल विनियम के उपाबंध-1 के पैरा 2.8.1 के पश्चात्, निम्नलिखित पैरे जोड़े जाएंगे, अर्थात्:-

'2.8.1.क. पीओसी दरों की संगणना और पीओसी प्रभारों की बिलिंग के लिए पद्धति

(i) एलटीए/एमटीओए के प्रति बिलिंग के लिए पीओसी दरें केवल निकासी लोड पर (निकासी प्रभारों के रूप में) और लक्ष्य क्षेत्रों में एलटीए वाले उत्पादकों के लिए (अंतःक्षेपण प्रभारों के रूप में) खुली विद्युत के तत्स्थानी संगणित की जाएंगी। पीओसी दरें, पहचान किए गए दीर्घकालिक ग्राहकों/हिताधिकारियों के साथ आईएसजीएस के लिए जिनके साथ पीपीए हस्ताक्षरित किया गया है, संगणित नहीं की जाएंगी।

लक्ष्य क्षेत्र में एलटीए वाले किसी उत्पादक की बिलिंग के लिए उदाहरण:

माना कि लक्ष्य क्षेत्र में किसी प्रकार "क" के पास 900 एम डब्ल्यू (डब्ल्यू आर 500 एमडब्ल्यू, एनआर 400 एमडब्ल्यू) वाली एलटीए है। वह पीपीए के माध्यम से यू.पी. के साथ 150 एमडब्ल्यू की विद्युत का टाईअप करता है। लक्ष्य क्षेत्र में एलटीए के रूप में "क" की बिलिंग 500+250 ₹750 एमडब्ल्यू की जाएगी।

(ii) यदि किसी उत्पादक के पास निकासीकर्ता इकाई के निकासी प्रभार के संदाय करने का संविदात्मक दायित्व है तो तत्कालीन निकासीकर्ता डीआईसी, सीटीयू को सूचित करेगा और सीटीयू द्वारा बिल प्रत्यक्षतः उत्पादक के लिए बनेगा। ऐसे किसी मामले में, विद्युत की तत्स्थानी मात्रा के लिए उत्पादक द्वारा केवल निकासी प्रभार संदेय होगा।

- (iii) अतिशेष अंतःक्षेपण, अर्थात् अनुमोदित अंतःक्षेपण और निकासी की मात्रा के बीच अंतर के लिए, उत्पादक केवल अंतःक्षेपण प्रभारों का संदाय करेगा।
- (iv) एसटीओए प्रयोजन के लिए, सामूहिक संव्यवहारों में एवं पारेषण विचलन प्रभारों की संगणना, सभी डीआईसी के पीओसी अंतःक्षेपण दर/निकासी दर अलग से निर्धारित की जाएगी और पैसे/केडब्ल्यूएच में घोषित की जाएगी।
- (v) उक्त (iv) में पैसे/केडब्ल्यूएच में अंतःक्षेपण और निकासी दरें, निकासी डीआईसी पर दीर्घकालिक ग्राहकों के आईएसजीएस के अंतःक्षेपण प्रभारों को अंतरित करने से पूर्व संगणित की जाएगी।

2.8.1.ख. स्लेब दरों की संगणना के लिए पद्धति

- (i) पीओसी दरें, प्रत्येक जोन के लिए इसके एलटीए+एमटीओए द्वारा निर्धारित प्रभारों की मात्रा को विभाजित करके निकाली जाएंगी।
- (ii) इस प्रकार निकाली गई पीओसी दरें औसत दर और किसी गी ओर एक सिग्मा विचलन के आधार पर समायोजित की जाएगी। इस प्रकार निकाली गई अधिकतम दर और न्यूनतम दर के मध्य अंतर को प्रत्येक स्लेब की चौड़ाई अवधारित करने के लिए आठ से विभाजित किया जाएगा। सभी इकाइयों के लिए पीओसी दरें, मानक विचलन हेतु लेखांकन के पश्चात् इसकी संगणित समायोजित दर के अनुसार स्लेब दर से दूरी को कम करते हुए, समुचित स्लेब में रखी जाएगी। दरें अपेक्षानुसार अधिक/कम हो सकती हैं।
- (iii) एसटीओए के प्रयोजन हेतु सामूहिक संव्यवहारों और पारेषण विचलन प्रभारों की संगणना में अंतःक्षेपण और निकासी दरों के लिए पृथक स्लेब होंगे।

2.8.1.ग. विश्वसनीयता समर्थन प्रभार दर की संगणना और विश्वसनीयता समर्थन प्रभारों की बिलिंग के लिए तंत्र

- (i) विश्वसनीयता समर्थन प्रभार, मासिक पारेषण प्रभारों का 10 % होगा।

₹/एमडब्ल्यू/मास में विश्वसनीयता समर्थन प्रभार दर निम्नानुसार होगी:

[आईएसटीएस के मासिक पारेषण प्रभारों का 10 %]

[निकासी डीआईसी की कुल अनुमोदित निकासी तथा लक्ष्य क्षेत्र में एलटीए वाले उत्पादकों का अनुमोदित अंतःक्षेपण]

निकासी डीआईसी के लिए विश्वसनीयता समर्थन प्रभार अनुमोदित निकासी द्वारा उक्त दर (₹/एमडब्ल्यू/मास में) को गुणा करके प्राप्त किया जाएगा। लक्ष्य क्षेत्र के लिए दीर्घकालिक पहुंच के उत्पादक के लिए अनुमोदित अंतःक्षेपण द्वारा इन प्रभारों को गुणा करके प्राप्त किया जाएगा।

उक्त दर अतिरिक्त एमटीओए के लिए भी लागू होंगी।

- (ii) अधिक/कम वसूली उस रीति में बिल के तीसरे भाग में आईएसटीएस के पारेषण प्रभारों में समायोजित की जाएगी जैसाकि इन विनियमों के विनियम 11(6) में दिया गया है।
- (iii) ये प्रभार एसटीओए/सामूहिक संव्यवहारों को भी लागू होंगे। आफसेट को इस रीति में भी दिया जाएगा जैसाकि इन विनियमों के विनियम 11(9) में दिया गया है।

[विज्ञापन- III / 4 / असा. / 151 / 15]

शुभा शर्मा, सचिव

टिप्पण : मूल विनियम भारत के राजपत्र, असाधारण के भाग III, खंड 4 में क्र.स. 162 पर 16 जून, 2010 को प्रकाशित किए गए थे। मूल विनियमों में पहला संशोधन भारत के राजपत्र, असाधारण के भाग III, खंड 4 में क्र.सं. 229 पर 25 नवम्बर, 2011 को प्रकाशित करके जारी किया गया था। मूल विनियमों का दूसरा संशोधन भारत के राजपत्र, असाधारण के भाग III के खंड 4 में क्र.सं. 76 पर तारीख 28 मार्च, 2012 को प्रकाशित करके जारी किया गया था।

CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION NOTIFICATION

New Delhi, the 1st April, 2015

No.L-1/44/2010-CERC.—In exercise of the powers conferred under section 178 read with Part V of the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), and all other powers enabling it in this behalf, and after previous publication, the Central Electricity Regulatory Commission makes the following regulations to amend Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter-State Transmission Charges & Losses) Regulations, 2010 as amended from time to time (hereinafter referred to as "The Principal Regulations"):

1. Short title, extent and commencement

(1) These regulations may be called the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter State Transmission Charges and Losses) (Third Amendment) Regulations, 2015.

(2) These regulations shall come into force with effect from 1st of May, 2015.

2. Amendment to Regulation 2 of the Principal Regulations:

(1) Sub-clause (b) of clause (1) of Regulation 2 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(b) **Application Period** means the period of application of the charges determined as per these regulations and shall be of 3 (three) months duration i.e. April to June, July to September, October to December, and January to March in a financial year:

Provided that in exceptional circumstances, the Commission may extend or curtail the duration of the application period for the reasons to be recorded in writing."

(2) Sub-clause (c) of clause (1) of Regulation 2 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(c) **Approved Injection** means the injection in MW computed by the Implementing Agency for each Application Period on the basis of maximum injection made during the corresponding Application Periods of last three (3) years and validated by the Validation Committee for the DICs at the ex-bus of the generators or any other injection point of the DICs into the ISTS, and taking into account the generation data submitted by the DICs incorporating total injection into the grid:

Provided that the overload capability of a generating unit shall not be used for calculating the approved injection:

Provided further that where long term access (LTA) has been granted by the CTU, the LTA quantum, and where long term access has not been granted by the CTU, the installed capacity of the generating unit excluding the auxiliary power consumption, shall be considered for the purpose of computation of approved injection."

(3) In sub-clause (d) of clause (1) of Regulation 2 of the Principal Regulations, the words "peak and off-peak scenarios" shall be deleted.

(4) Sub-clause (f) of clause (1) of Regulation 2 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(f) **Approved Withdrawal** means the withdrawal in MW computed by the Implementing Agency for each application period on the basis of the actual peak met during the corresponding application periods of last three (3) years and validated by the Validation Committee for any DIC in a control area after taking into account the aggregated withdrawal from all nodes to which DIC is connected and which affect the flow in the ISTS, and the anticipated maximum demand to be met as submitted by the DIC:

Provided that the overload capability of a generating unit in which the DIC has an allocation or with which the DIC has signed an agreement, shall not be used for calculating the approved withdrawal under long term access (LTA)."

(5) Sub-clause (g) of clause (1) of Regulation 2 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(g) **Approved Additional Medium Term Withdrawal** means the additional withdrawal by a DIC as per the Medium Term Open Access approved by CTU after submission of data to the Implementing Agency by the concerned DIC."

(6) Sub-clause (l) of clause (1) of Regulation 2 of the Principal Regulations (except the provisos) shall be substituted as under:

"(l) **Designated ISTS Customer or DIC** means the user of any segment(s) or element(s) of the ISTS and shall include generator, State Transmission Utility, State Electricity Board or load serving entity including Bulk Consumer and any other entity or person directly connected to the ISTS and shall further include any intra-State entity who has obtained Medium Term Open Access or Long Term Access to ISTS."

(7) The following sub-clauses shall be inserted after Sub-clause (l) of clause (1) of Regulation 2 of Principal Regulations:

"(l-i) **HVDC Charge** means the transmission charges shared for use of HVDC transmission systems as provided under Regulation 11 of these regulations.

(8) The following sub-clause shall be inserted after sub-clause (o) of clause (1) of Regulation 2 of Principal Regulations:

(o-ii) **Merchant Power Plant** means a generating station or unit thereof whose tariff either for the whole capacity or for the part capacity is not determined under section 62 or section 63 of the Act and which sells electricity in the open market corresponding to such capacity and the term 'merchant capacity' shall be construed accordingly."

(9) The following sub-clauses shall be inserted after sub-clause (t) of clause (1) of Regulation 2 of the Principal Regulations and the existing sub-clause (ti) shall be re-numbered as (t-iii):

1588-GI/15-4

"(t-i) 'Reliability Support Charge' means the Charge for reliability benefits which accrue to the DICs by virtue of operating in an integrated grid.

(t-ii) 'Reliability Support Charges Sharing Methodology' means the mechanism for determination and sharing of Reliability Support Charges as specified in sub-clause (q) of clause (1) of Regulation 7 of these Regulations and para 2.8.1.b. of Annexure-I."

(10) The following sub-clause shall be inserted after sub-clause (u) of clause 1 of Regulation 2 of the Principal Regulations:

"(u-i) 'Validation Committee' means the committee appointed by the Commission comprising officers from the Commission, the Implementing Agency, each of the RPCs, CTU, CEA, STUs for the purpose of discharging various functions vested under these regulations, and the meetings of the committee shall be chaired by a nominee of the Commission."

(11) Sub-clauses (v), (w) and (x) of clause (1) of Regulation 2 of the Principal Regulations shall be deleted.

(12) The following provisos shall be inserted under sub-clause (y) of clause (1) of Regulation 2 of the Principal Regulations:

"Provided that in case of non-ISTS lines, the asset-wise tariff determined by the respective State Commissions or approved by the Central Commission based on the approved Annual Revenue Requirement of STU, shall be used:

Provided further that transmission charges received by the STU under these regulations shall be adjusted in the Annual Revenue Requirement of the concerned STU approved by the respective State Commission."

3. Amendment to Regulation 3 of the Principal Regulations:

Sub clause (a) of Regulation 3 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(a) Generating Stations (i) which are regional entities as defined in the Indian Electricity Grid Code (IEGC) or (ii) are having LTA or MTOA to ISTS and are connected either to STU or ISTS or both."

4. Amendments to Regulation 5 of the Principal Regulations:

In clause (4) of Regulation 5 of the Principal Regulations, the words "Rupees per Mega Watt per hour" shall be substituted with the words "Paisa/unit".

5. Amendments to Regulation 7 of the Principal Regulations:

(1) Sub-clause (d) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(d) Nodal generation information shall be based on the forecast data provided by the DICs. Such forecast data shall incorporate estimate of total maximum injection into the grid, considering the injection under long term access, medium term open access and short term open access during an Application Period. The forecast data submitted by the DICs shall be vetted by the Implementing Agency based on historical maximum generation levels obtained from the NLDC/RLDCs/SLDCs. Any variation in the forecast generation shall be communicated to the concerned DIC by the Implementing Agency.

The forecast generation in respect of each DIC shall be normalized with respect to forecast All India Peak Demand met to create base case for load generation balance to arrive at the approved injection.

Approved injection figures so arrived shall be validated by the Validation Committee based on the injection data submitted by the DICs. In case data submitted by any DIC is different from the data computed on the basis of last three years' actual data, requisite justification by the concerned DIC shall be submitted for considering its data.

The generating station for which three years' data are not available, forecast shall be prepared based on available data and the data submitted by the concerned generating station. In case no data is submitted by the generating station, estimated injection as prepared by the Implementing Agency shall be considered as approved injection.

In case of DICs which are injecting into the grid for the first time, approved injection based on norms formulated by the Validation Committee for generation based on different types of stations shall be considered.

All withdrawal DICs shall also submit estimated maximum generation from their own generating stations during the Application Period to the Implementing Agency to prepare the Base Case for load generation balance. The data as validated by the Validation Committee shall be final.

Mis-declaration by a DIC beyond +/- 20% for two consecutive quarters shall be treated as gaming. Unless reasonably explained by the concerned DIC, the Implementing Agency shall report the matter to the Commission for appropriate directions."

(2) Sub-clause (e) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(e) Forecast demand data shall be submitted by the DICs for each node or a group of nodes in a zone, identified by the Implementing Agency under these regulations. The forecast demand data shall incorporate estimate of maximum withdrawal. The forecast demand data submitted by DICs shall be vetted by the Implementing Agency based on historical demand met of each DIC during the periods corresponding to the Application Period. Any variation in the forecast demand shall be communicated by the Implementing Agency to the concerned DIC.

In case data submitted by a DIC is different from the data forecast on the basis of last three years actual data, requisite justification shall be submitted by the concerned DIC for considering its data. The data as validated by the Validation Committee shall be final.

Mis-declaration by a DIC beyond +/- 20% for two consecutive quarters shall be treated as gaming. Unless reasonably explained by the concerned DIC, the Implementing Agency shall report the matter to the Commission for appropriate directions."

(3) Sub-clause (g) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(g) In the event of difference of opinion between any DIC and the Implementing Agency with regard to the revised generation and demand data so obtained, the Validation Committee shall take final decision after considering the point of view of the concerned DIC and the Implementing Agency."

(4) Sub-clause (i) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(i) Basic Network along with the converged load flow results for the injection and withdrawal data as per sub-clauses (d) and (e) of clause (1) of this Regulation shall be validated by the Validation Committee. The Basic Network, nodal generation, nodal demand and the load flow results for each Application Period shall be validated by the Validation Committee not later than 15 days prior to the commencement of each Application Period. The approved Basic Network, nodal generation, nodal demand along with the load flow results shall be made available on the websites of the Commission and the Implementing Agency immediately after its approval by the Validation Committee.

Provided that non-submission of data in time for computation of transmission charges shall be treated as non-compliance of the regulations and action as considered appropriate shall be taken by the Commission after giving an opportunity of hearing to the defaulting DIC."

(5) Sub-clause (k) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(k) Consequent to development of load flows on the Basic Network, the Hybrid Methodology shall be applied by the Implementing Agency on the Basic Network to determine the transmission charges and loss allocation factors attributable to each node in the power system."

(6) The last Proviso under sub-clause (l) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"Provided further that there shall be nine slab rates for PoC charges. The slab rates shall be computed by the Implementing Agency based on the methodology given in Annexure-I to these regulations. The slab rates shall be approved by the Commission for each Application Period. The number of slabs shall be reviewed by the Commission after two years."

(7) Sub-clause (n) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

“(n) For the computation of transmission charges at each node as per Hybrid Methodology, cost of ISTS transmission licensees whose lines feature on the Basic Network shall be considered:

Provided that in case of STU lines which are physically inter-State lines and whose tariff is approved by the Commission, such tariff shall be considered for computation of PoC charges:

Provided further that in case of non-ISTS lines (lines owned by STUs but being used for carrying inter-State power as certified by respective RPCs), the asset-wise tariff as approved by the respective State Commission shall be considered. Where asset-wise tariff is not available, the tariff as computed by the Commission based on the ARR of the STUs (as approved by respective State Commissions) by adopting the methodology similar to the methodology used for ISTS transmission licensees shall be considered. The transmission charges received by the concerned STU on this account shall be adjusted in its approved Annual Revenue Requirement.”

(8) Sub-clause (o) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

“(o) The participation factors, and the Point of Connection nodal and zonal rates thus determined, shall be computed for each Application Period. Detailed methodology for preparing the Base Case shall be in accordance with the methodology given in Annexure-I to these regulations.

Provided that the load flow studies shall be carried out by the Implementing Agency for each Application Period.”

(9) In sub-clause (p) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations, the sentence “Such charges shall then be attributed to peak and other than peak periods of each season based on the hours constituting these periods.” shall be deleted.

(10) Sub-clause (q) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

“(q) The recovery of the Yearly Transmission Charges (YTC) of the ISTS network shall be based on the Hybrid Methodology (PoC charge), Reliability Support Charge and HVDC Charge. Ten percent (10%) of the Yearly Transmission Charges shall be recovered through Reliability Support Charge Sharing methodology. The Commission may review the weightage accorded to Reliability Support Charge whenever deemed necessary. The Reliability support charge rates shall be determined separately and shall not be mixed with zonal PoC rates. The Reliability Support Charge shall be payable by the DICs in proportion to their Approved Withdrawal. In case of Injection DIC shaving Long Term Access to target region, Reliability Support Charges shall also be payable in proportion to their Approved Injection.”

(11) Sub-clause (s) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations (including the proviso) shall be substituted as under:

“(s) The losses shall be apportioned to the DICs by suitably adjusting their scheduled MWs. The extent of adjustment shall be on the basis of losses apportioned to each DIC based on the Hybrid Methodology. The Detailed Procedure for application of losses to various DICs shall be modified by NLDC with the approval of the Commission.

Provided that there shall be nine slabs for calculation of transmission losses which shall be expressed in terms of percentage. There shall be 4 steps above the average loss and 4 steps below the average loss with a slab size of 0.25% subject to minimum loss of Zero percent. The slabs may be reviewed by the Commission after two years.”

(12) Para (iv) including the proviso under sub-clause (t) of clause (1) of Regulation 7 of Principal Regulations shall be substituted as under:

“(t) Any inter-State Generating Station connected to the 400 kV inter-State Transmission System (including those connected to both 400 kV ISTS and STU) shall be treated as a separate zone and shall not be clubbed with other generator nodes in the area, for the purpose of calculation of PoC injection rate:

Provided that in case of a merchant power plant in a State connected to 400 kV inter-State Transmission System, with zero LTA or part LTA, injection considered in the Base Case or LTA, whichever is higher, shall be considered to arrive at the PoC injection rate.”

(13) Para (vii) under sub-clause (t) of clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(vii) In case an ISGS is connected only to STU network and the shares of the beneficiaries of the said station are being delivered through the STU network, such a line of the STU network shall be considered as an ISTS for the purpose of these regulations."

(14) The following proviso shall be added under sub-clause (u) of Clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations:

"Provided that the above provision shall also be applicable for the useful life of the projects commissioned during the period 1.7.2014 to 30.6.2017."

(15) The following proviso shall be added under sub-clause (v) of Clause (1) of Regulation 7 of the Principal Regulations:

"Provided that the above provision shall also be applicable for the useful life of the projects commissioned during the period 1.7.2014 to 30.6.2017."

6. Amendment to Regulation 8 of the Principal Regulations:

(1) In clause (1) of Regulation 8 of the Principal Regulations, the words "for both peak and other than peak conditions" shall be deleted.

(2) Clause (5) of Regulation 8 of the Principal Regulations shall be substituted as under:-

"(5) Where the Approved Withdrawal or Approved Injection in case of a DIC is not materializing either partly or fully for any reason whatsoever, the concerned DIC shall be obliged to pay the transmission charges allocated under these regulations:

Provided that in case the commissioning of a generating station or unit thereof is delayed, the generator shall be liable to pay Withdrawal Charges corresponding to its Long term Access from the date the Long Term Access granted by CTU becomes effective. The Withdrawal Charges shall be at the average withdrawal rate of the target region:

Provided further that where the operationalization of LTA is contingent upon commissioning of several transmission lines or elements and only some of the transmission lines or elements have been declared commercial, the generator shall pay the transmission charges for LTA operationalised corresponding to the transmission system commissioned:

Provided also that where the construction of dedicated transmission line has been taken up by the CTU or the transmission licensee, the transmission charges for such dedicated transmission line shall be payable by the generator as provided in the Regulation 8 (8) of the Connectivity Regulations:

Provided also that during the period when a generating station draws start-up power or injects infirm power before commencement of LTA, withdrawal or injection charges corresponding to the actual injection or withdrawal shall be payable by the generating station and such amount shall be adjusted in the next quarter, from the ISTS transmission charges to be recovered through PoC mechanism from all DICs:

Provided also that CTU shall maintain a separate account for the above amount received in a quarter and deduct the same from the transmission charges of ISTS considered in PoC calculation for the next application period."

(3) Clause (6) of the Regulation (8) of the Principal Regulations shall be substituted as under:-

"(6) For Long Term Transmission Customers availing power supply from inter-State generating stations, the charges attributable to such generation for long term supply shall be calculated directly at drawal nodes as per methodology given in the Annexure-I. Such mechanism shall be effective only after commercial operation of the generator. Till then it shall be the responsibility of the generator to pay transmission charges."

7. Amendment to Regulation 10 of the Principal Regulations:

In sub-clause (a) of clause (1) of Regulation (10) of the Principal Regulations, the words "for peak and other than peak hour" shall be deleted.

1588 GE/15-5

8. Amendment to Regulation 11 of the Principal Regulations

(1) Clause (4) of Regulation 11 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

“(4) The first part of the bill shall recover charges for use of the transmission assets of the ISTS Licensees based on the Point of Connection methodology. This part of the bill shall be computed in three sub-parts as under:

1. Point of Connection transmission charge towards LTA/MTOA

For Generators having LTA to target region:

$$\left[\text{PoC transmission rate of generation zone in Rs / MW / month} \right] \times \left[\text{Approved Injection} \right]$$

For Demand:

$$\left[\text{PoC transmission rate for demand zone in Rs / MW / month} \right] \times \left[\text{Approved Withdrawal} \right]$$

2. Reliability Support Charge

For Generators having LTA to target region:

$$\left[\text{Reliability Support Rate in Rs / MW / month} \right] \times \left[\text{Approved Injection} \right]$$

For Demand:

$$\left[\text{Reliability support rate in Rs / MW / month} \right] \times \left[\text{Approved Withdrawal} \right]$$

3. HVDC charge

(i) 10% of Monthly Transmission Charges (MTC) of HVDC transmission system shall form part of Reliability Support Charges and the balance shall be billed as detailed below:

Transmission charges for HVDC system created to supply power to specific regions shall be borne by DICs of such regions. The HVDC Charge shall be payable by DICs of the Region in proportion to their Approved Withdrawal. In case of Injection DICs having Long Term Access to target region, it shall also be payable in proportion to their Approved Injection.

For Generators having LTA to target region:

$$\left[\text{HVDC Charge for Region in Rs/month} \right] \times \left[\text{Approved Injection} \right] / \left[\text{Total Approved Withdrawal of the Withdrawal DIC and Approved Injection of the Generator having LTA to target Region} \right]$$

For Demand:

$$\frac{[\text{HVDC Charge for Region in Rs/month}] \times [\text{Approved Withdrawal}]}{[\text{Total Approved Withdrawal of the Withdrawal DIC and Approved Injection of the Generator having LTA to target Region}]}$$

(ii) HVDC Charge shall also be applicable for additional MTOA. Over/under recovery of HVDC charges shall be adjusted in the third part of bill in a manner as provided in Regulation 11(6) of these Regulations.

(iii) Where transmission charges for any HVDC system are to be partly borne by a DIC (injecting DIC or withdrawal DIC, as the case may be) under a PPA or any other arrangement, transmission charges in proportion to the share of capacity in accordance with the PPA or other arrangement shall be borne by such DIC and the charges for balance capacity shall be borne by the remaining DICs by scaling up of MTC of the AC system included in the PoC. Such HVDC shall not be considered under (i) above.

This first part of the bill shall be raised based on the Point of Connection rates, Reliability Support rate, HVDC Charge, Approved Withdrawal and Approved Injection for each DIC, provided by the Implementing Agency on the next working day of uploading of the Regional Transmission Accounts by the respective Regional Power Committees on their websites in each month for the previous month and determined prior to the commencement of the application period:

Provided that the list of transmission assets along with the approved transmission charges for which billing has been done shall be enclosed with the first part of the bill:

Provided further that the charges for the DICs having long term access without beneficiaries shall comprise the Injection PoC Charges, Reliability Support Charges and HVDC Charges.”

(2) Clause (5) of Regulation 11 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

“(5) The second part of the bill shall be raised to recover charges for Additional Approved Medium Term Open Access which shall be computed as follows:

For Demand:

$$\frac{[\text{PoC Transmission rates for demand zone in Rs / MW / month}] \times [(\text{Approved Additional Medium Term Withdrawal})]}$$

The second part of the bill shall be raised on the DICs alongwith the first part of the bill:

Provided that the revenue collected from the approved additional Medium-term injection, which has not been considered in the Approved Injection/Approved Withdrawal, shall be reimbursed to the DICs having Long-term Access in the following month, in proportion to the monthly billing of the respective month:

Provided further that the Withdrawal PoC charges for Medium-term Open Access to any region shall be adjusted against Injection PoC charges for the Long-term Access to the target region without identified beneficiaries:

Provided also that a generator who has been granted Long-term Access to a target region shall be required to pay PoC injection charge for the remaining quantum after offsetting the quantum of Medium-term Open Access:

Provided also that where a generator is liable to pay withdrawal charges for the specified quantum as per the terms of any MTOA contract, then injection charges for same quantum of power shall be offset against LTA granted.”

(3) The provisos under Clause (9) of Regulation 11 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

“Provided that the DICs which were granted LTA to a target region and are paying injection charges for Long Term Access, the injection PoC Charges and Demand PoC Charges paid for Short Term Open Access to any region shall be adjusted in the following month against the monthly injection PoC Charges for Approved injection:

Provided further that a generator, who has been granted Long-term Access to a target region, shall be required to pay PoC injection charge for the Approved injection for the remaining quantum after offsetting the charges for Medium-term Open Access, and Short-term open access:

Provided also that the injection PoC charge/Withdrawal PoC charges for Short-term open access given to a DIC shall be offset against the corresponding injection PoC charges or Withdrawal PoC charges to be paid by the DICs for Approved injection/Approved withdrawal corresponding to Net withdrawal (load minus own injection) considered in base case:

Provided also that for withdrawal DIC, this adjustment is given only for STOA transaction by DIC and not applicable to other intra-State entity embedded in State and engaged in STOA:

Provided also that this adjustment shall also be allowed for collective transactions. Generators who are granted LTA to a target region shall be given adjustment corresponding to injection charges and withdrawal DICs shall be given adjustment corresponding to withdrawal charges:

Provided also that this adjustment shall not be allowed for collective transactions and bilateral transactions carried out by any trading licensee, who has a portfolio of generators in a State for which LTA was obtained to a target region.

9. Amendment to Regulation 16 of the Principal Regulations:

(1) In clauses (1) and (2) of Regulation 16 of the Principal Regulations, the words "the end of the fourth week of November in each Financial Year" shall be replaced with the figure and words "At least 45 days prior to the beginning of the application period".

(2) In sub-clause (b) of Clause (3) of Regulation 16 of the Principal Regulations, the words "next financial year" shall be replaced with the words "next Application Period".

(3) Sub-clause (a) of Clause (4) of Regulation 16 of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"(a) MW and MVAR Data for injection or drawal at various nodes or a group of nodes shall be submitted for maximum injection/maximum withdrawal for each application period. Such data shall include the power tied in long term contracts and approved medium term open access agreements."

(4) Sub-clause (b) of Clause (4) of Regulation 16 of the Principal Regulations shall be deleted.

10. Amendment to Regulation 17 of the Principal Regulations:

Regulation 17 of the Principal Regulation shall be substituted as under:

"17. Information to be published by the Implementing Agency

(1) The information to be provided by the Implementing Agency consequent to the computations undertaken shall include:

(a) Approved Basic Network Data and Assumptions, if any;

(b) Zonal and nodal transmission charges for the ensuing Application Period;

(c) Zonal and nodal transmission losses data for the ensuing Application Period;

(d) Schedule of charges payable by each constituent for the ensuing Application Period;

(e) YTC detail (Information submitted by the transmission licensees covered under these Regulation and computation by Implementing Agency);

(f) Zone wise details of PoC Charges to enable each DIC to see details of transmission lines it is using and whose transmission charges it is sharing;

(g) LTA /MTOA and their commencement schedule."

11. Amendment to Annexure-I of the Principal Regulations:

(1) In Para 2.1 of the Annexure-I of the Principal Regulations, the words "peak and other than peak conditions" appearing in the first sentence shall be substituted with the words "maximum injection/maximum withdrawal".

(2) Para 2.1.1 of the Annexure-I of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"2.1.1 NODAL GENERATION AND DEMAND INFORMATION**Data Required for Annual process of determination of transmission charges based on Hybrid Methodology:**

The DICs will provide forecast injection/withdrawal information {MW and MVAR (or an assumption about the power factor to be used)} at all the nodes or a group of nodes in a zone (identified a-priori by the Implementing Agency (IA) in the Network. "Typical" injection/withdrawal data based on maximum injection/withdrawal as defined in these regulations shall be provided to the Implementing Agency by the DICs for each of the application period.

DICs shall also provide injection and withdrawal data for the corresponding quarter of last three years. The data provided by the DICs shall be as per the formats prepared by the IA and duly approved by the Commission under the relevant provisions of these Regulations.

Information provided by the DICs shall be vetted by the Implementing Agency as per the provisions of the Regulations and Detailed procedure notified by Implementing Agency.

Methodology for calculation of forecasted maximum generation/withdrawal of DICs for vetting by Implementing Agency**For Demand data:**

The projected maximum withdrawal figures provided by DICs will be vetted by Implementing Agency based on the following:

- a. Monthly peak demand met for each State/UT in the last 3 years for the period corresponding to the Application Period shall be considered.
- b. The average of monthly peak demand met for each State/UT in each of the last 3 years for the period corresponding to the Application Period shall be calculated.
- c. The average peak demand met for each State/UT for the Application Period shall be projected based on last 3 year's average of monthly peak demand met figures.
- d. Similarly All India peak demand met in last 3 years shall be averaged for the period corresponding to the Application Period. This shall be projected for the ensuing Application Period. The projected peak demand of each State/UT thus arrived shall be normalized with the projected All-India peak demand met of the Application Period under consideration for the current year.

For Generation Data:

- a. The projected maximum injection figures provided by DICs shall be vetted by the Implementing Agency based on average of monthly maximum injection in the last 3 years (based on actual metered data available from RLDCs) for the period corresponding to Application Period projected for the ensuing Application Period. Similarly maximum injection data (for last 3 years as well as projected for the ensuing quarter) for generators embedded within the State system shall be provided by respective SLDC. In case data is not provided by SLDC to the Implementing Agency, the maximum injection of the concerned State shall be taken as the difference between peak met and withdrawal from ISTS based on actual metered data (for the time block corresponding to the block in which peak met occurred).
- b. If sum of projected generation in the grid is more than sum of projected demand, the generation may be proportionately reduced to match sum of withdrawal data. If sum of projected generation in the grid is less than sum of projected demand, the demand may be proportionately reduced to match sum of generation.
- c. The peak demand met figures in respect of each State/UT and All India peak met shall be taken from the final/revised monthly power supply position published by CEA.

- d. The Implementing Agency shall finalize the data duly maintaining Load Generation balance.
 - e. If the Validation Committee encounters any difficulty for validation of Approved Injection or Approved Withdrawal or any other data on account of non availability or partial availability of any information from the DICs, the Validation Committee may adopt such method as may be considered necessary consistent with the objectives of these regulations.
 - f. The data as validated/adopted by the Validation Committee shall be final.”
- (3) Sub-paras under Para 2.1.3 of the Annexure-I to the Principal Regulations shall be substituted as under:

“The line-wise YTC of the entire network shall be provided by the Transmission Licensees. In case a line is likely to be commissioned during the Application Period, the data in respect of the same, along with the anticipated COD will be provided by the CTU/ Transmission Licensee to the Implementing Agency.

For the determination of the transmission charges based on Hybrid Methodology applicable in the next Application Period, all the above data shall be provided to the Implementing Agency as per the timelines specified by the Implementing Agency.

Overall charges to be allocated among nodes shall be computed by adopting the YTC of transmission assets of the ISTS licensees, deemed ISTS licensees and owners of the non-ISTS lines which have been certified by the respective Regional Power Committee (RPC) for carrying inter-State power. The Yearly Transmission Charge, computed for assets at each voltage level and conductor configuration in accordance with the provisions of these regulations shall be calculated for each ISTS transmission licensee based on indicative cost provided by the Central Transmission Utility for different voltage levels and conductor configuration. The YTC for the RPC certified non-ISTS lines which carry inter-State power shall be approved by the Appropriate Commission.

In case line-wise tariff for the RPC certified non-ISTS lines has not been specified by the Appropriate Commission, the tariff as computed for the relevant voltage level and conductor configuration shall be used. The methodology for computation of tariff of individual asset shall be similar to the methodology adopted for the ISTS transmission licensees and shall be based on ARR of the STU as approved by the respective State Commission.

Certification of non-ISTS lines carrying inter-State power, which were not approved by the RPCs on the date of notification of the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Transmission Charges and Losses) Regulations, 2009, shall be done on the basis of load flow studies. For this purpose, STU shall put up proposal to the respective RPC Secretariat for approval. RPC Secretariat, in consultation with RLDC, using WebNet Software would examine the proposal. The results of the load flow studies and participation factor indicating flow of Inter State power on these lines shall be used to compute the percentage of usage of these lines as inter State transmission. The software in the considered scenario will give percentage of usage of these lines by home State and other than home State. For testing the usage, tariff of similar ISTS line may be used. The tariff of the line will also be allocated by software to the home State and other than home State. Based on percentage usage of ISTS in base case, RPC will approve whether the particular State line is being used as ISTS or not. Concerned STU will submit asset-wise tariff. If asset wise tariff is not available, STU will file petition before the Commission for approval of tariff of such lines. The tariff in respect of these lines shall be computed based on Approved ARR and it shall be allocated to lines of different voltage levels and configurations on the basis of methodology which is being done for ISTS lines.”

- (4) Para 2.2 of the Annexure-I of the Principal Regulations shall be substituted as under:

“2.2 COMPUTATION OF LOAD FLOWS ON THE BASIC NETWORK

The Implementing Agency shall run AC load flow on the Basic Network using the technical data obtained from the DICs, SLDCs, RLDCs and NLDC. The real power generation at the generator nodes in the Basic Network shall be based on maximum injection of the generators connected directly to the ISTS or the injection submitted by the DICs, where such nodes are embedded in the networks of the DIC. The demand at the load nodes shall be based on the maximum demand met of the DICs. In the case of an STU / SEB, the total injection at all the generator nodes owned by the STU/SEB shall be equal to the aggregate of injection of the entities connected in the state network. Similarly, the withdrawal at all the nodes owned by the SEB/STU shall be equal to withdrawal of all the entities connected in the SEB / STU network.

In the process of convergence of the Load Flow on the Basic Network, the IA may require to make certain adjustments in the load/generation at various buses to ensure load generation balance. Such load flow analysis shall be performed for all the network conditions as required by the Regulations in force. The entire process of formation of the Basic Network and convergence to load flows shall be validated by the Validation Committee.

- (5) Para 2.3 of Annexure-I of the Principal Regulations shall be deleted.
- (6) In third sentence of para 2.5 of Annexure-I of the Principal Regulations, the words "peak and other than peak conditions" shall be deleted.
- (7) In first sentence of sub-para (3) of para 2.5 of the Annexure-I of the Principal Regulations, the words "and for every scenario" shall be deleted.
- (8) In sixth sentence of sub-para (3) of para 2.5 of Annexure-I of the Principal Regulations, the words "typical seasonal system peak and other than peak periods" shall be substituted with the words "maximum injection/ maximum withdrawal".
- (9) In first and fifth sentences of sub-para (3) of para 2.5 of the Annexure-I of the Principal Regulations, the word "seasonal" shall be deleted.
- (10) Sub-paras 1, 2, 5, 6 and 12 under Para 2.7 of the Annexure-I of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"1. Converged AC Load Flow data for the all India Grid shall be used directly for the implementation of the Hybrid Methodology."

"2. Treatment of HVDC: Flow on HVDC systems is regulated by power order and remains constant for marginal change in load or generation. Hence, marginal participation (MP) of HVDC systems is zero. Since the HVDC systems were specifically set up for transfer of bulk power to specific Region, the DICs of the Region shall share the cost of HVDC systems. HVDC system also helps in controlling voltages and power flow in inter-regional lines and some benefits accrue to all DICs by virtue of HVDC system. Accordingly, 10 % of the MTC of these systems be recovered through Reliability Support Charges. The balance amount shall be payable by Withdrawal DICs of the Region in proportion to their Approved Withdrawal. In case of Injection DICs having Long Term Access to target region, it shall be payable in proportion to their Approved Injection.

Where transmission charges for any HVDC system line are to be partly borne by a DIC (injecting DIC or withdrawal DIC, as the case may be) under a PPA or any other arrangement, transmission charges in proportion to the share of capacity in accordance with PPA or other arrangement shall be borne by such DIC and the charges for balance capacity shall be borne by the remaining DICs by scaling up of YTC of the AC system included in the PoC."

"5. Hybrid Methodology shall be applied to Application Period."

"6. Annual Average YTC of each line will then be attributed to maximum injection/maximum withdrawal."

"12. There shall be slabs for the percentage transmission losses in the All India grid till such period the Commission may consider appropriate."

- (11) In first sentence of para 2.8 of the Annexure-I of the Principal Regulations, the word "(Rs/MW/hr)" shall be substituted with the words "(Paisa/unit)".

- (12) Para 2.8.1 of Annexure-I of the Principal Regulations shall be substituted as under:

"The transmission access rates shall be determined for each generation zone by computing the weighted average of nodal access charges at each generation node in this zone.

The weighted average transmission access rate for nodes in a zone is the zonal transmission access [rate] based on Hybrid Methodology for generation, e.g. in a Zone - ZZ, the following three nodes were considered in one zone: PP, AA and KK.

ZZ - zone computation in a particular scenario:

Node	Transmission Charges	Approved Injection/ Withdrawal*	Zonal Transmission Rate

1588GI/15-7

	(₹/Month)	(MW)	(₹/MW/Month)
PP	45,00,000	250	70,000
AA	50,00,000		
KK	80,00,000		
ZZ - Zone	1,75,00,000	250	

*Approved Injection/ Approved withdrawal (MW) shall be the Long-term Access plus Medium Term Open Access i.e. Zonal PoC Charge computed considering maximum injection /maximum withdrawal shall be divided by LTA +MTOA to arrive at PoC Rate. The PoC rates shall be further grouped under slabs in accordance with sub-clause (l) of clause (1) of Regulation 7.”

(13) After para 2.8.1 of the Annexure-I of the Principal Regulations, the following paras shall be added:

“2.8.1.a. Methodology for calculation of PoC rates and billing of PoC charges

- (i) PoC rates for billing towards LTA/MTOA shall be calculated only on Withdrawal nodes (as Withdrawal charges) and for generators who have Long Term Access to target region (as injection charges) corresponding to untied power. PoC rates shall not be calculated for ISGS with identified long term customers/ beneficiaries with whom PPA have been signed.

Example for billing a Generator who have LTA to target region:

Suppose a Generator "A" has LTA of 900 MW to target region (WR-500 MW, NR-400 MW). He ties up 150 MW of power with U.P through PPA. "A" shall be billed for 500+250 =750 MW as its LTA to target region.

- (ii) If any generator has contractual liability to pay the Withdrawal Charges of drawee entity, then drawee DIC shall inform CTU and bill shall be raised by the CTU to generator directly. In such a case, only withdrawal charges shall be payable by generator for corresponding quantum of power.
- (iii) For balance injection i.e. difference between Approved Injection and Quantum of withdrawal, generator shall pay Injection Charges only.
- (iv) For the purpose of STOA, collective transactions and computation of transmission deviation charges, PoC injection rate / withdrawal rate for all DICs shall be determined separately and shall be declared in paise/kWh
- (v) The injection and withdrawal rates in paise/kWh as at (iv) above shall be computed before transferring injection charges of ISGS having long term customers on withdrawal DICs.

2.8.1.b. Methodology for calculation of Slab Rates

- (i) The PoC rates shall be arrived at by dividing the quantum of charges allocated to each zone by its LTA+MTOA.
- (ii) The PoC rates so arrived shall be adjusted based on average rate and one sigma deviation on either side. The difference between maximum rate and minimum rate so arrived shall be divided by eight to determine width of each slab. The POC rates for all entities shall be placed in appropriate slab, minimizing the distance from slab rate as per its adjusted rate calculated after accounting for standard deviation. The rates may be scaled up/down as required.
- (iii) For the purpose of STOA, collective transactions and computation of transmission deviation charges, there shall be separate slabs for injection and withdrawal rates.

2.8.1.c. Methodology for calculation of Reliability Support Charge Rate and billing of Reliability Support Charges

- (i) Reliability Support Charges shall be 10% of the Monthly Transmission Charges.

The Reliability Support Charge Rate, in ₹/MW/month shall be as under:

[10% of the Monthly Transmission Charges of ISTS]/

[Total Approved Withdrawal of the Withdrawal DICs and Approved Injection of the Generators having LTA to target region]

Reliability Support Charge for Withdrawal DIC shall be obtained by multiplying the above rate (in ₹/MW/month) by Approved Withdrawal. For Generator with Long term Access to target region shall be obtained by multiplying these charges by Approved Injection.

The above rate shall also apply for additional MTOA.

- (ii) Over/under recovery shall be adjusted in the transmission charges of ISTS in the third part of bill in a manner as provided in Regulation 11(6) of these Regulations.
- (iii) These charges shall also be applicable to STOA/collective transactions. The offset shall also be given in the manner as provided in Regulation 11 (9) of these Regulations.

SIUBHA SARMA, Secy.
[ADVT.-III/4/Exty./151/15]

Note: The Principal Regulations were published on 16th June, 2010 in the Gazette of India Extraordinary Part III-Section 4 at Serial No. 162. The first amendment was issued on 25th November, 2011 in the Gazette of India Extraordinary Part III, Section 4 at Serial No. 229, the second amendment was issued on 28th March, 2012 in the Gazette of India Extraordinary Part III, Section 4 at Serial No. 76.