रजिस्ट्री सं० डी० एल०-33004/99

REGD. NO. D. L.-33004/99

# भारत का राजपत्र
# The Gazette of India

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

सं. 162] नई दिल्ली, बुधवार, जून 16, 2010/ज्येष्ठ 26, 1932
No. 162] NEW DELHI, WEDNESDAY, JUNE 16, 2010/JYAISTHA 26, 1932

## केन्द्रीय विद्युत विनियामक आयोग

## अधिसूचना

नई दिल्ली, 15 जून, 2010

**सं एल-1/44/2010-केंविविआ.**—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 सभी अन्य सामर्थ्यकारी शक्तियों का प्रयोग करते हुए, तथा पूर्व प्रकाशन के पश्चात्, निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात् :–

### अध्याय 1 : प्रारंभिक

**1. संक्षिप्त नाम, विस्तार तथा प्रारंभ :**

(1) इन विनियमों का संक्षिप्त नाम केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण प्रभारों तथा हानियों की हिस्सेदारी) विनियम, 2010 है।

(2) ये विनियम सभी पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों, अंतर-राज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, एनएलडीसी, आरएलडीसी, एसएलडीसी तथा आरपीसी को लागू होंगे।

(3) ये विनियम 1.1.2011 से प्रवृत्त होंगे तथा जब तक आयोग द्वारा पहले पुनर्विलोकन या विस्तारित न किया जाए, उपरोक्त विनिर्दिष्ट आरंभ की तारीख से 5 वर्ष की अवधि के लिए प्रवृत्त रहेंगे।

**2. परिभाषाएं :**

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

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

(ख) ''उपयोजन अवधि'' से इन विनियमों के अनुसार अवधारित प्रभारों के उपयोजन की अवधि अभिप्रेत है तथा साधारणतः वित्तीय वर्ष के साथ 12 (बारह) मास की ऐसी अवधि होगी जिसे व्यस्ततम स्थिति से भिन्न सैत्रिक स्थिति से संबंधित मास के ब्लॉकों में गुणांकित करके विभाजित किया जाएगा।

(ग) ''अनुमोदित अंतःक्षेपण'' से मास, व्यस्ततम के प्रत्येक प्रतिनिधि ब्लॉक के लिए पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक तथा उत्पादक के एक्स-बार पर व्यस्ततम परिप्रेक्ष्य से भिन्न या आईएसटीएस में पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक के किसी अन्य अंतःक्षेपण स्थान के लिए कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा मेगावाट में संवीक्षित और दीर्घ-कालिक और मध्य-कालिक संविदाओं पर विचार करते हुए, ग्रिड में कुल अंतःक्षेपण को समामोलित करते हुए पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों द्वारा प्रस्तुत उत्पादन आंकड़े के आधार पर अवधारित अंतःक्षेपण अभिप्रेत है;

(घ) ''अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक अंतःक्षेपण'' से उत्पादक के एक्स-बस पर या आईएसटीएस में पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक के किसी अन्य अंतःक्षेपण स्थान पर मास, व्यस्ततम तथा आफ-व्यस्ततम परिप्रेक्ष्य के प्रत्येक प्रतिनिधि ब्लॉक के लिए पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक हेतु अनुमोदित अंतःक्षेपण से अधिक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक द्वारा एनएलडीसी को आंकड़े देने के पश्चात् सीटीयू द्वारा अनुमोदित मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच के अनुसार अतिरिक्त अंतःक्षेपण अभिप्रेत है;

(ङ) ''अनुमोदित अल्प-कालिक अंतःक्षेपण'' से आरएलडीसी/एनएलडीसी द्वारा अनुमोदित अल्प-कालिक निर्बाध पहुंच के अनुसार अंतःक्षेपण अभिप्रेत है ऐसे अंतःक्षेपण में पावर एक्सचेंस द्वारा किए गए सभी अंतःक्षेपण भी सम्मिलित हैं;

(च) ''अनुमोदित निकासी'' से आईएसटीएस के सभी नोडों से कुल नियंत्रण क्षेत्र में किसी पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक के लिए कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा मेगावाट में संवीक्षित निकासी अभिप्रेत है जिसके लिए पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक को आईएसटीएस के इंटरफेस स्थान पर मास, व्यस्ततम तथा व्यस्ततम परिप्रेक्ष्य से भिन्न प्रत्येक प्रतिनिधि ब्लॉक के लिए जोड़ा जाता है तथा जहां अनुमोदित निकासी का अवधारण दीर्घ-कालिक तथा मध्य-कालिक संव्यवहारों को समामेलित करते हुए, पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों द्वारा प्रस्तुत मांग आंकड़े के आधार पर किया जाता है;

(छ) ''अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक निकासी'' से आईएसटीएस के साथ इंटरफेस स्थान पर मास, व्यस्ततम तथा व्यस्ततम परिप्रेक्ष्य से भिन्न प्रत्येक प्रतिनिधि ब्लॉक के लिए आईएसटीएस के सभी नोडों से संकलित पदाभिहित

आइएसटीएस ग्राहकों हेतु अनुमोदित निकासी से अधिक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक द्वारा एनएलडीसी को आंकड़ा प्रस्तुत करने के पश्चात् सीटीयू द्वारा अनुमोदित मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच के अनुसार अतिरिक्त निकासी अभिप्रेत है;

(ज) ''अनुमोदित अल्प-कालिक निकासी'' से आरएलडीसी/एनएलडीसी द्वारा अनुमोदित अल्प-कालिक निर्बाध पहुंच के अनुसार निकासी अभिप्रेत है और ऐसी निकासी में पावर एक्सचेंज पर की गई सभी निकासियां भी हैं;

(झ) ''बेसिक नेटवर्क'' से 132 केवी तथा उससे ऊपर के और 110 केवी, जहां उत्पादक जुड़े हैं, स्तर की वोल्टता स्तर, एचवीडीसी पारेषण नेटवर्क तथा सभी उत्पादक और उनसे संयोजित भार पर देश की ऊर्जा प्रणाली अभिप्रेत है;

(ञ) ''थोक ऊर्जा पारेषण करार (बीपीटीए)'' से आईएसटीएस विकास तथा प्रचालन के लिए पूर्व विद्यमान ठहरावों के अधीन आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों तथा आईएसटीएस के पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के बीच करार अभिप्रेत है;

(ट) ''समझी गई अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली (समझी गई आईएसटीएस)'' से ऐसी पारेषण प्रणाली अभिप्रेत है जिसे आयोग द्वारा विनियामक अनुमोदन दिया गया है और जिसका उपयोग ऊर्जा की अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के लिए किया जा रहा है तथा जब तक अन्यथा विनिर्दिष्ट न किया जाए, इन विनियमों के प्रयोजन के लिए आईएसटीएस के रूप में अर्हित है;

(ठ) ''पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक (टीआईसी)'' से आईएसटीएस के किसी खंड/तत्व का उपयोगकर्ता अभिप्रेत है तथा जिसमें सभी उत्पादन, राज्य पारेषण उपयोगिताएं, एसईबी या आईएसटीएस से प्रत्यक्षतः जुड़ी भार सर्विंग इकाइयां, थोक उपभोक्ता सहित तथा कोई अन्य इकाई/व्यक्ति भी सम्मिलित है;

(ड) ''मिश्रित पद्धति'' से इन विनियमों के अध्याय 3 तथा उसके उपाबंध 1 में विस्तृत मार्जिनल भागीदारी पद्धति तथा औसत भागीदारी पद्धति का मिश्रण अभिप्रेत है;

(ढ) ''कार्यान्वयन अभिकरण'' से ऐसा अभिकरण अभिप्रेत है जिसे इन विनियमों के (अध्याय 4, अध्याय 5, अध्याय 6, अध्याय 7 तथा अध्याय 8) के अनुसार

अन्य कृत्यों के साथ उपयोजन अवधि के लिए विभिन्न नोडों/जोनों पर पारेषण प्रभारों तथा पारेषण हानियों के आबंटन के प्राक्कलन को प्रारंभ करने के लिए आयोग द्वारा पदाभिहित किया गया है;

(ण) बस उपायों के ''हानि आबंटन कारक'' से उस नोड से हुई हानि है तथा जिसकी संगणना इन विनियमों के उपाबंध-1 में दी गई स्पष्टीकरण के अनुसार की जाएगी।

(त) ''मासिक पारेषण प्रभार'' से प्रवृत्त टैरिफ के निबंधन तथा शर्तों में दिए गए प्रत्येक कलैंडर मास के लिए पारेषण प्रभार (प्रोत्साहन को छोड़कर) अभिप्रेत है;

(थ) ''नोड'' से उत्पादक के उप-केंद्र या स्विचयार्ड अभिप्रेत है;

(द) ''कनेक्शन प्रभार पद्धति के स्थान'' से पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के बीच आईएसटीएस प्रभारों तथा हानियों की भागीदारी की संगणना करने वाली पद्धति अभिप्रेत है जो ग्रिड में नोड के अवस्थान पर निर्भर करती है तथा जिसकी संगणना इन विनियमों के अध्याय 4 के विनियम 7(1) (द) तथा 7(1) (ध) के अनुसार की जाती है;

(ध) ''कनेक्शन पारेषण प्रभार का स्थान'' में कनेक्शन प्रभारित करने वाली पद्धति का उपयोग करने के लिए अवधारित नोडल/जोनल प्रभार है;

(न) किसी पारेषण लाइन में नोड के ''भागीदारी कारक'' से नोड द्वारा उस लाइन की प्रतिशतता पद्धति अभिप्रेत है चाहे वह उत्पादक नोड या मांग नोड हो जिसे इन विनियमों के उपाबंध-1 में स्पष्ट किया गया है;

(प) ''पारेषण सेवा करार (टीएसए)'' से अध्याय 6 के अनुसार पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों तथा आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारी के बीच किया जाने वाला करार अभिप्रेत है;

(फ) ''समान प्रभार'' से पोस्टेज स्टॉप प्रभार में यथा निर्दिष्ट वैकल्पिक रूप से ग्रिड से अनुमोदित अंतःक्षेपण तथा अनुमोदित निकासी के योग द्वारा आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारी के वार्षिक पारेषण प्रभार को विभाजित करके अवधारित प्रभार अभिप्रेत है;

(ब) ''समान प्रभार भागीदारी तंत्र'' से एक समान प्रभारों के अवधारण के लिए तंत्र अभिप्रेत है;

(भ) ''समान हानि'' से ऊर्जा हानि अभिप्रेत है तथा जिसकी गणना प्रदाय के स्थान, अंतर-उपयोगिता अंतरण तथा विद्युत की निकासी के स्थान पर अनुसूचियों के बीच अंतर प्रदान करने के लिए की जाएगी तथा जिसकी संगणना ग्रिड में ऊर्जा हानि की प्रतिशतता के रूप में की जाएगी।

**स्पष्टीकरण :** एक समान से ऐसी प्रतिशतता हानि अभिप्रेत है जो ग्रिड में उनके अवस्थान के बावजूद क्षेत्र में सभी पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के लिए एक समान से लागू की जाती है।

(म) ''वार्षिक पारेषण प्रभार (वाईटीसी)'' से टैरिफ के निबंधन तथा शर्तें संबंधी विनियम के अनुसार आयोग द्वारा अवधारित विद्यमान लाइनों के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार या आयोग द्वारा यथाविनिर्दिष्ट पारेषण अनुज्ञप्ति विनियमों के अनुसार प्रतिस्पर्धा बोली पर आधारित टैरिफ की दशा में स्वीकार किया गया और तत्समय प्रवृत्त और बैचमार्क पूंजी लागत पर आधारित नई लाइनों के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार अभिप्रेत है।

(2) इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों तथा अभिव्यक्तियों और किन्तु जो इसमें परिभाषित नहीं हैं किन्तु अधिनियम या इसके अधीन बनाए गए विनियमों में परिभाषित हैं, का वहीं अर्थ होगा, जो क्रमशः अधिनियम तथा समय-समय पर, आयोग द्वारा बनाए गए विनियमों में है।

## अध्याय 2 : विनियमों का विस्तार

3. आयोग द्वारा अनुमोदित वार्षिक पारेषण प्रभार, विदेशी मुद्रा दर फेरफार के मद्दे राजस्व अपेक्षा, ब्याज दरों में परिवर्तन आदि तथा हानियों को ऐसे पदभिहित आईएसटीएस ग्राहकों, जो आईएसटीएस का उपयोग करते हैं, के निम्नलिखित प्रवर्गों के बीच बांटा जाएगा :-

(क) ऊर्जा केंद्र/उत्पादन केंद्र, जो भारतीय विद्युत ग्रिड संहिता (आईईजीसी) में यथापरिभाषित प्रादेशिक इकाइयां हैं;

(ख) आईएसटीएस से जुड़े राज्य विद्युत बोर्ड/राज्य पारेषण उपयोगिताएं (एसईबी/ अंतर-राज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के स्वामित्वाधीन पारेषण प्रणाली से जुड़ी वितरण कंपनियां, उत्पादक तथा अन्य थोक ग्राहक की ओर से);

(ग) आईएसटीएस से प्रत्यक्षतः जुड़ा कोई थोक उपभोक्ता; और

(घ) उपरोक्त खंड (क), (ख) तथा (ग) के अनुसार वस्तुतः जुड़ी इकाई का प्रतिनिधित्व करने वाली कोई पदाभिहित इकाई।

## अध्याय 3 : आईएसटीएस प्रभार तथा हानियों के सिद्धांत और तंत्र

**4. आईएसटीएस प्रभारों तथा हानियों की हिस्सेदारी के लिए सिद्धांत :**

(1) आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के वार्षिक योजना पारेषण प्रभारों तथा आईएसटीएस नेटवर्क में पारेषण हानियों के आधार पर, कार्यान्वयन अभिकरण निम्नलिखित डीआईसी के लिए कनेक्शन प्रभार तथा हानि आबंटन कारकों के स्थान की संगणना करेगा :

(क) भार-प्रवाह आधारित पद्धति का उल्लेख करने वाले;

(ख) कनेक्शन प्रभार पद्धित के स्थान के आधार पर।

(2) आईएसटीएस प्रभारों तथा पदभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के बीच हानियों की हिस्सेदारी के लिए लागू की जाने वाली मिश्रित पद्धति का विस्तृत ब्यौरा इन विनियमों के उपाबंध-1 में दिया गया है जिसका आयोग द्वारा समय-समय पर किसी हितबद्ध पक्षकार द्वारा किए गए आवेदन के आधार पर या अन्यथा पुनर्विलोकन किया जा सकेगा।

**5. आईएसटीएस पारेषण प्रभारों का सहभागिता तंत्र**

(1) पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के बीच आईएसटीएस पारेषण प्रभारों की हिस्सेदारी की संगणना उपयोजन अवधि के लिए की जाएगी तथा अग्रिम में उसका अवधारण किया जाएगा तथा इन विनियमों में तत्पश्चात यथा विनिर्दिष्ट आवधिक ट्रयू-अप के अधीन रहते हुए होगी।

(2) आईएसटीएस पारेषण प्रभारों की हिस्सेदारी विभिन्न पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों, आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, तथा किसी अन्य सुसंगत इकाई, जिसमें एनएलडीसी, आरएलडीसी तथा एसएलडीसी का कार्यान्वयन अभिकरण भी है, द्वारा प्रदान की गई तकनीकी तथा वाणिज्यिक जानकारी के आधार पर होगी :

परंतु यह कि यदि ऐसी जानकारी अनुबद्ध समय-सीमा के भीतर या अपेक्षित ब्यौरे के स्तर पर उपलब्ध नहीं हो रही हो तो आयोग ऐसी प्रक्रिया, जो इस निमित्त

आयोग द्वारा अनुमोदित की जाए, के अनुसार वैकल्पिक स्रोतों से ऐसी जानकारी अभिप्राप्त करने के लिए कार्यान्वयन अभिकरण को प्राधिकृत कर सकेगा।

(3) आईएसटीएस प्रभारों की हिस्सेदारी संबंधित तंत्र निम्नलिखित रूप से यह सुनिश्चित करेगा कि -

(क) आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारी के वार्षिक पारेषण प्रभारों की पूर्णतः तथा ठीक वसूली की गई है; और

(ख) ऊर्जा प्रणाली के तत्वों के आरंभ होने की अनुसूची में परिवर्तन तथा आयोग द्वारा अनुमोदित पारेषण प्रभार, अर्थात एफईआरवी के गठन के कारकों में परिवर्तन, ब्याज ऋण में परिवर्तन के कारण वार्षिक पारेषण प्रभार के मद्दे किसी भी समायोजन का इन विनियमों में तत्पश्चात् यथाविनिर्दिष्ट रीति से पूर्णतः या ठीक प्रकार से वसूली की गई है।

(4) कनेक्शन पारेषण प्रभारों के स्थान की संगणना रुपए प्रति मेगावाट प्रतिमास के अनुसार की जाएगी। आईएसटीएस प्रभारों के मद्दे किसी भी पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक से वसूल की जाने वाली रकम की संगणना संविनियमों के अनुसार मासिक आधार पर की जाएगी। अल्प-कालिक निर्बाध पहुंच संव्यवहारों के लिए कनेक्शन पारेषण प्रभार का स्थान रुपए प्रति मेगावाट प्रति घंटे के अनुसार होंगे तथा आरएलडीसी/एनएलडीसी द्वारा अनुमोदित अल्प-कालिक निर्बाध पहुंच की अवधि के लिए लागू होगी।

(5) कार्यान्वयन अभिकरण, आयोग का अनुमोदन प्राप्त करने के पश्चात् इन विनियमों के उपाबंध-1 में यथा विस्तृत पारेषण प्रभारों तथा हानियों की हिस्सेदारी के लिए तंत्र को दुरुस्त करने के लिए समय-समय पर अध्ययन करेगा।

**6. आईएसटीएस हानियों की हिस्सेदारी का तंत्र**

(1) पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों की विद्युत की अनुसूची का समायोजन संबंधित भार प्रेषण केंद्र तथा राज्य भार पारेषण केंद्र द्वारा यथा प्राक्कलित पारेषण प्रणाली में ऊर्जा हानियों के खाता के लिए किया जाएगा। इन्हें इन विनियमों की अधिसूचना के 30 दिन के भीतर एनएलडीसी द्वारा तैयार की जाने वाली विस्तृत प्रक्रिया के अनुसार लागू किया जाएगा। हानियों का विभाजन मिश्रित पद्धति का उपयोग करते हुए, अवधारित हानि आबंटन कारकों के आधार पर किया जाएगा।

(2) आईएसटीएस की हिस्सेदारी की संगणना विभिन्न पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों, आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों, तथा किसी अन्य सुसंगत इकाई, जिसमें एनएलडीसी, आरएलडीसी तथा एसएलडीसी द्वारा तैयार जानकारी के आधार पर की जाएगी तथा कार्यान्वयन अभिकरण को प्रस्तुत की जाएगी :

परंतु यह कि यदि ऐसी जानकारी अनुबद्ध समय-सीमा के भीतर या अपेक्षित ब्यौरे के स्तर पर उपलब्ध नहीं हो रही है तो आयोग ऐसे वैकल्पिक स्रोतों, जो आयोग द्वारा उपयोग के लिए अनुमोदित की जाएं, से ऐसी जानकारी अभिप्राप्त करने के लिए कार्यान्वयन अभिकरण को प्राधिकृत कर सकेगा।

(3) आईएसटीएस के लिए लागू पारेषण हानियों की घोषणा अग्रिम में की जाएगी तथा भूतलक्षी रूप से उसका पुनरीक्षण किया जाएगा।

(4) कार्यान्वयन अभिकरण, आयोग का अनुमोदन प्राप्त करने के पश्चात् आईएसटीएस हानि आंबटन पद्धति को बेहतर बनाने के लिए समय-समय पर अध्ययन कराएगा।

**अध्याय 4 : पारेषण प्रभारों तथा हानियों की हिस्सेदारी के लिए प्रक्रिया**

**7. कनेक्शन पारेषण प्रभारों तथा हानि आबंटनों के स्थान का अवधारण करने की प्रक्रिया**

(1) पारेषण प्रभारों तथा हानियों के अवधारण की प्रक्रिया निम्नानुसार होगी तथा इन विनियमों के अध्याय 7 में उल्लिखित समय-सीमा के अनुसार होगी :

(क) कार्यान्वयन अभिकरण नेटवर्क तत्वों तथा उत्पादन और सभी संबंधित इकाईयों, जिसमें पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों, पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, एनएलडीसी, आरएलडीसी, एसएलडीसी, आरपीसी भी हैं, से विभिन्न नेटवर्क नोडों पर भार से संबंधित बेसिक नेटवर्क आंकड़ों को संगृहीत करेगा;

(ख) बेसिक नेटवर्क में कोई भी विद्युत प्रणाली, विद्युत संयंत्र या 132 केवी से नीचे की लाइन, सिवाय उसके जहां उत्पादक 110 केवी के ग्रिड से जुड़ा हो, अंतर्विष्ट नहीं होगी। बेसिक नेटवर्क की परिभाषा में उपदर्शित वोल्टता स्तर से निम्न वोल्टता प्रणाली में ऊर्जा प्रवाह पर उस उपकेंद्र के भार के रूप में विचार किया जाएगा। वोल्टता स्तरों पर विद्युत प्रणाली में निम्न वोल्टता प्रणाली से ऊर्जा प्रवाह पर उस उपकेंद्र पर उत्पादन के रूप में विचार किया जाएगा।

(ग) आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा संनिर्मित उसके स्वामित्वाधीन या उसके द्वारा प्रचालित समर्पित पारेषण लाइनों पर बेसिक नेटवर्क के भाग के रूप में विचार किया जाएगा। उत्पादक द्वारा संनिर्मित स्वामित्वाधीन और प्रचालित समर्पित लाइनों पर बेसिक नेटवर्क के भाग के रूप में विचार नहीं किया जाएगा। बाद वाले मामले में, उत्पादक आईएसटीएस से प्रत्यक्षतः संयोजित किया गया समझा जाएगा।

(घ) नोडल उत्पादन जानकारी पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों द्वारा प्रदान किए गए पूर्वानुमान के आधार पर होगी। ऐसे पूर्वानुमानों में मास तथा व्यस्ततम तथा व्यस्ततम परिस्थिति से भिन्न प्रतिनिधि ब्लॉक के अधीन अल्प-कालिक तथा मध्य-कालिक संविदाओं पर विचार करते हुए, ग्रिड में कुल अंतःक्षेपण के प्राक्कलन को समामेलित किया जाएगा। प्रस्तुत किए गए पूर्वानुमान की संवीक्षा एनएलडीसी द्वारा अग्रिम में पहचानी गई ऐसी व्यस्ततम तथा व्यस्ततम परिस्थिति से भिन्न के अधीन एनएलडीसी/आरएलडीसी/ एसएलडीसी से अभिप्राप्त ऐतिहासिक उत्पादन स्तरों के आधार पर कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा की जाएगी। कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा पूर्वानुमान उत्पादन में किसी भी परिवर्तन की सूचना समुचित पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक को दी जाएगी।

(ङ.) इन विनियमों के अधीन कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा पहचाने गए पूर्वानुमान मांग आंकड़ा पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों द्वारा जोन के प्रत्येक नोड या नोडों के समूहों के लिए दिए जाएंगे। पूर्वानुमान मांग आंकड़ा में मास तथा व्यस्ततम तथा व्यस्ततम परिस्थिति से भिन्न प्रतिनिधि ब्लॉक के अधीन मध्य-कालिक तथा दीर्घ-कालिक मांग के प्राक्कलन को सम्मिलित किया जाएगा। प्रस्तुत किए गए पूर्वानुमान की संवीक्षा एनएलडीसी द्वारा पहचाने गए विनिर्दिष्ट व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न परिस्थिति के दौरान सभी मासों के लिए प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक को ऐतिहासिक मांग के आधार पर कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा की जाएगी। कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा पूर्वानुमान मांग की किसी परिवर्तन की जानकारी पदाभिहित समुचित आईएसटीएस ग्राहक को दी जाएगी।

(च) कार्यान्वयन अभिकरण इन विनियमों की अधिसूचना के 30 दिन के भीतर प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक से उत्पादन तथा मांग आंकड़ा तथा बेसिक नेटवर्क से संबंधित आंकड़ों के संग्रहण के लिए विस्तृत प्रक्रिया तथा फारमेट तैयार करेगा।

(छ) इस प्रकार अभिप्राप्त पुनरीक्षित उत्पादन तथा मांग में पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक तथा कार्यान्वयन अभिकरण के बीच किसी विरोधाभास की दशा में, इस निमित्त आयोग द्वारा नियुक्त विधिमान्य समिति पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक तथा कार्यान्वयन अभिकरण की सुनवाई के पश्चात् अंतिम विनिश्चय लेगा। ऐसी समिति में कार्यान्वयन अभिकरण, एनएलडीसी, आरपीसी, सीटीयू, सीईए तथा आयोग से दो पदाधिकारी होंगे। विधिमान्य समिति का अध्यक्ष आयोग द्वारा नामनिर्दिष्ट किया जाएगा।

(ज) कार्यान्वयन अभिकरण बेसिक नेटवर्क, नोडल उत्पादन तथा नोडल मांग का उपयोग करने के लिए एसी भार प्रवाह करेगा। भार उत्पादन संतुलन को सुनिश्चित करने की दृष्टि से, संवीक्षित उत्पादन तथा मांग आंकड़ा पर समायोजन करना अपेक्षित होगा।

(झ) विभिन्न ग्रिड परिस्थितियों के परिणामस्वरूप, विधिमान्यता विधिमान्य समिति द्वारा संपरिवर्तित भार के साथ बेसिक नेटवर्क की की जाएगी। प्रत्येक ग्रिड स्थिति के लिए पश्चातवर्ती वित्तीय वर्ष के लिए बेसिक नेटवर्क, नोडल उत्पादन, नोडल मांग तथा भार प्रवाह की विधिमान्यता इस समिति द्वारा की जाएगी तथा प्रत्येक वित्तीय वर्ष में 15 दिसम्बर से अन्यून आयोग के अनुमोदन के लिए प्रस्तुत की जाएगी। भार प्रवाह परिणामों के साथ अनुमोदित बेसिक नेटवर्क, नोडल उत्पादन, नोडल मांग विधिमान्य समिति द्वारा इसके अनुमोदन के ठीक पश्चात् आयोग तथा एनएलडीसी की वेबसाइट पर उपलब्ध कराई जाएगी।

(ञ) अनुमोदित बेसिक नेटवर्क, नोडल उत्पादन तथा नोडल मांग आंकड़ा मार्जिनल भागीदारी कारक तथा हानि आबंटन कारकों की संगणना के लिए एक आधार होगा।

(ट) बेसिक नेटवर्क पर आधार भार प्रवाहों के विकास के परिणामस्वरूप, नेटवर्क वोल्टता के कुछ स्तरों में कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा पर्याप्त रूप से विकृत/कमी की जाएगी जैसा इन विनियमों के उपाबंध-1 में दिया गया है। मानी गई/घटाई गई ऊर्जा प्रणाली में प्रत्येक नोड के लिए मिश्रित पद्धति तथा कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा हानि आबंटन कारकों के आधार पर पारेषण प्रभारों का अवधारण करने के लिए विकृत/घटाई गई प्रणाली पर मिश्रित पद्धति लागू की जाएगी।

भविष्य में कार्यान्वयन अभिकरण नेटवर्क घटाने की बेहतर पद्धति तय करेगा तब उसे आयोग के अनुमोदन के पश्चात् स्वीकार किया जा सकेगा।

(ठ) नोडों के बीच बांटे जाने वाले संपूर्ण प्रभारों की संगणना आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों की प्रत्येक लाइन के लिए विभाजित वार्षिक पारेषण प्रभार के आधार पर की जाएगी। इन विनियमों के उपबंधों के अनुसार प्रत्येक वोल्टता स्तर पर आस्तियों के लिए संगणित वार्षिक पारेषण प्रभार संबंधित आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दिए जाएंगे। उपकेंद्रों के वार्षिक पारेषण प्रभारों का विभाजन प्रत्येक उपकेंद्र से जाने वाली लाइन के लिए किया जाएगा। प्रति सर्किट किलोमीटर (प्रत्येक वोल्टता स्तर तथा लाइन संरूपण के लिए, अर्थात् 400 केवी डीसी ट्विन मूस, 400 केवी क्वाड मूस, 400 केवी क्वाड ब्रिसमिस आदि, 400 केवी पर प्रभारित 765 केवी प्रणाली पर 400 केवी लाइन (क्वाड) लाइन की उच्च क्षमता के रूप में विचार किया जाएगा, का उपयोग नोडल प्रभारों की संगणना के लिए किया जाएगा।

(ड) पारेषण लाइन से उप-केंद्रों के वार्षिक पारेषण प्रभार का आबंटन निम्नलिखित सिद्धांतों के आधार पर होगा :-

(i) उप-केंद्रों के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों का विभाजन सर्किट किलोमीटर में लाइन की लंबाई के आधार पर सहबद्ध पारेषण लाइनों के लिए किया जाएगा;

(ii) उप-केंद्र के वार्षिक पारेषण प्रभारों का विभाजन ऐसी रीति से किया जाएगा जिससे कि उससे संयोजित निम्न वोल्टता लाइनों से माने गए उप-केंद्र का वार्षिक पारेषण प्रभार उससे संयोजित उच्चतर वोल्टता लाइनों से माने जाने वाले उप-केंद्र के वार्षिक पारेषण प्रभार का 50 प्रतिशत हो।

(ढ) ऐसे आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारी, जिसकी लाइन के नेटवर्क में कमी की गई है, के लिए स्वीकार की जाने वाली लागत मिश्रित पद्धति के अनुसार प्रत्येक नोड पर पारेषण प्रभारों की संगणना के लिए अपेक्षित हैं।

(न) भागीदारी कारक, तथा कनेक्शन नोडल के स्थान तथा इस प्रकार अवधारित प्रभारों की संगणना व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न परिस्थिति के लिए प्रत्येक सत्र के लिए की जाएगी। साधारणतः, इसे विभिन्न सत्रों के लिए मास के

ब्लॉकों के लिए आरंभ किया जाएगा तथा ऐसे ब्लॉक (i) अप्रैल से जून; (ii) जुलाई से सितम्बर; (iii) अक्तूबर से नवम्बर, (iv) दिसम्बर से फरवरी तथा (v) मार्च, होंगे। व्यस्ततम घंटों पर आठ घंटे की अवधि के लिए विचार लिया जाएगा तथा सभी अन्य घंटों को व्यस्ततम घंटों से भिन्न के रूप में किया जाएगा। तथापि, एक्स-एंटी संगणना के लिए, कार्यान्वयन अभिकरण व्यस्ततम तथा व्यस्ततम घंटों से भिन्न तथा मास विनिर्दिष्ट कर सकेगा यदि एनएलडीसी के परामर्श से भार परिस्थितियों द्वारा ऐसा वारंट किया जाए। ऐसा आयोग को इसके कारणों की सूचना देते हुए, किया जाएगा।

(त) दूरी तथा दिशा के आधार पर, पारेषण प्रभारों के मद्दे पर्याप्त संकेत देने की दृष्टि से, प्रति सर्किट किलोमीटर पारेषण प्रभारों को प्रत्येक वोल्टता स्तर तथा कंडक्टर संरूपण के लिए एक समान किया जाना होगा। इस प्रयोजन के लिए, दिए गए वोल्टता स्तर तथा लाइन संरूपण की सभी लाइनों के लिए वसूल किए जाने वाले कुल पारेषण प्रभारों को उस वोल्टता स्तर तथा कंडक्टर संरूपण के लिए प्रति सर्किट किलोमीटर औसत पारेषण प्रभार पर तय करने की दृष्टि से, उस वोल्टता स्तर तथा लाइन संरूपण के लिए कुल सर्किट किलोमीटर द्वारा विभाजित किया जाएगा। ऐसे प्रभारों को, इन अवधियों को तय करने के आधार पर, प्रत्येक सत्र की व्यस्ततम और व्यस्ततम अवधि से, भिन्न माना जाएगा। प्रत्येक लाइन के लिए कुल पारेषण प्रभारों की वसूली इन विनियमों के उपाबंध-1 में यथा विस्तृत भागीदारी कारकों के अनुपात में की जाएगी। प्रक्रिया में यह सुनिश्चित किया जाएगा कि लाइनों के लिए पूर्ण प्रभारों की पूरी वसूली की गई है।

(थ) पारेषण कीमत पद्धति पर आधारित कनेक्शन के नए स्थान के समक्रमण के भाग के रूप में आईएसटीएस नेटवर्क के वार्षिक पारेषण प्रभारों की वसूली मिश्रित पद्धति तथा एक समान प्रभार हिस्सेदारी तंत्र (पोस्टेज स्टाम्प पद्धति) दोनों के आधार पर समुचित महत्व देते हुए, की जाएगी। आयोग विभिन्न पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों पर ऐसे समक्रमण के प्रभाव पर आधारित भार का विनिश्चय करेगा। पहले दो वर्षों के लिए, कनेक्शन पद्धति के स्थान का उपयोग करते हुए, अभिप्राप्त जोनल प्रभारों का समायोजन ऐसे किया जाएगा मानो आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों के वार्षिक पारेषण प्रभार का 50 प्रतिशत मिश्रित पद्धति के माध्यम से वसूला गया हो तथा आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों के वार्षिक पारेषण प्रभार का 50 प्रतिशत एक समान प्रभार हिस्सेदारी तंत्र के आधार पर वसूला गया हो। इन व्यस्थाओं के कार्यान्वयन से

दो वर्ष की अवधि के पश्चात् आयोग मिश्रित पद्धति तथा एक समान प्रभार हिस्सेदारी तंत्र के लिए प्रदान किए गए भार का पुनर्विलोकन कर सकेगा।

(द) हानि आबंटन कारकों की संगणना इन विनियमों के उपाबंध-1 में यथा उद्धृत मिश्रित पद्धति का उपयोग करने वाले प्रत्येक सत्र के लिए की जाएगी। हानि आबंटन कारक ऐसी संगणित कुल हानियों को लागू होंगे जो प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक के लिए मानी जाने वाली हानियों हेतु इन विनियमों के अधीन एनएलडीसी द्वारा विकसित प्रक्रियाओं के अनुसार हों।

(न) पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के लिए उनकी अनुसूचित मेगावाट में पर्याप्त रूप से समायोजन को हानि माना जाएगा। समायोजन की सीमा मिश्रित पद्धति और एक समान हानि आबंटन तंत्र पर प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक को हुई हानि के आधार पर आधारित होगी। विभिन्न मांग उपयोजन के लिए पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के पारेषण प्रभारों की दशा में, आयोग द्वारा दो तंत्र मिश्रित पद्धति तथा एक समान हानि आबंटन तंत्र पर अधिमान का विनिश्चय किया जाएगा। पहले दो वर्षों के लिए, मिश्रित पद्धति का उपयोंग करने के लिए संगणित हानि आबंटन कारक का उपयोग पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों की हानियों के 50 प्रतिशत आबंटन के लिए उपयोग किया जाएगा। शेष 50 प्रतिशत हानियां एकसमान हानि आबंटन तंत्र पर आधारित पदभिहित आईएसटीएस ग्राहकों को लागू होगी। इन ठहरावों के कार्यान्वयन से दो वर्ष की अवधि के पश्चात्, आयोग मिश्रित पद्धति तथा एक समान हानि आबंटन तंत्र को प्रदान की गई अधिमानता का पुनर्विलोकन कर सकेगा। हानि आबंटन कारकों की संगणना मास के प्रत्येक ब्लॉक के लिए व्यस्ततम से भिन्न नेटवर्क परिस्थिति के लिए की जाएगी। तथापि, मास के किसी ब्लॉक के लिए प्रत्येक उत्पादन तथा मांग जोन को हुई हानियों के लिए व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न परिस्थितियों की भारित औसत पर आधारित हानि आबंटन कारकों के एकल सेट का उपयोग किया जाएगा। विभिन्न पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों की हानियों के उपयोजन के लिए एक विस्तृत प्रक्रिया इन विनियमों की अधिसूचना के 30 दिनों के भीतर एनएलडीसी द्वारा तैयार की जाएगी।

(प) कार्यान्वयन अभिकरण रुपए/मेगावाट/मास में एक समान जोनल प्रभार तय करने की दृष्टि से, जोन सृजित करने के लिए आईएसटीएस पर भौगोलिक रूप से तथा विद्युत रूप से नोडों के लिए प्रभारों को संकलित करेगा। कार्यान्वयन अभिकरण उत्पादन तथा मांग के लिए जोन सृजित करेगा। ऐसे जोन निम्नलिखित पर विचार करते हुए, शासित होंगे :-

(i) जोन में सुसंगत नोड अंतर्विष्ट होंगे जिनकी लागत (मिश्रित पद्धति के आउटपुट से यथा अवधारित) उसी रेंज में होगी।

(ii) जोनों में नोडों को ऐसी रीति से मिलाया जाएगा मानो वे भौगोलिक रूप से तथा विद्युत रूप से समीपस्थ हो। मांग जोन उत्तर-दक्षिणी जोन के सिवाय सामान्यतः राज्य नियंत्रण में होंगे, जिन पर एकल मांग जोन के रूप में विचार किया जाएगा। उत्पादन जोनों को आईएसटीएस से संयोजित उत्पादकों को मिलाने के लिए बनाया जाएगा।

(iii) क्रमशः उत्पादन तथा मांग जोनल प्रभारों की संगणना करने के प्रयोजन के लिए उत्पादन जोन तथा मांग जोन के रूप में वैसा जोन कार्य नहीं कर सकता। यद्यपि, उत्पादन तथा मांग के लिए वैसी ही जोनों को अधिमानता देनी होती है, इसलिए इसे तब आगे बढ़ाया जाएगा जब यह व्यावहारिक हो तथा जोनों की अन्य शर्तें पूरी की हो गई हों।

(iv) आईएसटीएस से सीधे जुड़े थर्मल ऊर्जा उत्पादकों या ऐसे पूलिंग स्टेशनों के माध्यम से, जो अंतर-राज्यिक अंतरण के लिए 1500 मेगावाट की अधिक की उत्पादन क्षमता के लिए डिजाइन किए गए हों, पारेषण प्रभार इन विनिर्दिष्ट नोडों पर प्रभारों के रूप में अवधारित किया जाएगा (ऐसे नोड़ों पर पृथक् उत्पादन जोनों के रूप में विचार किया जाएगा) तथा क्षेत्र के अन्य उत्पादक नोडों के साथ मिलाया नहीं किया जाएगा।

(v) आईएसटीएस या ऐसे पूलिंग स्टेशन के माध्यम से, जिनकी अंतर-राज्यिक अंतरण के लिए 50 मेगावाट से अधिक की उत्पादन क्षमता के लिए डिजाइन की गई है, प्रत्यक्षतः जुड़े हाइड्रो ऊर्जा उत्पादकों के लिए पारेषण प्रभारों का अवधारण इन विनिर्दिष्ट नोड़ों (ऐसे नोडों पर पृथक् उत्पादन जोनों के रूप में किया जाएगा) के प्रभारों के अनुसार किया जाएगा तथा क्षेत्र में अन्य उत्पादन नोडों के साथ मिलाया नहीं जाएगा।

(vi) जब तक अपेक्षित पुनः जोनिंग वर्ष के दौरान ऊर्जा प्रणाली में महत्वपूर्ण परिवर्तन नहीं होता है तब तक विशिष्ट जोनों को दिए गए वित्तीय वर्ष में पुनः नियत किया जाएगा। कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा ऐसी किसी पुनः जोनिंग को कार्यान्वित करने से पूर्व आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाएगा।

(vii) बेसिक नेटवर्क में कटौती के कारण, आईएसटीएस नेटवर्क से 220 केवी और उससे नीचे जुड़े कतिपय उत्पादन केंद्रों को अंतिम रूप से कम किए गए नेटवर्क पर स्पष्ट रूप से प्रधानता दी जाएगी। ऐसे उत्पादन केंद्रों को, उन क्षेत्रों के लिए अवधारित जोनल प्रभारों पर प्रभारित किया जाएगा जहां ऐसे उत्पादक वस्तुतः अवस्थित हों। एसटीयू नेटवर्क से जुड़े आईएसटीएस के दीर्घ-कालिक फायदाग्राही विद्यमान तंत्र के अनुसार एसटीयू नेटवर्क के लिए पारेषण प्रभारों का निरंतर संदाय करेंगे।

(फ) आईएसटीएस नेटवर्क के लिए सौर आधारित उत्पादन हेतु कोई पारेषण प्रभार नहीं किया जाएगा। यह अगले तीन वर्ष में आरंभ होने वाली परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के लिए लागू होंगी।

(ब) आईएसटीएस नेटवर्क के उपयोग के लिए सौर आधारित उत्पादन हेतु कोई पारेषण हानियां नहीं होंगी। यह अगले तीन वर्षों में आरंभ होने वाली परियोजनाओं के उपयोगी जीवनकाल के लिए लागू होगी।

(2) विस्तृत पद्धति संबंधी पहुल इन विनियमों के उपाबंध-1 में उल्लिखित हैं। आयोग कनेक्शन पारेषण प्रभारों के स्थान तथा हानियों के आबंटन को अवधारित करने के लिए निर्गामी आवश्यकताओं के आधार पर, समय-समय पर, उपरोक्त प्रक्रियाओं को उपातंरित करेगा या उन्हें अद्यतन रखेगा।

**8. पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक के लिए लागू विनिर्दिष्ट पारेषण प्रभारों का अवधारण**

(1) आयोग द्वारा अवधारित वार्षिक पारेषण प्रभारों के आधार पर, कार्यान्वयन अभिकरण आईएसटीएस में अनुमोदित निकासी या अनुमोदित अंतःक्षेपण तक आईएसटीएस के उपयोग के लिए प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक को लागू प्रभारों का अवधारण करेगा। प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक यह सुनिश्चित करेगा कि इन विनियमों के अध्याय 7 में यथाविनिर्दिष्ट व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न परिस्थिति, दोनों के लिए इन विनियमों में वर्णित समय-सीमा के अनुसार प्रत्येक मौसम के लिए मांग तथा अंतःक्षेपण का पूर्वानुमान आंकड़ा कार्यान्वयन अभिकरण प्रस्तुत किया जाता है;

(2) यदि पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक उपयोजन अवधि के लिए मांग या अंतःक्षेपण के लिए अपनी अध्यपेक्षा देने में असफल रहता है तो पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक द्वारा प्रदाय की गई अंतिम मांग या अंतःक्षेपण पूर्वानुमान तथा भार प्रवाह विश्लेषण के

लिए कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा समायोजन को उपयोजन अवधि के लिए, यथास्थिति, अनुमोदित निकासी या अनुमोदित अंतःक्षेपण समझा जाएगा;

(3) किसी मास के लिए पारेषण प्रभारों का अवधारण इन विनियमों के विनियम 11 के अनुसार किया जाएगा;

(4) यदि किसी समय ब्लॉक में, ऊर्जा केंद्र की मीटरित मेगावाट (एक्स-बस) या पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक की संकलित मांग, --

(क) उत्पादन की दशा में, अनुमोदित अंतःक्षेपण + अनुमोदन अतिरिक्त मध्य-कालिक अंतःक्षेपण + अनुमोदित अल्प-कालिक अंतःक्षेपण या;

(ख) मांग ग्राहकों की दशा में, अनुमोदित निकासी + अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक निकासी + अनुमोदित अल्प-कालिक मांग, किसी भी समय ब्लाक में पहले 20% विचलन के लिए, पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक से वैसी ही दर पर या इस सीमा के बाद अधिक उत्पादन या मांग के लिए पारेषण प्रभारों का संदाय करने की अपेक्षा की जाएगी, पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक से, अतिरिक्त पारेषण प्रभारों का संदाय करने की अपेक्षा की जाएगी जो जोन के लिए अवधारित कनेक्शन प्रभार जोनल स्थान के 25% से अधिक होगा जहां पदभिहित आईएसटीएस ग्राहक वस्तुतः अवस्थित है। ऐसे योजनाबद्ध रखरखाव कार्यक्रम, जो उत्पादन के नियंत्रण के परे हैं तथा इस प्रकार समुचित आरपीसी द्वारा प्रमाणित किए गए हों, की पुनः अनुसूचीकरण की दशा में, उत्पादन से ऐसे अतिरिक्त प्रभारों को प्रभारित नहीं किया जाएगा और, उत्पादन द्वारा विचलन के लिए अतिरिक्त प्रभारों के कारण किसी भी संदाय को उसके दीर्घ-कालिक ग्राहक से प्रभारित नहीं किया जाएगा तथा उत्पादक द्वारा संदेय होगा।

(5) ऐसी अनुमोदित निकासी या अनुमोदित अंतःक्षेपण की दशा में, जिसको किसी भी कारण, चाहे जो भी हो, भागतः या पूर्णतः कार्यान्वित नहीं किया गया है, पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक आंबटित पारेषण प्रभारों का संदाय करने के लिए बाध्य होगा।

(5) अंतर-राज्यिक उत्पादन केंद्रों से प्रदाय लेने वाले दीर्घ-कालिक ग्राहकों के लिए, ऐसे दीर्घ-कालिक प्रदाय के लिए ऐसे उत्पादकों द्वारा संदेय प्रभारों की बिलिंग संबंधित दीर्घ-कालिक ग्राहकों के ऐसे उत्पादन केंद्रों में क्षमता की उनकी हिस्सेदारी के आधार पर की जाएगी। ऐसा तंत्र उत्पादन के ''वाणिज्यिक प्रचालन'' के पश्चात् ही प्रभावी होगा। उत्पादन की जिम्मेदारी इन प्रभारों का संदाय करने तक ही होगी।

**9. पारेषण पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के विभिन्न प्रवर्गों के बीच अंतर**

(1) पारेषण प्रणाली के दीर्घ-कालिक, मध्य-कालिक तथा अल्प-कालिक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के बीच कनेक्शन प्रभारों के स्थान में कोई अवकलन नहीं होगा।

**अध्याय 5 लेखांकन, बिलिंग तथा प्रभारों का संग्रहण**

**10. प्रभारों का लेखांकन**

(1) प्रत्येक क्षेत्र में विभिन्न पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के लिए लागू मासिक पारेषण लेखाओं को निम्नलिखित आधार पर संबंधित आरपीसी द्वारा तैयार किया जाएगा :

(क) कार्यान्वयन अभिकरण से प्राप्त किए जाने वाले व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न घंटों के लिए अनुमोदित निकासी/अंतःक्षेपण।

(ख) कार्यान्वयन अभिकरण से प्राप्त किया जाने वाले कनेक्शन प्रभारों (रुपए/मेगावाट/मास) का जोनल स्थान;

(ग) आरएलडीसी/एनएलडीसी से प्राप्त किया जाने वाला अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक निकासी/अंतःक्षेपण (मेगावाट);

(ड.) अनुमोदित निकासी/अंतःक्षेपण, अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक निकासी/निकासी/अंतःक्षेपण तथा अनुमोदित अल्प-कालिक निकासी/अंतःक्षेपण (मेगावाट) तथा उन समय ब्लॉकों, जिनके लिए विचलन अभिलिखित किया जाना है, के योग से विचलन की संगणना करने के लिए सभी एसईएमएस से ली गई मीटर रीडिंग। इस आंकड़े को आरएलडीसी से प्राप्त किया जाएगा।

विनियम 11.1 (क), 11.1 (ख) तथा 11.1(ग) के आधार पर आरपीसी सभी पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों, सीटीयू तथा अन्य आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के पूर्व मास के लिए मास के पहले कार्य दिवस को प्रादेशिक पारेषण लेखाओं को जारी करेगा तथा उसे वेबसाइट पर प्रदर्शित किया जाएगा।

विनियम 11.1 (घ) के आधार पर, आरपीसी सभी पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों, सीटीयू तथा अन्य आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के पूर्व मास के लिए प्रत्येक मास के 15वें दिन तक प्रादेशिक पारेषण विचलन लेखा तैयार करेगा तथा उसे संबंधित आरपीसी की वेबसाइट पर डाला जाएगा।

**11. बिलिंग**

(1) सीटीयू आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के पारेषण प्रभारों के पारेषण बिलों को जारी करने, संग्रहण करने तथा संवितरित करने के लिए जिम्मेदार होगा। इस कार्य के मद्दे सीटीयू द्वारा उपगत खर्चों की प्रतिपूर्ति वार्षिक पारेषण प्रभारों के भाग के रूप में की जाएगी;

(2) आईएसटीएस के उपयोग के लिए बिल को सीटीयू द्वारा संबंधित पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के लिए जारी किया जाएगा। एसईबी/सीटीयू आईएसटीएस के उपयोग के लिए एसईबी/एसटीयू/अंतर-राज्यिक पारेषण अनुज्ञप्तिधारी से जुड़ी वितरण कंपनियों, उत्पादकों तथा थोक ग्राहकों से, ऐसी रीति से, जो समुचित आयोग द्वारा अनुमोदित की जाए, पारेषण प्रभारों की वसूली कर सकेंगे।

(3) सभी पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों के लिए आईएसटीएस प्रभारों की बिलिंग रुपए/मेगावाट/मास के आधार पर होगी तथ सीटीयू द्वारा तीन भाग में जारी की जाएगी।

(4) बिल के पहले भाग में कनेक्शन पद्धति के स्थान पर आधारित आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों के पारेषण आस्तियों के उपयोग के लिए प्रभार वसूले जाएंगे। बिल के इस भाग की संगणना निम्नानुसार होगी :

उत्पादकों के लिए :

*[व्यस्ततम घंटों के लिए रुपए/मेगावाट/मास में उत्पा.न जोन के पीओसी पारेषण प्रभार]x*

*[(व्यस्ततम घंटों के लिए अनुमोदित अंतःक्षेपण)]+*

*[(व्यस्ततम घंटों से भिन्न के लिए रुपए/मेगावाट/मास में उत्पादन जोन का पीओसी पारेषण प्रभार)]x*

*[(व्यस्ततम घंटों से भिन्न के लिए अनुमोदित अंतःक्षेपण)]*

मांग के लिए :

*[व्यस्ततम घंटों के लिए रुपए/मेगावाट/मास में मांग जोन के लिए पीओसी पारेषण प्रभार]x*

*[(व्यस्ततम घंटों के लिए अनुमोदित निकासी)]x*

*[व्यस्ततम घंटों से भिन्न के लिए रुपए/मेगावाट/मास में मांग जोन के लिए*

*पीओसी पारेषण प्रभार]x*

*[(व्यस्ततम घंटों से भिन्न के लिए अनुमोदित निकासी)]*

बिल के इस भाग को प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक के लिए कनेक्शन प्रभारों के स्थान, अनुमोदित निकासी तथा अनुमोदित अंतःक्षेपण के आधार पर जारी किया जाएगा, जिसे कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा पूर्व मास के लिए प्रत्येक मास के पहले कार्य दिवस तक किया जाएगा। यह बिल आरपीसी द्वारा तैयार प्रादेशिक जारी पारेषण लेखाओं के अतिरिक्त होगा और, प्रत्येक आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के लिए मासिक पारेषण प्रभारों के ब्यौरे कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा दिए जाएंगे।

(5) बिल के दूसरे भाग में, अतिरिक्त अनुमोदित मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच के लिए प्रभारों की वसूली होगी तथा जिसकी संगणना निम्नानुसार की जाएगी :

उत्पादकों के लिए :

*[व्यस्ततम घंटों के लिए रुपए/मेगावाट/मास में उत्पादन जोन के पीओसी पारेषण प्रभार]x*

*[(व्यस्ततम घंटों के लिए अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक अंतःक्षेपण)]+*

*[(व्यस्ततम घंटों से भिन्न के लिए रुपए/मेगावाट/मास में उत्पादन जोन के पीओसी पारेषण प्रभार)]x*

*[(व्यस्ततम घंटों से भिन्न के लिए अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक अंतःक्षेपण)]*

मांग के लिए :

*[व्यस्ततम घंटों के लिए रुपए/मेगावाट/मास में मांग जोन के लिए पीओसी पारेषण प्रभार]x*

*[(व्यस्ततम घंटों के लिए अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक निकासी)]+*

*[व्यस्ततम घंटों से भिन्न के लिए रुपए/मेगावाट/मास में मांग जोन के लिए पीओसी पारेषण प्रभार ]x*

*[(व्यस्ततम घंटों से भिन्न के लिए अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक निकासी)]*

बिल के पहले भाग को, बिल के दूसरे भाग के साथ पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक के लिए जारी किया जाएगा।

(6) बिल के तीसरे भाग का उपयोग किसी आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के लिए आयोग द्वारा यथा अनुज्ञात ब्याज दर, एफईआरवी, पारेषण आस्तियों के चालू होने की

पुनः अनुसूचीकरण में किसी फेरफार को समायोजित करने के लिए किया जाएगा। ऐसी कम वसूली/अधिक वसूली के कारण वसूली/प्रतिपूर्ति की जाने वाली रकम के लिए बिल सीटीयू द्वारा प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक के लिए द्विवार्षिक आधार पर पूर्व छह मास की समाप्ति पर अनुमोदित अंतःक्षेपण अनुमोदित निकासी के अनुपात में किया जाएगा। बिल के इस भाग को पिछले छह मास के लिए सितम्बर तथा मार्च के पहले कार्य दिवस पर जारी किया जाएगा।

(7) सीटीयू द्वारा विचलन का बिल पृथक् रूप से जारी किया जाएगा। इस बिल में अनुमोदित निकासी, अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक निकासी तथा अनुमोदित अल्प-कालिक अंतःक्षेपण तथा अनुमोदित अल्प-कालिक अंतःक्षेपण (मेगावाट) की राशि से विचलन के लिए पदाभिहित आईएसटीएस उपयोक्ताओं से भारित किया जाएगा। बिल के इस भाग की संगणना निम्नानुसार की जाएगी :-

उत्पादकों के लिए :

यदि सकारात्मक विचलन के समय-ब्लॉक के दौरान अंतःक्षेपित औसत मेगावाट अनुमोदित अंतःक्षेपण, अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक अंतःक्षेपण और अनुमोदित अल्प-कालिक अंतःक्षेपण की राशि से अधिक है तो पहले 20% विचलन के लिए, पारेषण प्रभार उत्पादन जोन के लिए कनेक्शन प्रभार प्वाइंट पर होंगे।

20% के बाद के विचलन के लिए, अतिरिक्त पारेषण प्रभार उत्पादन जोन के लिए कनेक्शन प्रभारों के जोनल प्वाइंट के 1.25 गुणा होगा। यदि उत्पादक अंतःक्षेपण के बजाय ग्रिड से निकासी करते हैं तो अतिरिक्त पारेषण प्रभारों की संगणना निम्नानुसार की जाएगी :

*[1.25x रुपए/मेगावाट/समय ब्लॉक में मांग जोन के लिए पीओसी पारेषण प्रभार] x [(ऐसे नकारात्मक विचलन के समय ब्लॉकों के दौरान औसत मेगावाट निकासी)]*

मांग के लिए:

यदि सकारात्मक विचलन के समय-ब्लॉक के दौरान औसत मेगावाट निकासी अनुमोदित निकासी, अनुमोदित अतिरिक्त मध्य-कालिक निकासी तथा अनुमोदित अल्प-कालिक निकासी की राशि से अधिक है तो पहले 20% विचलन के लिए पारेषण प्रभार मांग जोन के लिए कनेक्शन प्रभार के जोनल प्वाइंट पर होगा।

20% के बाद के विचलन के लिए, अतिरिक्त पारेषण प्रभार मांग जोन के लिए कनेक्शन प्रभार के जोनल प्वाइंट के 1.25 गुणा होगा।

यदि निकासी करने वाली डीआईसी, अंतःक्षेपक हो जाती है, तो अतिरिक्त पारेषण प्रभारों की संगणना निम्नानुसार की जाएगी :

*[1.25x रुपए/मेगावाट/समय ब्लॉक में मांग जोन के लिए 1.25x पीओसी पारेषण प्रभार] x*

*[(ऐसे नकारात्मक विचलन के समय ब्लॉकों के दौरान अंतःक्षेपित औसत मेगावाट)]*

इस बिल को आरपीसी द्वारा प्रादेशिक पारेषण विचलन खाते को जारी करने के 3 कार्यदिवस के भीतर सीटीयू द्वारा जारी किया जाएगा।

(8) अनुमोदित मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच से ऐसे राजस्व, जिसे अनुमोदित अंतःक्षेपण/अनुमोदित निकासी में विचार में नहीं लिया गया था, का उपयोग अगले वित्तीय वर्ष के लिए वार्षिक पारेषण प्रभारों के ट्रयूंग-अप के लिए किया जाएगा।

(9) अल्प-कालिक निर्बाध पहुंच संव्यवहार आयोग द्वारा, समय-समय पर, यथासंशोधित केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण में निर्बाध पहुंच) विनियम, 2008 के अनुसार इस अपवाद के साथ शासित होंगे कि अल्प-कालिक निर्बाध पहुंच संव्यवहारों के लिए पारेषण प्रभार इन विनियमों द्वारा यथा अवधारित कनेक्शन प्रभार के जोनल स्थान पर होंगे।

**12. संग्रहण :**

(1) सीटीयू आईएसटीएस सेवा प्रदाताओं की ओर से, इन विनियमों के विनियम 11(4) के अनुसार यथा संगणित बिल के पहले भाग के मद्दे प्रभारों का संग्रहण करेगा तथा तत्पश्चात् उसे आईएसटीएस में पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों को उनसे संबंधित मासिक पारेषण प्रभारों के अनुपात पुनः वितरित करेंगे।

(2) सीटीयू इन विनियमों के विनियम 11(5) के अनुसार यथा संगणित बिल के दूसरे भाग के मद्दे प्रभारों का संग्रहण करेंगे तथा तत्पश्चात्, उसका वितरण आईएसटीएस में पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों को उनके अपने-अपने मासिक पारेषण प्रभारों के अनुपात में करेंगे। इस रकम तथा उस पर ब्याज को अगले वित्तीय वर्ष के लिए संबंधित पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के वार्षिक पारेषण प्रभार (कनेक्शन प्रभारों के प्वाइंट की संगणना करने के लिए प्रयुक्त किया जाना है) में समायोजित किया जाएगा।

(3) सीटीयू इन विनियमों की बिलिंग खंड के विनियम 11(6) के अनुसार यथा संगणित बिल के तीसरे भाग के मद्दे प्रभारों का संग्रहण करेगी तथा तत्पश्चात् संबंधित उन आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधरियों, जिनके लिए यह समायोजन बिल अपेक्षित है, को उसे अंतरित करेगी।

(4) सीटीयू इन विनियमों के विनियम 11(7) के अनुसार यथा संगणित बिल के चौथे भाग के मद्दे प्रभारों को संगृहीत करेगी तथा तत्पश्चात् उसका वितरण आईएसटीएस में पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों को उनके अपने-अपने मासिक पारेषण प्रभारों के लिए किया जाएगा। इस रकम तथा उस पर ब्याज को अगले वित्तीय वर्ष के लिए संबंधित पारेषण अनुज्ञप्तिधारी के वार्षिक पारेषण प्रभार (कनेक्शन प्रभारों के प्वाइंट की संगणना के लिए प्रयुक्त किया जाना है) में समायोजित किया जाएगा।

(5) विभिन्न पदाभिहित आईएसटीएस उपभोक्ता द्वारा संदाय तथा विभिन्न आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों तथा समझे गए अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के स्वामियों को संवितरण आरटीजीएस के माध्यम से किया जाएगा।

इस संबंध में विवाद का समाधान पारेषण सेवा करार या इन विनियमों में यथाविनिर्दिष्ट संशोधित थोक ऊर्जा पारेषण करार के उपबंधों के अनुसार किया जाएगा।

(6) प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक यह सुनिश्चित करेगा कि उसके द्वारा संदेय प्रभार पारेषण सेवा करार या संशोधित थोक-ऊर्जा पारेषण करारों में विनिर्दिष्ट समय-सीमा के भीतर पूर्णतः निर्वहन किया गया है।

(7) किसी पदाभिहित आईएसटीएस उपभोक्ता द्वारा मास में संदाय में विलंब करने पर, सभी आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों तथा ऐसे अन्य गैर-आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों, जिनकी आस्तियों को आरपीसी द्वारा अंतर-राज्यिक पारेषण का उपयोग करने के नाते प्रमाणित किया गया है, के पे-आउटों में आनुपातिक कटौती की जाएगी।

(8) पदाभिहित आईएसटीएस उपभोक्ता सीटीयू द्वारा विकसित विस्तृत प्रक्रियाओं के माध्यम से यथा अवधारित संदाय प्रतिभूति प्रदान करेंगे। ऐसे संदाय प्रतिभूति का स्तर अनुमोदित निकासी या अनुमोदित अंतःक्षेपण से संबंधित होगा।

(9) सीटीयू बिलिंग, संग्रहण तथा संवितरण के लिए एक विस्तृत प्रक्रिया तैयार करेगी तथा उसे इन विनियमों के प्रकाशन की तारीख से 30 दिन के भीतर अनुमोदन के लिए आयोग को भेजेगी।

## अध्याय 6 : वाणिज्यिक करार

### 13. पारेधण सेवा करार (टीएसए)

(1) पदाभिहित आईएसटीएस उपभोक्ता, तथा सीटीयू नए पारेषण सेवा करार करेंगे या नए टैरिफ तथा संबंधित शर्तों को सम्मिलित करने के लिए विद्यमान थोक ऊर्जा सेवा करार को उपांतरित करेंगे। ऐसा करार पारेषण सेवाओं के उपबंधों से शासित होगा तथा उसके लिए प्रभारित होगा तथा यह पारेषण सेवा करार (टीएसए) के नाम से जाना जाएगा तथा इसमें अन्य बातों के साथ, निम्नलिखित के लिए उपबंध होगाः-

(क) आईएसटीएस प्रभारों तथा इन विनियमों से व्युत्पन्न सिद्धांतों पर आधारित हानियों की हिस्सेदारी से संबंधित विस्तृत वाणिज्यिक तथा प्रशासनिक उपबंध;

(ख) मीटरिंग, लेखांकन,बिलिंग तथा संघटकों से आईएसटीएस के लिए प्रभारों की वसूली से संबंधित उपबंध;

(ग) प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस उपभोक्ता के लिए हर नोड या नोडों के संकलन पर संविदागत क्षमता की घोषणा तथा अनुमोदन के लिए प्रक्रिया;

(घ) अंतर-संयोजन स्थान पर पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों द्वारा कनेक्शन के लिए विस्तृत प्रक्रिया तथा उपबंध, जिसमें आईएसटीएस पर नए अंतर-संयोजन क्षमता की अध्यपेक्षा के लिए प्रक्रिया सम्मिलित है;

(ड.) पदाभिहित आईएसटीएस उपभोक्ताओं द्वारा अधिक या कम अंतःक्षेपण के निरूपण के लिए प्रक्रिया और उपबंध;

(च) पदाभिहित आईएसटीएस उपभोक्ताओं द्वारा अंतःक्षेपण/निकासी में विलंब रोकने की प्रक्रिया तथा उपबंध;

(छ) पारेषण लाइनों को आरंभ करने में विलंब को रोकने के उपाय;

(ज) संदाय प्रतिभूति तंत्र;

(झ) व्यतिक्रम तथा इसके परिणाम;

(ञ) विवाद समाधन तंत्र;

(ट) करार की अवधि तथा समाप्त करने के उपबंध;

(ठ) अपरिहार्य घटनाओं की शर्तें; और

(ड) कोई अन्य विषय, जो कनेक्शन पारेषण प्रभार के स्थान और हानि आबंटन तंत्र के लिए सुसंगत हो।

(2) इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से 30 दिन के भीतर, सीटीयू अपनी वेबसाइट पर प्रारूप मॉडल पारेषण सेवा करार प्रकाशित करेगी तथा उस पर टीका-टिप्पणियां आमंत्रित करेगी।

(3) सीटीयू जनता से प्राप्त टीका-टिप्पणियों पर समान रूप से विचार करने के पश्चात् इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से 60 दिनों के भीतर आयोग को प्रारूप मॉडल पारेषण सेवा करार इसके अनुमोदन के लिए प्रस्तुत करेगी।

(4) आयोग द्वारा यथा अनुमोदित मॉडल पारेषण सेवा करार के अंतिम पाठ अधिसूचित किया जाएगा तथा आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा बेस पारेषण सेवा करार के रूप में प्रयुक्त किया जाएगा।

(5) अधिसूचित मॉडल पारेषण सेवा करार व्यतिक्रम पारेषण करार होगा तथा सभी पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों को इसे लागू करना आज्ञापक होगा।

(6) पारेषण सेवा करार में आईएसटीएस के लिए दीर्घ-कालिक, मध्य-कालिक तथा अल्प-कालिक पहुंच के लिए पृथक् उपबंध हो सकेंगे।

(7) पारेषण सेवा करार में हस्ताक्षर करना सीटीयू तथा पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा नए नेटवर्क तत्वों के संनिर्माण के लिए एक पूर्व शर्त नहीं होगी परंतु यह कि ऐसा नेटवर्क संनिर्माण आयोग के सम्यक् अनुमोदन के पश्चात् आरंभ किया गया हो।

(8) पारेषण सेवा करार के संपूर्ण करार को बदले बिना या उसे निष्फल किए जाने पर हस्ताक्षरकर्ताओं द्वारा, समय-समय पर, संशोधित किए जाने की आशा की जाती है। ऐसे पहलू में संविदागत क्षमता, वाणिज्यिक निबंधन, तथा विश्वसनीयता अपेक्षा, यदि कोई हो, सम्मिलित हो सकेगी। ऐसे निबंधनों में परिवर्तन ऊर्जा प्रणाली की तकनीकी अपेक्षा तथा क्षमताओं के अनुसार किया जाएगा।

(9) सीटीयू विभिन्न पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के बीच मासिक पारेषण प्रभारों का संवितरण करने के लिए अन्य आईएसटीएस पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के साथ पृथक् राजस्व हिस्सेदारी करार करेंगे। किसी भी पदाभिहित आईएसटीएस उपभोक्ता द्वारा संदाय में विलंब/असंदाय करने पर सभी पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों, जिसमें सीटीयू भी है, द्वारा उनके वार्षिक पारेषण प्रभार के अनुपात में अनुपातिक हिस्सेदारी होगी। सीटीयू इन विनियमों के प्रकाशन की तारीख से 30 दिन के भीतर राजस्व भागीदारी करार अनुमोदन के लिए आयोग को प्रस्तुत करेगा।

**14. विद्यमान संविदाओं का संशोधन**

(1) आईएसटीएस तथा पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों के सभी विद्यमान उपयोक्ता यह सुनिश्चित करेंगे कि उनकी विद्यमान संविदाएं पारेषण सेवा करार की अधिसूचना की तारीख से 60 दिन की अवधि के भीतर इन विनियमों के अनुसार हैं जहां तक कनेक्शन पारेषण प्रभारों के स्थान, हानियों का आबंटन, बिलिंग तथा संग्रहण, जानकारी के उपबंध के अवधारण से संबंधित तत्वों का संव्यहार तथा कोई अन्य विषय, जो इन विनियमों के परिणामस्वरूप संशोधन या उपांतरण के लिए अपेक्षित हो।

**15. संक्रमण अवधि/तंत्र**

(1) आयोग इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से 3 (तीन) मास के भीतर यथासाध्य तत्स्थानी समय-सीमा के साथ, इन विनियमों के अधीन अनुसरण की जाने वाली विस्तृत प्रक्रिया, जो कार्यान्वयन अभिकरण, एनएलडीसी तथा सीटीयू द्वारा प्रस्तावित हों, को अधिसूचित करेगा। ऐसी प्रक्रिया में निम्नलिखित सम्मिलित होगा --

(क) पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों तथा अन्य संघटकों द्वारा जानकारी के उपबंध के लिए वह प्रक्रिया, जो कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा तैयार की जाए तथा आयोग द्वारा अनुमोदित की जाए;

(ख) प्रभारों की संगणना के लिए कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा अनुसरण की जाने वाली वह प्रक्रिया, जो कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा तैयार की जाए तथा आयोग द्वारा अनुमोदित की जाएं;

(ग) इन विनियमों में उल्लिखित पद्धति के अनुसार हानियों की हिस्सेदारी के लिए वह प्रक्रिया जो एनएलडीसी द्वारा तैयार की जाए तथा आयोग द्वारा अनुमोदित की जाए;

(घ) पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों की ओर से प्रभारों की बिलिंग तथा संग्रहण तथा उसके पुनःवितरण (जिसमें संगृहीत अधिक या कम रकम सम्मिलित है) के लिए वह प्रक्रिया जिसे सीटीयू द्वारा तैयार किया जाए तथा आयोग द्वारा अनुमोदित किया जाए; तथा

(ङ.) सीटीयू द्वारा तैयार तथा आयोग द्वारा अनुमोदित प्रक्रियाओं से संबंधित संदाय तथा संदाय प्रतिभूति।

(2) कार्यान्वयन अभिकरण नए तंत्र के सुचारू संक्रमण को सुनिश्चित करेगी तथा पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों तथा आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों के लिए आवश्यक कदम उठाएगा।

## अध्याय 7 : जानकारी प्रक्रिया

### 16. पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों तथा अन्य संघटकों द्वारा जानकारी के उपबंध

(1) प्रत्येक वित्तीय वर्ष के नवम्बर के चौथे सप्ताह से पूर्व या उसकी समाप्ति पर, प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक, जिसका नेटवर्क बेसिक नेटवर्क के भाग रूप हो, आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारी तथा ऐसे समझे गए अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली के स्वामी, जिसमें प्रभार पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों से वसूले जाने हैं, कार्यान्वयन अभिकरण को आबंटन तथा विभाजन के लिए पारेषण प्रभारों की संगणना करने के लिए बेसिक नेटवर्क ब्यौरे, वार्षिक पारेषण प्रभार संगणनाओं तथा कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा अपेक्षित कोई अन्य जानकारी देगा जो पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों तथा अन्य संघटकों द्वारा जानकारी के उपबंध के लिए प्रक्रियाओं में दी गई है तथा इन विनियमों के परिणामस्वरूप एनएलडीसी द्वारा तैयार की गई है।

(2) प्रत्येक वित्तीय वर्ष के नवम्बर के चौथे सप्ताह की समाप्ति को या उससे पूर्व, प्रत्येक पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक कार्यान्वयन अभिकरण को आगामी वित्तीय वर्ष के प्रत्येक सत्र के लिए उनकी मांग या अंतःक्षेपण पूर्वानुमान के साथ अवधि के लिए पारेषण प्रभारों तथा हानि आबंटनों की संगणना को आधार के रूप में ऐसी मांग तथा अंतःक्षेपण पूर्वानुमान के उपयोग के लिए करेगी :

परंतु यह कि यदि आवश्यक हो, कार्यान्वयन अभिकरण से ऐसी जानकारी मांगी जा सकेगी जो विनियम 16(1) तथा 16(2) में उपदर्शित नहीं है।

(3) सीटीयू, समझे गईं अंतर-राज्यिक पारेषण प्रणाली तथा ऐसे पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों, जिनकी आस्तियों का उपयोग बेसिक नेटवर्क में किया जाना है, द्वारा प्रस्तुत किए जाने वाले आंकड़े।

(क) **कार्यान्वयन के पहले वर्ष में :** संपूर्ण नेटवर्क आंकड़ा जिनका उनका उपयोग कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा विहित प्रारूप में भार प्रवाह विश्लेषण के लिए किया जाता है, लाइन-वार/नेटवर्क तत्व-वार वार्षिक पारेषण प्रभार;

(ख) **पश्चातवर्ती वर्षों में :** आगामी वित्तीय वर्ष में किसी नई पारेषण आस्ति के आरंभ करने के आंकड़े तथा तारीखें और आयोग द्वारा अनुमोदित उनके वार्षिक पारेषण प्रभार/आयोग के सामान्य संनियमों के आधार पर अनंतिम वार्षिक पारेषण प्रभार, यदि ऐसे वार्षिक पारेषण प्रभारों को आयोग द्वारा अनुमोदित नहीं किया गया है।

(4) आईएसटीएस से जुड़े पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहकों द्वारा प्रस्तुत किया जाने वाला आंकड़ा :

(क) विभिन्न नोडों या नोडों के समूह पर अंतःक्षेपण या निकासी के लिए एमडब्ल्यू तथा एमवीएआर आंकड़ा। यह आंकड़ा 15 जनवरी के लिए (दिसम्बर से फरवरी तक मास के ब्लाक के लिए), 18 मार्च (मार्च के मास के लिए), 15 मई (अप्रैल से जून मास के ब्लॉक के लिए), 31 अगस्त (जुलाई से सितम्बर तक के मास के ब्लॉक के लिए) तथा 30 अक्तूबर (अक्तूबर तथा नवम्बर तक के ब्लॉक के लिए) ऐसे उन दिनों, जो सप्ताह का अंतिम दिन/सार्वजनिक अवकाश न हो, के लिए व्यस्ततम या व्यस्ततम से भिन्न परिस्थिति के लिए प्रस्तुत किया जाएगा। ऐसे आंकड़े में दीर्घ-कालिक संविदाओं में ऊर्जा करार तथा अनुमोदित मध्य-कालिक निर्बाध पहुंच करार हैं;

(ख) यदि उपरोक्त, सप्ताह के अंतिम दिन/सार्वजनिक अवकाश के दिन में पड़ता है तो आंकड़ों को उपदर्शित तारीखों के पश्चात् ठीक अगले कार्यदिवस को प्रस्तुत किया जाएगा।

(5) इन विनियमों के कार्यान्वयन के पहले वर्ष में, पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक तथा पारेषण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से तीस तीन के अपश्चात् कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा दिए गए प्ररूप् में, कार्यान्वयन अभिकरण को अंतः क्षेपण/मांग आंकड़ा, नेटवर्क आंकड़ा तथा वार्षिक पारेषण प्रभार प्रस्तुत करेंगे।

(6) यदि नेटवर्क के कारण कनेक्शन प्रभारों के स्थान में, अधिक परिवर्तन दिखाई देता है या उसके उपयोग में सारवान् परिवर्तन हुआ हो तो कार्यान्वयन अभिकरण आयोग के समक्ष याचिका फाइल करेगा तथा इस संबंध में, आयोग का आदेश जारी किए जाने पर ही पुनरीक्षित संगणना आरंभ करेगा।

**17. कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा प्रकाशित की जाने वाली जानकारी**

(1) आरंभ की गई संगणनाओं के परिणामस्वरूप, कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा दी जाने वाली जानकारी में निम्नलिखित सम्मिलित होगा :-

(क) अनुमोदित बेसिक नेटवर्क आंकड़ा तथा पूर्वधारणाएं, यदि कोई हों;
(ख) मास के ब्लॉक द्वारा अंतर किए गए आगामी वित्तीय वर्ष के लिए जोनल या नोडल पारेषण प्रभार;
(ग) जोनल या नोडल पारेषण हानि संबंधी आंकड़े;
(घ) इन विनियमों तथा विस्तृत प्रक्रिया के अनुसार लागत की आवश्यक ट्रयू-अप. आरंभ किए जाने के पश्चात् भावी उपयोजन अवधि के लिए प्रत्येक संघटक द्वारा संदेय प्रभारों की अनुसूची।

(2) उपयोजन अवधि के लिए संगणनाओं को आरंभ करने के पश्चात् तथा आयोग द्वारा अनुमोदित किए जाने पर कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा ऐसी जानकारी को जनता को उपलब्ध कराया जाएगा।

(3) अधिकतम जानकारी को प्रकट करने की दृष्टि से, कार्यान्वयन अभिकरण यह सुनिश्चित करेगा कि नेटवर्क बिछाने संबंधी जानकारी तथा प्रयुक्त बेस भार उसकी वेबसाइट पर उपलब्ध है।

## अध्याय 8 : कार्यान्वयन व्यवस्थाएं

**19. कार्यान्वयन अभिकरण**

(1) वार्षिक पारेषण प्रभार के आधार पर, आईएसटीएस प्रभारों तथा हानियों का आबंटन आयोग द्वारा इस प्रयोजन के लिए प्राधिकृत इकाई द्वारा आबंटित किया जाएगा तथा कार्यान्वयन अभिकरण के रूप में पदाभिहित किया जाएगा :

परंतु यह कि इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से दो वर्ष के भीतर एनएलडीसी कार्यान्वयन अभिकरण होगा।

(2) कार्यान्वयन अभिकरण, आयोग के अनुमोदन के लिए, कनेक्शन पद्धति का स्थान, उन मार्गदर्शक सिद्धांतों, जिनका ब्यौरा इन विनियमों के उपाबंध में दिया गया है, के कार्यान्वयन के लिए इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से 30 दिनों के भीतर पदाभिहित आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारी तथा ऐसे गैर-आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारी, जिनकी आस्तियों को आरपीसी द्वारा अंतर-राज्यिक पारेषण के लिए उपयोग किए जाने के लिए प्रमाणित किया गया है, से आंकड़ा अभिप्राप्त करने के लिए आंकड़ा फारमेटों के साथ-साथ विस्तृत प्रक्रिया प्रस्तुत करेगा।

(3) कार्यान्वयन अभिकरण प्रत्येक वित्तीय वर्ष के लिए पारेषण प्रभार तथा हानियों के आबंटन तथा हिस्सेदारी का अवधारण करेगा जिसका सैत्रिक आधार पर अंतर किया जा सकेगा।

(4) कार्यान्वयन अभिकरण आयोग द्वारा अनुमोदित वार्षिक पारेषण प्रभारों के अनुसार पारेषण प्रभारों (आबंटन तथा उसके विभाजन के प्रयोजन के लिए) की संगणना के लिए उपगत खर्चों की प्रतिपूर्ति करेगा। पारेषण टैरिफों के कार्यान्वयन के लिए साफ्टवेयर की संपरीक्षा इसके आरंभ किए जाने से पूर्व, तथा तत्पश्चात् साफ्टेवयर या कार्यान्वयन पद्धति में कोई परिवर्तन किए जाने से पूर्व, आयोग द्वारा की जाएगी। आयोग द्वारा कार्यान्वयन अभिकरण को साफ्टवेयर उपलब्ध कराया जाएगा।

## अध्याय 9 : प्रकीर्ण

### 19. व्यावृत्ति तथा निरसन

(1) इन विनियमों में अन्यथा उपबंधित के सिवाय, केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (टैरिफ के निबंधन और शर्तें) विनियम, 2009 का विनियम 33 और केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण में निर्बाध पहुंच) विनियम, 2008 के विनियम 16(1) तथा 16(2) इसके द्वारा निरसित किए जाते हैं।

(2) ऐसे निरसन में किसी बात के होते हुए भी, निरसित विनियमों में की गई कोई बात या कार्रवाई या किए जाने के तात्पर्यित कोई बात या कार्रवाई, इन विनियमों में की गई या की गई समझी जाएगी।

**20. शिथिल करने की शक्ति**

आयोग लिखित में अभिलिखित किए जाने वाले कारणों के लिए इन विनियमों के किसी उपबंध को, स्वप्रेरणा से या किसी हितबद्ध व्यक्ति द्वारा किए गए आवेदन पर शिथिल कर सकेगा।

**21. कठिनाईयों को दूर करने की शक्ति**

(1) यदि इन विनियमों के किसी उपबंध को प्रभावी करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है तो आयोग साधारण या विशेष आदेश द्वारा, कार्यान्वयन अभिकरण, एनएलडीसी, सीटीयू, आरएलडीसी, आरपीसी, आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों तथा पदाभिहित आईएसटीएस उपभोक्ताओं को ऐसी उपयुक्त कार्रवाई करने का निदेश दे सकेगा जो अधिनियम के उपबंधों से असंगत न हो, और कठिनाईयों को दूर करने के प्रयोजन के लिए आवयक या समीचीन प्रतीत हों।

(2) कार्यान्वयन अभिकरण, एनएलडीसी, सीटीयू, आरएलडीसी, आरपीसी, आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों तथा पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक आयोग को आवेदन कर सकेंगे तथा उन कठिनाईयों को दूर करने के लिए उपयुक्त आदेश प्राप्त कर सकेंगे जो इन विनियमों के कार्यान्वयन से उद्भूत हों।

(3) उप-विनियम (1) तथा (2) में किसी बात के होते हुए भी, यदि इन विनियमों के उपबंधों को प्रभावी करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है तो आयोग, साधारण या विनिर्दिष्ट आदेश द्वारा, ऐसे उपबंध कर सकेगा, जो अधिनियम के उपबंधों से असंगत न हो तथा कठिनाई को दूर करने के लिए आवश्यक प्रतीत हों।

आलोक कुमार, सचिव

[विज्ञापन III/4/150/10-असा.]

**उपाबंध-1**

**1. पारेषण कीमत तंत्र पर आधारित कनेक्शन के स्थान और मिश्रित पद्धति के चयन की नीति**

किसी वस्तु या सेवा के प्रभावी मूल्य निर्धारण के लिए उन संसाधनों के उपयोजन की मार्जिनल लागत को उपदर्शित करने की आवश्यकता होती है जिनका उस वस्तु या सेवा के उपबंधों में उपयोग किया जाता है। यहां ''प्रचालन'' अभिव्यक्ति ''उपयोजन'' है। इसलिए, मूल्य निर्धारण तंत्र के उपयोजन और उपयोजित किए जाने वाले संसाधन के प्रभार को नियंत्रण में लेना होता है।

नेटवर्क के उपयोजन का अवधारण साधारणतः या तो पारेषण आस्तियों के औसत उपयोग या मार्जिनल उपयोग के अर्थ में किया जाता है। नेटवर्क शाखाओं के औसत या मार्जिनल उपयोग पर आधारित पारेषण सेवाओं का मूल्य निर्धारण क्रमशः औसत सहभागिता या मार्जिनल सहभागिता के नाम से जाना जाता है। पाठ में इन दो पद्धतियों की विस्तार से तुलना और आलोचना की गई है। इन पद्धतियों की विस्तार से नीचे चर्चा की गई है।

### 1.1 मार्जिनल सहभागिता पद्धति

उपयोजन आधारित कोई भी पद्धति यह पहचानने का प्रयास करती है कि प्रणाली की प्रत्येक लाइन में कितनी शक्ति कतिपय नेटवर्क उपयोक्ता के कारण प्रवाहित हो रही है ताकि इसके लिए उपयोजन की अंगीकृत विधि के अनुसार उसे स्वीकार किया जा सके। ऐसा करने के लिए, मार्जिनल सहभागिता विधि यह विश्लेषण करती है कि ग्रिड का प्रवाह किस प्रकार उपांतरित होता है, उपभोक्ता जब अभिकर्ता $i$ के उत्पादन या उपयोग में गौण परिवर्तन किए जाते हों। विचार किए गए प्रत्येक परिदृश्य के लिए (प्रत्येक सत्र के लिए) प्रक्रिया निम्नानुसार है :

क. मार्जिनल सहभागिता संवेदनों $A_{ij}$ को अभिप्राप्त किया जाता है जो यह दर्शाते हैं कि लाइन $j$ में प्रवाह किस प्रकार परिवर्तित हो जाता है जब बस $i$ में इंजेक्शन को 1 मेगावाट से बढ़ा दिया जाता है। 1 मेगावाट में बढ़ोतरी की किसी अन्य बस या बसों, जिन्हें स्लैक बस (बसें) कहा जाता है, से लोड या उत्पादन में तत्स्थानी बढ़ोतरी करके प्रतिपूर्ति करनी होती है।

ख. प्रत्येक अभिकर्ता की कुल सहभागिता की संगणना उसकी मार्जिनल सहभागिता की उसके निबल अंतःक्षेपण के एक उत्पाद के रूप में की जाती है। यदि जनरेटरों के लिए निवल अंतःक्षेपण सकारात्मक और मांग के लिए नकारात्मक माना जाता है तो किसी अभिकर्ताओं की लाइन $j$ में भागीदारी $A_{ij}$ है (जनरेशन $i$ - मांग $i$)।

ग. प्रत्येक लाइन की लागत का आबंटन विभिन्न अभिकर्ताओं के तत्स्थानी लाइन में उनकी कुल सहभागिता के आधार पर समानुपात में किया जाता है।

### 1.2 औसत सहभागिता पद्धति

औसत सहभागिता पद्धति निम्नानुसार कार्य करती है :

1. प्रत्येक व्यष्टिक उत्पादक $i$ के लिए अनेक वस्तुगत मार्ग को उस नोड के प्रारंभ पर, जहां उत्पादक लाइन के माध्यम से ग्रिड में ऊर्जा अंतःक्षेपित करती है, संनिर्मित किया जाता है, क्योंकि नेटवर्क के माध्यम से ऊर्जा प्रवाहित होती है तथा प्रणाली में विभिन्न भारों में अंतिम रूप से हैं।

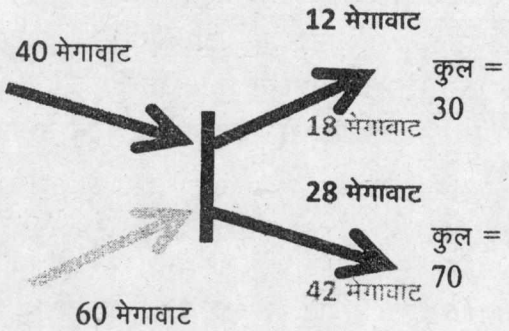
2. ऐसी ही संगणनाएं कुछ उत्पादक के पहुंचने तक बस मांग से कुछ उपयोक्ता द्वारा उपयोग की गई अपस्ट्रीम का पता लगाने के लिए मांग के लिए भी की जाती है, ऐसा वस्तुगत मार्ग प्रत्येक उत्पादक तथा प्रत्येक मांग के लिए संनिर्मित किया जाता है।

3. ऐसा वस्तुगत मार्ग बनाने के लिए, बेसिक मानदंड अपनाए जाते हैं : साधारण आबंटन के अनुसार स्रोत से लिंक तक विभिन्न लाइनों पर वास्वतिक प्रवाह की लागत के लिए नियम उत्तरदायित्व नियत करते हैं, जिसमें प्रवाह को बाहरी प्रवाह के बीच आनुपातिक रूप से बांटा जाता है। अनुरेखण का मुख्य आकर्षण यह है कि नियम में कुछ सैद्धांतिक पुख्ता आधार हैं तथा जो स्लैक नोड के विकल्प की अपेक्षा नहीं करते हैं। अनुरेखण में सबसे बड़ी कमी यह है कि उपयोक्ता के संकलन को बढ़ावा दे सकता है। यदि

उत्पादक तथा भार या विभिन्न नोडों को संकलित किया जाता है तब विभिन्न टैरिफ के लिए एक मार्ग खुला जाएगा। दूसरा, आबंटन नियम का विकल्प निश्चायक है किन्तु स्पष्टता या मनमाना है। आनुपातिक आबंटन तंत्र का दृष्टांतिक उदाहरण नीचे आकृति 3 में प्रदर्शित दिया गया है।

**आकृति : 3 औसत सहभागिता पद्धति**

$$30 \times \frac{40}{(60+40)} = 12$$




औसत सहभागिता पद्धति नोड *i* तथा विभिन्न इंडिंग जोनों के बीच संक्रमण के नेटवर्क में प्रेरण के ट्रेकिंग द्वारा एजेंट *i* की सहभागिता की संगणना करती है जिससे एल्गोरिथम की पुष्टि हो जाती है। उपरोक्त उदाहरण में, बाहर जाने वाली लाइनों में प्रवाह के आधार पर, 400 मेगावाट (लाल लाइन के माध्यम से) के अंतःक्षेपण का आबंटन दो बाहर जाने वाली लाइनों के अंतरण के अनुपात में बाहर जाने वाली लाइनों में किया जाता है। अतः, वह बाहर जाने वाली लाइन को, जो 30 मेगावाट (अर्थात बस में से कुल अंतरण का 30%) का अंतरण करती है, लाल लाइन अर्थात् 12 मेगावाट से 40 मेगावाट अंतःक्षेपण के 30% का आबंटन किया जाता है। अन्य प्रवाहों के लिए भी इसी प्रकार का आबंटन किया जाता है।

### 1.3 मिश्रित पद्धति को स्वीकार करने के कारण

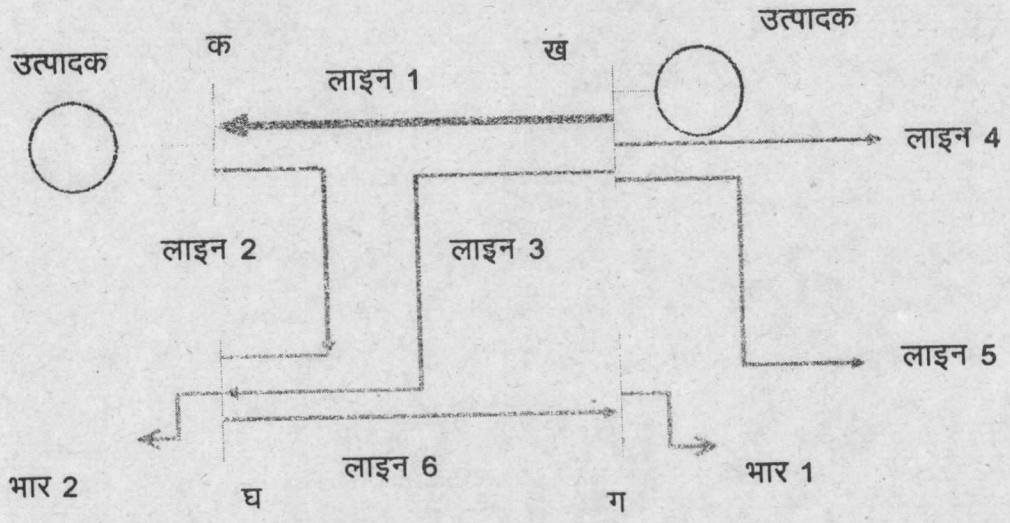
मिश्रित सहभागिता पद्धति (उपरोक्त जेनरिक फ्रेमवर्क में थोड़ा उपांतरण करने के साथ) को विभिन्न देशों में कार्यान्वित किया गया है जिसमें यूनाइटेड किंगडम, नार्वे (पारेषण हानियों के लिए), ब्राजील, कोलम्बिया आदि हैं। औसत सहभागिता पद्धति के उपयोग में थोड़ा बहुत ही अंतरराष्ट्रीय अनुभव है। भारतीय संदर्भ में, मिश्रित पद्धति - जहां स्लैक बसों का चयन औसत सहभागिता पद्धति का उपयोग करके किया जाता है तथा प्रत्येक नोड पर पारेषण प्रभारों या हानियों के भार की संगणना मार्जिनल भागीदारी पद्धति का उपयोग करते हुए की जाती है जिसे समुचित पाया गया था क्योंकि -

- एपी पद्धति में नोडल पारेषण पहुंच में भारी अंतर है। मिश्रित पद्धति (2.98 रुपए - 17.75 लाख/मेगावाट) में पारेषण पहुंच प्रभारों का रेंज की तुलना में एपी पद्धति (2.79 रुपए - 63.61 लाख रुपए/मेगावाट) की रेंज बहुत ही उच्चतर है।

- इसके अतिरिक्त, क्योंकि मिश्रित पद्धति सभी आनुषंगिक प्रवाहों को गणना में लेते हैं- जो अंतर संयोजित पारेषण नेटवर्क की वास्तविकता है - मिश्रित पद्धति एपी पद्धति से बेहतर नेटवर्क उपयोग पद्धति है जो सिंकों के मूल से ऊर्जा के रास्ते का पता लगा

लेती है। आनुषंगिक प्रवाहों पर विचार करने के लिए मिश्रित पद्धति की योग्यता के कारण ''उपयोग'' नेटवर्क पकड़ने की पद्धति एपी पद्धति से बेहतर है - जो कि एनईपी का एक उद्देश्य है।

उपरोक्त मुद्दों को स्पष्ट करने के लिए निम्नलिखित नेटवर्क तथा उसमें उपदर्शित प्रवाह पर विचार किया गया है -




औसत भागीदारी पद्धति के अधीन, नोड-ए पर उत्पादक से अनुरेखण भार 2 के लिए लाइन 2 तथा भार 1 के लिए लाइन 2 तथा लाइन 6 के उपयोग के प्रतिक्रिया को बढ़ावा देगा। तथापि, उपरोक्त नेटवर्क रेखाचित्र से यह देखा जा सकता है कि निरंतर नोड-बी पर उत्पादन को ध्यान में रखते हुए, नोड-ए पर उत्पादन में वृद्धि से लाइन 4, लाइन 5 तथा लाइन 3 में, प्रवाह में वृद्धि को बढ़ावा देने की आशा की जाती है (बेस मामले के रूप में लाइन 1 में प्रवाह नोड-बी से नोड-ए तक होगा; किन्तु नोड-ए पर उत्पादन में वृद्धि के साथ ही प्रवाह बढ़ने में कमी होगी) जब कि एपी पद्धति लाइन 2 तथा लाइन 6 को उपयोग में लाने की है, यह लाइन 4, लाइन 5 तथा लाइन 3 पर नोड-ए पर उत्पादन के प्रभाव पर विचार करने में असफल होगा। इस मामले में, एपी पद्धति का उपयोजन, नोड-ए पर बहुत कम नोडल प्रभार तथा नोड-बी पर उच्च नोडल प्रभार को बढ़ावा देगा तथा अतः, लाइन के उपयोग का ठीक प्राक्कलन नहीं होगा। एमपी पद्धति का उपयोजन दूसरी ओर नोड-ए पर लाइन 3, लाइन 4 तथा लाइन 5 के उपयोग को कुछ प्रतिशतता द्वारा बेहतर उपयोग में लाने का है।

मिश्रित पद्धति -- औसत भागीदारी तथा मार्जिनल भागीदारी पद्धति के संमिश्रण से, भार 1 तथा भार 2 द्वारा नोड-ए पर उत्पादित ऊर्जा को समामेलित करने का विचार करते समय (एपी पद्धति का उपयोग करते हुए यथा अवधारित) लाइन 3, लाइन 4 तथा लाइन 4 का उपयोग किया जा सकता है जैसा शुद्ध एपी पद्धति केवल लाइन 2 तथा लाइन 6 को महत्व देना का विरोध करती है।

एमपी पद्धति की आलोचना यह है कि स्लैक बस के विकल्प पर स्लैक बसों, जो एपी पद्धति पर आधारित है, के चयन की पुनरीक्षित पद्धति के कारण आश्रित रहना अनावश्यक है।

## 2. चयनित फ्रेमवर्क के अधीन कीमत तंत्र

जैसा पूर्व खंडों में चर्चा की गई है, अंतरराष्ट्रीय अनुभव का पुनर्विलोकन करने के आधार पर, साहित्य तथा भारतीय प्रणाली, मिश्रित पद्धति - मार्जिनल की मिश्रित तथा औसत भागीदारी पद्धति बहुत उचित पाई गई है। मिश्रित पद्धति के ब्यौरों की चर्चा नीचे खंड में की गई है। मिश्रित पद्धति के कार्यान्वयन में निम्नलिखित उपायों का अनुसरण किया जाएगा :-

1. आंकड़ा अर्जन
2. बेसिक नेटवर्क पर भार प्रवाहों की संगणना
3. नेटवर्क कटौती
4. स्लैक नोडों की पहचान
5. पारेषण प्रभारों के अवधारण के लिए मिश्रित पद्धति
6. पारेषण हानियों के अवधारण के लिए मिश्रित पद्धति
7. वाईटीसी तथा हानियों की हिस्सेदारी का अवधारण
8. जोनों का सृजन।

### 2.1 आंकड़ा अर्जन : मॉडल के लिए इनपुट

पारेषण कीमत मॉडल, पारेषण प्रणाली पर केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण प्रभारों तथा हानियों की हिस्सेदारी) विनियम, 2010 द्वारा यथा अपेक्षित मासों के प्रत्येक ब्लॉकों में व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न परिस्थिति के द्योतक इनपुटों के सेट की अपेक्षा करता है :

- नोडल उत्पादन जानकारी
- नोडल मांग जानकारी
- इन नोडलों तथा भार प्रवाह विश्लेषणों के लिए अपेक्षित उनकी वैद्युत विशेषताओं के बीच पारेषण सर्किट, इन पारेषण लाइनों तथा इसकी क्षमताओं की सहयुक्त लंबाई, प्रत्येक लाइन के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार (वाईटीसी)
- संदर्भ नोडों की पहचान

#### 2.1.1 नोडल उत्पादन/मांग जानकारी

**मिश्रित पद्धति पर आधारित पारेषण प्रभारों के अवधारण की वार्षिक प्रक्रिया के लिए अपेक्षित आंकड़ा**

पदाभिहित आईएसटीएस ग्राहक (डीआईसीएस) नेटवर्क के जोन में (कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा पूर्ववर्ती पहचाने गए) सभी नोडों या नोडों के समूहों पर पूर्वानुमान अंतःक्षेपण/निकासी जानकारी (मेगावाट) तथा एमवीएआर (या प्रयुक्त किए जाने वाले ऊर्जा कारक के बारे में पूर्वावधारणा) प्रदान

करेगा। इन विनियमों में यथापरिभाषित व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न अवधियों के लिए "विशिष्ट" अंतःक्षेपण/निकासी आंकड़ा, मास के निम्नलिखित ब्लाकों के लिए डीआईसी द्वारा कार्यान्वयन अभिकरण को प्रदान किया जाएगा :

- अप्रैल से जून तक
- जुलाई से सितम्बर तक
- अक्तूबर से नवम्बर तक
- दिसम्बर से फरवरी तक
- मार्च

डीआईसी द्वारा प्रदान किया गया आंकड़ा आईए द्वारा तैयार किए गए प्ररूपों के अनुसार तथा केंद्रीय विद्युत विनियामक आयोग (अंतर-राज्यिक पारेषण प्रभारों तथा हानियों में हिस्सेदारी) विनियम, 2010 द्वारा सम्यक् रूप से अनुमोदित किए गए प्ररूपों के अनुसार होगा। विशिष्ट तारीखें, जिसके लिए आईए द्वारा पूर्वानुमान अपेक्षित होंगे, उसके द्वारा अधिसूचित किए जाएंगे।

डीआईसीएस द्वारा प्रदान की गई जानकारी आईए द्वारा अधिसूचित विनियमों तथा विस्तृत प्रक्रिया के उपबंधों के अनुसार विधिमान्य होगी।

**2.1.2 नेटवर्क आंकड़ा**

सीटीयू, समझे गए आईएसटीएस पारेषण प्रणालियों के स्वामी, तथा ऐसे डीआईसी, जिसकी आस्तियों पर बेसिक नेटवर्क में विचार किया जा रहा है, आईए द्वारा वांछित प्ररूपों में विद्यमान नेटवर्क के लिए नेटवर्क संबंधी आंकड़ा देगा। प्रस्तावित नेटवर्क का नेटवर्क आंकड़ा सीटीयू द्वारा दिया जाएगा। नीचे दी गई अपेक्षा दृष्टांकित पीआईटी प्ररूप में दी गई है। आंकड़ों में, अन्य बातों के साथ-साथ, निम्नलिखित सम्मिलित होगा :

**(क) बस डाटा**

आई- बस संख्या

1. भार बस
2. उत्पादक या संयंत्र बस
3. स्विंग बस
4. वियुक्त बस

जीएल - शंट कंडक्टेंस, 1.0 प्रति यूनिट वोल्टता पर मेगावाट

बीएल - शंट ससप्टेंस, 1.0 प्रति यूनिट वोल्टता पर एमवीएआर (= रिएक्टर)

आईए - एरिया संख्या

वीएम - वोल्टता विस्तार, प्रति यूनिट

बीएएस केवी - बेस वोल्टता, केवी

जोन - जोन

**(ख) उत्पादक आंकड़ा**

आई - बस संख्या

आईडी - मशीन पहचानक

पीजी - एमडब्ल्यू आउटपुट

क्यूजी - एमवीएआर आउटपुट

क्यूटी - अधिकतम एमवीएआर

क्यूबी - न्यूनतम एमवीएआर

वीएस - वोल्टता सेट प्वाइंट

आईआरईजी - रिमोट नियंत्रण बस इंडेक्स (टाइप 1 अवश्य हो) स्वयं नियंत्रण वोल्टता के लिए शून्य, स्विंग बस पर उत्पादन के लिए शून्य होना चाहिए।

एमबीएएसई - इस मशीन का कुल एमवीए आधार (या मशीनें)

ज्येड आर, ज्येड एक्स - मशीन इंपिडेंस, एमबीएएसई पर पीयू

आरटी, एक्स टी - स्टैप अप ट्रांसफार्मर इंपिडेंस, एमबीएएसई पर पीयू

जीटीएपी - स्टैप अप ट्रांसफार्म - आफ नाममात्र टर्न अनुपात

एसटीएटी - मशीन प्रास्थिति, सेवा में 1, 0, आउट आफ सर्विस

आरएमपीसीटी - बस 1 से आने के लिए बस आईआरईजी पर वोल्टता धारित करने के लिए अपेक्षित कुल वीएआरएस की प्रतिशतता - विभिन्न उत्पादकों द्वारा नियंत्रित रिमोट बसें

पीटी- अधिकतम मेगावाट
पीबी - न्यूनतम मेगवाट

**(ग) ब्रांच आंकड़ा**

आई - बस संख्या से

जे - बस संख्या के लिए

सीकेटी - सर्किट पहचानक (दो विशेषताओं)

आर - प्रतिरोधी, प्रति यूनिट

एक्स - प्रतिघात, प्रति यूनिट

बी - कुल लाइन चार्जिंग, प्रति यूनिट

आरएटीईए - एमवीए रेटिंग ए

आरएटीईबी, आरएटीईसी -उच्चतर एमबीए रेटिंग

अनुपात - ट्रांसफार्मर आफ नाममात्र टर्न अनुपात

एएनजीएलई - ट्रांसफार्मर फेज शाफ्ट एंगल

जीआई, बीआई - इंड (आई) बस पर शंट के लिए प्रवेश लाइन शंट काम्लेक्स, पीयू

जीजे, बीजे - इंड (जे) बस पर शंट के लिए प्रवेश लाइन शंट काम्पलेक्स, पीयू

एसटी - आरंभिक ब्रांच प्रास्थिति 1 - सेवा में, 0 - आउट आफ सर्विस

**(घ) ट्रांसफार्मर समायोजन आंकड़ा**

आई- बस नम्बर से
जे- बस नम्बर के लिए

सीकेटी - सर्किट नम्बर

आईसीओएनटी - नियंत्रण के लिए बस संख्या। यदि आई या जे में अंतर है, आईसीओएनटी का संकेत नियंत्रण अवधारित करता है। सकारात्मक संकेत, ट्रांसफार्मर की बस प्रतिबाधिता (बिना टेप किया हुआ) के निकट व नकारात्मक, संकेत, विपरीत

आरएमए - टर्न अनुपात या फेज शिफ्ट की उच्चतर सीमा

आरएमआई - टर्न अनुपात या फेज शिफ्ट की निम्नतम सीमा

वीएमए - नियंत्रित वोल्टस, एमडब्ल्यू या एमवीएआर की उच्चतर सीमा

बीएमआई - नियंत्रित वोल्टस एमडब्ल्यू या एमवीएआर की निम्नतम सीमा

एसटीईपी - टर्न अनुपात स्टेप वृद्धि

टेबल - शून्य, या ट्रांसफार्मर प्रतिबाधिता संशोधन सारणी 1-5 की संख्या

**(ड.) एरिया विनिमय आंकड़ा**

आई - एरिया संख्या (1-100)

आईएसडब्ल्यू - एरिया विनिमय स्लैक बस संख्या

पीडीईएस - वांछित कुल विनिमय, मेगावाट + = आउट

पीटीओएल - एरिया विनिमय टालरेंस, एमडब्ल्यू

एआरएनएएम - एरिया का नाम, 8 विशेषताएं, एकल कोट में संलग्न

**(च) डीसी लाइन आंकड़ा**

प्रत्येक डीसी लाइन के तीन लगातार अभिलेख हैं

आई, एमडीसी, आरडीसी, एसईटीवीएल, वीएससीएचडी, वीसीएमओडी, आरसीओएमपी, डीईएलटीआई, एमईटीईआर

आईपीआर, एनवीआर, एएलएफएमएएक्स, एएलएफएमएन, आरसीआर, एक्ससीआर, एफबीएएसआर, टीआरआर, टीएपीआर, टीपीएमएक्सआर, टीपीएमएनआर, टीएसटीपीआर

आईपीआई, एनबीआई, जीएएनएमएक्स, जीएएमएमएच, आरसीआई, एक्ससीआई,

एफबीएएसआई, टीआरईआई, टीएपीआई, टीपी एमएक्सआई, टीपी एमएसआई, टीएसटीपीआई

आई - डीसी लाइन संख्या

एमडीसी - नियंत्रण पद्धति 0 - ब्लाकड 1 - ऊर्जा-2 - करेंट

आरडीसी - प्रतिरोधी, ओएचएमएस

एसईटीवीएल - करेंट तथा ऊर्जा मांग

वीएससीएचडी - अनुसूचित कंपाउडेंड डीसी वोल्टता/केवी

वीसीएमओडी - मोर्ड स्विच डीसी वोल्टता, केवी, इससे बीच करेंट नियंत्रण पद्धति के लिए स्विच

आरसीओएमपी - कपांउडिंग प्रतिरोधी, ओएचएमएस

डीईएलडीआई - करेंट मार्जिन, वांछित करेंट के प्रति यूनिट

एमईटीईआर - मीटरित इंर्ड कोड, आर - परिशोधक आई - इंर्वटर

आईपीआर - परिशोधक परिवर्तक बस संख्या

एनबीआर - बर्डजेस की संख्या सीरीज परिशोधक है

एएलएफएमएएक्स - अधिकतम परिशोधक फायरिंग एंगल, डिग्रीज

एएलएफएमएन - न्यूनतम परिशोधक फायरिंग एंगल - डिग्रीय

आरसीआर - परिशोधक परिवर्तक ट्रांसफार्मर प्रतिरोधी, प्रति ब्रिज, ओएचएमएस

एक्ससीआर - परिशोधक परिवर्तक ट्रांसफार्मर प्रतिघात, प्रति ब्रिज ओएचएमएस

ईबीएएसआर - परिशोधक प्रारंभिक बेस एसी बोल्टस, केवी

टीआरआर - परिशोधक ट्रांसफार्मर अनुपात

टीएपीआर - परिशोधक टेप सेटिंग

टीपीएमएक्सआर - अधिकतम परिशोधक टेप सेटिंग

टीपीएमएनआर - न्यूनतम परिशोधक टेप सेटिंग

टीएसटीपीआर - परिशोधक टेप स्टेप

तीसरे अभिलेख में - उपरोक्त परिशोधक मात्राओं की तत्स्थानी इंर्वटर मात्राएं हैं।

**(छ) स्विच शंट आंकड़ा**

आई - बस नम्बर

एमओडीएसडब्ल्यू - पद्धति 0 - नियत 1 - विविक्त 2 - निरंतर

वीएसडब्ल्यूएचआई - वांछित वोल्टता उच्चतर सीमा, प्रति यूनिट

वीएसडब्ल्यूएचओ - वांछित वोल्टता निम्नतर सीमा, प्रति यूनिट

वीएसडल्यूआरईएम - नियंत्रण के लिए रिपोट बस की संख्या। स्वयं बस नियंत्रण के लिए 0

वीडीईएस - वांछित वोल्टता सेट प्वाइंट, प्रति यूनिट

बीआईएनआईटी - आरंभिक स्विच शंट प्रवेश, 100 प्रति यूनिट वोल्ट्स पर एमवीएआर

एनआई - पहले ब्लाक 1 के लिए स्टेप की संख्या, पहले 0 ब्लाक का अंत है।

बीआई - 1.0 प्रति यूनिट वोल्ट्स पर एमवीएआर में 1 ब्लाक के प्रवेश वृद्धि

एन2, बी2, आदि एन1, बी1 के रूप में।

संपूर्ण नेटवर्क का लाइन-वार वाईटीसी पारेषण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रदान किया जाएगा। यदि लाइन को वित्तीय वर्ष के दौरान आरंभ किए जाने की संभावना है तो पहले सीओई के साथ उसी आंकड़ा को सीटीयू द्वारा कार्यान्वयन अभिकरण को प्रदान किया जाएगा।

अगले वित्तीय वर्ष में लागू मिश्रित पद्धति के आधार पर पारेषण प्रभारों के अवधारण के लिए उपरोक्त सभी आंकड़े आईए द्वारा विनिर्दिष्ट समय-सीमा के अनुसार आईए को प्रदान किए जाएंगे।

नोडों के साथ आबंटित किए जाने वाले संपूर्ण प्रभारों की संगणना आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों की प्रत्येक लाइन के तथा ऐसी कोई अन्य गैर-आईएसटीएस लाइन, जो अंतर-राज्यिक पारेषण के लिए प्रयुक्त किए जाने के लिए संबंधित आरपीसी द्वारा प्रमाणित की गई है, के प्रत्येक वाईटीसी को स्वीकार करके की जाएगी। ऐसी लाइनों की वाईटीसी समुचित आयोग द्वारा यथा अनुमोदित पारेषण अनुज्ञप्तिधारी/एसईबी के वाईटीसी के आधार पर होगी। उप-केंद्र की वाईटीसी का विभाजन इन विनियमों के उपबंधों के अनुसार प्रत्येक सब-स्टेशन से निकलने वाली लाइन के लिए किया जाएगा। आवेदन अवधि में आरंभ की जाने वाली पारेषण आस्तियों की वाईटीसी आयोग के विनियमों में उपयोग करने के लिए यथा अवधारित अनंतिम अनुमोदन या बैचमार्क पूंजी लागत के आधार पर आईए द्वारा सम्मिलित की जाएगी।

## 2.2 बेसिक नेटवर्क पर प्रवाहित भार की संगणना

आईए डीआईसी, आरएलडीसी तथा एनएलडीसी से अभिप्राप्त तकनीकी आंकड़ा का उपयोग करने वाले बेसिक नेटवर्क पर एसी भार प्रवाह चलाएगा। बेसिक नेटवर्क में उत्पादक नोडों पर वास्तविक ऊर्जा उत्पादन आईएसटीएस से प्रत्यक्षतः जुड़े उत्पादकों के दीर्घ-कालिक/मध्य-कालिक संविदाओं पर डीआईसी द्वारा प्रस्तुत अंतःप्रेक्षण आधार पर होगा जहां ऐसे नोड़ डीआईसी के नेटवर्क में संनिहित हों। भार नोड़ों पर मांग डीआईसी की दीर्घ-कालिक/मध्य-कालिक संविदाओं के आधार पर होंगे। एसटीयू/एसईबी की दशा में, एसटीयू/एसईबी के स्वामित्वाधीन सभी उत्पादक नोड़ों पर कुल अंतःक्षेपण राज्य नेटवर्क में जुड़ी इकाइयों की सभी दीर्घ-कालिक/मध्य-कालिक संविदाओं के योग के बराबर होगा। इसी प्रकार, एसईबी/एसटीयू के स्वामित्वाधीन सभी नोटों पर निकासी एसईबी/एसटीयू नेटवर्क से जुड़ी सभी इकाइयों की कुल दीर्घ-कालिक/मध्य-कालिक संविदाओं 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 कुछ समायोजन करने की अपेक्षा की जाती है। ऐसा भार प्रवाह विश्लेषण प्रवृत्त विनियमों में यथा अपेक्षित नेटवर्क शर्तों के लिए किया जाएगा। बेसिक नेटवर्क विधिमान्य समिति द्वारा मान्य होगी। आगामी खंडों में तब मार्गदर्शक सिद्धांतों के अनुसार नेटवर्क में कमी की जाएगी।

## 2.3 संगणना : भारतीय ग्रिड में कटौती

मिश्रित पद्धति पर आधारित पारेषण प्रभारों का अवधारण आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारियों के स्वामित्वाधीन नेटवर्क, प्रचालित तथा रखखाव तथा उन पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों/एसईबी, जिनकी आस्तियों को अंतर-राज्यिक पारेषण के लिए उपयोग किए जाने हेतु आरपीसी द्वारा प्रमाणित किया गया है, के लिए सीमित किए जाने के लिए अपेक्षित है। राज्य के इंटरफेस पर तथा केंद्रीय सेक्टर सीमाओं के लिए ग्रिड का ''स्वच्छ'' संक्षेपण संभव नहीं है क्योंकि पीजीसीआईएल की सभी आस्तियां उनकी स्वयं की आस्तियों से अंतर-संयोजित नहीं हैं। अतः, अकटाद्य नेटवर्क की तैयारी राज्य स्वामित्वाधीन लाइनों के लिए अपेक्षित है। नेटवर्क कटौती की एक पद्धति, अर्थात नेटवर्क

संक्षेपण को नीचे स्पष्ट किया गया है। तथापि, आईए उन वैकल्पिक नेटवर्क कटौती टूल्स को स्वीकार कर सकेगा जो छोटे पाए जाते हैं किन्तु जो आयोग के सम्यक् अनुमोदन के पश्चात् वृहत नेटवर्क के समतुल्य हों।

पीजीसीआईएल की अधिकांश आस्तियां 400 केवी पर प्रचालित की जाती हैं। पीजीसीआईएल ने वर्ष 2008-09 के लिए, 4959.43 करोड़ रुपए के क्रय वाईटीसी की 220 केवी आस्तियों से 221 करोड़ रुपए (उत्तरपूर्वी क्षेत्र को छोड़कर) वसूल किए जाने थे। भारत में अधिकांश 220 केवी की आस्तियां राज्य उपयोगिताओं के स्वामीत्वाधीन हैं। अतः, सीईए द्वारा यह पर्याप्त समझा गया था कि नेटवर्क को 400 केवी स्तर पर संक्षेपित किया जाए क्योंकि इसमें राज्य स्वामित्वाधीन लाइनों का न्यूनतम उपयोग अंतर्वलित होगा। नेटवर्क संक्षेपण के प्रयोजनों के लिए वोल्टता स्तर आयोग के अनुमोदन के पश्चात् आईए द्वारा पश्चातवर्ती वर्षों में पुनरीक्षित किया जा सकेगा।

संपूर्ण नेटवर्क को निम्नलिखित मार्गदर्शक सिद्धांतों का अनुसरण करके कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा 400 केवी स्तर पर संक्षेपित किया जाएगा :-

1. आईए ग्रिड को समक्रमण रूप से एकीकृत किए जाने तक दो ग्रिडों - नया ग्रिड या दक्षिणी ग्रिड पर पृथक्त एसी भार प्रवाह पर चलाया जाएगा।

2. नए ग्रिड में (एनईआर के सिवाय, जहां नेटवर्क को 132 केवी पर संक्षेपित किया जाएगा) प्रत्येक 400 केवी नोड (तथा नए ग्रिड में 132 केवी) के लिए बेसिक नेटवर्क पर भार प्रवाह विश्लेषण के आधार पर, आईए निम्नतर वोल्टता ऊर्जा प्रणाली से प्रत्येक नोड पर कुल अंतःक्षेपण और/या निकासी की संगणना करने के लिए इस नोड से जुड़े निम्नतम वोल्टता स्तरों पर ऊर्जा प्रणाली से प्रत्येक नोड से बाहर कुल ऊर्जा प्रवाह तथा प्रत्येक नोड में ऊर्जा प्रवाह का अवधारण करेगा :

   क. 400 केवी की निम्नतम वोल्टता प्रणाली (एनईआर तथा एसआर ग्रिड के सिवाय नए ग्रिड की दशा में) तथा एनईआर की दशा में 132 केवी से सभी अंतःक्षेपण को उत्पादक के रूप में माना जाएगा तथा कुल निकासी की दशा में, प्रत्येक नीचे के नोड की प्रणाली को कुल मांग पर बदला जाएगा।

3. इस प्रकार उपांतरित नेटवर्क 400 केवी (और एनईआर में 132 केवी आस्तियों तक) तथा पुनरीक्षित उत्पादन तथा भार बस के साथ उच्चतर वोल्टता की आस्तियों पर होगा।

4. प्रत्येक सत्र के लिए प्रत्येक ग्रिड परिस्थिति हेतु के लिए संक्षेपण नेटवर्क उपरोक्त मार्गदर्शक सिद्धांतों के आधार पर अभिप्राप्त किया जाएगा।

5. कार्यान्वयन अभिकरण संक्षेपण नेटवर्क पर एसी भार प्रवाह निष्पादित करेगा तथा संक्षेपण को केवल तब स्वीकृत किया जाएगा जब (1) स्लैक बस उत्पादन; (2) पूर्ण नेटवर्क पर

एसी भार प्रवाह के साथ निकट से मैच करने वाले उत्पादन तथा मांग बसों के वोल्टता एंगल।

6. एनईआर क्षेत्र के लिए विचार किए गए नेटवर्क का उपयोग पारेषण की मार्जिनल भागीदारी पद्धति के कार्यान्वयन के लिए किया जाएगा।

**2.4 स्लैक नोड़ों की पहचान : औसत सहभागिता पद्धति का उपयोग**

मार्जिनल सहभागिता तथा औसत सहभागिता पद्धति के मिश्रण हेतु परिमेय

किरचौफ विधियों के कारण, नोड *i* पर उत्पादन में (या भार) में 1 मेगावाट वृद्धि को कुछ अन्य नोड या नोड़ों पर भार (या उत्पादन) में वृद्धि की तत्स्थानी प्रतिपूर्ति करनी होती है। अतः, कुछ बसों पर कितने अंतःक्षेपण की संगणना उस नोड, जो काम करता है, के विकल्प पर आश्रित नेटवर्क में प्रवाह को प्रभावित करता है।

इस स्लैक बस के लिए विभिन्न विकल्प संभव हैं (ऊर्जा प्रणाली शब्दावली में प्रत्युत्तर नोड़)। अर्जेंटाइना तथा चिली जैसे देशों के मामलों में, ''स्लैक नोड'' प्रमुख भार केंद्र के आस-पास होता है। वृहत नेटवर्कों के लिए, वितरित स्लैक नोडों पर विचार किया जा सकता है - जहां सभी/पूर्व चयनित नोडों पर मांग (उत्पादन) उत्पादन (भार) में 1 मेगावट वृद्धि के आनुपातिक होता है। भारतीय संदर्भ में, संगणनाओं के प्रयोजनों के लिए, वितरित स्लैक नोड़ों पर विचार किया गया है। स्लैक बसों के चयन से तत्काल अंतिम परिणाम मिलता है तथा यह एक ऐसा विनिश्चय है जिसे मध्यस्थक नहीं बनाया जाना चाहिए।

यहां पर विचार की गई पद्धति मार्जिनल की मिश्रित तथा औसत सहभागिता पद्धति है, और उससे संबंधित है जो अपने राज्यों के हितों की इस प्रकार प्रतिरक्षा करते हैं कि प्रत्येक राज्य में मांग पहले राज्य के भीतर उत्पादन द्वारा पूरी की जाए तथा उस राज्य में उत्पादन तथा मांग के बीच असंतुलन से आयात या निर्यात प्रवाह प्रभावित होगा।

400 केवी स्तर पर संक्षेपण स्थानीय उत्पादन तथा स्थानीय मांग के बीच संबंध को भी अनुज्ञात करता है तथा कुल आयात (या निर्यात) के लिए स्रोत (या सिंक) अभिप्राप्त करता है। दूसरे शब्दों में, 400 केवी से निम्न राज्य उत्पादक राज्य की मांग से जुड़े होते हैं तथा निवल आयात या निर्यात को बाहरी नोडों से जोड़ा जाता है। प्रत्येक नोड के लिए बाहरी स्लैक बस निम्नानुसार पाया जाएगा :

क. एक विशिष्ट परिप्रेक्ष्य में, प्रत्येक नोड के लिए, औसत सहभागिता पद्धति विचाराधीन राज्य में अवस्थित प्रत्येक उत्पादन/भार को लागू होगी। भार से उत्पादक तक (या उत्पादक से भार तक) ट्रेसिंग, उत्पादकों का सेट (या भार) (जिसमें वे भी सम्मिलित हैं जो राज्य से बाहर हैं) तथा भार (उत्पादक) के लिए उनके योगदान का अवधारण प्रत्येक भार (उत्पादक) बस के लिए किया जाता है।

ख. प्रत्येक उत्पादक तथा भार बस के लिए स्लैक बसों के उपरोक्त विकल्प का उपयोग करते हुए, प्रत्येक पारेषण लाइन में प्रत्येक उत्पादक तथा भार की मार्जिनल सहभागिता की संगणना की जाती है।

**2.5 संगणना : पारेषण प्रभारों का अवधारण करने के लिए मिश्रित पद्धति**

कोई भी उपयोग आधारित पद्धति, यह पहचाने का जानने करती है कि कितनी ऊर्जा, जो प्रणाली में प्रत्येक लाइन के माध्यम से प्रवाहित होती है, उपयोग के स्वीकृत उपाय के अनुसार उसे प्रभारित करने की दृष्टि से, कतिपय नेटवर्क उपभोक्ता के पास है। ऐसा करने के लिए, मिश्रित पद्धति यह विश्लेषण करती है ग्रिड में कितने प्रवाह को उपांतरित किया गया है जब एजेंट $i$ के उत्पादन (या खपत) में कुछ परिवर्तन को लागू किया जाता है, और यह माना जाता है कि एजेंट $i$ के बरताव के साथ लाइन $i$ के माध्यम से प्रवाह के संबंध पर अनुरेखीय रूप से विचार किया जाना है। मास के विचार किए गए ब्लाकों तथा व्यस्ततम और व्यस्ततम से भिन्न परिस्थिति के लिए, प्रक्रिया को निम्नलिखित रूप में वर्णित किया जा सकता है :-

1. मार्जिनल सहभागिता संवेदिता इसलिए प्राप्त की जाती है कि प्रत्येक नेटवर्क ब्रांच $j$ के माध्यम से ऊर्जा प्रवाह में तब वृद्धि होती है जब बस में अंतःक्षेपण/निकासी में 1 मेगावाट की वृद्धि की जाती है। प्रत्येक बस पर 1 मेगावाट अंतःक्षेपण/निकासी उपगत प्रत्येक नेटवर्क ब्रांच $i$ में प्रवाह परिवर्तन की संगणना प्रत्येक परिप्रेक्ष्य, e के लिए की जाती है।

2. किरचौफ विधियों के कारण, नोड $i$ पर उत्पादन (भार में) किसी भी प्रकार की 1 मेगावाट की वृद्धि की कुछ अन्य नोड या नोड़ों (वृद्धि प्रणाली हानियों के लिए समायोजन के पश्चात्) भार (उत्पादन) में तत्स्थानी वृद्धि द्वारा प्रतिपूर्ति की जानी होती है। अतः, कुछ बसों पर कितने अंतःक्षेपण (या निकासी) की संगणना से उस नोड, जो कार्य करता है, के विनिश्चय पर आश्रित नेटवर्क प्रवाह प्रभावित होता है तथा पद्धति से यह अपेक्षा जिसके प्रत्युत्तर में भारी शर्त की गई है कि पूर्वावधारणा की एक भारी शर्त के रूप में इसकी आवश्यकता इंपुट के रूप में होती है। वितरित स्लैक बसों के चयन के लिए प्रयुक्त पद्धति को ऊपर स्पष्ट किया गया है।

3. जब एक बार प्रत्येक एजेंट द्वारा लाइन में प्रवाह परिवर्तन किया जाता है तथा प्रत्येक परिप्रेक्ष्य के लिए अभिप्राप्त किया जाता है, तो प्रत्येक नेटवर्क उपयोक्ता के लिए सैत्रिक उपयोग सूचकांक की संगणना करना संभव हो जाएगा। इस सूचकांक की संगणना नीचे दिए गए समीकरण के अनुसार की जाती है। यह देखा जा सकता है कि बेस लाइन में ऊर्जा प्रवाह की दिशा में सकारात्मक वृद्धि पर ही विचार किया जाता है। यह विवक्षित है कि वृद्धि, जो लाइन पर भार को कम करती है, न तो कोई क्रेडिट देती है और न ही प्रणाली के उपयोग को प्रभावित करती है। व्यावहारिक कारणों से यह वहां आवश्यक है जहां ग्रिड से संयोजित की जा रही ग्रिड संयोजित इकाइयों को संदाय करना कठिन होगा और ऐसा

अनेक बार हो सकेगा (कड़ाई से सकारात्मक मौके के साथ) जब इन इकाइयों को मुख्य प्रवाह की दिशा के साथ कुछ नेटवर्क ब्रांचों का उपयोग करने की आवश्यकता हो, यद्यपि, ऐसा समय वह समय नहीं हो सकेगा जो भार प्रवाह अध्ययनों में विचार किए गए व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न अवधियों की विशिष्ट सैत्रिक प्रणाली के अनुरूप हो।

सैत्रिक सूचकांक (मास के प्रत्येक ब्लाक के लिए) की संगणना निम्नानुसार की जाती है :

$$U_{e,i,l} = (|F^i_{le}| - |F_{le}|).P_{ie}.$$

$$|F^i_{le}| - |F_{le}| > 0, Sign(F^i_{le}) \text{ is same as } Sign(F_{le})$$

जहां,

$U_{eil}$ लाइन में/अंतःक्षेपण के कारण/नोड $i$ पर निकासी आवर्तक उपयोग सूचकांक है

$F_{le}$ बेस केस के अधीन लाइन/कम परिप्रेक्ष्यय e में प्रवाह है

$F^i_{le}$ नोड पर 1 मेगावाट के अंतःक्षेपण/निकासी के कारण लाइन/कम परिप्रेक्ष्य e में प्रवाह है

$P_{ie}$ बेस केस के अधीन बस/कम परिप्रेक्षय e पर ऊर्जा प्रेषण/मांग है।

4. प्रत्येक लाइन की राजस्व अपेक्षा का आबंटन विभिन्न एजेंटों के लिए तत्स्थानी लाइन में उनकी कुल सहभागिता के अनुसार आनुपातिक रूप से किया जाता है।

$$\text{आबंटित लागत}_{eil} = \frac{U_{eil}}{\sum_i U_{eil}} \times C_l$$

जहां

$C_l$ लाइन का पारेषण प्रभार है - उसके स्वाभित्वाधीन प्रत्येक लाइन की विचाराधीन मास के ब्लाक के लिए आईएसटीएस अनुज्ञप्तिधारी के लिए वार्षिक पारेषण प्रभार से संगणना की जाती है।

$$\frac{U_{eil}}{\sum_i U_{eil}} \quad \text{मार्जिनल भागीदारी कारक है}$$

उपरोक्त तंत्र को "प्वाइंट टैरिफ" में भी सामान्य रूप से निर्दिष्ट किया जाता है तथा इस पर केंविविआ द्वारा पहले प्रादेशिक पोस्टेज स्टांप हानि के संभावित विकल्प के रूप में विचार किया गया है।

**3.6 संगणना : पारेषण हानियों की हिस्सेदारी के लिए मिश्रित पद्धति**

1. प्रणाली में विभिन्न नोडों की पारेषण हानियों के आबंटन की मार्जिनल सहभागिता पद्धति के उपयोजन में, प्रत्येक नोड पर अंतःक्षेपण/निकासी में वृद्धि के कारण प्रणाली (बेस केस से ऊपर) की हानियों में परिवर्तन की संगणना की जाती है। प्रत्येक नोड पर अंतःक्षेपण/निकासी की संपूर्ण प्रणाली हानियों में परिवर्तन, उस नोड के लिए मार्जिनल हानि कारक के रूप में नियत है। मार्जिनल हानि कारक निम्नलिखित सूत्र के आधार पर होगा :

$$\text{मार्जिनल हानि कारक}_i = \frac{\text{ठ प्रणाली हानियां}}{\text{ठ नोड } i \text{ पर ऊर्जा उत्पादन/भार}} = \text{के},$$

2. संवृद्धि अंतःक्षेपण (निकासी) के समामेलन (प्रदाय) के लिए स्लैक बसों का चयन ऊपर चर्चा की गई पद्धति के अनुसार किया जाएगा।

3. मार्जिनल हानि कारकों को बेस केस के अधीन इन नोडों पर उत्पादन/मांग द्वारा गुणांकित किया जाता है, अर्थात्

$K_i \times P_i^g$ उत्पादन नोड $i$ के लिए, और
$K_j \times P_j^d$ मांग नोड $j$ के लिए

जहां, नोड $i$ पर उत्पादन बेस केस $P_i^g$ है
नोड $j$ पर मांग बेस केस $P_j^d$ है

4. उत्पादन तथा मांग नोडों के लिए हानि आबंटन कारक की संगणना निम्नानुसार की जाती है :

$$\frac{K_i \times P_i^g}{\sum_i K_i \times P_i^g + \sum_j K_j \times P_j^d}$$ उत्पादन नोड $i$ के लिए, और

$$\frac{K_j \times P_j^d}{\sum_i K_i \times P_i^g + \sum_j K_j \times P_j^d}$$ मांग नोड $j$ के लिए

5. उपरोक्त संगणित हानि आबंटनों को प्रणाली में प्रत्येक नोड की आबंटित हानियों को कुल प्रणाली हानियों द्वारा गुणांकित किया जाता है।

**2.7 संगणना : वाईटीसी तथा पारेषण हानियों की हिस्सेदारी का अवधारण**

केंविविआ द्वारा सम्यक् रूप से अनुमोदित साफ्टवेयर का उपयोग करके आईए द्वारा अनुरूपण किया जाएगा।

निम्नलिखित उपायों का अनुसरण किया जाएगा :

1. संक्षेपण नेटवर्क के लिए नए ग्रिड तथा एसआर ग्रिड के लिए संपरिवर्तित एसी भार प्रवाह आंकड़े का उपयोग प्रत्यक्षतः मिश्रित पद्धति के कार्यान्वयन के लिए किया जाता है।

2. एचवीडीसी लाइनों का निरूपण : एचवीडीसी लाइन पर प्रवाह को ऊर्जा आर्डर द्वारा विनियमित किया जाता है तथा अतः, यह भार या उत्पादन में मार्जिनल परिवर्तन के लिए लगातार बनी रहती है। इसलिए, एचवीडीसी लाइन की मार्जिनल भागीदारी शून्य है। इस प्रकार, एमपी पद्धति एचवीडीसी लाइन की लागत को सीधे वसूल नहीं कर सकती है। इसलिए, भार या उत्पादक के लिए एचवीडीसी लाइन की उपयोगिता का मूल्यांकन करने के लिए, निम्नलिखित पद्धति लागू की जाएगी :-

   क. उपाय 1 : बेस केस की तत्स्थानी सभी भारों तथा उत्पादकों के लिए पारेषण प्रणाली प्रभारों (एसी नेटवर्क के) का मूल्यांकन कार्यरत सभी एचवीडीसी लाइनों में किया जा चुका है।

   ख. उपाय 2 : एचवीडीसी लाइन को वियुक्त करना तथा उसी प्रणाली पर नए प्रवाहों की पुनः संगणना करना। अतः, सभी भारों तथा उत्पादकों के लिए नई पारेषण प्रणाली प्रभारों (एसी नेटवर्क के) का मूल्यांकन।

   ग. उपाय 3 : एचवीडीसी लाइन के साथ और उनके बिना नोडल प्रभारों (यूनिट - रुपए) के बीच अंतर की संगणना तथा उन नोडों की पहचान करना जिनसे एचवीडीसी लाइनों को फायदा मिलता है। फायदा नई (विसंयोजन के साथ) उपयोग लागत माइन्स पुरानी (एचवीडीसी के साथ) लागत। यदि फायदा नहीं है तो इसे शून्य पर सेट किया जाता है।

   उपाय 4 : एचवीडीसी लाइन की लागत का आबंटन फायदे के अनुपात में नोडों के लिए तब किया जाता है जब वे उपरोक्त यथासंगणित अपने सामने व्युत्पन्न हों। एसआर ग्रिड की दशा में, जो नए ग्रिड के साथ समक्रमण रूप से जुड़े नहीं हैं, ''फायदे'' की संगणना उन नोडों पर की जाएगी जो एचवीडीसी लाइन (तलचर-कोलार) के ''बिना'' उनको दी गई उच्चतर पारेषण उपयोग लागतों के लिए उपदर्शित की गई हो। जब तलचर कोलार वियोजित की जाती है तब एसआर के भार में आनुपातिक रूप से इस प्रकार कमी की जाती है कि कुल कटौती तलचर-कोलार

लिंक से प्राप्त ऊर्जा के बराबर हो। तब, नई उपयोग की गई लागत को, अर्थात लिंक वियोजित के साथ, यदि कोई हो, तय किया जाता है।

एचवीडीसी लाइन को, भेजने के बाद पी-आर्डर के बराबर मेगावाट के साथ तथा प्राप्त करने के बाद तत्स्थानी मेगावाट के साथ भार के रूप में प्रतिरूपित किया जा सकता है। एचवीडीसी लाइन के ''बिना'' परिप्रेक्ष्य के तत्स्थानी भार उत्पादन पेयर को वियोजित करने के अनुरूप किया जा सकता है। इन अवास्तविक भारों तथा उत्पादकों के लिए संवेदितता की गणना नहीं की जाती है क्योंकि इनकी कीमत नहीं देनी होती है।

3. एसी भार प्रवाह का उपयोग करते हुए, मार्जिनल भागीदारी कारकों की संगणना प्रत्येक उत्पादक/मांग नोड पर मार्जिनल अंतःक्षेपण/निकासी के कारण पारेषण प्रणाली के उपयोग का अवधारण करने के लिए की जाती है।

4. प्रत्येक लाइन के लिए वाईटीसी पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा प्रदान किए गए लाइन-वार वाईटीसी के आधार पर होगा। पारेषण अनुज्ञप्तिधारियों की लाइनों की प्रत्येक वोल्टता स्तर के लिए (और लाइन संरूपण अर्थात 400 केवी डी/सी ट्विन मूज, 400 केवील क्वाड मूज, 400 केवी क्वाड बिरसीमिस आदि) औसत प्रति किलोमीटर वाईटीसी नेटवर्क में विचार किए गए 765 केवी, 400 केवी, 220 केवी तथा 132 केवी लाइनें लागू होंगी।

5. मिश्रित पद्धति आईए द्वारा यथाअपेक्षित तथा केंविविआ द्वारा यथाअनुमोदित प्रणाली को लागू होगी। विशिष्ट रूप से, ये शर्तें निम्नलिखित शर्तों के अनुरूप होंगी।

- अप्रैल से जून
- जुलाई से सितम्बर
- अक्तूबर से नवम्बर
- दिसम्बर से फरवरी तथा
- मार्च

संगणना करने के लिए प्रयुक्त की जाने वाली व्यस्ततम और व्यस्ततम से भिन्न शर्तों को केंविविआ द्वारा अनुमोदित किया जाएगा तथा अपेक्षित आंकड़ा प्रस्तुत करने के लिए आईए द्वारा अधिसूचित किया जाएगा।

6. प्रत्येक लाइन का वार्षिक औसत वाईटीसी प्रत्येक सत्र की व्यस्ततम तथा व्यस्ततम से भिन्न अवधियों के लिए माना जाएगा।

7. प्रत्येक लाइन का वार्षिक औसत वाईटीसी (प्रत्येक सत्र में प्रत्येक अवधि के) प्रत्येक लाइन में प्रवाह में कुल परिवर्तन के लिए माना जाता है। अतः, वाईटीसी का आबंटन प्रत्येक एजेंट को उस एजेंट द्वारा प्रभावित नेटवर्क ब्रांच में प्रवाह में परिवर्तन के अनुपात में किया जाता है।

8. प्रत्येक नोड में रुपए/मेगावाट/मास तथा रुपए/मेगावाट/घंटे में मिश्रित पद्धति के आधार पर पारेषण प्रभारों की संगणना की जाएगी।

9. हानि आबंटकों की संगणना उपरोक्त अनुकरण तथा जैसा ऊपर चर्चा की गई है, के साथ की जाएगी।

10. हानियों की संगणना वर्तमान पद्धति के अनुसार की जाएगी, अर्थात - प्रत्येक उपयोगिता द्वारा कुल शुद्ध निकासी को अंतर-राज्यिक उत्पादन केंद्रों (आईएसजीएस) के कुल अंतःक्षेपण तथा एमडब्ल्यूएच में हानियों पर तय अंतर-राज्यिक अंतःक्षेपणों की राशि से घटाया जाएगा।

सभी हानि संगणनाएं क्षेत्र में सभी अंतर-उपयोगिता एक्सचेंज पर संस्थापित विशेष ऊर्जा मीटरों (एसईएम) से साप्ताहिक आधार पर होती है। लेखांकन के प्रयोजन के लिए सप्ताह आगामी रविवार के सोमवार से 2400 घंटे का 000 घंटे है।

11. हानि आबंटकों का उपयोग करते हुए, हानियों का आबंटन इन विनियमों के अधीन एनएलडीसी द्वारा विकसित की जाने वाली विस्तृत प्रक्रिया के अनुसार प्रत्येक नोड के लिए किया जाएगा।

## 2.8 जोनों का सृजन तथा जोनल प्रभारों तथा हानियों का अवधारण

प्रस्तावित तंत्र प्रत्येक ग्रिड संयोजित इकाई, ऐसी इकाइयों, जो संपूर्ण नेटवर्क से पहुंच प्राप्त करती हैं, के लिए (रुपए/मेगावाट/घंटे) के लिए अवस्थानिक प्वाइंट प्रभार (रुपए/मेगावाट/मास) के आधार पर है। व्यवहार में, भारतीय ऊर्जा प्रणाली बृहद आकार की दृष्टि से, भावी कार्यान्वयन से अभी दूर है। कभी-कभी यह नेटवर्क में प्रत्येक नोड की कीमत को लागू करने के लिए असमुचित हो सकेगा क्योंकि कुछ स्थानीय विशिष्टिता कीमत संकेत को विरूपित कर सकेगी। अतः, जोनों में क्षेत्र के प्रभारों का कुल योग करने के लिए तर्कसंगत आधार आवश्यक हैं।

### 2.8.1 उत्पादन जोनों में अवस्थानिक प्रभारों का अवधारण

पारेषण पहुंच प्रभारों का अवधारण इस जोन में प्रत्येक उत्पादन नोड पर नोडल पहुंच प्रभारों की भारित औसत की संगणना करके प्रत्येक उत्पादन जोन के लिए किया जाता है।

उत्पादन नोड की दशा में, जहां उत्पादक वस्तुतः संयोजित है, ऐसे उत्पादकों के लिए पारेषण पहुंच प्रभारों की वसूली ऐसे मांग ग्राहकों से की जा सकती है जिसे ऐसे उत्पादकों की क्षमता आबंटित की गई है।

जैसा ऊपर चर्चा की गई है, 400 केवी स्तर के नेटवर्क का संक्षेपण कतिपय मामलों में नोडों पर कुल अंतःक्षेपण को बढ़ावा देता है जिसे सीधे उत्पादक से जोड़ा नहीं जा सकता है। ऐसे उत्पादकों के लिए जोनल पारेषण पहुंच उन राज्यों के लिए प्रभारित की जाएगी जहां ये नोड़ अवस्थित हैं।

जोन में नोड़ों के लिए भारित औसत पारेषण पहुंच उत्पादन के लिए मिश्रित पद्धति के आधार पर जोनल पारेषण पहुंच प्रभार है, अर्थात जोन में ज्येड ज्येड, निम्नलिखित तीन नोड़ों पर एक जोन : पीमी एए तथा केके में से विचार किया गया था ।

ग्रीष्म व्यस्ततम स्थिति के लिए ज्येड ज्येड जोन

| | ऊर्जा अंतःक्षेपण (मेगावाट) | पारेषण प्रभार (रुपए-लाख | जोनल पारेषण प्रभार (रुपए लाख/मेगावाट |
|---|---|---|---|
| पीपी | 24.08 | 163.98 | |
| एए | 107.69 | 825.03 | |
| केके | 160.02 | 1053.05 | |
| ज्येड ज्येड-जोन | 291.79 | 2041.06 | 6.99 |

उपरोक्त सारणी में, वित्तीय वर्ष के दौरान ज्येडज्येड जोन को प्रभारित की जाने वाली मिश्रित पद्धति के आधार पर (रुपए लाख/मेगावाट में) पारेषण प्रभारों की संगणना ऊर्जा अंतःक्षेपण (291.79 मेगावाट) द्वारा (2042.06) लाख रुपए विभाजित करके की जाएगी। अतः, प्रति यूनिट भारित औसत वार्षिक पहुंच प्रभार 291.79 मेगावाट द्वारा विभाजित करके 2042.06 रुपए है जो 6.99 लाख रुपए प्रति मेगावाट है।

इन्हें कार्यान्वयन अभिकरण द्वारा आवेदन अवधि में नेटवर्क तथा भार के आधार पर अद्यतन रखा जाएगा।

**2.8.2 मांग जोन में अवस्थानिक प्रभारों का अवधारण**

उत्पादन जोनों को बहुलित करते समय, इनकी स्थिति में विचार किया जाएगा; प्रत्येक राज्य के लिए एक एकल मांग जोन होगा। यह आवश्यक है क्योंकि राज्य के साथ सीटीयू नेटवर्क का इंटरफेस प्रायः या तो 400 केवी या 220 केवी नोडों पर होते हैं जो साधारणतः राज्य पारेषण उपयोगिताओं के स्वामित्वाधीन होते हैं। सीटीयू द्वारा पारेषण बिलों को एसटीयू या उन एसईबी के संबंध में जारी किया जाता है जो राज्य उपयोगिताएं विभाजित हुई हों जबकि मांग ग्राहकों द्वारा पहुंच के लिए नोडल प्रभार राज्य उपयोगिताओं को उपलब्ध कराए जाएंगे, राज्य के भीतर उपयोजन

की रीति राज्य उपयोगिताओं पर छोड़ दी जाएगी। इसे तब परिवर्तित किया जा सकेगा जब राज्य पारेषण कीमत तंत्र के आधार पर "कनेक्शन प्वाइंट" लागू हों।

मांग जोन के लिए पारेषण पहुंच प्रभारों की संगणना उसी रीति से की जाती है जिस रीति से उत्पादन जोनों के लिए पारेषण प्रभारों की जाती है।

**2.8.3 उत्पादन जोनों में हानियों का अवधारण**

नोडल स्तर पर संगणित हानि आबंटक प्रत्येक नोड के लिए आबंटित की जाने वाली हानियों की प्रतिशतता के सूचक होते हैं। प्रणाली हानि की संगणना विद्यमान पद्धति के अनुसार की जाती है।

हानि आबंटन कारकों का उपयोग करने के लिए हानियों का अवधारण करने हेतु विस्तृत प्रक्रिया इन विनियमों की अधिसूचना की तारीख से 30 दिन के भीतर एनएलडीसी द्वारा तैयार की जाएगी।

**2.8.4 मांग जोनों में हानि का अवधारण**

नोडल स्तर पर संगणित हानि, आबंटन प्रत्येक नोड को आबंटित की जाने वाली हानियों की प्रतिशतता का सूचक हैं। कुल प्रणाली हानियों की संगणना विद्यमान पद्धति के अनुसार की जाती है। एनएलडीसी द्वारा हानियों के आबंटन संबंधी विस्तृत प्रक्रिया इन विनियमों के प्रकाशन की तारीख से 30 दिन के भीतर तैयार की जाएगी।

**CENTRAL ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION**

**NOTIFICATION**

New Delhi, the 15th June, 2010

**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 hereby makes the following regulations :—

## CHAPTER 1: PRELIMINARY

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) Regulations, 2010.

(2) These regulations shall apply to all Designated ISTS Customers, Inter State Transmission Licensees, NLDC, RLDC, SLDCs, and RPCs.

(3) These regulations shall come into force from 1.1.2011, and unless reviewed earlier or extended by the Commission, shall remain in force for a period of 5 years from the date of commencement specified above.

2. **Definitions.**

(1) In these Regulations, unless the context otherwise requires,:-

(a) **Act** means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003);

(b) **Application Period** means the period of application of the charges determined as per these regulations and shall ordinarily be 12 (twelve) months coinciding

with the Financial Year, which shall be further divided into multiple blocks of months representing the seasonal conditions and peak and other than peak conditions;

(c) **Approved Injection** means the injection in MW vetted by Implementing Agency (IA) for the Designated ISTS Customer for each representative block of months, peak and other than peak scenarios at the ex-bus of the generator or any other injection point of the Designated ISTS Customer into the ISTS, and determined based on the generation data submitted by the Designated ISTS Customers incorporating total injection into the grid, considering the long term and medium term contracts;

(d) **Approved Additional Medium Term Injection** means the additional injection, as per the Medium Term Open Access approved by CTU after submission of data to NLDC by the Designated ISTS Customer over and above the Approved Injection for the Designated ISTS Customer for each representative block of months, peak and off-peak scenarios at the ex-bus of the generator or any other injection point of the Designated ISTS Customer into the ISTS;

(e) **Approved Short Term Injection** means the injection, as per the Short Term Open Access approved by RLDC / NLDC such injection including all injections cleared on the power exchange;

(f) **Approved Withdrawal** means the simultaneous withdrawal in MW vetted by Implementing Agency for any Designated ISTS Customer in a control area aggregated from all nodes of ISTS to which Designated ISTS Customer is connected for each representative block of months, peak and other than peak scenarios at the interface point with ISTS, and where the Approved Withdrawal shall be determined based on the demand data submitted by the Designated ISTS Customers incorporating long term and medium term transactions;

(g) **Approved Additional Medium Term Withdrawal** means additional withdrawal, as per the Medium Term Open Access approved by CTU after submission of data to NLDC by the Designated ISTS Customer over and above Approved Withdrawal for Designated ISTS Customer s aggregated from all nodes of ISTS for each representative block of months, peak and other than peak scenarios at the interface point with the ISTS;

(h) **Approved Short Term Withdrawal** means withdrawal, as per the Short Term Open Access approved by RLDC/NLDC and where such Withdrawal includes all withdrawals cleared on the power exchange;

(i) **Basic Network** shall mean the power system of the country at voltage levels 132 kV and above and 110 kV where generators are connected, HVDC transmission network and all Generator and loads connected to it;

(j) **Bulk Power Transmission Agreement (BPTA)** means the agreements between the ISTS licensees and the Designated ISTS Customers of the ISTS under the pre-existing arrangements for ISTS development and operations;

(k) **Deemed Inter State Transmission System (Deemed ISTS)** means such transmission system which has regulatory approval of the Commission as being used for interstate transmission of power and qualified as ISTS for the purpose of these Regulations unless otherwise specified;

(l) **Designated ISTS Customers** ('DIC's) means the users of any segments/elements of the ISTS and shall include all generators, state transmission utilities, SEBs or load serving entities directly connected to the ISTS including Bulk Consumer and any other entity/person;

(m) **Hybrid Methodology** shall mean the hybrid of the Marginal Participation Method and the Average Participation method detailed in Chapter-3 of these regulations and in Annexure - I hereto.

(n) **Implementing Agency (IA)** shall mean the agency designated by the Commission to undertake the estimation of allocation of transmission charges and transmission losses at various nodes/zones for the Application Period along with other functions as per [Chapter-4, Chapter-5, Chapter-6, Chapter-7 and Chapter-8] of these regulations;

(o) **Loss Allocation Factor** of a bus measures the losses attributed to that node and shall be computed as explained in the Annexure - I of these regulations.

(p) **Monthly Transmission Charge** means the transmission charges (inclusive of incentives) payable for each calendar month as given in the Terms and Conditions of Tariff Regulations in force;

(q) **Node** shall mean a sub-station or a switchyard of a generator;

(r) **Point of Connection (PoC) Charging Method** shall mean the methodology of computation of sharing of ISTS charges and losses amongst Designated ISTS Customers, which depends on the location of the node in the grid and is calculated in accordance with Regulation 7(1(q)) and 7(1(s)) of chapter 4 of these regulations;

(s) **Point of Connection (PoC) transmission charges** are the nodal / zonal charges determined using the Point of Connection charging method.

(t) **Participation Factor** of a node in any transmission line means the percentage usage of that line by a node, whether a generator node or a demand node as explained in Annexure - I of these regulations.

(u) **Transmission Service Agreement** (TSA) shall mean the agreement to be entered into between the Designated ISTS Customer(s) and ISTS Licensee(s) in terms of Chapter 6;

(v) **Uniform Charge** means the charge determined by dividing the Yearly Transmission Charge of the ISTS Licensees by the sum of the Approved Injection and Approved Withdrawal from the grid alternatively referred to as the postage stamp charge.

(w) **Uniform Charge Sharing Mechanism** means the mechanism for determination of Uniform Charges;

(x) **Uniform Loss** means the energy loss and shall be accounted for by providing a differential between schedules at the points of supply, inter-utility transfer and drawal of electricity and shall be computed as the percentage of energy lost in the grid.

*Explanation* - Uniform shall mean that such percentage loss is applied uniformly to all Designated ISTS Customers in a region irrespective of their location in the grid.

(y) **Yearly Transmission Charge (YTC)** means the Annual Transmission Charges for existing lines determined by the Commission in accordance with the Terms and Conditions of Tariff Regulations or adopted in the case of tariff based competitive bidding in accordance with the Transmission License Regulations as specified by the Commission and as in force from time to time and for new lines based on benchmarked capital costs.

(2) Words and expressions used in these Regulations and not defined herein but defined in the Act or regulations made by the Commission, shall have the meanings assigned to them respectively in the Act, and regulations made by the Commission from time to time.

## CHAPTER 2: SCOPE OF THE REGULATIONS

3. Yearly Transmission Charges, revenue requirement on account of foreign exchange rate variation, changes in interest rates etc. as approved by the Commission and Losses shall be shared amongst the following categories of Designated ISTS Customers who use the ISTS:-

(a) Power Stations / Generating Stations that are regional entities as defined in the Indian Electricity Grid Code (IEGC);

(b) State Electricity Boards / State Transmission Utilities connected with ISTS (on behalf of distribution companies, generators and other bulk customers connected to the transmission system owned by the SEB/STU/intrastate transmission licensee) ;

(c) Any bulk consumer directly connected with the ISTS, and

(d) Any designated entity representing a physically connected entity as per clauses (a), (b) and (c) above.

## CHAPTER 3: PRINCIPLES AND MECHANISM FOR SHARING OF ISTS CHARGES AND LOSSES

4. **Principles for sharing ISTS charges and losses.**

(1) Based on the Yearly Transmission Charges of ISTS Transmission Licensees and transmission losses in the ISTS network, the Implementing Agency shall compute the Point of Connection charges and Loss Allocation Factors for all DICs:-

(a) Using load-flow based methods; and

(b) based on the Point of Connection Charging method.

(2) A detailed explanation of the Hybrid methodology to be applied for sharing the ISTS charges and losses amongst the Designated ISTS Customers is set out in Annexure - I to these regulations, which may be reviewed by the Commission from time to time either upon an application by any interested party or otherwise .

5. **Mechanism to share ISTS transmission charges.**

(1) The sharing of ISTS transmission charges between Designated ISTS Customers shall be computed for an Application Period and shall be determined in advance and shall be subject to periodic true-up as specified subsequently in these regulations;

(2) The sharing of ISTS transmission charges shall be based on the technical and commercial information provided by various Designated ISTS Customers, ISTS Transmission Licensees, and any other relevant entity, including the NLDC, RLDCs and SLDCs to the Implementing Agency.

Provided that in the event of such information not being available within the stipulated timeframe or to the level of detail required, the Commission may authorise the Implementing Agency to obtain such information from alternative sources as per the procedure as may be approved by the Commission in this behalf.

(3) The mechanism for sharing of ISTS charges shall ensure that:-

(a) The Yearly Transmission Charge of the ISTS Licensees are fully and exactly recovered; and

(b) Any adjustment towards Yearly Transmission Charge on account of change in commissioning schedule of elements of the power system and change in factors constituting the transmission charge, approved by the Commission, e.g., FERV, Changes in interest rates shall be fully and exactly recovered etc., as specified subsequently in these regulations.

(4) The Point of Connection transmission charges shall be computed in terms of Rupees per MegaWatt per month. The amount to be recovered from any Designated ISTS Customer towards ISTS charges shall be computed on a monthly basis as per these regulations. The Point of Connection transmission charges for short term open access transactions shall be in terms of Rupees per MegaWatt per hour and shall be applicable for the duration of short term open access approved by the RLDC/NLDC.

(5) The Implementing Agency may, after seeking approval of the Commission, conduct studies from time to time to refine the mechanism for sharing of transmission charges and losses as detailed in Annexure – I to these Regulations.

6. **Mechanism of sharing of ISTS losses.**

(1) The schedule of electricity of Designated ISTS Customers shall be adjusted to account for energy losses in the transmission system as estimated by the Regional Load Despatch Centre and the State Load Despatch Centre concerned. These shall be applied in accordance with the detailed procedure to be prepared by NLDC within 30 days of the notification of these regulations. The losses shall be apportioned based on the loss allocation factors determined using the Hybrid methodology.

(2) The sharing of ISTS losses shall be computed based on the information provided by various Designated ISTS Customers, ISTS Licensees, and any other relevant entity, including the NLDC, RLDCs and SLDCs and submitted to the Implementing Agency.

Provided that in the event of such information not being available within the stipulated timeframe or to the level of detail required, the Commission may authorise the Implementing Agency to obtain such information from alternate sources as may be approved for use by the Commission.

(3) The applicable transmission losses for the ISTS shall be declared in advance and shall not be revised retrospectively.

(4) The Implementing Agency may, after seeking approval of the Commission, conduct studies from time to time to refine the ISTS loss allocation methods.

## CHAPTER 4: PROCESSES FOR SHARING OF TRANSMISSION CHARGES AND LOSSES

**7. Process to determine Point of Connection Transmission Charges and Losses allocations.**

(1) The process to determine the allocation of transmission charges and losses shall be as under, and as per timelines set out subsequently in Chapter 7 of these regulations:

(a) The Implementing Agency shall collect the Basic Network data pertaining to the network elements and the generation and load at the various network nodes from all concerned entities including Designated ISTS Customers, transmission licensees, NLDC, RLDCs, SLDCs, RPCs;

(b) The Basic Network shall not contain any electricity system, electrical plant or line below 132 kV except where generators are connected to the grid at 110 kV. Power flow into a lower voltage system from the voltage levels indicated in the definition of the Basic Network shall be considered as load at that sub-station. Power flow from a lower voltage system into the electricity systems at the voltage levels shall be considered as generation at that sub-station;

(c) The dedicated transmission lines constructed, owned and operated by the ISTS Licensees shall be considered to be a part of the Basic Network. Dedicated lines constructed, owned and operated by the generator shall not be considered

as a part of the Basic Network. In the latter case, the generator will be deemed to be connected directly to the ISTS;

(d) Nodal generation information shall be based on the forecast provided by Designated ISTS Customers. Such forecasts shall incorporate estimates of total injection into the grid, considering the long term and medium term contracts under representative block of months and peak and other than peak conditions. The forecast submitted shall be vetted by Implementing Agency based on historical generation levels obtained from the NLDC/RLDCs/SLDCs under such peak and other than peak conditions identified in advance by the NLDC. Any changes in the forecast generation shall be communicated to the appropriate Designated ISTS Customer by the Implementing Agency;

(e) Forecast demand data shall be submitted by the Designated ISTS Customers for each node or a group of nodes in a zone, identified by Implementing Agency under these regulations. The forecast demand data shall incorporate estimates of medium term and long term demand under representative block of months and peak and other than peak conditions. The forecast submitted shall be vetted by Implementing Agency based on historical demand of each Designated ISTS Customer for all the months during specific peak and other than peak conditions identified by the NLDC. Any changes in the forecast demand shall be communicated to the appropriate Designated ISTS Customer by the Implementing Agency;

(f) Implementing Agency shall prepare detailed procedures and formats for collection of the generation and demand data from each Designated ISTS Customer and the data pertaining to the Basic Network within 30 days of the notification of these regulations;

(g) In the event of any conflict between the Designated ISTS Customer and the Implementing Agency in the revised generation and demand so obtained, a validation committee appointed by the Commission in this behalf shall take the final decision after hearing the Designated ISTS Customer and Implementing Agency. Such a committee shall comprise of two officials each from the Implementing Agency, NLDC, RPCs, CTU, CEA and the Commission. The validation committee shall be chaired by a nominee of the Commission.

(h) The Implementing Agency shall run AC load flows using the Basic Network, nodal generation and nodal demand. To ensure Load Generation balance,

adjustment may be required to be made on the vetted generation and demand data.

(i) Basic Network along with the converged load flow results for various grid conditions shall be validated by the validation committee. The Basic Network, nodal generation, nodal demand and the load flow results for the subsequent financial year for each grid condition shall be validated by this Committee and presented for approval to the Commission not later than 15th day of December in each financial year. 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 NLDC immediately after its approval by the validation committee.

(j) Approved Basic Network, nodal generation and nodal demand data shall form the base for computation of Marginal Participation factors and loss allocation factors.

(k) Consequent to the development of the base load flows on the Basic Network, the network shall be truncated/ reduced suitably by the Implementing Agency to certain level(s) of voltages, as explained in Annexure – I to these Regulations. The Hybrid method shall be applied by the Implementing Agency on the truncated /reduced system to determine the transmission charges based on the Hybrid Method and loss allocation factors attributable to each node in the truncated /reduced power system;

In future, if Implementing Agency arrives at a better method of network reduction, then the same may be adopted after approval of Commission.

(l) Overall charges to be shared among nodes shall be computed based on the Yearly Transmission Charge apportioned to each of the lines of the ISTS Licensees. The Yearly Transmission Charge, computed for assets at each voltage level in accordance with the provisions of these regulations shall be provided by the respective ISTS transmission licensee. The Yearly Transmission Charge of the sub-stations shall be apportioned to the lines emanating from each sub-station. Average Yearly Transmission Charge per circuit kilometre (for each voltage level and line configuration viz., 400 KV D/C twin Moose, 400 kV Quad Moose, 400 kV Quad Bersimis etc., 765 kV system charged at 400 kV shall be considered as high capacity 400 kV line (Quad) lines.) shall be used for the computation of nodal charges;

(m) Allocation of the Yearly Transmission Charge of sub-stations to transmission lines shall be based on the following principles:

(i) Yearly Transmission Charge for substations shall be apportioned to the associated transmission lines based on the length of the lines in circuit kilometres;

(ii) Yearly Transmission Charge of the sub-station shall be apportioned in a manner such that the Yearly Transmission Charge of the sub-station attributed to the lower voltage lines connected to it is 50% of the Yearly Transmission Charge of the substation attributed to the higher voltage lines connected to it.

(n) The computation of transmission charges at each node as per the Hybrid methodology requires costs to be adopted for ISTS transmission licensees whose lines feature on the reduced network.

(o) The participation factors, and hence the Point of Connection nodal and zonal charges thus determined, shall be computed for each season for peak and other than peak conditions. Ordinarily this shall be undertaken for blocks of months for various seasons, and such blocks shall be (i) April to June, (ii) July to September, (iii) October to November (iv) December to February and (v) March. Peak hours shall be considered for a period of eight hours and all the other hours shall be taken as other than peak hours. However for the ex-ante computations, the Implementing Agency may specify peak and other than peak hours and months if so warranted by load conditions in consultation with the NLDC. This shall be done under intimation to the Commission giving the reasons thereof;

(p) In order to give proper signals towards transmission charges based on distance and direction, the transmission charge per circuit kilometre shall have to be made uniform for each voltage level and conductor configuration. For this purpose, total transmission charges to be recovered for all lines of a given voltage level and conductor configuration shall be divided by the total circuit kilometre for that voltage level and line configuration in order to arrive at the average transmission charge per circuit kilometre for that voltage level and conductor configuration. Such charges shall then be attributed to peak and other than peak periods of each season based on the hours constituting these periods. The total transmission charge for each line shall be recovered in proportion to the participation factors as detailed in Annexure - I to these Regulations. The process shall thereby ensure that the total charges for the lines are fully recovered;

(q) As a part of the transition to the new Point of Connection based transmission pricing methodology, the recovery of the Yearly Transmission Charge of the

ISTS network shall be based on both the Hybrid Method and the Uniform Charge Sharing Mechanism (postage stamp method) by giving appropriate weightage to both. The Commission shall decide the weightage based on the impact of such transition on various Designated ISTS Customers. For the first two years, the zonal charges obtained using the Point of Connection method shall be adjusted such that 50% of the Yearly Transmission Charge of the ISTS Licensees is recovered through Hybrid methodology and the balance 50% of the Yearly Transmission Charge of the ISTS Licensees is recovered based on Uniform Charge Sharing Mechanism. After a period of two years from the implementation of these arrangements, the Commission may review the weightages accorded to the Hybrid methodology and the Uniform Charge Sharing Mechanism.

(r) The loss allocation factors shall be computed for each season using the Hybrid method as explained in Annexure - I to these regulations. The loss allocation factors shall be applied to the total losses, computed as per the procedures developed by the NLDC under these regulations, to attribute losses to each Designated ISTS Customer .

(s) The losses shall be attributed to the Designated ISTS Customers by suitably adjusting their scheduled MWs. The extent of adjustment shall be based on the losses attributed to each Designated ISTS Customer based on the Hybrid Method and the Uniform Loss Allocation Mechanism. As in the case of transmission charges, for application to various demand Designated ISTS Customers, the weightage on the two mechanisms – the Hybrid Method and the Uniform Loss Allocation Mechanism shall be decided by the Commission. For the first two years, the loss allocation factors computed using the Hybrid method shall be used to allocate 50% of the losses to the Designated ISTS Customers. The balance 50% losses shall be applied to the Designated ISTS Customers based on the uniform loss allocation mechanism. After a period of two years from the implementation of these arrangements, the Commission may review the weightages accorded to the Hybrid method and the Uniform Loss Allocation Mechanism. The Loss Allocation Factors shall be computed for all peak and other than peak network conditions for each block of months. However for attribution of losses to each generation and demand zone for any block of months, a single set of loss allocation factors based on the weighted average of peak and other than peak conditions shall be used. The detailed procedure for application of losses to various Designated ISTS Customers

shall be prepared by NLDC within 30 days of the notification of these regulations.

(t) The Implementing Agency shall aggregate the charges for geographically and electrically contiguous nodes on the ISTS to create zones, in order to arrive at uniform zonal charge in Rs / MW / month. Implementing Agency shall create zones for generation and demand. Such zoning shall be governed by the following considerations:

(i) Zones shall contain relevant nodes whose costs (as determined from the output from the Hybrid method) are within the same range.

(ii) The nodes within zones shall be combined in a manner such that they are geographically and electrically proximate. The demand zones shall normally be the state control areas except in the case of North Eastern States, which are considered as a single demand zone. Generation zones are formed by combining the generators connected to the ISTS.

(iii) The same zone can act as a generation zone as well as a demand zone for the purpose of calculation of Generation and demand zonal charges respectively. Even as it is preferable to have similar zones for generation and demand, this shall be pursued only when practical, and other conditions for zoning are met

(iv) Transmission charges for thermal power generators either directly connected with ISTS or through pooling stations that are designed to handle generation capacity of more than 1500 MW for inter-state transfer shall be determined as charges at these specific nodes (such nodes would be considered as separate generation zones) and not clubbed with other generator nodes in the area.

(v) Transmission charges for hydro power generators either directly connected with ISTS or through pooling stations that are designed to handle generation capacity of more than 500 MW for inter-state transfer shall be determined as charges at these specific nodes (such nodes would be considered as separate generation zones) and not clubbed with other generator nodes in the area.

(vi) Typically the zones shall remain fixed in a given financial year unless significant changes in the power system during a year require re-zoning. Any such re-zoning shall be approved by the Commission before implementation by the Implementing Agency.

(vii) Owing to the reduction of the Basic Network, certain generating stations connected at 220 kV and below to the ISTS network may not explicitly feature on the final reduced network. Such generating stations shall be charged at the zonal charges determined for the regions where such generators are physically located. Long term beneficiaries of ISGS connected to STU network shall continue to pay the transmission charges for the STU network as per the existing mechanisms.

(u) No transmission charges for the use of ISTS network shall be charged to solar based generation. This shall be applicable for the useful life of the projects commissioned in next three years.

(v) No transmission losses for the use of ISTS network shall be attributed to solar based generation. This shall be applicable for the useful life of the projects commissioned in next three years.

(2) Detailed methodological aspects are set out in Annexure - I to these regulations. The Commission may modify or update the above processes from time to time based on the emergent needs for determining the Point of Connection transmission charges and allocation of losses.

8. **Determination of specific transmission charges applicable for a Designated ISTS Customer.**

(1) Based on the Yearly Transmission Charges determined by the Commission, the Implementing Agency shall determine the charges applicable to each Designated ISTS Customer for use of the ISTS to the extent of the Approved Withdrawal or Approved Injection in the ISTS. Each Designated ISTS Customer shall ensure that the forecast data of demand and injection for each season is furnished to the Implementing Agency as per the timelines described in these regulations for both peak and other than peak conditions as specified in Chapter 7 of these regulations;

(2) In the event of a Designated ISTS Customer failing to provide its requisition for demand or injection for an Application Period, the last demand or injection forecast supplied by the Designated ISTS Customer and as adjusted by the Implementing Agency for Load Flow Analysis shall be deemed to be Approved Withdrawal or Approved Injection, as the case may be, for the Application Period;

(3) The transmission charges for any month shall be determined as per Regulation 11 of these Regulations;

(4) In case the metered MWs (ex-bus) of a power station or the aggregate demand of a Designated ISTS Customer exceeds, in any time block,

(a) *In case of generators*: The Approved Injection + Approved Additional Medium Term Injection + Approved Short Term Injection or;

(b) *In case of demand customers*: The Approved Withdrawal + Approved Additional Medium Term Withdrawal + Approved Short Term Demand,

Then for first 20% deviation in any time block, the Designated ISTS Customer shall be required to pay transmission charges for excess generation or demand at the same rate and beyond this limit, the Designated ISTS Customer shall be required to pay additional transmission charges which shall be 25% above the zonal Point of Connection charges determined for zone where the Designated ISTS Customer is physically located. Such additional charges shall not be charged to the generators in case of rescheduling of the planned maintenance program which is beyond the control of the generator and certified to be so by the appropriate RPC. Further, any payment on account of additional charges for deviation by the generator shall not be charged to its long term customer and shall be payable by the generator;

(5) In the case of the Approved Withdrawal or Approved Injection not materialising either partly or fully for any reason whatsoever, the Designated ISTS Customer shall be obliged to pay the transmission charges allocated.

(6) For Long Term customers availing supplies from inter-state generating stations, the charges payable by such generators for such Long Term supply shall be billed directly to the respective Long Term customers based on their share of capacity in such generating stations. Such mechanism shall be effective only after "commercial operation" of the generator. Till then, it shall be the responsibility of generator to pay these charges.

9. **Differentiation among various categories of transmission Designated ISTS Customers.**

(1) There shall be no differentiation in Point of Connection charges between the long term, medium term and short term Designated ISTS Customer s of the transmission system.

## CHAPTER 5: ACCOUNTING, BILLING AND COLLECTION OF CHARGES

10. **Accounting of charges.**

(1) Monthly Transmission Accounts applicable for various Designated ISTS Customers in each region shall be prepared by the respective RPC on the basis of:

(a) Approved Withdrawal / Injection (MW) for peak and other than peak hours to be received from Implementing Agency,

(b) Zonal Point of Connection charge (Rs / MW / month) to be received from Implementing Agency

(c) Approved Additional Medium Term Withdrawal / Injection (MW) to be received from RLDC / NLDC,

(d) Processed meter reading from all SEMs for computation of deviations from the sum of the Approved Withdrawal / Injection, Approved Additional Medium Term Withdrawal / Injection and Approved Short Term Withdrawal / Injection (MW) and time blocks for which such deviation is recorded. This data shall be received from RLDCs,

RPC shall, based on Regulation 11.1(a), 11.1(b) and11.1(c), issue Regional Transmission Accounts on the 1st working day of the month for the previous month, to all Designated ISTS Customer s, CTU and other ISTS Transmission Licensees and display the same on its web site.

RPC shall, based on Regulation 11.1(d), issue Regional Transmission Deviation Accounts by 15th of every month for the previous month to all Designated ISTS Customer s, CTU and other ISTS Transmission Licensees and display the same on the website of the respective RPCs.

11. **Billing.**

(1) The CTU shall be responsible for raising the transmission bills, collection and disbursement of transmission charges to ISTS transmission licensees. Any expenses incurred by CTU on account of this function shall be reimbursed as part of YEARLY TRANSMISSION CHARGE;

(2) The bill for the use of the ISTS shall be raised by the CTU on the concerned Designated ISTS Customers. The SEB/STU may recover the transmission charges for the use of the ISTS from the distribution companies, generators and bulk customers

connected to the transmission system owned by the SEB/STU/intrastate transmission licensee in a manner approved by the Appropriate Commission.

(3) The billing for ISTS charges for all Designated ISTS Customers shall be on the basis of Rs./MW/Month, and shall be raised by the CTU in three parts.

(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 as:

For Generators:

$$[PoC\ Transmission\ Charge\ of\ generation\ zone\ in\ Rs/MW/month\ for\ peak\ hours]\times[(Approved\ Injection\ for\ peak\ hours)]+\left[\begin{array}{l}PoC\ Transmission\ Charge\ of\ generation\ zone\ in\ Rs/MW/month\ for\ other\ than\\ peak\ hours\end{array}\right]\times[(Approved\ Injection\ for\ other\ than\ peak\ hours)]$$

For Demand:

$$[PoC\ Transmission\ Charge\ for\ demand\ zone\ in\ Rs/MW/month\ for\ peak\ hours]\times[(Approved\ Withdrawal\ for\ peak\ hours)]+\left[\begin{array}{l}PoC\ Transmission\ Charge\ for\ demand\ zone\ in\ Rs/MW/month\ for\ other\ than\\ peak\ hours\end{array}\right]\times[(Approved\ Withdrawal\ for\ other\ than\ peak\ hours)]$$

This first part of the bill shall be raised based on the Point of Connection charges, Approved Withdrawal and Approved Injection for each Designated ISTS Customer, provided by the Implementing Agency not later than the first working day of each month for the previous month and determined prior to the commencement of the application period. This bill shall be independent of the Regional Transmission Accounts prepared by the RPCs. Further, the details of Monthly Transmission Charges for each of the ISTS licensees shall be provided by the Implementing Agency.

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

For Generators:

$$[PoC\ Transmission\ Charge\ of\ generation\ zone\ in\ Rs/MW/month\ for\ peak\ hours]\times$$
$$[(Approved\ Additional\ Medium\ Term\ Injection\ for\ peak\ hours)]+$$
$$\left[\begin{array}{l}PoC\ Transmission\ Charge\ of\ generation\ zone\ in\ Rs/MW/month\ for\ other\ than\\ peak\ hours\end{array}\right]\times$$
$$[(Approved\ Addional\ Medium\ Term\ Injection\ for\ other\ than\ peak\ hours)]$$

For Demand:

$$[PoC\ Transmission\ Charge\ for\ demand\ zone\ in\ Rs/MW/month\ for\ peak\ hours]\times$$
$$[(Approved\ Additional\ Medium\ Term\ Withdrawal\ for\ peak\ hours)]+$$
$$\left[\begin{array}{l}PoC\ Transmission\ Charge\ for\ demand\ zone\ in\ Rs/MW/month\ for\ other\ than\\ peak\ hours\end{array}\right]\times$$
$$[(Approved\ Additional\ Medium\ Term\ Withdrawal\ for\ other\ than\ peak\ hours)]$$

The second part of the bill shall be raised on the Designated ISTS Customer s along with the first part of the bill.

(6) The third part of the bill shall be used to adjust any variations in interest rates, FERV, rescheduling of commissioning of transmission assets, etc. as allowed by the Commission for any ISTS Transmission Licensee. Total amount to be recovered / reimbursed because of such under recovery / over recovery shall be billed by CTU to each Designated ISTS Customer in proportion of its average Approved Injection / Approved Withdrawal over previous six months on a biannual basis. This part of the bill shall be raised on first working day of September and first working day of March for the previous six months.

(7) Deviations shall be billed separately by the CTU. This bill shall charge the Designated ISTS Customer s for deviations from the sum of the Approved Withdrawal, Approved Additional Medium Term Withdrawal and Approved Short Term Withdrawal (MW) or Approved Injection, Approved Additional Medium Term Injection and Approved Short Term Injection (MW). This part of the bill shall be computed as:

For Generators:

In case Average MW injected during time block of positive deviation is greater the sum of Approved Injection, Approved Additional Medium Term Injection and Approved Short Term Injection, then for the first 20% deviation, transmission charges shall be at the zonal Point of Connection charges for the generation zone.

For deviation beyond 20%, the additional transmission charges shall be 1.25 times the zonal Point of Connection charges for the generation zone.

In case a generator instead of injecting, withdraws from the grid, the additional transmission charges shall be computed as

$$[1.25 \times PoC\ Transmission\ Charge\ for\ the\ demand\ zone\ in\ Rs/MW/time\ block] \times [(Average\ MW\ Withdrawal\ during\ time\ blocks\ of\ such\ negative\ deviation)]$$

For Demand:

In case Average MW withdrawal during time block of positive deviation is greater the sum of Approved Withdrawal, Approved Additional Medium Term Withdrawal and Approved Short Term Withdrawal, then for the first 20% deviation, transmission charges shall be at the zonal Point of Connection charges for the demand zone.

For deviation beyond 20%, the additional transmission charges shall be 1.25 times the zonal Point of Connection charges for the demand zone.

In case a withdrawing DIC becomes a net injector the additional transmission charges shall be computed as

$$[1.25 \times PoC\ Transmission\ Charge\ for\ the\ generation\ zone\ in\ Rs/MW/time\ block] \times [(Average\ MW\ Injected\ during\ time\ blocks\ of\ such\ negative\ deviation)]$$

This bill shall be raised by the CTU within 3 working days of the issuance of the Regional Transmission Deviation Account by the RPCs.

(8) Revenue from Approved Additional Medium term open access that was not considered in the Approved Injection / Approved Withdrawal shall be used for truing up the YEARLY TRANSMISSION CHARGE for the next financial year.

(9) The governance of the Short Term Open Access Transactions shall be as per the Central Electricity Regulatory Commission (Open Access in inter-State Transmission) Regulations, 2008 and as amended by the Commission from time to time with the exception that the Transmission Charges for Short Term Open Access Transactions shall be the Zonal Point of Connection charges as determined by these regulations.

12. **Collection.**

(1) The CTU shall collect charges on account of the first part of the bill as computed in accordance with Regulation 11(4) of these Regulations on behalf of the ISTS service providers and thereafter redistribute the same to Transmission Licensees in the ISTS in proportion to their respective Monthly Transmission Charges;

(2) The CTU shall collect charges on account of the second part of the bill as computed in accordance with Regulation 11(5) of these Regulations and thereafter distribute the same to Transmission Licensees in the ISTS in proportion to their respective Monthly Transmission Charges. This amount along with the interest thereon shall be adjusted in the Yearly Transmission Charge (to be used for the computation of Point of Connection charges) of the respective transmission licensee for the next financial year;

(3) The CTU shall collect charges on account of the third part of the bill as computed in accordance with Regulation 11(6) of the section on Billing of these Regulations and thereafter transfer the same to respective ISTS Transmission Licensees for whom this adjustment bill is required;

(4) The CTU shall collect charges on account of the fourth part of the bill as computed in accordance with Regulation 11(7) of these Regulations and thereafter distribute the same to Transmission Licensees in the ISTS in proportion to their respective Monthly Transmission Charges. This amount along with the interest thereon shall be adjusted in the Yearly Transmission Charge (to be used for the computation of Point of Connection charges) of the respective transmission licensee for the next financial year;

(5) The payment by various Designated ISTS Customer s and disbursement to various ISTS Licensees and the owners of Deemed Inter State Transmission System shall be executed through RTGS.

(6) Every Designated ISTS Customer shall ensure that the charges payable by them are fully discharged within the time-frame specified in the Transmission Service Agreement or the amended Bulk Power Transmission Agreements. Disputes, if any shall be resolved as per the provisions of the Transmission Service Agreement or the amended Bulk Power Transmission Agreement s as specified in Chapter 6 of these regulations.

(7) Delayed payment in a month by any Designated ISTS Customer shall result is pro-rata reduction in the payouts to all the ISTS Licensees and other non-ISTS Licensees whose assets have been certified as being used for interstate transmission by the RPCs.

(8) Designated ISTS Customers shall provide payment security as determined through detailed procedures developed by the CTU. The level of such payment security shall be related to the Approved Withdrawal or Approved Injection.

(9) CTU shall prepare a detailed procedure for Billing, Collection and Disbursement and present the same to the Commission for approval within 30 days of the notification of these regulations.

## CHAPTER 6: COMMERCIAL AGREEMENTS

13. **Transmission Service Agreement (TSA).**

(1) The Designated ISTS Customers and the CTU shall enter into new transmission services agreement or modify the existing Bulk Power Transmission Agreements to incorporate the new tariff and related conditions. Such agreement shall govern the provision of transmission services and charging for the same and shall be called the Transmission Service Agreement (TSA) and shall, inter-alia, provide for:-

(a) Detailed commercial and administrative provisions relating to sharing of ISTS charges and losses based on principles derived from these regulations;

(b) Provisions on metering, accounting, billing and recovery of charges for the ISTS from the constituents;

(c) Procedures for declaration and approval of contracted capacity at each node or an aggregation of nodes in the ISTS for each Designated ISTS Customer;

(d) Detailed procedures and provisions for connection by the Designated ISTS Customer s at the inter-connection points, including the processes for requisitioning new inter-connection capacity on the ISTS;

(e) Procedures and provisions for treatment of over or under injections by the Designated ISTS Customers;

(f) Procedures and provisions for treatment of the delay in injection / withdrawal by Designated ISTS Customers;

(g) Treatment of the delay in commissioning of transmission lines;

(h) Payment security mechanisms;

(i) Default and its consequences;

(j) Dispute resolution mechanisms;

(k) Term of the agreement and the termination provisions;

(l) Force Majeure Conditions; and

(m) Any other matter that is relevant for the Point of Connection transmission charge and loss allocation mechanism.

(2) Within 30 days of notification of these regulations, the CTU shall publish the draft Model Transmission Service Agreement on its website and invite public comments on the same.

(3) The CTU shall, after duly considering the public comments, submit the draft Model Transmission Service Agreement to the Commission for its approval within 60 days of the notification of these regulations.

(4) The final version of the Model Transmission Service Agreement, as approved by the Commission, shall be notified and used as the base transmission service agreement by the ISTS Licensees.

(5) The notified Model Transmission Service Agreement shall be the default transmission agreement and shall mandatorily apply to all Designated ISTS Customers.

(6) The Transmission Service Agreement may have separate provisions for long term, medium term and short term access to the ISTS.

(7) Signing of the Transmission Service agreement shall not be a pre-condition for construction of new network elements by the CTU and Transmission Licensees, provided that such network construction is undertaken after due approval of the Commission.

(8) The Transmission Service Agreement may have aspects that are amended from time to time by the signatories without the entire agreement being replaced or being rendered infructuous. Such aspects may include the contracted capacity, commercial terms, and reliability requirements, if any. Change of such terms shall be guided by the technical configuration and capabilities of the power system.

(9) The CTU shall enter into a separate Revenue sharing agreement with other ISTS transmission licensees to disburse monthly transmission charges among various transmission licensees. The impact of any delayed payment / non-payment by any Designated ISTS Customer shall be shared pro-rata in proportion of their Yearly Transmission Charge by all the transmission licensees including the CTU. The CTU shall submit the Revenue Sharing Agreement within 30 days of the notification of these regulations for approval by the Commission.

14. **Amendment of existing contracts.**

(1) All existing users of the ISTS and the Transmission Licensees shall ensure that their existing contracts are realigned to these regulations within a period of 60 days from the date of notification of the Transmission Service Agreement insofar as the elements related to determination of Point of Connection transmission charges,

allocation of losses, billing and collection, provision of information, and any other matter that requires amendment or realignment consequent to these regulations.

15. **Transition Period/Mechanism.**

(1) The Commission shall notify detailed procedures as proposed by the Implementing Agency, NLDC and the CTU to be followed under these regulations, along with corresponding timelines, as far as possible within 3 (three) months from the notification of these regulations. Such Procedures shall include:-

(a) Procedures for provision of information by Designated ISTS Customers and other constituents as prepared by Implementing Agency and approved by the Commission;

(b) Procedures to be followed by the Implementing Agency for computation of charges as prepared by Implementing Agency and approved by the Commission;

(c) Procedures for sharing of losses according to the methodology set out in these Regulations as prepared by NLDC and approved by the Commission;

(d) Procedures for Billing and collection of charges by the CTU on behalf of the Transmission Licensees and redistribution of the same (including amounts over or under collected) as prepared by the CTU and approved by the Commission; and

(e) Payment and payment security related procedures as prepared by the CTU and approved by the Commission.

(2) The Implementing Agency shall ensure smooth transition to the new mechanism and shall take necessary steps to disseminate information and build capacity among the Designated ISTS Customer s and the ISTS Licensees.

## CHAPTER 7: INFORMATION PROCEDURES

16. **Provision of information by Designated ISTS Customers and other constituents.**

(1) On or before the end of the fourth week of November in each Financial Year, each Designated ISTS Customer whose network forms a part of the Basic Network, ISTS licensee and owners of Deemed Inter State transmission systems whose charges are to be recovered from Designated ISTS Customers, shall supply the Implementing Agency with Basic Network details, Yearly Transmission Charge computations, and any other information required by the Implementing Agency to compute the

transmission charges for allocation and apportionment as detailed in the Procedures for provision of information by Designated ISTS Customers and other constituents prepared by NLDC consequent to these Regulations.

(2) On or before the end of the fourth week of November in each Financial Year, each Designated ISTS Customer shall supply the Implementing Agency with its demand or injection forecast for each season of the following Financial Year to enable the Implementing Agency to use such demand and injection forecast as the basis for calculation of the transmission charge and loss allocators for the period.

Provided that, if necessary, the information may be sought by the Implementing Agency at times other than those indicated in regulation 16 (1) and 16 (2).

(3) Data to be submitted by CTU, owners of Deemed Inter State transmission systems and Designated ISTS Customer s whose assets are used in the Basic Network:

(a) **In the first year of implementation**: the entire network data including that used for load flow analysis in the formats prescribed by the Implementing Agency , line-wise / network element-wise Yearly Transmission Charge ;

(b) **In the subsequent years**: data and dates of commissioning of any new transmission asset in the next financial year and their Yearly Transmission Charge approved by the Commission / provisional Yearly Transmission Charge , based on Commission norms in case such Yearly Transmission Charge is not approved by the Commission.

(4) Data to be submitted by Designated ISTS Customers connected to ISTS:

(a) MW and MVAr Data for injection or drawal at various nodes or a group of nodes. This data shall be submitted for peak and other than peak conditions for January 15 (for the block of months from December to February), March 15 (for the month of March), May 15 (for the block of months from April to June), August 31 (for the block of months from July to September), and October 30 (for the block of months from October and November), such that any of these days is not a Weekend/Public Holiday. Such data shall include the power tied in long term contracts and approved medium term open access agreements;

(b) In case any of the above fall on a Weekend/Public Holiday, the data shall be submitted for working days immediately after the dates indicated.

(5) In the first year of the implementation of these regulations, the Designated ISTS Customers and Transmission Licensees shall submit the Injection / Demand data,

network data and Yearly Transmission Charge data to the implementing agency not later than 60 days of the notification of these regulations in formats provided by Implementing Agency ;

(6) In case, large changes in the Point of Connection charges are foreseen on account of the network or its usage undergoing substantial change, the Implementing Agency may file a petition before the Commission, and undertake the revised computations only upon issuance of the Commission's orders in this regard;

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 or nodal transmission charges for the next financial year differentiated by block of months;

(c) Zonal or nodal transmission losses data;

(d) Schedule of charges payable by each constituent for the future Application Period, after undertaking necessary true-up of costs as per these regulations and detailed procedures.

(2) Such information shall be made public by Implementing Agency after undertaking the computations for the Application Period, and upon being approved by the Commission.

(3) To ensure maximum information disclosure, the Implementing Agency shall ensure that the underlying network information and base load flows used are available on its website.

## CHAPTER 8: IMPLEMENTATION ARRANGEMENTS

18. **Implementing Agency.**

(1) Based on the Yearly Transmission Charge, the allocation of the ISTS Charges and Losses shall be allocated by an entity authorised by the Commission for the purpose and shall be designated as the Implementing Agency.

Provided that for the first two years of the notification of these regulations the NLDC shall be the Implementing Agency.

(2) The Implementing Agency shall submit, for approval of the Commission, a detailed procedure along with the data formats for obtaining data from Designated ISTS Customers, ISTS Licensees and non-ISTS Licensees whose assets have been certified by RPCs as being used for inter-state transmission, within 30 days of notification of these regulations for the Implementation of the Point of Connection method, guidelines for which have been detailed in the Annexure - I to these regulations.

(3) The Implementing Agency shall determine the allocation and sharing of transmission charges and losses for each financial year, which may be differentiated on a seasonal basis.

(4) The Implementing Agency shall be reimbursed the expenses incurred for the computation of transmission charges (for the purpose of allocation and apportionment thereof) as per Yearly Transmission Charges approved by the Commission. The software for the implementation of transmission tariffs shall be audited by the Commission before it is commissioned, and thereafter before any changes are made to the software or implementation methodology. The Software shall be made available to Implementing Agency by the Commission;

## CHAPTER 9: MISCELLANEOUS

19. **Savings and Repeal.**

(1) Save as otherwise provided in these regulations, Regulation 33 of the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions of Tariff) Regulations, 2009, Regulation 16(1) and 16(2) of the Central Electricity Regulatory Commission (Open Access in inter-State Transmission) Regulations, 2008 are hereby repealed.

(2) Not withstanding such repeal, anything done or any action taken or purported to have been done or taken under the repealed regulations shall be deemed to have been done or taken under these regulations.

20. **Power to Relax.**

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

21. **Power to Remove Difficulties**

(1) If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission, may by general or special order, direct the Implementing Agency, NLDC, CTU, RLDC, RPC, ISTS Licensees and Designated ISTS Customers, to take suitable action, not being inconsistent with the provisions of the Act, which appears to the Commission to be necessary or expedient for the purpose of removing the difficulties.

(2) The Implementing Agency, NLDC, CTU, RLDC, RPC, ISTS Licensees and Designated ISTS Customers may make an application to the Commission and seek suitable orders to remove any difficulties that may arise in implementation of these Regulations.

(3) Notwithstanding Sub-Regulations (1) and (2), if any difficulty arises in giving effect to the provisions of these Regulations, the Commission may, by general or specific order, make such provisions not inconsistent with the provisions of the Act, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

ALOK KUMAR, Secy.

[ADVT III/4/150/10-Exty.]

**ANNEXURE-1**

# I. PHILOSOPHY OF POINT OF CONNECTION BASED TRANSMISSION PRICING MECHANISM AND SELECTION OF THE HYBRID METHOD

Efficient pricing of a commodity or service needs to reflect the marginal cost of utilization of the underlying resources that are used in the provision of that commodity or service. The 'operational' term here is 'utilization'. The pricing mechanism must therefore be able to capture the utilization, and charge for the resources being utilized.

Utilization of the network is generally determined in terms of either average utilization or marginal utilization of the transmission assets. Pricing of transmission services based on average or marginal utilization of the network branches is known as Average Participation or Marginal Participation method respectively. These two methods have been compared and contrasted in detail in the literature. These methods are discussed in detail below.

## 1.1 MARGINAL PARTICIPATION METHOD

Any usage based methodology tries to identify how much of the power that flows through each of the lines in the system is due to the existence of a certain network user, in order to charge it according to the adopted measure of utilization. To do so, the marginal participation method analyzes how the flows in the grid are modified when minor changes are introduced in the production or consumption of agent *i*. For each of the considered scenarios (for each season) the procedure can be considered as follows:

a. Marginal Participation sensitivities $A_{ij}$ are obtained that represent how the flow in line *j* changes when the injection in bus *i* is increased by 1 MW. The increase in 1 MW has to be compensated by a corresponding increase in load or generation at some other bus or buses – called the slack bus(es).

b. Total participations for each agent are calculated as a product of its net injection by its marginal participation. If net injection is considered positive for generators and negative for demands, the total participation of any agent *i* in line *j* is $A_{ij}(generation_i - demand_i)$.

c. The cost of each line is allocated pro-rata to the different agents according to their total participation in the corresponding line.

## 1.2 AVERAGE PARTICIPATION METHOD

The method of average participation works as follows:

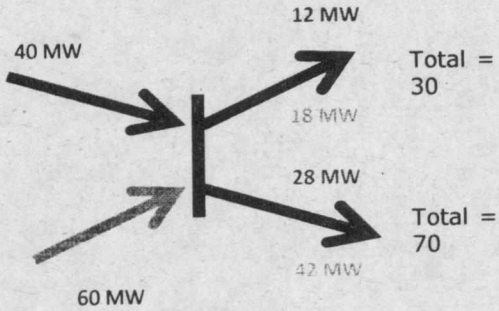
1. For every individual generator *i*, a number of physical paths are constructed, starting at the node where the producer injects the power into the grid, following through the lines as the power moves through the network, and finally reaching several of the loads in the system.

2. Similar calculations are also performed for the demands, tracing upstream the energy consumed by a certain user, from the demand bus until some generators are reached. One such physical path is constructed for every producer and for every demand.

3. In order to create such physical paths, a basic criterion is adopted: A rule allocates responsibility for the costs of actual flows on various lines from sources to sinks according to a simple allocation rule, in which inflows are distributed proportionally between the outflows. The main attractions of tracing are that the rule has some theoretical backing based and does not require the choice of a slack node. The drawbacks of tracing are first that aggregation of users can lead to counterintuitive results: if generation and load or different nodes are aggregated, then they are exposed to different tariffs. Second, the choice of the allocation rule is decisive but apparently arbitrary. An illustrative example of the proportional allocation mechanism is demonstrated in Fig.3 below.

Fig. 3: Average Participation Method

$$30 \times \frac{40}{(60+40)} = 12$$




The average participation method calculates the participation of agent *i* by tracking the influence in the network of a transit between node *i* and several ending nodes that result from the rules that conform the algorithm. In the example above, based on flow in the outgoing lines, the injection of 40MW (through the red line) is allocated to the outgoing lines in the proportion of the transfers from the two outgoing lines. Thus the outgoing line that transfers 30 MW (i.e, 30% of the total transfer out of the bus) is allocated 30% of the 40 MW injection from the red line, i.e., 12 MW. Similar allocations are made for the other flows as well.

### 1.3 REASONS FOR ADOPTION OF THE HYBRID METHOD

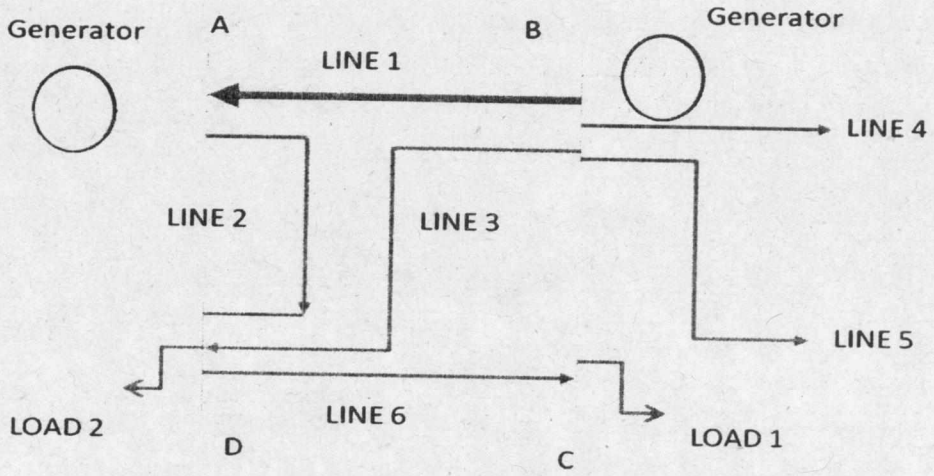
The Marginal Participation method (with slight modifications to the above generic framework) has been implemented in various countries including United Kingdom, Norway (for transmission losses), Brazil, Columbia etc. There is however little international experience in the use of the Average Participation Method. Further in the Indian context the Hybrid Method – where the slack buses are selected by using the Average Participation Method and the burden of transmission charges or losses on each node is computed using the Marginal Participation Method was found appropriate because:

- The nodal transmission access charges in the AP method have a higher variance. A compared to the range of transmission access charges in the Hybrid method (Rs 2.98

– 17.75 lakh / MW), the range in the AP method (Rs. 2.79 – 53.61 lakh / MW) is much higher.

- Further, since Hybrid method takes into account all the incidental flows – which is the reality of interconnected transmission networks – the Hybrid Method captures network utilization much better than the AP method, which simply traces the path of power from the origin to the sink(s) or vice-versa. Because of the ability of the Hybrid method to consider incidental flows, the method captures network 'utilization' better than AP method – which is one of the objectives of the NEP.

To illustrate the above point further, consider the following network and the flows indicated therein:




Under Average Participation Method, tracing from generator at Node-A would lead to the consideration of utilization of Line 2 for load 2 and Line 2 and Line 6 for load 1. However, it can be seen from the above network diagram, that keeping the generation at Node B constant, an increase in generation at Node A is expected to lead to an increase in flow in Line 4, Line 5 and Line 3 (Flow in Line 1 will be from Node B to Node A, as in the base case, but with an increase in generation at Node A, the magnitude of flow will reduce). While the AP Method captures utilization of Line 2 and Line 6, it fails to consider the impact of generation at Node A on Line 4, Line 5 and Line 3. Application of the AP method, in this case, would lead to very low nodal charges at Node A and high Nodal Charges at Node B and hence an inaccurate estimation of line utilization. Application of the MP method, on the other hand, would capture utilization better by attributing some percentage of utilization of Line 3, Line 4 and Line 5 to Node A.

Hybrid Method – a combination of the Average Participation and the Marginal Participation Method, while considering the absorption of power generated at Node A by Load 1 and Load 2 only (as determined using AP method), considers the utilization of Line 3, Line 4 and Line 5 also, as opposed to the consideration of only Line 2 and Line 6, as in the pure AP method.

- The criticism of the MP method that the results are dependent on the choice of the slack bus is obviated because of the revised method of selection of slack buses which is based on the AP method.

## 2. PRICING MECHANISM UNDER SELECTED FRAMEWORK

As discussed in the previous sections, based on the review of the international experience, the literature and the Indian system, the Hybrid method – a hybrid of the Marginal and Average Participation Methods has been found to be most appropriate. The details of the hybrid method are discussed in sections below. Following steps shall be followed in the implementation of the Hybrid Methodology:

1. Data Acquisition
2. Computation of Load Flows on the Basic Network
3. Network Reduction
4. Identification of Slack Node(s)
5. Hybrid Methodology for the determination of transmission charges
6. Hybrid Methodology for the determination of transmission losses
7. Determination of Sharing of YTC and Losses
8. Creation of Zones

### 2.1 DATA ACQUISITION: INPUTS TO THE MODEL

The transmission pricing model requires a set of inputs representative of peak and other than peak conditions in each of the blocks of months as required by the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2010 on the transmission system:

- Nodal generation information
- Nodal demand information
- Transmission circuits between these nodes and their electrical characteristics required for load flow analysis, the associated lengths of these transmission lines and its capacity, Yearly Transmission Charges (YTC) of each line
- Identification of a reference node (s)

#### 2.1.1 NODAL GENERATION / DEMAND INFORMATION

**Data Required for Annual process of determination of transmission charges based on Hybrid Methodology**

The Designated ISTS Customers (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 for peak and other than peak periods for the peak and other than peak periods as defined in these regulations shall be provided to the Implementing Agency by the DICs for the following blocks of months:

- April to June
- July to September
- October to November
- December to February and
- March

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 the Central Electricity Regulatory Commission (Sharing of Inter State Transmission Charges and Losses) Regulations, 2010. The 'typical' dates for which the forecasts will be required by the IA shall be notified by it.

Information provided by the DICs shall be validated by the IA as per the provisions of the Regulations and detailed process notified by IA.

### 2.1.2 NETWORK DATA

CTU, owners of deemed ISTS transmission systems and the DICs whose assets are being considered in the Basic Network shall supply the Network Data for the existing network, in the format desired by the IA. The network data of the proposed network shall be supplied by the CTU. The requirement below has been given in the illustrative PTI format. The data shall inter-alia include:

**(a) Bus Data**

I - Bus number

1 - Load bus

2 - Generator or plant bus

3 - Swing bus

4 - Isolated bus

GL - Shunt conductance, MW at 1.0 per unit voltage

BL - Shunt susceptance, MVAR at 1.0 per unit voltage. (- = reactor)

IA - Area number

VM - Voltage magnitude, per unit

BASKV - Base voltage, KV

ZONE - Zone

**(b) Generator data**

I - Bus number

ID - Machine identifier

PG - MW output

QG - MVAR output

QT - Max MVAR

QB - Min MVAR

VS - Voltage setpoint

IREG - Remote controlled bus index (must be type 1), zero to control own voltage, and must be zero for gen at swing bus

MBASE - Total MVA base of this machine (or machines)

ZR, ZX - Machine impedance, pu on MBASE

RT, XT - Step up transformer impedance, p.u. on MBASE

GTAP - Step up transformer off nominal turns ratio

STAT - Machine status, 1 in service, 0 out of service

RMPCT - Percent of total VARS required to hold voltage at bus IREG to come from bus I - for remote buses controlled by several generators

PT - Max MW

PB - Min MW

**(c) Branch Data**

I - From bus number

J - To bus number

CKT - Circuit identifier (two character)

R - Resistance, per unit

X - Reactance, per unit

B - Total line charging, per unit

RATEA - MVA rating A

RATEB, RATEC - Higher MVA ratings

RATIO - Transformer off nominal turns ratio

ANGLE - Transformer phase shift angle

GI, BI - Line shunt complex admittance for shunt at from end (I) bus, pu.

GJ, BJ - Line shunt complex admittance for shunt at to end (J) bus, pu.

ST - Initial branch status, 1 - in service, 0 - out of service

**(d) Transformer Adjustment Data**

I - From bus number

J - To bus number

CKT - Circuit number

ICONT - Number of bus to control. If different from I or J, sign of ICONT determines control. Positive sign, close to impedance (untapped) bus of transformer. Negative sign, opposite.

RMA - Upper limit of turns ratio or phase shift

RMI - Lower limit of turns ratio or phase shift

VMA - Upper limit of controlled volts, MW or MVAR

VMI - Lower limit of controlled volts, MW or MVAR

STEP - Turns ratio step increment

TABLE - Zero, or number of a transformer impedance correction table 1-5

**(e) Area Interchange Data**

I - Area number (1-100)

ISW - Area interchange slack bus number

PDES - Desired net interchange, MW + = out.

PTOL - Area interchange tolerance, MW

ARNAM - Area name, 8 characters, enclosed in single quotes.

**(f) DC Line Data**

Each DC line has three consecutive records

I,MDC,RDC,SETVL,VSCHD,VCMOD,RCOMP,DELTI,METER

IPR,NBR,ALFMAX,ALFMN,RCR,XCR,EBASR,TRR,TAPR,TPMXR,TPMNR,TSTPR

IPI,NBI,GAMMX,GAMMN,RCI,XCI,EBASI,TRI,TAPI,TPMXI,TPMNI,TSTPI

I - DC Line number

MDC - Control mode 0 - blocked 1 - power 2 - current

RDC - Resistance, ohms

SETVL - Current or power demand

VSCHD - Scheduled compunded DC voltage, KV

VCMOD - Mode switch DC voltage, KV, switch to current control mode below this

RCOMP - Compounding resistance, ohms

DELTI - Current margin, per unit of desired current

METER - Metered end code, R - rectifier I - Inverter

IPR - Rectifier converter bus number

NBR - Number of birdges is series rectifier

ALFMAX - Maximum rectifier firing angle, degrees

ALFMN - Minimum rectifier firing angle, degrees

RCR - Rectifier commutating transformer resistance, per bridge, ohms

XCR - Rectifier commutating transformer reactance, per bridge, ohms

EBASR - Rectifier primary base AC volts, KV

TRR - Rectifier transformer ratio

TAPR - Rectifier tap setting

TPMXR - Maximum rectifier tap setting

TPMNR - Minimum rectifier tap setting

TSTPR - Rectifier tap step

Third record contains inverter quantities corresponding to rectifier quantities above.

**(g) Switch Shunt Data**

I - Bus number

MODSW - Mode 0 - fixed 1 - discrete 2 - continuous

VSWHI - Desired voltage upper limit, per unit

VSWLO - Desired voltage lower limit, per unit

SWREM - Number of remote bus to control. 0 to control own bus.

VDES - Desired voltage setpoint, per unit

BINIT - Initial switched shunt admittance, MVAR at 1.0 per unit volts

N1 - Number of steps for block 1, first 0 is end of blocks

B1 - Admittance increment of block 1 in MVAR at 1.0 per unit volts.

N2, B2, etc, as N1, B1

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 a financial year, the data of the same, along with the earliest COD will be provided to the Implementing Agency by the CTU.

For the determination of the transmission charges based on Hybrid Methodology applicable in the next financial year, all the above data shall be provided to the IA as per the timelines specified by IA.

Overall charges to be allocated among nodes shall be computed by adopting the YTC of each of the lines of the ISTS licensees, and any other non-ISTS line that has been certified by the respective RPCs as being used for interstate transmission. The YTC for such lines shall be based on the YTC of the transmission licensee / SEB as approved by the Appropriate Commission. The YTC of the sub-stations shall be apportioned to the lines emanating from each sub-station as per the provisions of these Regulations. The YTC of the transmission

assets expected to be commissioned in the Application Period would be incorporated by the IA on the basis of provisional approvals or benchmarked capital cost and operating costs as determined using the regulations of the Commission.

## 2.2 COMPUTATION OF LOAD FLOWS ON THE BASIC NETWORK

The IA shall run AC load flow on the Basic Network using the technical data obtained from the DICs, RLDCs and NLDC. The real power generation at the generator nodes in the Basic Network shall be based on the long term / medium contracts 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 long term / medium term contracts 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 all the long term / medium term contracts of the entities connected in the state network. Similarly, the withdrawal at all the nodes owned by the SEB/STU shall be equal to the total long term / medium term contracts 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. The network shall then be reduced as per the guidelines in the following section.

## 2.3 COMPUTATION: REDUCTION OF THE INDIAN GRID

The determination of transmission charges based on Hybrid Methodology is required to be limited to the network owned, operated and maintained by the ISTS Licensees and those transmission licensees / SEBs whose assets have been certified by RPC as being used for interstate transmission. "Neat" truncation of the grid at the interface of the state and the central sector boundaries is not possible because all the assets of PGCIL are not interconnected by their own assets. Preparation of a cogent network therefore requires consideration of state owned lines also. One of the methods of network reduction, viz., network truncation is explained below. However IA may adopt alternative network reduction tools that find smaller but equivalent representations of large networks after due approval of the Commission.

Most of the assets of PGCIL are operated at 400 kV. For the year 2008-09, PGCIL had Rupees 221 Crores (excluding NER) to be recovered from 220 kV assets of the total YTC of Rupees 4959.43 Crores. Most of the 220 kV assets in India are owned by the state utilities. It was, therefore, deemed appropriate by the CEA that the network be truncated at 400 kV level because it would involve minimal use of the state owned lines. The voltage level for the purposes of network truncation may be revised in the subsequent years by the IA after approval by the Commission.

The complete Network shall be truncated at 400 kV level by the Implementing Agency following the following guidelines:

1. The IA shall run AC Load Flow on the two grids – NEW Grid and SR Grid separately till these grids are synchronously integrated.

2. Based on the load flow analysis on the Basic Network, for each 400 kV node (and 132 kV in the NER grid) in the NEW grid (except NER, where the network shall be truncated at 132 kV) and SR grid, the IA shall determine the net power flowing out of each node and power flowing into each node from the power system at lower voltage levels connected to this node, to compute the total injection and / or total withdrawal at each node from the lower voltage power system.

a. All injection from the lower voltage system into 400 kV (in the case of NEW grid except NER and SR grid) and 132 kV in the case of NER grid shall be treated as a generator and vice-versa in the case of net withdrawal, the system below each node shall be replaced by a net demand.

3. The network thus modified will have assets at 400 kV (and upto 132 kV assets in NER) and higher voltages with revised generation and load buses.

4. A truncated network for each grid condition for each season shall be obtained based on the above guidelines.

5. The Implementing Agency shall execute AC load flow on the truncated network and the truncation shall be accepted only when the (1) Slack bus generation, (2) Voltage angles at generation and demand buses closely match with the AC load flow on the full network.

6. The network considered for NER region will however have all the assets from 765 kV to 132 kV.

The truncated network so obtained shall be used for the implementation of the Marginal Participation methodology of transmission pricing.

## 2.4 IDENTIFICATION OF THE SLACK NODES: USING AVERAGE PARTICIPATION METHOD

Rationale for Hybridization of the Marginal Participation and the Average Participation Methods

Due to the Kirchoff's laws, any 1 MW increase in generation (or load) at node *i* has to be compensated by a corresponding increase in load (or generation) at some other node or nodes. Thus the calculation of how much an injection (or withdrawal) at a certain bus affects the flows in the network depends on the choice of the node (s) that responds.

Different choices are possible for this 'slack bus' (the responding node in power systems terminology). In cases of countries like Argentina or Chile, the 'slack node' is near the major load centre. For larger networks, distributed slack nodes can be considered – where the demand (generation) at all / pre-selected nodes responds pro-rata to 1 MW increment in generation (load). For the purposes of the computations in the Indian context distributed slack nodes have been considered. The selection of slack buses influences the final results prominently and therefore is a decision which must not be made arbitrarily.

The method considered here is a hybrid of the marginal and the average participation methods, and is sympathetic with the concerns of those who, in the defense of the interests of their states argue that demand in each state must first be met by the generation within the state and that the mismatches between the state generation and demand will result in export or import flows.

Truncation at the 400 kV level also allows relation of local generation and local demand and obtains a source (or a sink) for the net imports (or exports). In other words, state generators

below 400 kV are primarily linked with state demand and only net imports or exports are linked with external nodes. The external slack bus (es) for each node shall be found as follows:

a. For every node in a particular scenario, Average Participation method will be applied to each generation / load located in the state under consideration. Tracing from load to generator (or from generator to load), a set of generators (or loads) (including those outside the state) and their contribution to the load (generator) is determined for each load (generator) bus.

b. Using the above choice of slack buses for each generator and load bus, marginal participation of each generator and load in each transmission line is computed.

## 2.5 COMPUTATION: HYBRID METHOD FOR THE DETERMINATION OF TRANSMISSION CHARGES

Any usage based methodology attempts to identify how much of power that flows through each of the lines in the system is due to the existence of a certain network user, in order to charge it according to the adopted measure of utilization. To do so, the Hybrid Method analyzes how the flows in the grid are modified when minor changes are introduced in the production (or consumption) of agent *i*, and it assumes that the relationship of the flow through line *j* with the behaviour of the agent *i* can be considered to be linear. For each of the considered blocks of months and peak and other than peak condition, the procedure can be described as follows:

1. Marginal participation sensitivities are obtained that represents how much the flow through each network branch *j* increases when the injection/ withdrawal in a bus is increased by 1 MW. Flow variation in each network branch *j* incurred by 1 MW injection / withdrawal at each bus is computed for each scenario, *e*.

2. Due to the Kirchoff's laws, any 1 MW increase in generation (or load) at node *i* has to be compensated by a corresponding increase in load (or generation) at some other node or nodes (after adjusting for incremental system losses). Thus the calculation of how much an injection (or withdrawal) at a certain bus affects the flows in the network depends on the decision of which is the node that responds, and the answer that is demanded from the method is heavily conditioned by an assumption that it needs as an input. The methodology used for the selection of the distributed slack buses is explained above.

3. Once the flow variation in each line incurred by each agent and for every scenario is obtained, it is possible to compute a seasonal usage index for each network user. This index is computed according to equation given below. It can be seen that only positive increments in the direction of the power flow in the base case are considered. This implies that increments which reduce burden on lines are neither given any credit nor charged for use of the system. This is essentially because of practical reasons where it could be difficult to pay grid connected entities for being connected to the grid. Further, there could be times (with strictly positive chance) when these entities need to use certain network branches along the direction of the main flow, though such times may not be the times which coincide with typical seasonal system peak and

other than peak periods considered in the load flow studies. This is also a standard international practice followed in countries where such pricing mechanisms are used.

The seasonal index (for each block of months) is computed as:

$$U_{e,i,l} = (|F^i_{le}| - |F_{le}|).P_{ie}.$$

$$|F^i_{le}| - |F_{le}| > 0, Sign(F^i_{le}) \text{ is same as } Sign(F_{le})$$

Where,

$U_{eil}$ is the seasonal usage index in line $l$ due to injection / withdrawal at node $i$

$F_{le}$ is the flow in line $l$ under scenario $e$ under base case

$F^i_{le}$ is the flow in line $l$ under scenario e due to injection / withdrawal of 1 MW at node

$P_{ie}$ is power dispatch / demand at bus $i$ under scenario $e$ under base case

4. The revenue requirement of each line is allocated pro-rata to the different agents according to their total participation in the corresponding line.

$$Cost\ Allocated_{eil} = \frac{U_{eil}}{\sum_i U_{eil}} \times C_l$$

Where,

$C_l$ is the Transmission Charge of the line – computed by attributing the Yearly Transmission Charge for the ISTS licensee to each line owned by it and to the block of month under consideration

$\frac{U_{eil}}{\sum_i U_{eil}}$ is the marginal participation factor

The above mechanism is also commonly referred to as the "Point tariff" and has been considered by the CERC in the past as a potential alternative to the regional postage stamp method.

## 2.6 COMPUTATION: HYBRID METHOD FOR THE SHARING OF TRANSMISSION LOSSES

1. In the application of the Marginal Participation Method for the allocation of transmission losses to various nodes in the system, the change in losses in the system (above the base case) because of a incremental injection / withdrawal at each node are computed. The change in overall system losses per unit of injection / withdrawal at each node is termed as the Marginal Loss Factor for that node. The marginal loss factor shall be based on the following formula:

$$Marginal\ Loss\ Factor_i = \frac{\partial\ System\ Losses}{\partial\ Power\ generation / load\ at\ Node\ i} = K_i$$

2. The selection of the slack buses for absorption (supply) of the incremental injection (withdrawal) is done as per the methodology discussed above.

3. The marginal loss factors are multiplied by the generation / demand at these nodes under base case, i.e.

$K_i \times P_i^g$ *for generation nodes*

$K_j \times P_j^d$ *for demand nodes*

Where, $P_i^g$ *is base case generation at node i*

$P_j^d$ *is base case demand at node j*

4. Loss Allocation Factor for generation and demand nodes are computed by:

$$\frac{K_i \times P_i^g}{\sum_i K_i \times P_i^g + \sum_j K_j \times P_j^d} \text{ for generation node } i \text{ and}$$

$$\frac{K_j \times P_j^d}{\sum_i K_i \times P_i^g + \sum_j K_j \times P_j^d} \text{ for demand node } j$$

5. The Loss Allocators computed above are multiplied by the total system losses to allocate losses to each node in the system.

## 2.7 COMPUTATION: DETERMINATION OF SHARING OF YTC AND TRANSMISSION LOSSES

The simulations will be carried out by the IA by using a software duly approved by the CERC.

The following steps shall be followed:

1. Converged AC Load Flow data for the NEW Grid and the SR grid for the truncated network shall be used directly for the implementation of the Hybrid method.
2. Treatment of HVDC lines: Flow on the HVDC line is regulated by power order and hence it remains constant for marginal change in load or generation. Hence, marginal participation of a HVDC line is zero. Thus, MP-method cannot directly recover cost of a HVDC line. Therefore, to evaluate utility of HVDC line for a load or a generator, the following methodology shall be applied:
   a. Step 1: Evaluate the Transmission System charges (of AC network) for all loads and generators corresponding to base case which has all HVDC lines in service.
   b. Step 2: Disconnect the HVDC line and again compute the new flows on the AC system. Hence, evaluate the new transmission system charges (of AC network) for all the loads and generators.
   c. Step 3: Compute the difference between the Nodal Charges (unit – Rs) with and without HVDC line and identify nodes which benefit from the presence of the HVDC lines. Benefit is new (with disconnection) usage cost minus old (with HVDC) cost. If benefit is negative, it is set to zero.

Step 4: The cost of the HVDC line is then allocated to the nodes in proportion of the benefits they derive from its presence as computed above. In the case of SR Grid, which is not synchronously connected with the NEW grid, the 'benefits' shall be computed at nodes which were indicated to have higher transmission usage costs attributed to them 'without' the HVDC line (Talcher- Kolar). When Talcher Kolar link is disconnected, the loads in the SR are reduced proportionately such that net reduction is equal to the power received from the Talchar-Kolar link. Then, new usage costs are worked out. Benefit herein is defined as old cost (base case with injection from Talchar Kolar) minus new usage cost i.e. with link disconnected. If any

HVDC line can be modeled as a load with MW equal to P-order at the sending end and a generator with corresponding MW at the receiving end. A 'without' scenario for a HVDC line, corresponds to disconnecting the corresponding load-generation pair. Sensitivities for these fictitious loads and generators are not computed as they are not to be priced.

3. Using AC load flow, marginal participation factors shall be computed for determination of transmission system utilization due to marginal injection / withdrawal at each generator / demand node.

4. YTC for each line shall be based on the line-wise YTC provided by the Transmission Licensees. Average per km YTC for each voltage level (and line configuration viz., 400 KV D/C twin Moose, 400 kV Quad Moose, 400 kV Quad Bersimis etc.) of the transmission licensee lines shall be applied to the 765 kV, 400 kV, 220 kV and 132 kV lines considered in the network.

5. Hybrid Method shall be applied to system conditions as required by the IA and approved by the CERC. Typically, these conditions will correspond with:

   - April to June
   - July to September
   - October to November
   - December to February and
   - March

   Peak and Other than peak conditions to be used for computations shall be approved by the CERC and notified by the IA for submission of the required data.

6. Annual Average YTC of each line will then be attributed to peak and other than peak periods of each season.

7. The annual average YTC (of each period in each season) of each line is attributed to the total change in flow in each line. Therefore the YTC is allocated to each agent in proportion of the change in the flow in network branch affected by that agent.

8. Transmission charges based on Hybrid Methodology in Rs/MW/Month and Rs/MW/hr at each node in each block of months will be computed.

9. Loss Allocators shall also be computed along with the above simulations and as discussed above.

10. Total losses shall be computed, as per the present methodology, viz.,

    The total net drawal by each utility is subtracted from the sum of net injection of Inter-State Generating Stations (ISGS) and the inter-regional injections to arrive at the losses in MWh.

All loss computations are on a weekly basis from the Special Energy Meters (SEMs) installed at all inter-utility exchange points in the region. A week for the purpose of accounting is from 0000 hours of Monday to 2400 hours of the following Sunday.

11. Using the loss allocators, the losses shall be allocated to each node, as per the detailed procedure to be developed by NLDC under these Regulations.

### 2.8 CREATION OF ZONES AND DETERMINATION OF ZONAL CHARGES AND LOSSES

The proposed mechanism is based on a locational point charge (Rs/MW/month) of (Rs/MW/hr) for each grid connected entity, which entitles it to access the entire network. In practice it is indeed cumbersome from an implementation perspective in view of the large size of the Indian power system. In some instances it may be inappropriate to apply the pricing at each node in the network since certain local peculiarities could distort pricing signals. Hence a logical basis for aggregating the charges in a region into zones is necessary.

The principles of zoning of such charges are articulated in the Regulations.

#### 2.8.1 DETERMINATION OF LOCATIONAL CHARGES IN GENERATION ZONES

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

In case of a generation node, where a generator is physically connected, the transmission access charges for such generators can be recovered from the demand customers who have been allocated capacity of such generators.

As discussed above, truncation of the network at 400 kV level, may in certain instances lead to net injection at nodes which may not have a generator directly connected. Transmission access charges for such generators shall be charged to the states where these nodes are located.

The weighted average transmission access charge for nodes in a zone is the zonal transmission access charge 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 for Summer Peak Condition

| | Power Injection (MW) | Transmission Charge (Rs –Lakh) | Zonal Transmission Charge (Rs Lakh/MW) |
|---|---|---|---|
| PP | 24.08 | 163.98 | 6.99 |
| AA | 107.69 | 825.03 | |
| KK | 160.02 | 1053.05 | |
| ZZ – ZONE | 291.79 | 2042.06 | |

in the above table, the transmission charges based on Hybrid Methodology (in Rs Lakh / MW) to be charged to ZZ zone during the financial year are computed by dividing Rs Lakh (2042.06) by Power Injection (291.79 MW). The per unit weighted average annual access charge is therefore, Rs. 2042.06 divided by 291.79 MW is Rs 6.99 lakh per MW.

These will be updated by the Implementing Agency based on the Network and Load in the Application Period.

### 2.8.2 DETERMINATION OF LOCATIONAL CHARGES IN DEMAND ZONES

While multiple generation zones shall be considered in a state, for each state there shall be a single demand zone. This is essentially because, the interface of the CTU network with the State is usually at either 400 kV or 220 kV nodes which are generally owned by the state transmission utilities. The transmission bills by the CTU are generally raised on the STU or the SEBs where state utilities have not been unbundled. While the nodal charges for access by demand customers will be made available to the State Utilties, the manner of application within the state would be left to the state utilities. This may change when the states implement a 'Point of Connection' based transmission pricing mechanism.

Transmission access charges for demand zones are computed in a manner similar to the transmission access charges for generation zones.

### 2.8.3 DETERMINATION OF LOSSES IN GENERATION ZONES

The loss allocators, computed at the nodal level are indicative of the percentage of losses to be allocated to each node. The total system losses shall be computed as per the existing methodology.

The detailed procedure for determination of losses using the loss allocation factors shall be prepared by the NLDC within 30 days of the notification of these Regulations.

### 2.8.4 DETERMINATION OF LOSSES IN DEMAND ZONES

The loss allocators, computed at the nodal level are indicative of the percentage of losses to be allocated to each node. The total system losses shall be computed as per the existing methodology. The detailed procedure for allocation of losses shall be prepared by NLDC within 30 days of the notification of these regulations.

Printed by the Manager, Government of India Press, Ring Road, Mayapuri, New Delhi-110064
and Published by the Controller of Publications, Delhi-110054.