

वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये

सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर

याचिका

(पुनरीक्षित)

(हिन्दी रूपांतरण)

द्वारा:-

मध्य प्रदेश पॉवर मेनेजमेंट कम्पनी लिमिटेड
शक्ति भवन, रामपुर, विद्युतनगर, जबलपुर



मध्य पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी लिमिटेड
ब्लॉक क्र.-7, शक्ति भवन, रामपुर, विद्युतनगर, जबलपुर



मध्य पूर्व पश्चिम विद्युत वितरण कम्पनी लिमिटेड
बिजली नगर कालोनी, निष्ठा परिसर, गोविन्दपुरा, भोपाल



मध्य पूर्व पश्चिम विद्युत वितरण कम्पनी लिमिटेड
जीपीएच कम्पाऊन्ड, पोलो ग्राउन्ड, इन्दौर



Disclaimer (अस्वीकृति): वित्तीय वर्ष 2019-20 की सकल राजस्व आवश्यकता एवं दर याचिका का यह हिन्दी रूपांतरण हितधारकों की सुलभता के लिये किया गया है। इस रूपांतरण से संबंधित किसी भी विषय के भावार्थ तथा आंकड़ों की सत्यता पर भ्रम अथवा विवाद की स्थिति में आयोग के समक्ष प्रस्तुत की गई मूल अंग्रेजी याचिका ही मान्य होगी।

मध्य प्रदेश विद्युत नियामक आयोग, भोपाल के समक्ष

याचिका क्रमांक.....2019

- (1) म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड,
शक्ति भवन, विद्युत नगर, रामपुर जबलपुरयाचिकाकर्ता
- (2) मध्य प्रदेश पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड,
शक्ति भवन, विद्युत नगर, जबलपुरयाचिकाकर्ता
- (3) मध्य प्रदेश पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड,
जी.पी.एच. कम्पाउन्ड, पोलोग्राउन्ड, इन्दौरयाचिकाकर्ता
- (4) मध्य प्रदेश मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड,
बिजली नगर कालोनी, निष्ठा परिसर, गोविन्दपुरा, भोपालयाचिकाकर्ता

विषय में:-

मध्य प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (वितरण हेतु दर निर्धारण एवं विद्युत की खुदरा आपूर्ति एवं विभिन्न प्रभारों को तय करने के सिद्धान्त एवं विधियां-2015 RG-35 (ii) of 2015) दिनांक 17 दिसम्बर-2015 एवं विद्युत नियामक आयोग द्वारा 30 नवम्बर -2018 को जारी प्रथम संशोधन जो कि एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं.लि. और म.प्र.पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कं.लि. जबलपुर, म.प्र. पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कं.लि. इन्दौर और म.प्र.मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कं.लि.भोपाल हेतु बतौर वितरण कंपनी लाइसेंसी जारी किया गया था) के आधार पर वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए वितरण एवं खुदरा आपूर्ति व्यवसाय के लिए सकल राजस्व आवश्यकता और दर पुनरीक्षित याचिका प्रस्तुत करना।

उपरोक्त याचिकाकर्ता, आदरपूर्वक निम्नानुसार निवेदन करते हैं :-

1. म.प्र. पॉवर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, (यहां और इसके पश्चात याचिकाकर्ता, म.प्र.पॉवर मै.कं.लि., कंपनी या अनुज्ञसिध्धारी के रूप में निरूपित है) का गठन कंपनी अधिनियम 1956 (वर्तमान में कंपनी अधिनियम 2013) के अन्तर्गत हुआ है, जिसका पंजीकृत कार्यालय ब्लाक नं. 15, शक्ति भवन, विद्युत नगर, जबलपुर में स्थित है।
2. म.प्र.पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड (म.प्र.पू.क्षे.वि.कं.लि.) (यहां और इसके बाद 'याचिकाकर्ता', 'म.प्र.पू.क्षे.वि.कं.लि.', 'कम्पनी' या 'अनुज्ञसिध्धारी' के रूप में निरूपित है) का गठन कंपनी अधिनियम 1956 (वर्तमान में कंपनी अधिनियम 2013) के अन्तर्गत हुआ है एवं जिसका

पंजीकृत कार्यालय ब्लाक क्रमांक 7, शक्तिभवन, विद्युत नगर, जबलपुर में स्थित है। याचिकाकर्ता विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 14 में उपबंध पांचवें में निहित प्रावधानों के तहत अनुज्ञासिधारी ‘माना गया’ है। याचिकाकर्ता का विद्युत प्रदाय क्षेत्र मध्य प्रदेश राज्य की जबलपुर, रीवा, सागर तथा शहडोल संभाग हैं।

3. म.प्र.मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड (म.प्र.म.क्षे.वि.वि.कं.लि.) (यहां और इसके बाद ‘याचिकाकर्ता’, ‘म॰प्र॰ म. क्षे॰वि॰वि॰कं.लि॰’, ‘कम्पनी’ या ‘अनुज्ञासिधारी’ के रूप में निरूपित है) का गठन कंपनी अधिनियम 1956 (वर्तमान में कंपनी अधिनियम 2013) के अंतर्गत हुआ है एवं जिसका पंजीकृत कार्यालय निष्ठा परिसर, बिजली नगर कालोनी, गोविन्दपुरा, भोपाल में स्थित है। याचिकाकर्ता विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 14 उपबंध पांचवें में निहित प्रावधानों के तहत अनुज्ञासिधारी ‘माना गया’ है। याचिकाकर्ता का विद्युत प्रदाय क्षेत्र मध्य प्रदेश राज्य की भोपाल, ग्वालियर, होशंगाबाद तथा चंबल संभाग हैं।
4. म.प्र.पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड (म.प्र.प.क्षे.वि.वि.कं.लि.) (यहां और इसके बाद ‘याचिकाकर्ता’, ‘म॰प्र॰प॰क्षे॰वि॰वि॰कं.लि॰’, कम्पनी’ या ‘अनुज्ञासिधारी’ के रूप में निरूपित है) का गठन कंपनी आधिनियम 1956 (वर्तमान में कंपनी अधिनियम 2013) के अंतर्गत हुआ है एवं जिसका पंजीकृत कार्यालय जी.पी.एच.पोलो ग्राउन्ड, इन्दौर म.प्र. में स्थित है। याचिकाकर्ता विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 14 उपबंध पांचवें में निहित प्रावधानों के तहत अनुज्ञासिधारी ‘माना गया’ है। याचिकाकर्ता का विद्युत प्रदाय क्षेत्र मध्य प्रदेश राज्य की इन्दौर तथा उज्जैन संभाग हैं।
5. मध्य प्रदेश शासन (“जी.ओ.एम.पी” या “राज्य शासन”) के आदेश क्रमांक 3679-एफ आर एस-18-13-2002 दिनांक 31 मई 2005, जो कि मध्य प्रदेश राजपत्र दिनांक 31 मई 2005 में प्रकाशित हुआ है, के द्वारा मध्य प्रदेश राज्य विद्युत मण्डल (‘म.प्र.रा.वि.मं. अथवा ‘मण्डल’) के द्वारा किये जाने वाले उत्पादन, पारेषण, वितरण एवं विद्युत के खुदरा प्रदाय के दायित्वों एवं कार्यों को पुर्णगठित कर पांच कम्पनियों को स्वतंत्र रूप से कार्य करने हेतु हस्तांतरित कर दिया है। यह पांच कम्पनियां निम्नानुसार हैः-
 - i. म.प्र. पावर जनरेटिंग कंपनी लिमिटेड, जबलपुर (म.प्र. जेनको)
 - ii. म.प्र. पावर ट्रांसमीशन कंपनी लिमिटेड, जबलपुर (म.प्र. ट्रॉसको)
 - iii. म.प्र. पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड, जबलपुर (म.प्र.पू.क्षे.वि.वि.कं.लि.)
 - iv. म.प्र. पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड, इन्दौर (म.प्र.प.क्षे.वि.वि.कं.लि.)
 - v. म.प्र. मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड, भोपाल (म.प्र.म.क्षे.वि.वि.कं.लि.)

6. उक्त आदेश दिनांक 31/5/2005 के अनुसार 1 जून 2005 से मध्य प्रदेश राज्य विद्युत मण्डल एवं पांचों कंपनियों के बीच स्थापित संचालन एवं प्रबंधन के कारार समाप्त हो गए है। उक्त तिथि से तीनों विद्युत वितरण कंपनियों यथा पूर्व क्षेत्र, पश्चिम क्षेत्र एवं मध्य क्षेत्र ने अपने-अपने अनुज्ञासि क्षेत्र में विद्युत वितरण अनुज्ञासिधारी की हैसियत से स्वतंत्र कार्य संचालन आरम्भ कर दिया है, तथा उक्त तिथि से आदेश में निहित 'नगद प्रवाह तंत्र' (कैश फ्लो मैकेनिज्म) को छोड़कर, वे अब न तो मण्डल की तरफ से और न ही उसके अभिकर्ता के रूप में कार्य कर रही है।
7. मध्य प्रदेश राज्य शासन द्वारा 3 जून 2006 को मध्य प्रदेश विद्युत सुधार अधिनियम 2000 की धारा 23 (उपधारा (1), (2) तथा (3)) तथा धारा 56 की (उपधारा (2)), सहपठित विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 131 की उपधारा (1), (2), (5), (6) तथा (7) में प्रदत्त शक्तियों को प्रयोग में लाते हुए मध्य प्रदेश राज्य विद्युत मण्डल के थोक क्रय एवं थोक विद्युत प्रदाय संबंधी दायित्वों, संपत्तियों, हितों, अधिकारों तथा बाध्यताओं को राज्य सरकार को अंतरित कर निहित कर दिया तथा राज्य सरकार द्वारा उन्हें म. प्र. पावर ट्रेडिंग कंपनी (ट्रेडको) को पुनः अंतरित और पुनः निहित कर दिया गया। तभी से मध्य प्रदेश ट्रेडको द्वारा विद्युत के थोक क्रय तथा तीनों विद्युत वितरण कंपनियों, के विद्युत प्रदाय संबंधी कर्तव्यों का निर्वहन किया गया जिसमें याचिकाकर्ता कम्पनी भी शामिल है। अधिसूचना क्रमांक 3474/एफआरएस/17/तेरह/2002 दिनांक 3 जून 2006 के द्वारा गया "मध्य प्रदेश विद्युत सुधार अंतरण योजना नियम 2006" (अंतरण योजना नियम) अधिसूचित किया।
8. म.प्र.शासन के निर्णयानुसार म.प्र.पॉवर ट्रेडिंग कंपनी लिमिटेड, जबलपुर का नाम बदलकर म.प्र.पॉवर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, किया गया है। म.प्र.पॉवर मैनेजमेंट कंपनी तीनों वितरण कंपनियों, म.प्र.पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड, म.प्र.पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड एवं मध्य प्रदेश मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड, की होलिंडिंग कंपनी है। कुछ कार्यकलाप एवं शक्तियां जो पूर्व में म.प्र.राज्य विद्युत मण्डल को प्राप्त थी, याचिकाकर्ता (म.प्र.पा.मै.कं.लि.) को प्रदान की गई है। रजिस्ट्रार आफ कंपनी म.प्र.के द्वारा नामांतरण के पश्चात इस आशय का प्रमाण पत्र 10.04.2012 को जारी किया गया है।
9. म.प्र.शासन द्वारा म.प्र.पॉवर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड, को वितरण कंपनियों की टैरिफ याचिका एवं उससे संबंधित कार्यवाहियों को आयोग के समक्ष प्रस्तुत करने एवं अन्य गतिविधियों की जिम्मेदारी सौंपी गयी है। उपरोक्त हेतु म.प्र.पॉवर मैनेजमेंट कंपनी लिमिटेड के द्वारा म.प्र.की तीनों वितरण कंपनियों से "प्रबंधन एवं कार्पोरेट कार्यों से संबंधित" अनुबंध किया गया है।
10. 5 जून 2012 को मध्यप्रदेश पावर मैनेजमेंट कम्पनी लिमिटेड ने राज्य की तीनों विद्युत वितरण कम्पनियों से "प्रबंधन एवं कार्पोरेट कार्यों हेतु अनुबंध" पर हस्ताक्षर किया है। इस अनुबंध मे समान

प्रकृति के निम्नलिखित कार्यों हेतु आपसी सहमति व्यक्त की गयी है:-

- नियामक आयोग के विनियम के अनुसार तीनो वितरण कंपनियों से चर्चा कर उनकी विद्युत आवश्यकताओं का आंकलन एवं लम्बी अवधि/ मध्यम अवधि/ लघु अवधि की विद्युत योजना बनाना एवं विद्युत खरीदी की संभावनाओं का पता लगाना।
- म.प्र. सरकार की अधिसूचना के अनुसार एवं भविष्य में इस हेतु प्राप्त होने वाले निर्देशों के अनुरूप खुदरा टैरिफ आदेश के अनुसार तीनो वितरण कंपनियों को विद्युत का आवंटन करना।
- बिजली की आर्थिक, विश्वसनीय एवं लागत प्रभावी लघु एवं मध्यम अवधि खरीदी करना एवं राजस्व बढ़ाने के लिए अतिरिक्त विद्युत, यदि कोई है तो, का विक्रय / बैंकिंग।
- दीर्घकालीन एवं मध्यम अवधि के बिजली खरीदी के अवसर तलाप कर बिजली खरीदी के लिए आपसी खरीदी समझौतों को अंतिम रूप देना।
- म.प्र. पावर मैनेजमेंट क. लि. के खर्चों को तीनो वितरण कंपनियों की विद्युत खरीदी लागत के एक हिस्से के रूप में को शामिल किया गया है।

- उक्त तथ्यों एवं परिस्थितियों के परिपेक्ष्य में याचिकाकर्ता (एम.पी.पॉवर मैनेजमेंट क.लि. एवं तीनो विद्युत वितरण कंपनियां), विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 61 एवं 62 (1) (डी) में निहित प्रावधानों तथा मध्य प्रदेश विद्युत नियामक आयोग द्वारा जारी विनियम में निहित प्रावधानों के तहत् अपने वितरण एवं खुदरा विद्युत प्रदाय व्यवसाय हेतु वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए दर निर्धारण हेतु वर्तमान याचिका प्रस्तुत कर रही है।
- यह प्रस्तुत है कि बहुवर्षीय दर वित वर्ष 2017-18 से 2019-20 के लिए वर्तमान सकल राजस्व आवश्यकता और वित वर्ष 2019-20 के लिए दर याचिका को मानक मापदंडों और खंडों के अनुसार तैयार किया गया है जो टैरिफ विनियम 2015 एवं उक्त विनियम में जारी प्रथम संशोधन के अनुसार है। याचिकाकर्ता ने विभिन्न विधिक और नियामक निर्देशों और लागू होने वाली शर्तों का अनुपालन करने का प्रयास किया है, जिसमें माननीय आयोग द्वारा व्यावसायिक नियमों में दिए गए दिशा-निर्देशों एवं पूर्व सकल राजस्व आवश्यकता और शुल्क आदेशों के आधार पर वास्तविक और उचित मान्यताओं और आंकड़ों की उपलब्धता के अनुसार संभव सीमा तक सम्मिलित किया गया है।
- निवेदन है कि जैसे ही खुदरा दर आदेश प्रभावी होता है, मुक्त अभिगम वाले ग्राहकों के संबंध में प्रति-अनुदान-अधिभार, अतिरिक्त अधिभार, चक्रण प्रभार तथा पारेषण प्रभार को भी अधिसूचित करके दर आदेश की प्रभावी तिथि से ही प्रभावशील किया जावे। अतः प्रार्थना है कि मुक्त अभिगम वाले ग्राहकों के लिए खुदरा दर आदेश के साथ ही वोल्टेज स्तर एवं उपभोक्ता श्रेणीवार प्रति-अनुदान-अधिभार, अतिरिक्त अधिभार, चक्रण प्रभार तथा पारेषण प्रभार के निर्धारण के लिए भी कृपया दृष्टिकोण-पत्र जारी करने का कष्ट करें।
- याचिकाकर्ता ने उपलब्ध जानकारी के आधार पर माननीय आयोग के विनियमों के अनुपालन एवं दायित्वों के निर्वहन में अपनी श्रेष्ठ क्षमताओं तथा उपलब्ध संसाधनों से निष्कपट चेष्टा की है। यथापि यदि कोई महत्वपूर्ण तथ्य/जानकारी निर्धारण प्रक्रिया के दौरान उपलब्ध होती है, तो ऐसी स्थिति में याचिकाकर्ता को यह अतिरिक्त जानकारी दायर करने एवं तदानुसार याचिका को संशोधित

/पुनरीक्षित करने का अधिकार सुरक्षित रखने की अनुमति प्रदान करें।

15. माननीय म.प्र. विद्युत नियामक आयोग ने म.प्र. में वोल्टेज स्तरवार लागत को निर्धारित करने हेतु अपीलीय न्यायाधीकरण (एप्टेल) के निर्णय को संज्ञान में लिया है। हालांकि यह निर्णय वोल्टेज स्तरवार क्रास सब्सिडी अधिभार निकालने के लिए है, न कि उपभोक्ता विद्युत दर हेतु। इस याचिका में याचिकाकर्ताओं द्वारा औसत विद्युत की कीमत के आधार पर उपभोक्ता श्रेणीवार विद्युत दर प्रस्तावित की है, जो कि राष्ट्रीय विद्युत नीति 2016 के अनुरूप है। माननीय आयोग से अनुरोध है कि क्रास सब्सिडी अधिभार की गणना वितरण लाइसेंस धारियों के पास उपलब्ध आंकड़ों के आधार पर, एप्टेल द्वारा सुझाई गई प्रक्रिया अनुसार किया जावे। माननीय आयोग की सलाह से क्रास सब्सिडी, वोल्टेज स्तर एवं उपभोक्ता श्रेणी स्तर की गणना वितरण लाइसेंसधारियों के पास उपलब्ध आंकड़ों के आधार पर एप्टेल द्वारा सुझाई प्रक्रिया अनुसार आयोग द्वारा अनुमोदित किये गये वर्ष 2018-19 के खुदरा विद्युत प्रदाय आदेश के अनुसार किया जाये।
16. याचिकाकर्ताओं ने वित्तीय वर्ष 2013-14 के टू-अप आदेश दिनांक 30.11.2018 के विरुद्ध एक समीक्षा याचिका क्रमांक 14/2019 दायर की है। इसलिए रूपये 3838 करोड़ म.प्र. की विद्युत वितरण कंपनियों के लिए टू-अप अंतराल राशि पर विचार नहीं किया गया है। म.प्र. की विद्युत वितरण कंपनियों के लिए माननीय आयोग ने आदेश दिनांक 21.05.2019 द्वारा रूपये 3919.49 करोड़ की टू-अप राशि की अनुमति दी है, जिसे अब याचिकाकर्ताओं ने पुनरीक्षित याचिका में शामिल किया है।
17. याचिकाकर्ताओं द्वारा सकल राजस्व आवश्यकता का आकलन (ट्रासकों, जेनकों एवं वितरण कंपनियों के टू-अप को सम्मिलित कर) मध्य प्रदेश राज्य हेतु 38163 करोड़, पूर्व क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु 11915 करोड़, मध्य क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु 11644 करोड़ एवं पश्चिम क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु 14604 करोड़ क्रमशः से किया गया हैं जिसमें वित्तीय वर्ष 2019-20 राजस्व अंतर मध्य प्रदेश राज्य हेतु 4098 करोड़, पूर्व क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु 1259 करोड़, मध्य क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु 1296 करोड़, पश्चिम क्षेत्र वि.वि.कं. हेतु 1542 करोड़ हैं। याचिकाताओं के द्वारा किये गये दावों का सारांश तालिका में दर्शाया गया है:-

क्र.	सकल राजस्व आवश्यकता मद	ईकाई	मध्य प्रदेश	पूर्व क्षेत्र	मध्य क्षेत्र	पश्चिम क्षेत्र
1	राजस्व					
2	सकल राजस्व आवश्यकता योग (टू-अप छोड़कर)	करोड़ रु.	33,693	10,693	9,962	13,039
3	चालू राजस्व दर	करोड़ रु.	34,065	10,656	10,348	13,061
4	अन्तर (टू-अप छोड़कर)	करोड़ रु.	(372)	37	(386)	(23)
5	प्रदाय की औसत कीमत (टू-अप छोड़कर)	रु / यूनिट	6.02	6.04	5.96	6.06
	विगत वर्षों में टू-अप का दर पर प्रभाव					
अ	म.प्र ट्रॉसको की टू-अप का प्रभाव वि.व. 2016-17	करोड़ रु.	67	21	20	26
ब	म.प्र जेनको की टू-अप का प्रभाव वि.व. 2016-17	करोड़ रु.	483	144	154	185

स	म.प्र.वि.वित.कंपनी के टू-अप का प्रभाव वि.व. 2013-14	करोड़ रु.	3,919	1,056	1,509	1,354
द	योग सकल राजस्व आवश्यकता (टू- अप सहित)	करोड़ रु.	38,163	11,915	11,644	14,604
ई	योग राजस्व अन्तर (टू- अप सहित)	करोड़ रु.	4,098	1,259	1,296	1,542
फ	विद्युत की औसत लागत (टू-अप सहित)	करोड़ रु.	6.82	6.73	6.96	6.79

18. हालांकि वाणिज्यिक एवं तकनीकी दक्षता में सुधार हेतु सभी संभव प्रयास के बाद भी, वितरण कंपनियाँ खर्चों के वसूली में असमर्थ रहने के कारण वितरण कंपनियाँ वर्तमान टैरिफ में वृद्धि प्रस्तावित करने हेतु मजबूर हैं।
19. याचिकाकर्ता कोयला, तेल एवं गैस आधारित उत्पादन केन्द्रों में ईधन की लागत में वृद्धि या कमी के परिणाम स्वरूप अनियंत्रित लागतों की वसूली / समायोजन के लिए ऊर्जा लागत समायोजन (एफ.सी.ए) का निर्धारण करने की प्रक्रिया को निर्धारित करने के प्रस्ताव को पुनः प्रस्तुत करना चाहेंगे। याचिकाकर्ता पुनः प्रस्तुत करना चाहते हैं कि एफ.सी.ए. की गणना करने की वर्तमान प्रक्रिया में ऊर्जा क्रय लागत की वृद्धि से संबंधित वसूली के संबंध में कोई प्रावधान नहीं है। याचिकाकर्ता यह भी निवेदन करते हैं कि केवल परिवर्तनीय लागतों के स्थान पर औसत ऊर्जा क्रय लागत को गणना के लिये किया जाना चाहिए और इस प्रकार पूर्ण नियत लागत लागतों को उपभोक्ता को स्वीकार्य लागत के रूप में पहुंचाया जाना चाहिये।
20. म.प्र.पा.मै.कं.लि. जबलपुर ने श्री एफ.के. मेश्राम, मुख्य महाप्रबंधक (रेवेन्यू मैनेजमेंट), म.प्र.पू.क्षे.वि.वि..कं.लि. जबलपुर ने श्री गिरधर वासनिक, कार्यपालन अभियंता (वाणिज्य), म.प्र.म.क्षे.वि.वि.कं.लि. भोपाल ने श्री बी.एस खनूजा, अधीक्षण अभियंता (वाणिज्य III), म.प्र.प.क्षे.वि.वि.कं.लि. इन्दौर ने श्री शैलेन्द्र जैन, उप निदेशक (ट्रेक), को कम्पनी की ओर से समस्त दस्तावेजों एवं कार्यवाही निष्पादन हेतु प्राधिकृत किया है। तदानुसार वर्तमान में प्रस्तुत दस्तावेजों का सत्यापन करते हुए उपरोक्त वर्णित अधिकारियों द्वारा हस्ताक्षरित किये गये हैं, जो शपथ पत्र द्वारा समर्पित हैं।

प्रार्थना

उपरोक्त वर्णित तथ्यों एवं परिस्थितियों को ध्यान में रखते हुए याचिकाकर्ता माननीय आयोग से अनुरोध करते हैं कि :-

- (ए) विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 62 के तहत वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिए सकल राजस्व आवश्यकता एवं दायर याचिका को पूर्ण अभिलेख मानते हुए रिकार्ड में स्वीकार करें,
- (बी) वित्तीय वर्ष 2019-20, म.प्र. राज्य हेतु 38,163 करोड़, म.प्र. पूर्व क्षेत्र वि.वि.कं.लि. की रु. 11,915 करोड़, म.प्र. मध्य क्षेत्र वि.वि.कं.लि. की रु. 11,644 करोड़ तथा म.प्र. पश्चिम क्षेत्र वि.वि.कं.लि. की रु. 14,604 करोड़ की सकल राजस्व आवश्यकता को (सभी कंपनियों की टु-अप राशियों को शामिल करते हुए) एवं राजस्व अंतर म.प्र. राज्य हेतु 4098 करोड़, म.प्र. पूर्व क्षेत्र वि.वि.कं.लि. का रु. 1259 करोड़, म.प्र. मध्य क्षेत्र वि.वि.कं.लि. का रु. 1296 करोड़, म.प्र. पश्चिम क्षेत्र वि.वि.कं.लि. का रु. 1542 करोड़ मान्य एवं अनुमोदित करें,
- (सी) माननीय आयोग के आदेश दिनांक 21.05.2019 के द्वारा वित्तीय वर्ष 2013-14 के अन्तर के लिए म.प्र. की वितरण कंपनियों के लिए 3,919.48 करोड़ रुपये माना है।
- (डी) उपरोक्त तथ्यों एवं परिस्थितियों को ध्यान में रखते हुए, न्याय करते हुए, माननीय आयोग, म.प्र.पा.मै.कं.लि. के खर्चों को तीनों विद्युत वितरण कंपनियों की पावर क्रय लागत में शामिल करने की अनुमति प्रदान करें,
- (ई) वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु याचिकाकर्ताओं (वितरण कंपनियों) द्वारा दर वृद्धि का प्रस्ताव कर विचारण करे एवं अनुमोदन प्रदान करें,
- (एफ) वित्तीय वर्ष 2019-20 की सकल राजस्व आवश्यकता के आधार पर मुक्त अभिगम वाले ग्राहकों के संबंध में चक्रण प्रभार, वोल्टेज स्टर एवं उपभोक्ता श्रेणीवार प्रति-अनुदान-अधिभार, अतिरिक्त अधिभार तथा पारेषण प्रभार को भी विचारित एवं निर्धारित कर पुनरीक्षित दर आदेश की प्रभावी तिथि से ही प्रभावशील किये जाने हेतु और अनुमोदन प्रदान करें,
- (जी) इस याचिका में अनचाहे शेष रह गये तथ्यों/गलतियों/कमियों की अनदेखी करते हुए याचिकाकर्ताओं को अंश (अंशों) को जोड़ने /बदलने /सुधार करने/ परिवर्तित करने की एवं पश्चातवर्ती स्थिति में आवश्यक होने पर अन्य प्रस्तुतिकरण अनुमति प्रदान करें,
- (एच) दायर की गई याचिका में वास्तविक रूप से प्रस्तुत तथ्यों को पूर्ण मानते हुए सुनने एवं रिकार्ड में दर्ज करें,
- (आई) तथ्यों एवं परिस्थितियों के अनुसार जैसा कि माननीय आयोग उचित समझे, यथोचित आदेश पारित करने की कृपा करें।

दिनांक – मई-2019

सही/-

(ए.के.मेश्वाम)

मुख्य महाप्रबंधक (रेवेन्यू मैनेजमेंट)

म.प्र.पॉवर.मैनेजमेंट कं.लि.

जबलपुर

सही/-

(गिरधर वासनिक)

महाप्रबंधक (वाणिज्य)

म.प्र.पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कं.लि.

जबलपुर

सही/-

(ए.आर.वर्मा)

अधीक्षण अभियंता (वाणिज्य-III)

म.प्र. मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी लिमि.

भोपाल

सही/-

(शैलेन्द्र जैन)

उप निदेशक (ट्रैक)

म.प्र. पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी लिमि.

इंदौर

TABLE OF CONTENTS

NOTES AND ABBREVIATIONS	13
A1: इस याचिका के विषय वस्तु एवं इस याचिका को तैयार करने हेतु अपनाई गई कार्य पद्धति (कठिनाईयों को सम्मिलित करके).....	14
A2: इस याचिका को दायर करने हेतु विनियामक आवश्यकता.....	16
A3: विक्रयों का आंकलन	17
A4: विद्युत वितरण कंपनी की परिधि पर एवं एक्सबस पर ऊर्जा की आवश्यकता-	63
A5: उपलब्धता का आंकलन	72
A6: विद्युत क्रय की लागत	97
A7: ममैनेजमेंट कंपनी के आय एवं व्यय पावर.प्र.	137
A8: विद्युत वितरण कम्पनियों का संचालन एवं संधारण व्यय:-.....	143
A9: वितरण कम्पनियों की निवेश योजना	146
A10: विद्युत वितरण कंपनियों के व्यय / अन्य आय -	151
A11: वार्षिक राजस्व आवश्यकता.....	164
A12: वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु दर प्रस्ताव	167
A13: ममे विद्युत उपभोक्ताओं के लिए टैरिफ संरचनाओं में सरलीकरण.प्र.....	175
A14: वोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागतें	180
A15: क्रास सम्बिडी अधिभार की गणना.....	186
A16: नेट मीटरीकृत उपभोक्ताओं की बिलिंग के तरीके.....	188
A17: सेवान्त प्रसुविधाओं पेंशन), ग्रेच्युटी एवं अवकाश नगदीकरणका प्रावधान (.....	191
A18: विद्युत क्रय लागत समायोजन (पीपीसीए).....	194
A19: दिशानिर्देशों का अनुपालन-	198
निम्न दाब उपभोक्ताओं हेतु विद्युत दर श्रेणी अनुक्रमणिका	205
निम्नदाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तें :-	223
उच्च दाब उपभोक्ताओं हेतु विद्युत दर श्रेणी अनुक्रमणिका	231
उच्चदाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तें :-	251

तालिका सूची

तालिका 1: ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट).....	19
तालिका 2: एल.व्ही.-1 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट).....	21
तालिका 3: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र.....	22
तालिका 4: पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी हेतु सौभाग्य योजना के अंतर्गत संयोजनों का आकंलन निम्ननानुसार है	22
तालिका 5: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र.....	22
तालिका 6: मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी हेतु सौभाग्य योजना के अंतर्गत संयोजनों का आकंलन निम्ननानुसार है	23
तालिका 7: पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी की विकास दरों का अनुमान.....	23
तालिका 8 : एल.व्ही.-2 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट).....	24
तालिका 9: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र.....	24
तालिका 10: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र.....	25
तालिका 11: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र	25
तालिका 12: एल.व्ही.-3.1 सार्वजनिक जलप्रदाय के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट).....	26
तालिका 13: ऊर्जा विक्रय एल.व्ही. 3.2 श्रेणी हेतु (मि.यू).....	26
तालिका 14: ऊर्जा विक्रय (मि.यू).....	26
तालिका 15: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र.....	27
तालिका 16: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र.....	27
तालिका 17: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र	28
तालिका 18: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र.....	29
तालिका 19: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र.....	29
तालिका 20: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र	30
तालिका 21: एल.व्ही.-4.1 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट).....	31
तालिका 22: एल.व्ही.-4.2 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट).....	31
तालिका 23: ऊर्जा विक्रय (मि. यू)	31
तालिका 24: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र.....	32
तालिका 25: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र	32
तालिका 26: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र	33
तालिका 27: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र.....	34
तालिका 28: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र	34
तालिका 29: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र	35
तालिका 30: एल.व्ही.-5.1 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट).....	36
तालिका 31: अमीटरीकृत अस्थायी कृषि संयोजनों हेतु निर्धारण अनुसार अनुमानित खपत का माहवार विभक्तिकरण निम्नानुसार है :-	37
तालिका 32: अमीटरीकृत स्थायी कृषि संयोजनों हेतु चक्रानुसार आकंलन	37
तालिका 33: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र.....	38
तालिका 34: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र.....	38
तालिका 35: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र	39
तालिका 36: एल.व्ही.-5.2 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट).....	39

तालिका 37: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र.....	40
तालिका 38: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र.....	41
तालिका 39: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र	42
तालिका 40: विक्रय एल.व्ही. 6 श्रेणी हेतु (एम.यू)	43
तालिका 41: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – पूर्व क्षेत्र	43
तालिका 42: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – मध्य क्षेत्र	43
तालिका 43: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – पश्चिम क्षेत्र	44
तालिका 44: एच.व्ही.-1 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)	44
तालिका 45: एच.व्ही.-2 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)	45
तालिका 46: विकास दर प्रतिशत प्रछेपण.....	46
तालिका 47: विकास दर प्रतिशत प्रक्षेपण.....	46
तालिका 48: एच.व्ही.-3 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)	47
तालिका 49: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र	47
तालिका 50: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र	48
तालिका 51: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र	48
तालिका 52: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र	49
तालिका 53: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र.....	50
तालिका 54: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र.....	50
तालिका 55: एच.व्ही.-4 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)	51
तालिका 56: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र	51
तालिका 57: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र	51
तालिका 58: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र.....	52
तालिका 59: एच.व्ही.-5 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)	53
तालिका 60: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र	53
तालिका 61: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र	54
तालिका 62: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र	54
तालिका 63: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र	55
तालिका 64: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र	55
तालिका 65: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र	56
तालिका 66: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र.....	56
तालिका 67: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र.....	57
तालिका 68: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र.....	57
तालिका 69: एच.व्ही.-6 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट).....	58
तालिका 70: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र	58
तालिका 71: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र	58
तालिका 72: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र.....	59
तालिका 73: ग्रिड से सम्बद्ध विद्युत उत्पादकतों हेतु विद्युत की आवश्यकता)मि.यू(.....	59

तालिका 74: विकास प्रतिशत का अनुमानित प्रक्षेपण - पूर्व क्षेत्र	59
तालिका 75: विकास प्रतिशत का अनुमानित प्रक्षेपण - मध्य क्षेत्र.....	60
तालिका 76: विकास प्रतिशत का अनुमानित प्रक्षेपण - पश्चिम क्षेत्र.....	60
तालिका 77: ऊर्जा विक्रय एल.व्ही. 6 श्रेणी हेतु (एम.यू.).....	61
तालिका 78: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – पूर्व क्षेत्र.....	61
तालिका 79: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – मध्य क्षेत्र.....	61
तालिका 80: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – पश्चिम क्षेत्र	62
तालिका 81: माहवार विक्रय प्रालेख	63
तालिका 82: मानक हानि स्तर (%).....	64
तालिका 83: वितरण कंपनी एवं एक्स-बस परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (मि.यू.) - वित्तीय वर्ष 2017-18	66
तालिका 84: वितरण कंपनी एवं एक्स-बस परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (मि.यू.) - वित्तीय वर्ष 2018-19	67
तालिका 85: वितरण कंपनी एवं एक्स-बस परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (मि.यू.) - वित्तीय वर्ष 2019-20	68
तालिका 86: ऊर्जा आवश्यकता - मानक वितरण हानियों पर (मिलियन यूनिट)	70
तालिका 87: ऊर्जा आवश्यकता - वास्तविक वितरण हानियों पर (मिलियन यूनिट)	71
तालिका 88: आने वाले परम्परागत उपकेन्द्र तथा अन्य तकनीकी पैरामीटर	73
तालिका 89: अनुबंधित क्षमता – म.प्र.राज्य (विद्यमान तथा नवीन)	75
तालिका 90: एक्स-बस उपलब्धता (एम.यू.) संयंत्रवार स्नोत.....	79
तालिका 91: वर्ष 2019-20 हेतु माहवार संयंत्रवार विद्युत की उपलब्धता	83
तालिका 92: नवकरणीय क्रय दायित्व (एम.यू.).....	88
तालिका 93: बेक डाउन आफ पावर – पावर स्टेशन	90
तालिका 94: राज्य की सीमा पर आवंटन विवरण	94
तालिका 95: अधिक उपलब्ध विद्युत का प्रबंधन	96
तालिका 96: वर्ष 2019-20 हेतु विद्युत क्रय लागत की कार्यप्रणाली	97
तालिका 97: वर्ष 2019-20 हेतु मैरिट आर्डर डिस्पैच	106
तालिका 98: म.प्र. के लिए विद्युत क्रय लागत	109
तालिका 99: पूर्व क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत	113
तालिका 100: मध्य क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत	117
तालिका 101: पश्चिम क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत	122
तालिका 102: म.प्र. के लिए कुल विद्युत क्रय लागत	128
तालिका 103: पूर्व क्षेत्र के लिये कुल विद्युत क्रय लागत.....	128
तालिका 104: मध्य क्षेत्र के लिये कुल विद्युत क्रय लागत.....	129
तालिका 105: पश्चिम क्षेत्र के लिये कुल विद्युत क्रय लागत.....	129
तालिका 106: अन्तर राज्यीय पारेषण शुल्क (रु. करोड़ में)	130
तालिका 107: अन्तः राज्यीय पारेषण शुल्क राज्य भार प्रेषण तथा अनुषंगी लाभों को शामिल करते हुए	131
तालिका 108: म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी की लागतें और वितरण कंपनीवार आवंटन	132
तालिका 109: कुल विजली खरीद की लागत-	133
तालिका 110: स्नोतवार औसत ऊर्जा खरीद लागत का विवरण :- वित्तीय वर्ष 2017-18.....	135
तालिका 111: पिछले कुछ वित्तीय वर्ष में विजली खरीद लागत का रुज्जान	135
तालिका 112: म.प्र.पावर मैनेजमेंट कं. की लागत (रु. करोड़ में)	137

तालिका 113: अन्य आय (रु. करोड़)	138
तालिका 114: अन्य आय (रु करोड़)	139
तालिका 115: अवमूल्यन	141
तालिका 116: कर्मचारी लागत (रु. करोड़ में)	143
तालिका 117: मान्य महंगाई भत्ता)% (.....	143
तालिका 118: प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय, विनिमय के अनुसार (रु. करोड़ में)	144
तालिका 119: मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय, रेग्युलेशन के अनुसार (रु. करोड़ में)	145
तालिका 120: संचालन एवं संधारण के व्ययों का सारांश विनियमन के अनुसार निम्नानुसार है :-	145
तालिका 121: योजनावार पूंजीगत व्यय (रु. करोड़ में)	146
तालिका 122: योजनावार पूंजीकरण (रु करोड़)	148
तालिका 123: वितरण कंपनीवार पूंजीगत कार्य प्रगति पर (रु. करोड़ में)	149
तालिका 124: स्थाई परिसम्पत्तियों में संयोजन (रु करोड़ में)	150
तालिका 125: विनिमय के अनुसार अवमूल्यन (रु. करोड़ में)	151
तालिका 126: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज- पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी :-	152
तालिका 127: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज- मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी :-....	153
तालिका 128: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज- पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी :-	153
तालिका 129: कार्यशील पूंजी पर ब्याज (रु. करोड़) पूर्व क्षेत्र	154
तालिका 130: कार्यशील पूंजी पर ब्याज (रु. करोड़) मध्यक्षेत्र	155
तालिका 131: कार्यशील पूंजी पर ब्याज (रु. करोड़) पश्चिम क्षेत्र	156
तालिका 132: विनियम के अनुसार वितरण कंपनी वार उपभोक्ता प्रतिभूति निष्केप पर ब्याज	157
तालिका 133: विनियम के अनुसार पूर्व क्षेत्र के अंश पूंजी पर प्रतिलाभ (रु करोड़ में)	158
तालिका 134: इक्विटी पर विनियमन के अनुसार वापसी मध्य क्षेत्र रिटर्न - (करोड़ रूपए).....	158
तालिका 135: इक्विटी पर विनियमन के अनुसार वापसी पश्चिम क्षेत्र - (करोड़ रूपए)	159
तालिका 136: विनियमन के अनुसार डूबन्त एवं संदिग्ध ऋण वितरण कंपनीवार (रु. करोड़ में)	160
तालिका 137: एनेक्सर-1, मीटरिंग एवं अन्य प्रभार	160
तालिका 138: गैर-टैरिफ आय एवं अन्य आय (रु. करोड़ में)	163
तालिका 139: ए.पी.पॉवर मैनेजमेंट क.लि. की वार्षिक राजस्व आवश्यकता का सारांश (रु. करोड़ में)	164
तालिका 140: विनियम के अनुसार सकल राजस्व आवश्यकता का सारांश)रु . करोड़ में)	165
तालिका 141: वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु दर प्रस्ताव का सारांश :-	169
तालिका 142: वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु प्रस्तावित टैरिफ से वितरण कंपनियों की श्रेणीवार राजस्व	169
तालिका 143: म.प्र.राज्य के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना.....	183
तालिका 144: पूर्व क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना	183
तालिका 145: मध्य क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना	184
तालिका 146: पश्चिम क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना.....	185
तालिका 147: वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये अतिरिक्त अधिभार	187
तालिका 148: नेट मीटरीकृत घरेलू उपभोक्ता के लिए अधिकृत भार की गणना.....	188
तालिका 149: वास्तविक मूल्यांकन के अनुसार भविष्य योगदान दायित्व की दर)% (.....	191
तालिका 150: सेवान्त प्रसुविधाओं की गणना का प्रावधान (रु. करोड़ में)	192
तालिका 151: वितरण कंपनियों के लिए सेवान्त प्रसुविधा दायित्व के प्रावधान (रु करोड़ में)	193

NOTES AND ABBREVIATIONS

In this Petition:

- ✓ *All currency figures used in this Petition, unless specifically stated otherwise, are in ₹ Crores.*

Abbreviation	Full Description
ARR	Aggregate Revenue Requirement
APTEL	Appellate Tribunal for Electricity
CERC	Central Electricity Regulatory Commission
CGS	Central Generating Stations
Co-gen	Cogeneration Power Plant
CPP	Captive Power Plant
EA – 2003	The Electricity Act 2003
ERLDC	Eastern Regional Load Dispatch Committee
ERPC	Eastern Regional Power Committee
FY	Financial Year
GFA	Gross Fixed Assets
GoMP	Government of Madhya Pradesh
GoI	Government of India
HT/ HV	High Tension/ High Voltage
IPPs	Independent Power Producers
kV / KVA	Kilo Volt / Kilo Volt Ampere
kW	Kilo Watt
LT/LV	Low Tension/ Low Voltage
MoP	Ministry of Power, Government of India
MPSEB	Madhya Pradesh State Electricity Board
MPERC	Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission
MPMKVVCL	Madhya Pradesh Madhya Kshetra Vidyut Vitran Company Limited
MPPaKVVCL	Madhya Pradesh Paschim Kshetra Vidyut Vitran Company Limited
MPPoKVVCL	Madhya Pradesh Poorv Kshetra Vidyut Vitran Company Limited
MPPMCL	Madhya Pradesh Power Management Company Limited
MPPGCL	Madhya Pradesh Power Generation Company Limited
MPPTCL	Madhya Pradesh Power Transmission Company Limited
MU	Million Units
NCE / NCES	Non-Conventional Energy Sources
PGCIL	Power Grid Corporation India Limited
SSGS	State Sector Generating Stations
SLDC	State Load Dispatch Centre
STOA	Short Term Open Access
TO	Tariff Order
WRLDC	Western Regional Load Dispatch Committee
WRPC	Western Regional Power Committee

A1: इस याचिका के विषय वस्तु एवं इस याचिका को तैयार करने हेतु अपनाई गई कार्य पद्धति (कठिनाईयों को सम्मिलित करके)

The contents of this petition covers in detail basis the actuals of individual elements constituting the ARR for MYT FY 2017-18 to FY 2019-20 & Tariff Proposal for FY 2019-20 based on Tariff Regulations, 2015 and First Amendment issued therein. The following elements have been explained in detail for FY 2017-18 to FY 2019-20:

- (ए) ऊर्जा विक्रिय
- (बी) वितर्ण हानियाँ एवं ऊर्जा आवश्यकता
- (सी) ऊर्जा आवश्यकता की पूर्ती हेतु विभिन्न स्रोतों से विद्युत क्रय
- (डी) अन्य आय की गणना
 - i. संचालन एवं संधारण व्यय
 - ii. निवेश योजना
 - iii. अवमूलयन
 - iv. बयाज एवं वित्त प्रभार
 - v. कार्यशील पूँजी पर ब्याज
 - vi. सुरक्षा जमा पर ब्याज
 - vii. पूँजी पर प्रतिलाभ
 - viii. संदिग्ध क्रृण
 - ix. एमपीपीएमसीएल लागत/आय
 - x. अन्य खर्चेयदि क ,ोई
 - xi. अन्य आय एवं नॉन टैरिफ आय
- (ई) सकल राजस्व आवश्यकता की गणना
- (एफ) संग्रहण किये जाने वाले श्रेणीवार राजस्व जैसे की गणना
- (जी) राजस्व प्राप्ति एवं लागतों के अंतर घाटेअतिशेष की गणना/
- (एच) वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये दर प्रस्ताव
- (आई) दर प्रस्ताव का सरलीकरण
- (जे) वोल्टेजवार विद्युत प्रदाय की लागत
- (के) चक्रण प्रभारोंक्रॉस सबसिडी अधिभार एवं अतिरिक्त अधिभार ,
- (एल) ईधन प्रभार समायोजन प्रभार
- (एम) ईधन प्रभार का समायोजन
- (एन) दिशानिर्देशों का अनुपालन-

अपनाई गई कार्यप्रणाली

1.1.1 याचिकाकर्ता यहां एम.वाय.टी. अवधि वित्तीय वर्ष 2017-18 से वित्तीय वर्ष 2019-20 तक के लिए सकल राजस्व आवश्यकता एवं वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु दर याचिका वास्तविक एवं उचित अनुमानों एवं आंकड़ों की उपलब्धता की कठिनाई को ध्यान में रखते हुए विद्युत अधिनियम 2003 एवं दर विनियमन 2015 के अन्तर्गत प्रस्तुत कर रहे हैं। यह याचिकाकर्ताओं द्वारा प्रक्षेपित खर्चों

एवं प्राप्त होने वाले अनुमानित राजस्व अप्रैल 2018 से मार्च-2019 के अन्तर की राशि पर आधारित है। याचिकाकर्ता इस याचिका में माननीय आयोग से निवेदन करते हैं कि एम.वाय.टी. अवधि 2017-18 से वित्तीय वर्ष 2019-20 की सकल राजस्व आवश्यकता एवं 2019-20 हेतु प्रस्तावित दरों को अनुज्ञय करने का निवेदन करते हैं।

1.1.2 संदर्भ हेतु

- FY 2017-18 or FY 18 is from 01st April 17 to 31st March 18 (Provisional)
- FY 2018-19 or FY 19 is from 01st April 18 to 31st March 19 (Re-Estimate)
- FY 2019-20 or FY 20 is from 01st April 19 to 31st March 20 (Projected)

A2: इस याचिका को दायर करने हेतु विनियामक आवश्यकता

2.1 **Regulations**

This petition has been prepared based on the provisions of following regulation notified by the Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission:

“The Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff for Distribution and Retail Supply of Electricity and Methods and Principles of Fixation of Charges) Regulations, 2015 (RG-35 (II) of 2015) dated 17th December 2015” (Hereinafter referred to as “Tariff Regulations, 2015) – Applicable from FY 2016-17 to FY 2018-19;

“Madhya Pradesh Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Determination of Tariff for Supply and Wheeling of Electricity and Methods and Principles for Fixation of Charges) Regulations, 2015 (First Amendment) Regulations, 2015 dated 30th November 2018” (Hereinafter referred to as “First Amendment of Tariff Regulations, 2015) – Applicable for FY 2019-20;

A3: विक्रयों का आंकलन

3.1 विक्रयों के आँकलन हेतु अपनाई गई विधि

- 3.1.1 विक्रय के प्रक्षेपण के उद्देश्य से, वितरण अनुज्ञसिधारियों ने विगत चार वर्षों यथा वित्तीय वर्ष 2014-15, वि.वर्ष 2015-16, वि.वर्ष 2016-17 एवं वित्तीय वर्ष 2017-18 और 2018-19 के माह जुलाई-2018 तक के उपलब्ध विद्युत के विक्रय, उपभोक्ताओं की संख्या, संयोजित/संविदा भार आदि के श्रेणीवार तथा खण्डवार वास्तविक आँकड़ों पर विचार किया है।
- 3.1.2 अनुज्ञसिधारियों ने विगत वित्तीय वर्ष 2018-9 के लिए याचिका दायर करते समय वित्तीय वर्ष 2016-7 के वास्तविक आंकड़ों के आधार पर विक्रयों का प्रक्षेपण किया था। अब चूंकि वित्तीय वर्ष 2017-18 के वास्तविक आंकड़े उपलब्ध हैं, और यह देखा गया है कि वित्तीय वर्ष 2017-8 में अनुज्ञसिधारी द्वारा किये गये विक्रयों के पूर्वानुमानित प्रक्षेपणों तथा जिन्हें माननीय आयोग द्वारा पिछली याचिकाओं के दौरान अनुमोदित किया गया था, से वास्तविक विक्रयों में उल्लेखनीय विचलन हुआ है एवं विशेषकर ग्रामीण क्षेत्रों में चालू वर्ष के दौरान विद्युत प्रदाय के घंटों में वृद्धि को दृष्टिगत रखते हुए, अनुज्ञसिधारी यह आवश्यक समझते हैं कि वित्तीय वर्ष 2018-9 के विक्रय पूर्वानुमानों को पुनरीक्षित करना एवं तत्पश्चात् वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु विक्रय का प्रक्षेपण करना उचित होगा।
- 3.1.3 वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु विक्रय का प्रक्षेपण विगत 04 वर्षों की वास्तविक खपत एवं वित्तीय वर्ष 2018-19 के पुनरीक्षित अनुमान के तहत उपभोक्ताओं की संख्या, संयोजित भार एवं खपत के वास्तविक आंकड़ों के आधार पर प्रस्तुत किया गया है।
- 3.1.4 तीनों वितरण कंपनियों द्वारा नगरीय एवं ग्रामीण उपभोक्ताओं की प्रत्येक श्रेणी एवं उनकी उप-श्रेणी के लिए पृथकपृथक-, को (आर.जी.ए.सी) वर्ष के संयुक्त चक्रवृद्धि विकास दरों 2 वर्ष एवं 3 विश्लेषण का आधार बनाया गया है। आंकड़ों के विश्लेषण के पश्चात्, पिछली चक्रवृद्धि विकास दरों से भावी उपभोक्ता के पूर्वानुमानों के लिए श्रेणी श्रेणी हेतु यथोचित वि-उप /कास दरे परिकल्पित की गई है।

विगत वित्तीय वर्षों की चक्रवृद्धि विकास दरों का जो प्रति उपभोक्ता प्रति किलो वॉट विक्रय एवं सम्बद्ध भार को प्रयोग करते हुए प्रत्येक श्रेणीकी सम्बद्ध भार एवं श्रेणी में विक्रय का उपश्रेणी/ पूर्वानुमान किया गया है। विशिष्ट खपत तथा खपत प्रति उपभोक्ता औरअथवा खपत प्रति / किलोवॉट जो मूलभूत पूर्वानुमान समंक हैं, का उपयोग भार एवं विद्युत विक्रय के पूर्वानुमान हेतु किया जाता है। इस मांडल का उपयोग करने का मूल कारण यह है कि इस आधार से प्रति उपभोक्ता विशिष्ट खपत एवं प्रति इकाई भार खपत का उपयोग कर एक निश्चित विकास चक्र में विद्युत के उपयोग की प्रवृत्ति एवं परिवर्तनों का सूक्ष्मता से अध्ययन किया जा सकता है। इस विधि

को सीअनुशंसित किया गया है। द्वारा भी .ए.ई. प्रधेपण हेतु तीनों वितरण कंपनियों की प्रत्येक श्रेणी के लिए प्रासंगिक मान्यताओं की आगे के खण्डों में चर्चा की गई है। सकल विक्रय का पूर्वानुमान निम्नानुसार है:-

तालिका 1: उर्जा वित्रय (मिलियन यूनिट)

टीसी	श्रेणी	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
		वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)
एलव्ही-1	बरेलू	4,170	4,967	5,780	3,790	4,904	5,455	3,831	4,210	4,472	11,792	14,081	15,707
एलव्ही-2	गैर बरेलू	967	1,026	1,212	885	936	1,011	1,035	1,115	1,214	2,888	3,076	3,437
एलव्ही-3	सार्वजनिक जल प्रदाय तथा पथ प्रकाश	428	432	441	346	348	368	436	465	506	1,209	1,246	1,315
एलव्ही-4	निम्नदाब औद्योगिक	354	401	451	273	322	355	585	618	645	1,212	1,340	1,451
एलव्ही-5.1	कृषि सिन्चाई पम्प	5,084	5,815	6,197	4,609	5,368	5,596	8,355	9,311	9,531	18,049	20,494	21,323
एलव्ही-5.2	कृषि संबंधी उपयोग	5	5	6	4	5	5	1	2	2	11	12	13
एलव्ही 6	निम्नदाब विद्युत चलित वाहन	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	3	3
	योग (निम्नदाब)	11,009	12,647	14,088	9,909	11,883	12,791	14,244	15,722	16,371	35,161	40,252	43,250
एचव्ही-1	रेलवे कार्यण	0	0	55	0	0	55	0	0	0	0	0	111
एचव्ही-2	कोयला खदाने	453	463	468	26	27	27	0	0	0	480	490	495
एचव्ही-3.1	औद्योगिक	2,008	1,569	1,701	2,539	2,469	2,674	2,384	2,571	2,729	6,959	6,608	7,104
एचव्ही-3.2	गैर औद्योगिक	241	256	273	390	405	427	398	418	444	1,029	1,079	1,145
एचव्ही-3.3	शोर्पिंग माल	8	9	10	20	24	24	50	65	71	78	98	104
एचव्ही-3.4	पोवर इंटेंसिव इंडस्ट्री	92	651	691	28	309	309	900	1029	1112	1,020	1,989	2,112
एचव्ही-4	मौसमी	8	8	8	2	2	2	12	13	13	22	22	23
एचव्ही-5.1	सार्वजनिक जल प्रदाय एवं सिंचाई कार्य	87	98	110	196	218	241	416	456	478	699	772	828
एचव्ही-5.1	सिंचाई कार्य	9	9	9	4	5	5	153	197	226	166	210	240
एचव्ही-5.2	अन्य कृषि	14	15	17	7	8	8	8	9	10	30	32	35
एचव्ही-6	थोक रहवासी उपयोगकर्ता	265	265	268	155	155	157	31	32	451	452	457	
एचव्ही-7	स्टार्टअप पावर	1	1	1	1	1	2	12	17	19	14	20	22
एचव्ही- 8	उच्चदाब विद्युत चलित वाहन	0	2	2	0	3	3	0	3	3	0	8	9
	योग (उच्चदाब)	3,094	3,346	3,614	3,368	3,625	3,934	4,364	4,810	5,138	10,826	11,781	12,686
	कुल योग निम्नदाब + उच्चदाब	14,103	15,993	17,701	13,276	15,508	16,725	18,608	20,532	21,509	45,987	52,033	55,936

3.2 श्रेणीवार विक्रय का प्रक्षेपण

याचिकाकर्ता एतद द्वारा वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए श्रेणीवार विक्रयों के प्रक्षेपण हेतु अपनाई गई विधि विस्तार से समझा रहें हैं:

3.2.1 एल-व्ही.1: घरेलू

3.2.1.1 अमीटरीकृत घरेलू विक्रयों के भावी प्रक्षेपणों हेतु अनुमान

शहरी क्षेत्र के अमीटरीकृत घरेलू उपभोक्ताओं के संबंध में याचिका में निरंक यूनिट का प्रक्षेपण किया गया है। (इन क्षेत्रों में समस्त उपभोक्ताओं के संयोजन मीटरीकृत कर दिये गये हैं)

3.2.1.2 प्रधान मंत्री सहज बिजली हर घर योजना

प्रधान मंत्री सहज बिजली हर घर योजना (सौभाग्य योजना) में अक्टूबर 2018 तक 19.42 लाख अतिरिक्त घरेलू परिवारों का विद्युत वितरण कंपनियों ने संयोजित किया है। अतः वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिये पुनरीक्षित आंकलन एवं वित्तीय वर्ष 2019-20 के प्रक्षेपण की गणना के लिये सामान्य वृद्धि के अलावा सौभाग्य योजना के अन्तर्गत आने वाले अतिरिक्त संयोजनों पर भी विचार किया गया है।

सौभाग्य योजना के अन्तर्गत जुड़ने वाले नवीन संयोजनों के आगमन मासिक आधार पर माना गया है, जहाँ गणना यथानुपात सीधी-रेखा के आधार किया गयी है जैसे कि एक वर्ष का उपभोक्ता लक्ष्य वर्ष के अंदर मासिक समान संख्या में जुड़ना माना गया है।

3.2.1.3 उपभोक्ताओं में वृद्धि के गुणन के पश्चात प्रक्षेपन निम्नानुसार निकाला गया है:

तालिका 2: एल.व्ही.-1 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

क्षेत्र	उप श्रेणी	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
		वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)
शहरी	मीटरीकृत	1,918	2,134	2,374	2,573	3,161	3,539	2,308	2,509	2,687	6,799	7,804	8,600
शहरी	अमीटरीकृत	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
शहरी	अस्थाई	15	19	21	17	18	18	25	25	25	57	62	64
शहरी	योग	1,934	2,153	2,395	2,590	3,179	3,558	2,332	2,533	2,712	6,856	7,866	8,664
ग्रामीण	मीटरीकृत	1,968	2,336	2,772	1,046	1,190	1,322	1,492	1,660	1,743	4,506	5,187	5,838
ग्रामीण	अमीटरीकृत	266	474	610	153	531	571	3	13	13	422	1,018	1,194
ग्रामीण	अस्थाई	3	3	3	2	4	4	4	4	4	8	11	11
ग्रामीण	योग	2,237	2,813	3,385	1,200	1,725	1,898	1,499	1,677	1,760	4,936	6,215	7,043
योग	मीटरीकृत	3,886	4,470	5,146	3,618	4,352	4,862	3,800	4,169	4,430	11,305	12,991	14,438
योग	अमीटरीकृत	266	474	610	154	531	571	3	13	13	423	1,018	1,194
योग	अस्थाई	18	22	24	18	22	22	28	28	28	65	72	75
योग	योग	4,170	4,967	5,780	3,790	4,904	5,455	3,831	4,210	4,472	11,792	14,081	15,707

3.2.1.4 पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कं

इस श्रेणी में वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु विकास दरों का अनुमान निम्नानुसार दर्शाया है :-

तालिका 3: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
मीटरीकृत	उपभोक्ता	4.77 %	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।	10.00%	सामान्य विकास दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.16	कोई विकास दर नही मानी गयी है।	0.36	कोई विकास दर नही मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	6.17%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।	7.89%	दो वर्षीय विकास दर मानी गई हैं।
अमीटरीकृत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नही मानी गयी है। कोई विकास दर नही मानी गयी है। कोई विकास दर नही मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नही मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.01		0.22	कोई विकास दर नही मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00%	कोई विकास दर नही मानी गयी है।
अस्थायी	उपभोक्ता	9.08%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।	3.28%	सामान्य विकास दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.47	कोई विकास दर नही मानी गयी है।	1.44	कोई विकास दर नही मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नही मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नही मानी गयी है।

3.2.1.5 अग्रिम, सौभाग्य योजना के अन्तर्गत किये गये संयोजन निम्नानुसार है:

तालिका 4: पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी हेतु सौभाग्य योजना के अंतर्गत संयोजनों का आकंलन निम्नानुसार है

वर्ष	2019-20	
	शहरी	ग्रामीण
लक्ष्य (उपभोक्ताओं की संख्या)	0	446835
खपत की गई युनिट (मि.यू)	0	145.22

* सौभाग्य योजना में शामिल ग्रामीण क्षेत्र के उपभोक्ताओं हेतु प्रति उपभोक्ता 200 वॉट भार मानकर 50 यूनिट प्रतिमाह खपत मानी गयी है।

3.2.1.6 मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कं.

इस श्रेणी में वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु विकास दरों का अनुमान निम्नानुसार दर्शाया

तालिका 5: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
मीटरीकृत	उपभोक्ता	5.00%	सामान्य विकास दर मानी गयी है।	5.22%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.52	कोई विकास दर नही मानी गयी है।	0.55	कोई विकास दर नही मानी गयी है।

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
अमीटरीकृत	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	6.64%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।	5.56%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।
	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.18	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.29	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
अस्थायी	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	13.76 %	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.41	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	2.88	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.1.7 सौभाग्य योजना अन्तर्गत आंकलित किये गये संयोजन निम्नानुसार है:

तालिका 6: मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी हेतु सौभाग्य योजना के अन्तर्गत संयोजनों का आकलन निम्ननानुसार है

वर्ष	2019-20	
	शहरी	ग्रामीण
लक्ष्य (उपभोक्ताओं की संख्या)	0	157046
खपत की गई यूनिट (मि.यू.)	0	58.89

*डीवाट भार 200 वाय एवं सौभाग्य योजनाओं में शामिल ग्रामीण क्षेत्र के उपभोक्ताओं हेतु प्रति उपभोक्ता.व्वी.जी.जी.आर/वाय.जे.जी.यू.डी.एस.डी.पी.यूनिट प्रतिमाह खपत मानी गई है। शहरी क्षेत्र हेतु सौभाग्य योजना एवं आई 50 मान कर, योजना में उपभोगता का संयोजित भार एवं खपत शहरी क्षेत्रों के मीटरीकृत उपभोक्ताओं के अनुसार 50 यूनिट प्रतिमाह लिया गया है।

3.2.1.8 पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंलि.लि.

इस श्रेणी में वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु विकास दरों का अनुमान निम्नानुसार दर्शाया है:-

तालिका 7: पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी की विकास दरों का अनुमान

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
मीटरीकृत	उपभोक्ता	5.00%	सामान्य विकास दर मानी गयी है।	5.00 %	सामान्य विकास दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.48	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.71	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	2.00%	सामान्य विकास दर मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
अमीटरीकृत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.00	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.29	
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	
अस्थायी	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं	0.00%	कोई विकास दर नहीं

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.90	मानी गयी है। कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।		मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	1.87	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	
			0.00%		

3.2.1.9 पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी में सौभाग्य योजना में दिये गये कनेक्शनों को आर-15 में सम्मिलित कर लिया गया है। इसलिए कोई अतिरिक्त प्रभाव अलग से नहीं दर्शाया गया है।

3.2.2 एल.व्ही-2: गैर घरेलू

वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये भावी प्रक्षेपण निम्नानुसार है:-

तालिका 8 : एल.व्ही.-2 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

उप श्रेणी	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
	वि.वर्ष -18 (आर.ई.)	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष -20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष -18 (आर.ई.)	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष -20 (प्रक्षेपित)
मीटरीकृत	941	996	1,179	843	892	966	993	1,067	1,161	2,777	2,955	3,307
अस्थाई	26	30	33	42	44	45	43	48	53	111	122	130
योग	967	1,026	1,212	885	936	1,011	1,035	1,115	1,214	2,888	3,076	3,437

3.2.2.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं

तालिका 9: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
मीटरीकृत	उपभोक्ता	4.71%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।	16.33%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	3.78%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	2.53%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	5.00%	सामान्य विकास दर मानी गयी है।	8.58%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
अस्थाई	उपभोक्ता	2.84%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	16.62%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.2.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं:-

तालिका 10: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
मीटरीकृत	उपभोक्ता	3.50%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	5.16 %	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	3.62%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	4.77%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	4.13%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।	8.74%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।
अस्थाई	उपभोक्ता	1.97 %	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	21.88%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.2.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं:-

तालिका 11: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
मीटरीकृत	उपभोक्ता	3.587%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	8.93%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	4.16%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	2.08%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	1.61%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
अस्थाई	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	15.15%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	3.85%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	6.14%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.3 एल.-व्ही.3.1 सार्वजनिक जलप्रदाय एवं पथ प्रकाश

वित्तीय वर्ष 2018 एवं 2019 के प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

तालिका 12: एल.व्ही.-3.1 सार्वजनिक जलप्रदाय के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

उप श्रेणी	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी		मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी		पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी		म.प्र.राज्य	
	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)
नगर निगम	47	49	92	92	45	47	184	188
नगर पंचायत	59	59	80	80	55	58	195	198
ग्राम पंचायत	173	173	64	64	170	186	406	423
अस्थायी	5	5	4	6	4	5	13	16
योग	284	285	240	243	275	297	799	825

वित्तीय वर्ष 2018 एवं 2019 के लिए पथ प्रकाश हेतु प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

तालिका 13: ऊर्जा विक्रय एल.व्ही. 3.2 श्रेणी हेतु (मि.यू)

उप श्रेणी	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी		मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी		पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी		म.प्र.राज्य	
	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)
नगर निगम	57	60	51	51	60	64	168	176
नगर पंचायत	60	60	48	48	45	48	153	155
ग्राम पंचायत	27	27	7	7	56	57	89	90
योग	144	147	106	106	161	168	410	421

याचिकाकर्ताओं ने वित्तीय वर्ष 2020 में एल.व्ही. 3.1 एवं एल.व्ही. 3.2 को एक श्रेणी एल.व्ही. 3 सार्वजनिक जल प्रदाय एवं पथ प्रकाश में सम्मिलित करने हेतु प्रस्तावित किया है। संयुक्त श्रेणी में विक्रय के प्रक्षेपण हेतु यूनिट के विकास प्रक्षेपण हेतु दोनों श्रेणियों में अलग-अलग लिया गया है। तत्पश्चात दोनों श्रेणियों के विक्रय को एक श्रेणी में शामिल किया है, जिसका प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

तालिका 14: ऊर्जा विक्रय (मि.यू)

उप श्रेणी	वित्तीय वर्ष 2020 (प्रक्षेपण)			
	पूर्व क्षेत्र वि.वि.कं.	मध्य क्षेत्र वि.वि.कं.	पश्चिम क्षेत्र वि.वि.कं.	मध्य प्रदेश राज्य
नगर निगम / नगर पंचायत / ग्राम पंचायत	437	361	502	1299
अस्थायी	5	7	5	17
योग	442	368	507	1316

3.2.3.1 सार्वजनिक जल प्रदाय

3.2.3.1.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं:

तालिका 15: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
नगर निगम	उपभोक्ता	2.62%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	7.44%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
नगर पंचायत	उपभोक्ता	4.01%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	4.24%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	4.83%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
ग्राम पंचायत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	6.87%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	7.79%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	4.23%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
अस्थाई	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	16.34%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%		0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.3.1.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं

तालिका 16: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
नगर निगम	उपभोक्ता	1.83%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.02%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	1.62%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
नगर पंचायत	उपभोक्ता	8.29%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.53%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.94%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	7.79%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
ग्राम पंचायत	उपभोक्ता	8.38%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	6.40%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	6.74%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	5.94%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
अस्थाई	उपभोक्ता	5.11%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	41.00%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.3.1.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं

तालिका 17: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
नगर निगम	उपभोक्ता	2.25%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	7.27%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	2.94%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	1.19%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
नगर पंचायत	उपभोक्ता	5.33%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.33%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	4.72%	2 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
ग्राम पंचायत	उपभोक्ता	6.61%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	7.84%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.70%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	2.80%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	8.60%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
अस्थाई	उपभोक्ता	6.84%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	4.22%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.3.2 एल - व्ही.3.2 पथ प्रकाश

3.2.3.2.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं

तालिका 18: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
नगर निगम	उपभोक्ता	8.16%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	8.74%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	11.03%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	29.62%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
नगर पंचायत	उपभोक्ता	3.08%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	19.06%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	2.93%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	17.15%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	3.44%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	12.39%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
ग्राम पंचायत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.83%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	9.55%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	13.19%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.3.2.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं

तालिका 19: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
नगर निगम	उपभोक्ता	6.64%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
नगर पंचायत	उपभोक्ता	3.05%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	29.40%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	4.45%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	28.26%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
ग्राम पंचायत	उपभोक्ता	17.70%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	22.91%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.3.2.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं

तालिका 20: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
नगर निगम	उपभोक्ता	8.78%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
नगर पंचायत	उपभोक्ता	9.52%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	3.44%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
ग्राम पंचायत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	2.09%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	5.40%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	1.96%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	15.28%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.4 एल.व्ही. 4 औद्योगिक

वित्तीय वर्ष 2018 एवं 2019 के लिए एल.व्ही. 4.1 गैर मौसमी औद्योगिक के प्रक्षेपण निम्नानुसार

है:-

तालिका 21: एल.व्ही.-4.1 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

उप श्रेणी	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी		मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी		पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी		म.प्र. राज्य	
	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष - 19 (आर.ई)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष - 19 (आर.ई)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष - 19 (आर.ई)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष - 19 (आर.ई)
25 अश्व शक्ति तक	194	211	148	168	245	255	587	635
25 अश्व शक्ति से अधिक 100 अश्व शक्ति तक	111	122	103	118	233	244	447	484
100 अश्व शक्ति से अधिक	42	57	20	30	99	111	161	197
अस्थाई	6	9	1	2	1	2	8	13
योग	353	399	272	318	579	612	1,203	1,329

वित्तीय वर्ष 2018 एवं 2019 के लिए एल.व्ही. 4.1 मौसमी औद्योगिक के प्रक्षेपण निम्नानुसार है:-

तालिका 22: एल.व्ही.-4.2 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

उप श्रेणी	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी		मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी		पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी		म.प्र. राज्य	
	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष - 19 (आर.ई)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष - 19 (आर.ई)	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष - 19 (आर.ई)	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष - 19 (आर.ई)
25 अश्व शक्ति तक	0.12	0.15	0.43	0.56	2.88	3.16	3.43	3.87
25 अश्व शक्ति से अधिक 100 अश्व शक्ति तक	0.79	0.79	1.24	2.66	2.97	3.09	5	6.53
100 अश्व शक्ति से अधिक	0.46	0.46	0.24	0.28	0.12	0.07	0.82	0.82
योग	1	1	2	3	6	6	9	11

याचिकाकर्ताओं ने वित्तीय वर्ष 2020 में एल.व्ही. 4.1 एवं एल.व्ही. 4.2 को एक श्रेणी एल.व्ही. 4 औद्योगिक में सम्मिलित करने हेतु प्रस्तावित किया है। संयुक्त श्रेणी में विक्रय के प्रक्षेपण हेतु यूनिट के विकास प्रक्षेपण हेतु दोनों श्रेणियों में अलग-अलग लिया गया है। तत्पश्चात दोनों श्रेणियों के विक्रय को एक श्रेणी में शामिल किया है, जिसका प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

तालिका 23: ऊर्जा विक्रय (मि. यू.)

उप श्रेणी	वित्तीय वर्ष 20			
	पूर्व क्षेत्र	मध्य क्षेत्र	पश्चिम क्षेत्र	मध्य प्रदेश राज्य
25 अश्व शक्ति तक	230	185	262	677
25 अश्व शक्ति से अधिक 100 अश्व शक्ति तक	135	133	256	524
100 अश्व शक्ति से अधिक	76	35	125	236
अस्थाई	10	2	2	14
योग	451	355	645	1,451

3.2.4.1 एल.व्ही.4.1 गैर मौसमी औद्योगिक

3.2.4.1.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं

तालिका 24: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
25 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता	1.24%	4 माह की परवर्तनीय दर मानी गयी है।	3.84%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.68%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	1.65%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	3.28%	2 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	5.35%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
25 अश्व शक्ति से अधिक 100 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता	4.13%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	16.23%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.34%	4 माह की परवर्तनीय दर मानी गयी है।	0.40%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.76%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।	1.29%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
100 अश्व शक्ति से अधिक	उपभोक्ता	35.72%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	16.23%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.35%	4 माह की परवर्तनीय दर मानी गयी है।	1.47%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	4.43%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	2.85%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
अस्थाई	उपभोक्ता	1.69%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।	1.79%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	4.68%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	7.02%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	5.30%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	2.66%	2 वर्ष की CAGR मानी गयी है।

3.2.4.1.2 मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं

तालिका 25: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
25 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	4.69%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.88%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।	1.53%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	4.05%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
25 अश्व शक्ति से अधिक 100 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता	5.01%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	23.24%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.15%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।	1.12%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	2.38%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
100 अश्व शक्ति से अधिक	उपभोक्ता	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	5.35%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.37%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।	4.36%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	6.16%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
अस्थाई	उपभोक्ता	2.86%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	2.42%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	2.20%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	5.71%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	3.30%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.4.1.3 पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं
तालिका 26: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
25 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता	0.08%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	2.87%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.70%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.52%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
25 अश्व शक्ति से अधिक 100 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता	2.65%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.31%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	2.15%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
100 अश्व शक्ति से अधिक	उपभोक्ता	4.81%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।	30.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.20%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	2.29%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	2.69%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
अस्थाई	उपभोक्ता	3.85%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	15.41%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.32%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.4.2 एल.व्ही. 4.2 मौसमी औद्योगिक

भविष्य के प्रक्षेपण निम्नानुसार है:-

3.2.4.2.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं:

तालिका 27: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
25 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	3.10%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
25 अश्व शक्ति से अधिक 100 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
100 अश्व शक्ति से अधिक	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	15.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।

3.2.4.2.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं:

तालिका 28: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
25 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति	2.57%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण
25 अश्व शक्ति से अधिक 100 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता (कि.वा)		है।	गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
100 अश्व शक्ति से अधिक	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	8.39%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.4.2.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

श्रेणी के लिये अनुमानित विकास प्रतिशत नीचे दर्शाये गये हैं:

तालिका 29: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण
25 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	1.08%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	2.81% वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	2.39%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
25 अश्व शक्ति से अधिक 100 अश्व शक्ति तक	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	9.35% 2 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	2.96% 3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
100 अश्व शक्ति से अधिक	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.5 एल.व्ही. 5.1 कृषि

एल.व्ही.-5.1 कृषि श्रेणी के लिये प्रक्षेपण निम्नानुसार है:-

तालिका 30: एल.व्ही.-5.1 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

क्षेत्र	उप संवर्ग	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
		वि.वर्ष -18	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष -20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष -20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष -20 (प्रक्षेपित)
नगरीय	सामान्य मीटरीकृत	6	11	11	44	64	69	5	6	6	55	80	86
नगरीय	अस्थाई मीटरीकृत	1	1	1	4	4	4	1	1	0	6	6	5
नगरीय	सामान्य अमीटरीकृत	312	350	374	141	156	163	173	190	193	625	695	730
नगरीय	अस्थाई अमीटरीकृत	5	5	5	5	4	4	9	8	8	19	18	16
नगरीय	योग	323	366	391	194	228	240	188	204	207	706	799	838
ग्रामीण	सामान्य मीटरीकृत	2	1	1	5	19	20	2	2	2	9	23	24
ग्रामीण	अस्थाई मीटरीकृत	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	2	2
ग्रामीण	सामान्य अमीटरीकृत	4,591	5,292	5,657	4,222	4,963	5,186	7,953	8,914	9,150	16,766	19,169	19,993
ग्रामीण	अस्थाई अमीटरीकृत	168	155	147	187	156	148	212	191	172	568	502	467
ग्रामीण	योग	4,761	5,448	5,806	4,415	5,139	5,356	8,167	9,107	9,324	17,343	19,695	20,485
योग	सामान्य मीटरीकृत	8	12	13	50	83	90	7	8	8	64	103	110
योग	अस्थाई मीटरीकृत	1	1	1	5	5	5	1	1	0	7	7	7
योग	सामान्य अमीटरीकृत	4,903	5,642	6,031	4,362	5,118	5,348	8,126	9,104	9,344	17,391	19,864	20,723
योग	अस्थाई अमीटरीकृत	173	159	151	192	161	153	222	199	180	587	519	484
योग	योग	5,084	5,815	6,197	4,609	5,368	5,596	8,355	9,311	9,531	18,049	20,494	21,323

3.2.5.1 अस्थायी मीटरीकृत एवं स्थाई कनेक्शनों हेतु उपभोक्ता के भार की गणना माह के आधार पर की गई है न की वाषिक विकास दर को आधार मानकर। इस श्रेणी के अंतर्गत अमीटरीकृत अस्थायी कृषि उपभोक्ताओं हेतु खपत का आंकलन माननीय आयोग द्वारा वित्तीय वर्ष 2018-19 हेतु जारी आदेश में निर्धारित मानदण्डों के अनुसार किया गया है। विवरण निम्नानुसार है :-

तालिका 31: अमीटरीकृत अस्थायी कृषि संयोजनों हेतु निर्धारण अनुसार अनुमानित खपत का माहवार विभक्तिकरण निम्नानुसार है :-

फेज	आंकड़े यूनिट में			
	नगरीय		ग्रामीण	
	2018-19	2019-20	2018-19	2019-20
श्री फेज	220	220	195	195
सिंगल फेज	230	230	205	205

3.2.5.2 अमीटरीकृत स्थायी कृषि संयोजनों हेतु निर्धारण अनुसार अनुमानित खपत का माहवार विभक्तिकरण निम्नानुसार है :-

तालिका 32: अमीटरीकृत स्थायी कृषि संयोजनों हेतु चक्रानुसार आंकलन

आंकड़े यूनिट में	श्री फेस		सिंगल फेस	
माह	शहरी	ग्रामीण	माह	शहरी
अप्रैल	95	95	95	95
मई	95	95	95	95
जून	95	95	95	95
जुलाई	95	95	95	95
अगस्त	95	95	95	95
सितम्बर	95	95	95	95
अक्टूबर	170	170	180	180
नवम्बर	170	170	180	180
दिसम्बर	170	170	180	180
जनवरी	170	170	180	180
फरवरी	170	170	180	180
मार्च	170	170	180	180

3.2.5.3 माननीय आयोग ने वित्तीय वर्ष 2018-19 के दर आदेश में स्थायी कृषि उपभोक्ताओं के मानक यूनिट में 1560 यूनिट से बढ़ाकर 1650 यूनिट प्रति अश्व शक्ति प्रति वर्ष वृद्धि की थी। वित्तीय वर्ष 2013-14 तक कृषि पंप को ग्रुप में बाट कर 8 घंटे विद्युत प्रदाय किया जाता था। वित्तीय वर्ष 2014-15 में फीडर विभक्तिकरण कार्य प्रारम्भ होने के परिणाम स्वरूप कृषि उपभोक्ताओं को 10 घन्टे विभक्त किये गये फीडर से विद्युत प्रदाय किया जा रहा है, जबकि मिश्रित भार वाले फीडरों पर 24 घंटे विद्युत प्रदाय किया जा रहा है। मिश्रित भार वाले फीडरों पर कई कृषि पंप कनेक्शन हैं जिनको कि 20 घंटे से ज्यादा विद्युत प्रदाय किया जा रहा है।

3.2.5.4 पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी

पूर्व क्षेत्र में इस श्रेणी में भविष्य के प्रक्षेपण हेतु अनुमानित विकास दरों एवं पुनरीक्षित आंकलन निम्नानुसार है :-

तालिका 33: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
सामान्य मीटरीकृत	उपभोक्ता	7%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	7%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	भार	7%		7%	
	खपत प्रति अ .श.	7%		7%	
स्थायी अमीटरीकृत	उपभोक्ता	7%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	7%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	भार	7%		7%	
	खपत प्रति अ .श.	7%		7%	
अस्थायी मीटरीकृत	उपभोक्ता	0%	कोई विकास दर नही मानी गयी है।	10%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	भार	0%		10%	
	खपत प्रति अ .श.	0%		10%	

3.2.5.5 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

मध्य क्षेत्र में इस श्रेणी में भविष्य के प्रक्षेपण हेतु अनुमानित विकास दरों एवं पुनरीक्षित आंकलन निम्नानुसार है :-

तालिका 34: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
सामान्य मीटरीकृत	उपभोक्ता	4.50%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	4.50%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	भार	4.50%		4.50%	
	खपत प्रति अ .श.	4.50%		4.50%	
स्थायी अमीटरीकृत	उपभोक्ता	4.50%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	4.50%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	भार	4.50%		4.50%	
	खपत प्रति अ .श.	4.50%		4.50%	
अस्थायी मीटरीकृत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नही मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नही मानी गयी है।
	भार	0.00%		0.00%	
	खपत प्रति अ .श.	0.00%		0.00%	

3.2.5.6 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

पश्चिम क्षेत्र में इस श्रेणी में भविष्य के प्रक्षेपण हेतु अनुमानित विकास दरों एवं पुनरीक्षित आंकलन निम्नानुसार है :-

वर्ष 2016 में माननीय मुख्यमंत्री म.प्र ने मुख्यमंत्री स्थाई कृषि पंप योजना की शुरूआत की। केपेक्स प्लान के अनुसार क्रमशः 63,147 अस्थाई कनेक्शनों को वित्तीय वर्ष 2018-19 एवं 2019-20 स्थायी कनेक्शनों में परिवर्तित किया जाना है। जिसके अनुसार याचिकाकर्ता ने परिवर्तन योजना तैयार की है। अस्थाई कनेक्शनों को स्थाई कनेक्शनों में परिवर्तित करने से

अस्थाई कनेक्शनों की संख्या में कमी होना बांधित है, इसलिए वित्तीय वर्ष 2018 -19 एवं वित्तीय वर्ष 2019-20 में उपभोक्ता, विक्रय एवं मॉग के प्रक्षेपण में 10 प्रतिशत विकास दर को कम किया गया है।

तालिका 35: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी			ग्रामीण	
सामान्य मीटरीकृत	उपभोक्ता	0.4%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.4%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	
	भार	0.4%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.4%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	
	खपत प्रति अ .श.	0.4%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.4%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	
स्थायी अमीटरीकृत	उपभोक्ता	0.4%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	1.5%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	
	भार	0.4%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.4%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	
	खपत प्रति अ .श.	0.4%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.4%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	
अस्थायी मीटरीकृत	उपभोक्ता	0.0%	कोई विकास दर नही मानी गयी है।	0.0%	कोई विकास दर नही मानी गयी है।	
	भार	0.0%		0.0%		
	खपत प्रति अ .श.	0.0%		0.0%		

3.2.6 एल.व्ही. 5.2 अन्य कृषि उपयोग

एल.व्ही.-5.2 के लिये प्रक्षेपण निम्नानुसार है:-

तालिका 36: एल.व्ही.-5.2 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

उप संवर्ग	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
	वि.वर्ष -18 (आर. ई)	वि.वर्ष -19 (प्रक्षेपि त)	वि.वर्ष -20 (प्रक्षेपि त)	वि.वर्ष -18 (आर. ई)	वि.वर्ष -19 (प्रक्षेपि त)	वि.वर्ष -20 (प्रक्षेपि त)	वि.वर्ष -18 (आर. ई)	वि.वर्ष -19 (प्रक्षेपि त)	वि.वर्ष -20 (प्रक्षेपि त)	वि.वर्ष -18 (आर. ई)	वि.वर्ष -19 (प्रक्षेपि त)	वि.वर्ष -20 (प्रक्षेपि त)
20 अ तक .श.	3.93	4.16	4.44	2.93	3.22	3.26	0.76	0.90	1.04	7.62	8.29	8.73
20 अ .श.अ .श. से अधिक से 100 तक .श.अ	1	1	1	1	1	2	1	1	1	3	3	4
अस्थायी	0	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1	1
योग	5	5	6	4	5	5	1	2	2	11	12	13

3.2.6.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

पूर्व क्षेत्र में इस श्रेणी में भविष्य के प्रक्षेपण हेतु अनुमानित विकास दरों एवं पुनरीक्षित आंकलन निम्नानुसार हैं:-

तालिका 37: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी	ग्रामीण	
3 अ तक .श.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	6.14% 3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%		0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
3 अ .श. से अधिक से 5 तक .श.अ	उपभोक्ता	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	20.36% 3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
5 अ .श. से अधिक से .श.अ 10 तक	उपभोक्ता	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	7.11% 3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
10 अ .श. से अधिक से .श.अ 20 तक	उपभोक्ता	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	14.98% 3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
20 अ .श. से अधिक	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	6.90% 2 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%		0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
अस्थायी	उपभोक्ता	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00% कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.6.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

मध्य क्षेत्र में इस श्रेणी में भविष्य के प्रक्षेपण हेतु अनुमानित विकास दरों एवं पुनरीक्षित आंकलन निम्नानुसार है:-

तालिका 38: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी	ग्रामीण
3 अ .श. तक	उपभोक्ता	0.00%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
3 अ .श. से अधिक से 5 तक .श.अ	उपभोक्ता	13.23%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
5 अ .श. से अधिक से .श.अ 10 तक	उपभोक्ता	29.07%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
10 अ .श. से अधिक से .श.अ 20 तक	उपभोक्ता	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
20 अ .श. से अधिक	उपभोक्ता	18.56%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
अस्थायी	उपभोक्ता	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।

3.2.6.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

पश्चिम क्षेत्र में इस श्रेणी में भविष्य के प्रक्षेपण हेतु अनुमानित विकास दरों एवं पुनरीक्षित आंकलन निम्नानुसार है :-

तालिका 39: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
3 अ तक .श.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%		0.00%	
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00%	
3 अ .श. से अधिक से 5 तक .श.अ	उपभोक्ता	12.55%	2 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	8.51%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00%	
5 अ .श. से अधिक से .श.अ 10 तक	उपभोक्ता	4.17%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00%	
10 अ .श. से अधिक से .श.अ 20 तक	उपभोक्ता	76.52%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।	15.62%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00%	
20 अ .श. से अधिक	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%		0.00%	
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00%	
अस्थायी	उपभोक्ता	22.22%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	औसत भार प्रति उपभोक्ता (कि.वा)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	
	औसत खपत प्रति उपभोक्ता प्रति माह	0.00%		0.00%	

3.2.7 एल.व्ही. 6 ई-वाहन/ ई-रिक्षा चार्जिंग स्टेशन

इस श्रेणी हेतु भविष्य के विक्रय प्रक्षेपण निम्नानुसार है :

तालिका 40: विक्रय एल.व्ही. 6 श्रेणी हेतु (एम.यू)

उप श्रेणी	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र			मध्य प्रदेश पराज्य		
	FY 18	FY 19 (RE)	FY 20 (Proj.)	FY 18	FY 19 (RE)	FY 20 (Proj.)	FY 18	FY 19 (RE)	FY 20 (Proj.)	FY 18	FY 19 (RE)	FY 20 (Proj.)
एल.व्ही. 6 ई.व्ही. चार्जिंग स्टेशन	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	3	3

3.2.7.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु विकास दरों का प्रक्षेपण निम्नानुसार माना गया है : -

तालिका 41: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – पूर्व क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
मीटरीकृत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (kW)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	यूनिट (MUS)	15.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	15.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।

3.2.7.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु विकास दरों का प्रक्षेपण निम्नानुसार माना गया है : -

तालिका 42: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
मीटरीकृत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (kW)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	यूनिट (MUS)	15.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	15.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।

3.2.7.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु विकास दरों का प्रक्षेपण निम्नानुसार माना गया है : -

तालिका 43: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – पश्चिम क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
मीटरीकृत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (kW)	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	यूनिट (MUS)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।

3.2.8 एच.व्ही. 1 रेल्वे कर्षण

याचिकार्ताओं द्वारा वर्तमान में रेल्वे से इटारसी एवं कटनी के बीच निर्माणाधीन लाइन ओन डिमांड आन सप्लाई आफ इलेक्ट्रिसिटी अनुबंध किया है। इटारसी-पिपरिया-बनकैडी-गाडरवाडा-रेल लाइन के विद्युतीकरण से मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी में एक नया कनेक्शन आने की सम्भावना है इसी प्रकार गाडरवाडा-करेली-कटनी रेल लाइन के विद्युती करण से पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी में भी एक नया कनेक्शन आने की सम्भावना है। पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी में कोई कनेक्शन आने की सम्भावना नहीं है।

इस श्रेणी विक्रयों का प्रछेपण निम्ननुसार है:-

तालिका 44: एच.व्ही.-1 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

क्षेत्र	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)
एच.व्ही.1 - रेल्वे कर्षण	0	0	55	0	0	55	0	0	0	0	0	111

3.2.8.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

वित्तीय वर्ष 2017-18 एवं 2018-19 में रेल्वे को कोई विक्रय नहीं था, परन्तु रेल्वे के साथ नया अनुबंध होने के कारण और जिस समय रेल्वे, वितरण कंपनीयों से पावर का आहरण करता था उस समय की प्रवृत्ति के अनुसार 10, .ए.व्ही.के 000 के एक कनेक्शन 9-20 में 25 पावर फेक्टर पर लगभग 0.95 प्रतिशत लोड फेक्टर एवं 30 विक्रय अपेक्षित । .यू.मि

वित्तीय वर्ष 2017-18 एवं 2018-19 में रेलवे को कोई विक्रय नहीं था, परन्तु रेलवे के साथ नया अनुबंध होने के कारण और जिस समय रेलवे, वितरण कंपनीयों से पावर का आहरण करता था उस समय की प्रवृत्ति के अनुसार 10,201 के एक कनेक्शन से वित्तीय वर्ष.ए.व्ही.के 0009-20 में 30 विक्रय अपेक्षित। .यू.मि 25 पावर फेक्टर पर लगभग 0.95 प्रतिशत लोड फेक्टर एवं

3.2.8.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

वित्तीय वर्ष 2017-18 एवं 2018-19 में रेलवे को कोई विक्रय नहीं था, परन्तु रेलवे के साथ नया अनुबंध होने के कारण और जिस समय रेलवे, वितरण कंपनीयों से पावर का आहरण करता था उस समय की प्रवृत्ति के अनुसार 10,201 के एक कनेक्शन से वित्तीय वर्ष.ए.व्ही.के 0009-20 में 30 प्रतिशत लोड फेक्टर एवं विक्रय अपेक्षित। .यू.मि 25 पावर फेक्टर पर लगभग 0.95

3.2.8.3 क्षेत्र वितरण कंपनी

पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी में इस श्रेणी के लिए कोई उपभोक्ता का आधार नहीं है।

3.2.9 एच.व्ही. 2 कोयला खदाने

इस श्रेणी हेतु विक्रय प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

तालिका 45: एच.व्ही.-2 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

वोल्टेज स्तर	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)
132 के.व्ही.	203	210	214	0	0	0	0	0	0	203	210	214
33 के.व्ही.	247	250	250	26	27	27	0	0	0	273	276	277
11 के.व्ही.	4	4	4	0	0	0	0	0	0	4	4	4
योग	453	463	468	26	27	27	0	0	0	480	490	495

3.2.9.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

तालिका 46: विकास दर प्रतिशत प्रछेपण

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
132 केव्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%	
33 के ब्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मियू.)	3.65%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है	0.00%	
11 केव्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है	6.27 %	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		3.83%	3 वर्ष की CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है

3.2.9.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

कोई विकास दर नहीं मानी गयी है

तालिका 47: विकास दर प्रतिशत प्रक्षेपण

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
132 केव्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%	
33 के ब्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%	
11 केव्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%	

3.2.9.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी में कोई उपभोक्ता का आधार नहीं है।

3.2.10 एच-ब्ही.3 औद्योगिक एवं गैर औद्योगिक

भावी प्रक्षेपण निम्नानुसार है:-

तालिका 48: एच.व्ही.-3 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

वोल्टेज स्तर	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)
औद्योगिक यूनिट मि.यू.	220 के.व्ही.	424	448	475	0	0	2	3	3	426	451	478
	132 के.व्ही.	904	994	1093	1102	1191	1287	564	671	754	2,569	2,856
	33 के.व्ही.	561	651	691	1409	1528	1632	2570	2764	2908	4,540	4,943
	11 के.व्ही.	120	126	133	55	59	63	148	162	176	323	347
	योग	2008	2219	2392	2567	2778	2983	3284	3600	3842	7858	8597
गैर औद्योगिक यूनिट मि.यू.	132 के.व्ही.	0	0	0	4	4	5	39	42	43	44	46
	33 के.व्ही.	158	169	181	289	303	320	290	320	349	737	792
	11 के.व्ही.	90	96	102	117	121	126	119	122	123	326	339
	योग	249	265	283	410	428	451	448	483	515	1107	1176
3.2.10.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी												

औद्योगिक श्रेणी एच.व्ही.3.1 में विक्रय प्रक्षेपण के पूर्वानुमान निम्नानुसार है :-

तालिका 49: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी			ग्रामीण		
440/220 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।			0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।			0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	यूनिट (मि.यू.)	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है			10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है			2.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है
	भार (कि.वा.)	5.96%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है			2.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है
	यूनिट (मि.यू.)	8.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है			10.49%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है			7.51%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार	5.00%	नाम मात्र की विकास दर			4.02%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।

	(कि.वा.)		मानी गयी है		
	यूनिट (मियू.)	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	8.61%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	7.55%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है	10.79%	5 माह की भिन्नता मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	6.27%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है	10.22%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	4.81%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है	10.35%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।

गैर औद्योगिक श्रेणी एच.व्ही. 3.2 में विक्रय प्रक्षेपण का पूर्वानुमान निम्नानुसार है :-

तालिका 50: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%	
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	11.50 %	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	11.50 %	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	5.91%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	5.91%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	5.61%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	5.61%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	6.49%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	6.49%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	5.09%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	5.09%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	5.00%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।

3.2.10.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

इस औद्योगिक श्रेणी एच.व्ही.3.1 में विक्रय प्रक्षेपण के पूर्वानुमान निम्नानुसार है :-

तालिका 51: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
440/220 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	1.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	2.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है
	भार (कि.वा.)	9.99%	2 वर्षीय CAGR मानी	2.00%	नाम मात्र की विकास दर

बोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
	यूनिट (मियू.)	8.55%	गयी है। 2 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	2.00%	मानी गयी है नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	उपभोक्ता	7.66%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	15.28%	5 माह की भिन्नता मानी गयी है।
33 के.व्ही.	भार (कि.वा.)	5.07%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	4.84%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	6.43%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	7.82%	वर्ष-दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।
	उपभोक्ता	2.74%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	16.67%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।
11 के.व्ही.	भार (कि.वा.)	4.84%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	35.32%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	6.29%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	20.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।

गैर औद्योगिक श्रेणी एच.व्ही. 3.2 में विकास प्रक्षेपण का पूर्वानुमान निम्नानुसार है :-

तालिका 52: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

बोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.00%	
	यूनिट (मियू.)	20.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.00%	
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	2.56%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	5.09%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	17.24%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	13.74%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	4.19%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	7.17%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	3.93%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	12.64%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	4.43%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।

3.2.10.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

एच 3.1 व्ही.उद्योगिक श्रेणी हेतु विक्रयों हेतु प्रछेपण निम्ननुसार है:

तालिका 53: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
440/220 के .व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	।
	यूनिट (मियू.)	0.00%		18.77%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।
132 के .व्ही.	उपभोक्ता	37.00%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	6.30%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	यूनिट (मियू.)	12.42%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
33 के .व्ही.	उपभोक्ता	7.63%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	10.25%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	2.82%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	4.40%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	5.07%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	6.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
11 के .व्ही.	उपभोक्ता	5.26%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	3.39%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.51%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	9.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।

एच 3.2 व्ही.गैर:उद्योगिक श्रेणी हेतु विक्रयों हेतु प्रछेपण निम्ननुसार है -

तालिका 54: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
132 के .व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	3.67%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	
	यूनिट (मियू.)	3.19%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	
33 के .व्ही.	उपभोक्ता	6.58%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	8.18%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	यूनिट (मियू.)	9.86%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	1.65%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
11 के .व्ही.	उपभोक्ता	3.19%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	4.26%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	2.46%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	10.82%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	0.43%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	14.02%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।

3.2.11 एच.व्ही.-4 मौसमी

भावी प्रछेपण निम्नानुसार है:-

तालिका 55: एच.व्ही.-4 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

वोल्टेज स्तर	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष -19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)
33 के.व्ही.	7	7	8	1	1	1	10	10	11	19	19	20
11 के.व्ही.	1	1	1	0	0	0	2	2	2	3	3	3
योग	8	8	8	2	2	2	12	13	13	22	22	23

3.2.11.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु पूर्वानुमानित विक्रयों के अनुमान निम्नानुसार है :

तालिका 56: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी			ग्रामीण		
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	3.57%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।		
	भार (कि.वा.)	1.80%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	2.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।		
	यूनिट (मियू.)	2.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	2.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।		
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।		
	भार (कि.वा.)	2.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	2.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।		
	यूनिट (मियू.)	2.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	2.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।		

3.2.11.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु पूर्वानुमानित विक्रयों के अनुमान निम्नानुसार है :

तालिका 57: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी			ग्रामीण		
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।		
	भार (कि.वा.)	20.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।		
	यूनिट (मियू.)	0.00 %	कोई विकास दर नहीं मानी गयी है।	3.90%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।		
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।		

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
भार (कि.वा.)		गई है।			
	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	
	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	

3.2.11.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु पूर्वानुमानित विक्रयों के अनुमान निम्नानुसार है :

तालिका 58: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	14.47%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	37.95%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	9.16%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	यूनिट (मियू.)	9.16%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	14.47%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	
	भार (कि.वा.)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	यूनिट (मियू.)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।

3.2.12 एच व्ही -5 जल प्रदाय, उदवहन सिंचाई एवं कृषि से संबंधी अन्य उपयोग

भावी प्रक्षेपण निम्नानुसार है:-

तालिका 59: एच.व्ही.-5 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

वोल्टेज स्तर		पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
		वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)
जल प्रदाय / सिंचाई - यूनिट मि.यू.	132 के.व्ही.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	33 के.व्ही.	9	9	9	3	4	4	153	197	226	165	210	240
	11 के.व्ही.	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	1
	योग	9	9	9	4	5	5	153	197	226	166	210	240
सिंचाई - यूनिट (यू.प्सि)	132 के.व्ही.	0	0	0	60	67	74	314	349	366	374	416	441
	33 के.व्ही.	78	88	99	122	136	150	94	99	102	295	323	344
	11 के.व्ही.	9	10	11	13	15	16	8	9	9	31	34	36
	योग	87	98	110	196	218	241	416	456	478	699	773	821
अन्य कृषि - यूनिट मि.यू.	132 के.व्ही.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	33 के.व्ही.	11	12	13	6	6	6	0	0	0	17	19	20
	11 के.व्ही.	3	3	4	1	2	2	8	9	10	12	14	15
	योग	14	16	17	7	8	8	8	9	10	30	32	35

3.2.12.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

उद्भवाव जलप्रदाय श्रेणी में विक्रय पूर्वानुमान की विकास दर का प्रतिशत निम्नानुसार है :-

तालिका 60: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी			ग्रामीण			
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।			0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	
	भार (कि.वा.)	0.00%				0.00%		
	यूनिट (मि.यू.)	0.00%				0.00%		
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	22.92%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	19.17%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।			
	भार (कि.वा.)	16.79%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	8.85%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।			

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
	यूनिट (मि.यू.)	9.63%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।	16.88%	4 माह की परिवर्तनीय दर मानी गयी है।
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	10.72%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	10.06%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	6.03%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	7.54%	
	यूनिट (मि.यू.)	4.90%	2 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	22.51%	

उच्चदाव कृषि श्रेणी में विक्रय पूर्वानुमान की विकास दर का प्रतिशत निम्नानुसार है :-

तालिका 61: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मि.यू.)	0.00%		0.00%	
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मि.यू.)	0.00%		0.00%	
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है
	यूनिट (मि.यू.)	0.00%		5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है

उच्चदाव कृषि के अतिरिक्त अन्य कार्य श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण हेतु निम्नानुसार है :-

तालिका 62: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	संवर्ग	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मि.यू.)	0.00%		0.00%	
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	11.20%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है
	भार (कि.वा.)	6.18%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	5.08%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मि.यू.)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	3.21%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	5.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	5.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	यूनिट (मि.यू.)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	10.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।

3.2.12.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

उच्चदाव जलप्रदाय श्रेणी में विक्रय पूर्वानुमान की विकास दर का प्रतिशत निम्नानुसार है :-

तालिका 63: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	संवर्ग	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.33%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	यूनिट (मियू.)	10.85%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	20.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	9.20%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	20.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	9.50%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	21.57%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	2.04%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	0.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	9.68%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	30.27%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।

उच्चदाव कृषि श्रेणी में विक्रय पूर्वानुमान की विकास दर का प्रतिशत निम्नानुसार है :-

तालिका 64: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	संवर्ग	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मि.यू.)	0.00%		0.00%	
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	18.56%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		19.46%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मि.यू.)	0.00%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।	22.90%	2वर्षीय CAGR माना गया है।
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मि.यू.)	0.00%		0.00%	

उच्चदाव कृषि के अतिरिक्त अन्य कार्य श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण हेतु निम्नानुसार है :-

तालिका 65: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	संवर्ग	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%	
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	4.26%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	10.06%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	4.52%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	11.87%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	1.44%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	7.44%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	यूनिट (मियू.)	4.03%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।

3.2.12.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

उच्चदाव जल प्रदाय हेतु अनुमानित बिक्री की वृद्धि का प्रतिशत नीचे दर्शाया गया है :-

तालिका 66: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

बोल्टेज स्तर	संवर्ग	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	7.11%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	4.66%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	5.02%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	8.06%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	11.20%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	11.06%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	2.70%	2 वर्षीय CAGR मानी गयी है।	4.25%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	6.27%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	भार (कि.वा.)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	7.55%	3 वर्षीय CAGR मानी गयी है।
	यूनिट (मियू.)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	13.58%	2 वर्षीय CAGR मानी गयी है।

उच्चदाव कृषि श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण हेतु निम्नानुसार है :-

तालिका 67: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	संवर्ग	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%	
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	19.12%	2 वर्षीय CAGR माना गया है।	0.00%	
	यूनिट (मियू.)	15.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%	

उच्चदाव कृषि श्रेणी के अन्य कार्य हेतु विकास प्रतिशत प्रक्षेपण हेतु निम्नानुसार है :-

तालिका 68: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	संवर्ग	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%	
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	
	यूनिट (मियू.)	0.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.00%	
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	7.69%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	10.30%	वर्ष दर वर्ष विकास दर मानी गयी है।	0.00%	
	यूनिट (मियू.)	13.34%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	0.00%	

3.2.13 एच 6-.व्ही.थोक रहवासी उपयोगकर्ता

भावी प्रक्षेपण निम्नानुसार है

तालिका 69: एच.व्ही.-6 के लिये ऊर्जा विक्रय (मिलियन यूनिट)

वोल्टेज स्तर	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
	वि.वर्ष -18	वि.वर्ष-19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई.)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)
123 के.व्ही.	0	0	0	0	0	0	0.006	0	0	0.006	0	0
33 के.व्ही.	242	242	244	141	141	142	25	26	26	408	409	413
11 के.व्ही.	23	23	23	14	14	15	6	6	6	43	43	44
योग	265	265	268	155	155	157	31	32	32	451	452	457

3.2.13.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण हेतु निम्नानुसार है :-

तालिका 70: अनुमानित विकास प्रतिशत – पूर्व क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	संवर्ग	शहरी			ग्रामीण		
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	7.72% 18.11% 6.55%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	3 वर्षीय CAGR माना गया है।
	भार (कि.वा.)	0.00%			3 वर्षीय CAGR माना गया है।		
	यूनिट (मियू.)	0.00%			3 वर्षीय CAGR माना गया है।		
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	0.00%
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%			
	यूनिट (मियू.)	0.00%		0.00%			

3.2.13.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण हेतु निम्नानुसार है :-

तालिका 71: अनुमानित विकास प्रतिशत – मध्य क्षेत्र

वोल्टेज	संवर्ग	शहरी			ग्रामीण		
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	2.50%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।
	भार (कि.वा.)	0.57%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।		
	यूनिट (मियू.)	0.39%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	7.94%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।		
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%		35.23 %	3 वर्षीय CAGR माना गया है।
	भार (कि.वा.)	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	35.23 %	3 वर्षीय CAGR माना गया है।		
	यूनिट (मियू.)	5.19%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	6.83%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।		

3.2.13.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण हेतु निम्नानुसार है :-

तालिका 72: अनुमानित विकास प्रतिशत – पश्चिम क्षेत्र

क्षेत्र	संवर्ग	शहरी			ग्रामीण		
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।		0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	
	भार (कि.वा.)	0.00%			0.00%		
	यूनिट (मि.यू)	0.00%			0.00%		
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।		14.47%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	
	भार (कि.वा.)	0.00%			0.00%		
	यूनिट (मि.यू)	0.00%			0.00%		

3.2.14 एच-व्ही. 7 ग्रिड से सम्बद्ध विद्युत उत्पादकतों हेतु विद्युत की आवश्यकता

इस श्रेणी के लिए प्रक्षेपण निम्नानुसार है :-

तालिका 73: ग्रिड से सम्बद्ध विद्युत उत्पादकतों हेतु विद्युत की आवश्यकता (यू.मि)

उप संवर्ग	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी			मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी			पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी			म.प्र. राज्य		
	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19 (आर.ई)	वि.वर्ष-20 (प्रक्षेपित)
132 के.व्ही.	0	0	0	0	0	0	6	8	8	6	8	8
33 के.व्ही.	1	1	1	1	1	1	6	10	11	8	12	13
11 के.व्ही.	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1
योग	1	1	1	1	1	2	12	17	19	14	20	22

3.2.14.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण हेतु निम्नानुसार है :-

तालिका 74: विकास प्रतिशत का अनुमानित प्रक्षेपण - पूर्व क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	संवर्ग	शहरी			ग्रामीण		
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।		0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	
	भार (कि.वा.)	0.00%			0.00%		
	यूनिट (मि.यू)	0.00%			0.00%		
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी		0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी	

वोल्टेज स्तर	संवर्ग	शहरी		ग्रामीण	
	भार (कि.वा.)	0.00%	गई है।	0.00%	गई है।
	यूनिट (मि.यू)	5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	0.00%	
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मि.यू)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	0.00%	

3.2.14.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण हेतु निम्नानुसार है :-

तालिका 75: विकास प्रतिशत का अनुमानित प्रक्षेपण - मध्य क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	संवर्ग	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मि.यू)	0.00%		0.00%	
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	0.00%	
	यूनिट (मि.यू)	20.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	0.00%	
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मि.यू)	90.11%	3 वर्षीय CAGR माना गया है।	0.00%	

3.2.14.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी के लिए विकास प्रतिशत प्रक्षेपण हेतु निम्नानुसार है :-

तालिका 76: विकास प्रतिशत का अनुमानित प्रक्षेपण - पश्चिम क्षेत्र

वोल्टेज स्तर	संवर्ग	शहरी		ग्रामीण	
132 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मि.यू)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है
33 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (कि.वा.)	0.00%		0.00%	
	यूनिट (मि.यू)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है

वोल्टेज स्तर	संवर्ग	शहरी				ग्रामीण			
11 के.व्ही.	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।				0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	
	भार (कि.वा.)	0.00%					0.00%		
	यूनिट (मि.यू)	0.00%					0.00%		

3.2.15 एच.व्ही. 8 ई-वाहन/ ई-रिक्शा चार्जिंग स्टेशन

इस श्रेणी हेतु भविष्य के विक्रय प्रक्षेपण निम्नानुसार है :

तालिका 77: ऊर्जा विक्रय एल.व्ही. 6 श्रेणी हेतु (एम.यू)

उप श्रेणी	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र			मध्य प्रदेश पराज्य		
	FY 18	FY 19 (RE)	FY 20 (Proj.)	FY 18	FY 19 (RE)	FY 20 (Proj.)	FY 18	FY 19 (RE)	FY 20 (Proj.)	FY 18	FY 19 (RE)	FY 20 (Proj.)
एच.व्ही. 8 ई.व्ही. चार्जिंग स्टेशन	0	2	2	0	3	3	0	3	3	0	8	9

3.2.15.1 पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु विकास दरों का प्रक्षेपण निम्नानुसार माना गया है :-

तालिका 78: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – पूर्व क्षेत्र

उप संवर्ग	श्रेणी	शहरी			ग्रामीण		
मीटरीकृत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।		0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	
	भार (kW)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।		5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	
	यूनिट (MUS)	15.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।		10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	

3.2.15.2 मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु विकास दरों का प्रक्षेपण निम्नानुसार माना गया है :-

तालिका 79: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – मध्य क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी			ग्रामीण		
मीटरीकृत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।		0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	
	भार (kW)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।		5.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	
	यूनिट (MUS)	15.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।		10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	

3.2.15.3 पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी

इस श्रेणी हेतु विकास दरों का प्रक्षेपण निम्नानुसार माना गया है : -

तालिका 80: इस श्रेणी में अनुमानित किये गये विकास प्रतिशत निम्नानुसार है – पश्चिम क्षेत्र

क्षेत्र	श्रेणी	शहरी		ग्रामीण	
मीटरीकृत	उपभोक्ता	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।	0.00%	कोई विकास दर नहीं मानी गई है।
	भार (kW)	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	10.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।
	यूनिट(MUS)	15.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।	15.00%	नाम मात्र की विकास दर मानी गयी है।

A4: विद्युत वितरण कंपनी की परिधि पर एवं एक्स-बस पर ऊर्जा की आवश्यकता

4.1 वार्षिक विक्रय से मासिक विक्रय में रूपांतरण

वित्तीय वर्ष 2017-18 को सम्मिलित कर विगत पांच वर्षों के दौरान देखे गये विक्रय प्रालेख का प्रयोग करते हुये वितरण कंपनियों के वार्षिक विक्रय को मासिक विक्रय में रूपांतरित किया गया है। फिर इस प्रालेख का उपयोग वित्तीय वर्ष 2018-19 एवं 2019-20 के मासिक विक्रय की गणना के लिये उपयोग किया गया है। सभी वितरण कंपनियों के लिये प्रालेख निम्न तालिका में दिये गये हैं:

तालिका 81: माहवार विक्रय प्रालेख

माहवार विक्रय प्रालेख मिश्रण (प्रतिशत)														
क्र.	वितरण कम्पनी	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
1	वित्तीय वर्ष 2017-18 (प्रावधिक)													
अ	पूर्व	7.66%	7.83%	7.36%	6.98%	7.75%	7.93%	8.82%	8.73%	9.12%	9.39%	9.08%	9.36%	100.00%
ब	मध्य	7.03%	7.53%	7.72%	7.54%	7.40%	7.47%	8.95%	9.44%	9.22%	9.21%	9.26%	9.22%	100.00%
स	पश्चिम	6.89%	7.24%	7.28%	7.05%	6.91%	6.70%	9.20%	9.83%	9.78%	9.80%	9.74%	9.57%	100.00%
2	वित्तीय वर्ष 2018-19 (पुनःआंकलन)													
अ	पूर्व	7.19%	7.63%	7.35%	7.05%	7.16%	7.45%	8.64%	8.76%	9.57%	9.97%	9.52%	9.71%	100.00%
ब	मध्य	6.89%	7.41%	7.38%	7.29%	7.21%	7.50%	9.10%	9.67%	9.77%	9.24%	9.10%	9.45%	100.00%
स	पश्चिम	6.68%	6.91%	7.10%	6.87%	6.66%	6.78%	9.37%	9.92%	10.10%	10.21%	9.96%	9.44%	100.00%
3	वित्तीय वर्ष (प्रक्षेपित)													
अ	पूर्व	7.19%	7.63%	7.35%	7.05%	7.16%	7.45%	8.64%	8.76%	9.57%	9.97%	9.52%	9.71%	100.00%
ब	मध्य	6.89%	7.41%	7.38%	7.29%	7.21%	7.50%	9.10%	9.67%	9.77%	9.24%	9.10%	9.45%	100.00%
स	पश्चिम	6.68%	6.91%	7.10%	6.87%	6.66%	6.78%	9.37%	9.92%	10.10%	10.21%	9.96%	9.44%	100.00%

4.2 वितरण हानियाँ

माननीय आयोग द्वारा अपने विनियमन 2015 में वित्तीय वर्ष 2016-17 से वित्तीय वर्ष 2018-19 तक की अवधि के लिए मानक वितरण हानियां निर्धारित की गयी थी। माननीय आयोग द्वारा विनियम 2015 में प्रथम संशोधन कर वर्ष 2019-20 के लिए मानक हानियां निर्धारित की है। वितरण हानियों विनियम में दर्शाया गया वितरण हानि स्तर परिपथ निम्न तालिका में दिया जा रहा है:-

तालिका 82: मानक हानि स्तर (%)

क्रं.	विवरण	वित्तीय वर्ष 2017-18	वित्तीय वर्ष 2018-19	वित्तीय वर्ष 2019-20
1	पूर्व क्षेत्र वितरण कंपनी	17.00%	16.00%	16.00%
2	मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी	18.00%	17.00%	17.00%
3	पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी	15.50%	15.00%	15.00%

वितरण कंपनियों की वित्तीय वर्ष 2017-8 हेतु प्रावधानिक हानि पूर्व क्षेत्र के लिए 27.05% मध्य क्षेत्र के लिए 37. 51 % एवं पश्चिम क्षेत्र के लिए 16.63% पायी गयी है। तथापि इस याचिका के लिए माननीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा निर्धारित प्रामाणिक हानियों को ऊर्जा संतुलन की गणना तथा वितरण कंपनियों की ऊर्जा खरीद लागत की गणना करने हेतु वित्तीय वर्ष 2018-9 से वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु मान्य किया गया है। वित्तीय वर्ष 2017-18 में प्रावधानिक हानियों को गणना हेतु मान्य किया गया है।

4.3 अतः राज्यीय पारेषण हानियाँ

यह हानियां अपनी वेबसाइट (<http://www.mptransco.in/Document/> 2016-17 Annual% 20 Regulatory% 20 compliance_01072017.pdf) पर अपलोड की गई है। वित्त वर्ष 2018-19 एवं वित्त वर्ष 2019-20 के लिए भी यही माना गया है। वर्ष 2017-18 की वास्तविक हानियां म.प्र.पावर ट्रांसमिशन कंपनी द्वारा अभी जारी किया जाना है। इसलिए वित्तीय वर्ष 2017-18 में जारी की गई हानियों को माना गया है।

4.4 अंतर्राज्यीय पारेषण हानियाँ

माननीय आयोग ने अपने पूर्व निर्देशों में क्षेत्र वार पीजीसीआईएल हानियों को प्रस्तुत करने हेतु निर्देशित किया था, वितरण कंपनियों ने वित्तीय वर्ष 2017-18 हेतु पूर्व क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा पूर्व क्षेत्र के संयंत्रो के लिये प्रायोज्य जो वास्तविक अंतर-राज्य पारेषण हानियां - (ERLDC - http://www.erldc.org/OpenAccess/schd_loss_2018-2019.pdf and http://www.erldc.org/OpenAccess/schd_loss_2017-2018.pdf and POSOCO - <https://posoco.in/side-menu-pages/applicable-transmission-losses/>) तथा पश्चिम क्षेत्रीय

भार प्रेषण केन्द्र द्वारा पश्चिम क्षेत्र संयंत्रों के लिये प्रायोज्य जो वास्तविक अंतर-राज्य पारेषण हानियां (http://www.wrldc.in/content/210_1_WeeklyLoss.aspx) प्रतिवेदित की है को दर्शाया है।

- 4.4.1 माह जून-2018 से 40.73 मेगावॉट पावर उत्तरी क्षेत्र के 29 विभिन्न स्रोतों से म.प्र. को इन स्रोतों के अनावंटित कोटे से आवंटित की गई है। उत्तरी क्षेत्र से आवंटित पावर हेतु हानियों की गणना उत्तरी क्षेत्र भार प्रेषण केन्द्र द्वारा संसूचित हानियां (NRLDC - <https://nrldc.in/Websitedata/OpenAccess/docs/OAlosses.pdf> and POSOCO-<https://posoco.in/side-menu-pages/applicable-transmission-losses/>). से ली गई है। उत्तरी क्षेत्र एवं पूर्वी क्षेत्र के कुछ सप्ताहों के वास्तविक हानियाँ बेवसाइट पर उपलब्ध नहीं होने के कारण उन्हीं सप्ताहों की हानियों को वार्षिक गणना हेतु माना गया है।
- 4.4.2 वितरण कंपनियों द्वारा वित्तीय वर्ष 2017-18 के लिए प्रावधिक हानियां पश्चिम क्षेत्र, उत्तरी क्षेत्र एवं पूर्वी क्षेत्र हेतु क्रमशः 3.48%, 3.60% एवं 2.04% ली गई है, एवं पिछले 52 सप्ताहों की औसत हानियां (30 जुलाई 2017- 29 जुलाई 2018) वित्तीय वर्ष 2018-19 एवं 2019-20 हेतु क्रमशः 3.35%, 4.04% एवं 1.98% है।

4.5 वितरण कंपनी एवं एक्स-बस परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता

- 4.5.1 पिछले 5 वर्षों के दौरान संचयी वार्षिक हानियों के मासिक हानि से मानक विचलन स्तर के आधार पर वार्षिक वितरण हानि स्तर को मासिक हानि में बदला गया है। इस विधि में वितरण कंपनी की वास्तविक मासिक हानि के स्तर एवं विगत कुछ वर्षों के लिए संचयी वार्षिक हानि को लिया जाता है एवं प्रत्येक माह की हानि को वार्षिक हानि के प्रगामी औसत स्तर के मानक विचलन से गणना की जाती है। मासिक मानक विचलन से मासिक हानि स्तर की गणना म.प्र. विद्युत नियामक आयोग द्वारा निर्धारित वार्षिक हानि स्तर के आधार पर की जाती है।
- 4.5.2 परिणाम स्वरूप वितरण कंपनी की सीमा पर वार्षिक ऊर्जा आवश्यकता की मात्रा मध्य प्रदेश विद्युत नियमाक आयोग द्वारा निर्धारित हानि स्तर की तुलना में अधिक है। तीनों विद्युत वितरण कंपनियों एवं म.प्र. राज्य की सीमा पर ऊर्जा आवश्यकता की गणना निम्न तालिका में दर्शायी गयी है।

तालिका 83: वितरण कंपनी एवं एक्स-बस परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (मि.यू.) - वित्तीय वर्ष 2017-18 (प्रावधिक)

वित्तीय वर्ष 2017-18 (प्रावधिक) के लिये मासिक एक्स बस आवश्यकता (मि.यू.)														
क्रं	विवरण	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
1	विक्रय	3,296	3,451	3,417	3,298	3,362	3,357	4,145	4,315	4,329	4,370	4,322	4,326	45,987
अ	पूर्व	1,080	1,104	1,037	985	1,093	1,118	1,245	1,231	1,286	1,324	1,280	1,320	14,103
ब	मध्य	933	999	1,025	1,001	983	992	1,188	1,254	1,224	1,222	1,230	1,225	13,276
स	पश्चिम	1,282	1,348	1,355	1,312	1,286	1,247	1,712	1,830	1,820	1,823	1,813	1,781	18,608
2	वितरण हानि (%)													
अ	पूर्व	33%	31%	22%	20%	28%	30%	28%	31%	34%	31%	12%	17%	27%
ब	मध्य	51%	40%	26%	34%	42%	42%	39%	41%	50%	41%	27%	32%	38%
स	पश्चिम	27%	23%	9%	1%	7%	9%	21%	30%	25%	21%	2%	4%	17%
3	वितरण हानि	1,975	1,577	801	783	1,240	1,300	1,700	2,211	2,496	1,942	660	946	17,630
अ	पूर्व	540	505	298	250	427	476	480	554	659	593	169	278	5,230
ब	मध्य	956	677	363	514	718	704	759	888	1,220	858	447	586	8,689
स	पश्चिम	479	394	139	19	95	121	461	769	617	491	44	82	3,711
4	वितरण कंपनी की परिधि पर ऊर्जा	5,271	5,028	4,218	4,081	4,602	4,657	5,845	6,525	6,825	6,312	4,982	5,272	63,618
अ	पूर्व	1,621	1,609	1,335	1,235	1,520	1,594	1,725	1,785	1,945	1,917	1,449	1,598	19,333
ब	मध्य	1,889	1,677	1,388	1,515	1,701	1,695	1,947	2,142	2,444	2,080	1,676	1,811	21,965
स	पश्चिम	1,761	1,742	1,495	1,331	1,381	1,367	2,174	2,599	2,437	2,315	1,857	1,863	22,320
5	राज्य पारेषण हानियाँ	145	138	115	112	126	128	161	180	189	176	139	147	1,755
अ	पूर्व	45	45	37	34	42	44	48	50	54	53	40	45	539
ब	मध्य	51	45	37	40	45	45	52	58	67	58	47	50	595
स	पश्चिम	49	49	42	37	38	38	61	72	68	64	52	52	622
6	राज्य की परिधि पर ऊर्जा	5,415	5,166	4,333	4,192	4,728	4,785	6,006	6,705	7,015	6,487	5,121	5,419	65,373
अ	पूर्व	1,666	1,654	1,373	1,269	1,562	1,639	1,773	1,834	1,999	1,971	1,490	1,643	19,871
ब	मध्य	1,940	1,721	1,425	1,556	1,746	1,740	1,999	2,199	2,511	2,138	1,723	1,861	22,560
स	पश्चिम	1,810	1,790	1,536	1,368	1,419	1,406	2,234	2,672	2,504	2,379	1,908	1,915	22,941
7	बाह्य /पीजीसीआईएल हानियाँ	124	128	110	107	112	114	118	121	116	111	126	101	1,386

वित्तीय वर्ष 2017-18 (प्रावधिक) के लिये मासिक एक्स बस आवश्यकता (मि.यू.)														
क्रं	विवरण	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
	(पश्चिम क्षेत्र/पूर्व क्षेत्र)													
अ	पूर्व	38	41	35	32	37	39	35	33	33	34	37	31	424
ब	मध्य	44	43	36	40	42	41	39	40	42	37	42	35	479
स	पश्चिम	41	44	39	35	34	33	44	48	41	41	47	36	483
8	यू आई को सम्मिलित कर एक्स बस पर ऊर्जा आवश्यकता	5,539	5,293	4,443	4,299	4,840	4,898	6,124	6,826	7,131	6,599	5,247	5,520	66,759
अ	पूर्व	1,704	1,695	1,407	1,301	1,599	1,677	1,808	1,867	2,032	2,004	1,526	1,673	20,295
ब	मध्य	1,984	1,764	1,461	1,595	1,788	1,782	2,038	2,239	2,553	2,174	1,765	1,896	23,039
स	पश्चिम	1,851	1,834	1,575	1,403	1,453	1,439	2,278	2,720	2,546	2,420	1,955	1,951	23,424

तालिका 84: वितरण कंपनी एवं एक्स-बस परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (मि.यू.) - वित्तीय वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित आकलन)

वित्तीय वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित आकलन) के लिये मासिक एक्स बस आवश्यकता (मि.यू.)														
क्रं	विवरण	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
1	विक्रिय	3,448	3,814	3,939	3,790	3,617	3,735	4,693	4,911	5,095	5,100	4,955	4,935	52,033
अ	पूर्व	1,043	1,144	1,142	1,090	1,171	1,219	1,413	1,432	1,565	1,631	1,557	1,587	15,993
ब	मध्य	1,014	1,127	1,199	1,160	1,117	1,162	1,410	1,498	1,514	1,432	1,411	1,464	15,508
स	पश्चिम	1,391	1,543	1,598	1,541	1,330	1,354	1,870	1,980	2,017	2,038	1,987	1,884	20,532
2	वितरण हानि (%)													
अ	पूर्व	26%	24%	16%	16%	21%	24%	15%	17%	20%	9%	6%	0%	16%
ब	मध्य	24%	22%	13%	16%	20%	24%	16%	21%	21%	16%	11%	1%	17%
स	पश्चिम	27%	25%	12%	7%	8%	15%	14%	26%	24%	12%	4%	4%	15%
3	वितरण हानि	1,194	1,199	609	537	691	989	840	1,397	1,426	716	353	100	10,051
अ	पूर्व	358	366	215	210	302	379	249	293	379	157	93	(0)	3,003
ब	मध्य	312	315	178	218	272	368	276	390	412	270	169	20	3,199
स	पश्चिम	524	518	217	109	117	243	314	713	634	289	91	80	3,849
4	वितरण कंपनी की परिधि पर ऊर्जा	4,641	5,013	4,548	4,327	4,308	4,724	5,533	6,308	6,521	5,817	5,308	5,035	62,084
अ	पूर्व	1,401	1,510	1,357	1,300	1,473	1,598	1,663	1,725	1,944	1,788	1,649	1,587	18,996
ब	मध्य	1,325	1,441	1,376	1,377	1,389	1,530	1,686	1,889	1,926	1,701	1,580	1,485	18,706

वित्तीय वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित आकलन) के लिये मासिक एक्स बस आवश्यकता (मि.यू)														
क्रं	विवरण	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
स	पश्चिम	1,915	2,062	1,815	1,650	1,447	1,596	2,184	2,693	2,651	2,327	2,078	1,964	24,381
5	राज्य पारेषण हानियाँ	129	140	127	121	120	132	154	176	182	162	148	140	1,729
अ	पूर्व	39	42	38	36	41	45	46	48	54	50	46	44	529
ब	मध्य	37	40	38	38	39	43	47	53	54	47	44	41	521
स	पश्चिम	53	57	51	46	40	44	61	75	74	65	58	55	679
6	राज्य की परिधि पर ऊर्जा	4,771	5,153	4,675	4,448	4,428	4,856	5,687	6,483	6,703	5,979	5,455	5,176	63,813
अ	पूर्व	1,440	1,552	1,395	1,336	1,514	1,643	1,709	1,774	1,998	1,838	1,695	1,631	19,525
ब	मध्य	1,362	1,482	1,415	1,416	1,427	1,573	1,733	1,941	1,979	1,749	1,624	1,526	19,227
स	पश्चिम	1,969	2,119	1,865	1,696	1,487	1,641	2,245	2,768	2,725	2,392	2,136	2,018	25,060
7	बाह्य /पीजीसीआईएल हानियाँ (पश्चिम क्षेत्र/पूर्व क्षेत्र)	108	121	115	108	110	122	110	112	117	101	95	106	1,326
अ	पूर्व	33	36	34	33	38	41	33	31	35	31	30	33	408
ब	मध्य	31	35	35	34	35	39	34	34	35	30	28	31	401
स	पश्चिम	45	50	46	41	37	41	44	48	48	40	37	41	518
8	एक्स बस पर ऊर्जा आवश्यकता	4,879	5,274	4,790	4,556	4,538	4,978	5,797	6,596	6,820	6,079	5,551	5,281	65,139
अ	पूर्व	1,472	1,589	1,429	1,369	1,552	1,684	1,742	1,804	2,033	1,869	1,725	1,665	19,933
ब	मध्य	1,393	1,516	1,450	1,450	1,463	1,612	1,767	1,975	2,014	1,778	1,652	1,557	19,628
स	पश्चिम	2,013	2,169	1,911	1,737	1,524	1,682	2,288	2,817	2,773	2,432	2,174	2,059	25,578

तालिका 85: वितरण कंपनी एवं एक्स-बस परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (मि.यू.) - वित्तीय वर्ष 2019-20 (प्रक्षेपित)

वित्तीय वर्ष 2019-20 (प्रक्षेपित) के लिये मासिक एक्स बस आवश्यकता (मि.यू)														
क्रं	विवरण	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
1	विक्रय	3,861	4,079	4,062	3,946	3,905	4,032	5,066	5,301	5,500	5,506	5,349	5,328	55,936
अ	पूर्व	1,272	1,351	1,301	1,248	1,267	1,319	1,530	1,550	1,694	1,765	1,685	1,718	17,701
ब	मध्य	1,153	1,240	1,234	1,220	1,205	1,254	1,522	1,617	1,633	1,545	1,523	1,580	16,725
स	पश्चिम	1,437	1,487	1,528	1,478	1,433	1,458	2,015	2,134	2,173	2,196	2,141	2,030	21,509
2	वितरण हानि (%)													
अ	पूर्व	26%	24%	16%	16%	21%	24%	15%	17%	20%	9%	6%	0%	16%

वित्तीय वर्ष 2019-20 (प्रक्षेपित) के लिये मासिक एक्स बस आवश्यकता (मि.यू)														
क्रं	विवरण	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
ब	मध्य	24%	22%	13%	16%	20%	24%	16%	21%	21%	16%	11%	1%	17%
स	पश्चिम	27%	25%	12%	7%	8%	15%	14%	26%	24%	12%	4%	4%	15%
3	वितरण हानि	1,332	1,279	635	574	746	1,069	906	1,507	1,539	773	381	108	10,849
अ	पूर्व	437	433	245	241	327	410	270	318	410	170	100	(0)	3,361
ब	मध्य	354	346	183	229	293	397	298	421	445	291	182	22	3,461
स	पश्चिम	541	500	207	105	126	261	338	768	684	311	98	86	4,026
4	वितरण कंपनी की परिधि पर ऊर्जा	5,193	5,357	4,697	4,520	4,652	5,101	5,972	6,808	7,039	6,279	5,730	5,436	66,784
अ	पूर्व	1,709	1,784	1,546	1,489	1,595	1,730	1,800	1,868	2,104	1,936	1,785	1,718	21,063
ब	मध्य	1,507	1,586	1,416	1,449	1,498	1,651	1,820	2,038	2,078	1,836	1,705	1,602	20,187
स	पश्चिम	1,978	1,987	1,735	1,582	1,559	1,720	2,353	2,902	2,857	2,507	2,239	2,116	25,535
5	राज्य पारेषण हानियाँ	145	149	131	126	130	142	166	190	196	175	160	151	1,860
अ	पूर्व	48	50	43	41	44	48	50	52	59	54	50	48	587
ब	मध्य	42	44	39	40	42	46	51	57	58	51	47	45	562
स	पश्चिम	55	55	48	44	43	48	66	81	80	70	62	59	711
6	राज्य की परिधि पर ऊर्जा	5,338	5,507	4,828	4,646	4,781	5,243	6,139	6,998	7,235	6,454	5,889	5,587	68,644
अ	पूर्व	1,756	1,834	1,589	1,531	1,639	1,778	1,850	1,920	2,163	1,990	1,835	1,766	21,649
ब	मध्य	1,549	1,630	1,456	1,489	1,540	1,697	1,870	2,095	2,136	1,887	1,752	1,647	20,749
स	पश्चिम	2,033	2,042	1,783	1,627	1,602	1,768	2,419	2,983	2,936	2,577	2,302	2,175	26,246
7	बाह्य /पीजीसीआईएल हानियाँ (पश्चिम क्षेत्र/पूर्व क्षेत्र)	112	116	108	104	107	116	108	118	123	103	100	108	1,323
अ	पूर्व	37	39	35	34	37	39	33	32	37	32	31	34	420
ब	मध्य	33	34	33	33	34	38	33	35	36	30	30	32	401
स	पश्चिम	43	43	40	36	36	39	43	50	50	41	39	42	502
8	एक्स बस पर ऊर्जा आवश्यकता	5,450	5,623	4,936	4,750	4,888	5,359	6,247	7,115	7,359	6,556	5,989	5,695	69,968
अ	पूर्व	1,793	1,873	1,624	1,565	1,676	1,817	1,882	1,952	2,200	2,021	1,866	1,800	22,070
ब	मध्य	1,581	1,665	1,488	1,522	1,575	1,735	1,903	2,130	2,172	1,917	1,782	1,679	21,150
स	पश्चिम	2,076	2,085	1,823	1,663	1,638	1,807	2,461	3,033	2,986	2,618	2,341	2,217	26,748

4.5.3 वित्तीय वर्ष 2017-18 से 2019-20 के दौरान क्रय की जाने वाली एक्स-बस ऊर्जा (मानक एवं वास्तविक हानियों पर) निम्न तालिकाओं में दर्शाई जा रही है:

तालिका 86: ऊर्जा आवश्यकता - मानक वितरण हानियों पर (मिलियन यूनिट)

क्र	विवरण	म.प्र. राज्य			पूर्व क्षेत्र वितरण कं			मध्य क्षेत्र वितरण कं			पश्चिम क्षेत्र वितरण कं		
		वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19	वि.वर्ष-20	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19	वि.वर्ष-20	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19	वि.वर्ष-20	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19	वि.वर्ष-20
1	विक्रय (मिलियन यूनिट)	45,987	52,033	55,936	14,103	15,993	17,701	13,276	15,508	16,725	18,608	20,532	21,509
	निम्न दाब	35,161	40,252	43,250	11,009	12,647	14,088	9,909	11,883	12,791	14,244	15,722	16,371
	उच्च दाब	10,826	11,781	12,686	3,094	3,346	3,614	3,368	3,625	3,934	4,364	4,810	5,138
2	वितरण हानियाँ (प्रतिशत)	16.69%	16.19%	16.24%	17.00%	16.00%	16.00%	18.00%	17.00%	17.00%	15.50%	15.00%	15.00%
	वितरण हानियाँ (मि.यूनिट)	9,216	10,051	10,849	2,889	3,003	3,361	2,914	3,199	3,461	3,413	3,849	4,026
3	वितरण कंपनी की परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (मि.यूनिट)	55,203	62,084	66,784	16,991	18,996	21,063	16,191	18,706	20,187	22,021	24,381	25,535
4	राज्य पारेषण हानियाँ (प्रतिशत)	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%
	राज्य पारेषण हानियाँ (मि.यूनिट)	1,538	1,729	1,860	473	529	587	451	521	562	613	679	711
5	राज्य की परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (मि.यूनिट)	56,741	63,813	68,644	17,465	19,525	21,649	16,642	19,227	20,749	22,635	25,060	26,246
6	बाह्य हानियाँ - पश्चिम क्षेत्रीय	3.48%	3.35%	3.35%	3.48%	3.35%	3.35%	3.48%	3.35%	3.35%	3.48%	3.35%	3.35%
	बाह्य हानियाँ - पूर्व क्षेत्रीय	3.62%	4.08%	4.08%	3.62%	4.08%	4.08%	3.62%	4.08%	4.08%	3.62%	4.08%	4.08%
	बाह्य हानियाँ - मिलियन यूनिट	2.05%	1.98%	1.98%	2.05%	1.98%	1.98%	2.05%	1.98%	1.98%	2.05%	1.98%	1.98%
7	एक्स बस ऊर्जा आवश्यकता	1,386	1,326	1,323	424	408	420	480	401	401	482	518	502
		58,127	65,139	69,968	17,889	19,933	22,070	17,121	19,628	21,150	23,117	25,578	26,748

तालिका 87: ऊर्जा आवश्यकता - वास्तविक वितरण हानियों पर (मिलियन यूनिट)

क्र	विवरण	म.प्र. राज्य			पूर्व क्षेत्र वितरण कं			मध्य क्षेत्र वितरण कं			पश्चिम क्षेत्र वितरण कं		
		वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष- 19	वि.वर्ष- 20	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष- 19	वि.वर्ष- 20	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष- 19	वि.वर्ष- 20	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष- 19	वि.वर्ष- 20
1	विक्रय (मिलियन यूनिट)	45,987	52,033	55,936	14,103	15,993	17,701	13,276	15,508	16,725	18,608	20,532	21,509
	निम्न दाब	35,161	40,252	43,250	11,009	12,647	14,088	9,909	11,883	12,791	14,244	15,722	16,371
	उच्च दाब	10,826	11,781	12,686	3,094	3,346	3,614	3,368	3,625	3,934	4,364	4,810	5,138
2	वितरण हानियाँ (प्रतिशत)	26.89%	27.09%	27.20%	27.05%	27.05%	27.05%	37.51%	37.51%	37.51%	16.63%	16.63%	16.63%
	वितरण हानियाँ (मि.यूनिट)	16,912	19,336	20,895	5,230	5,931	6,565	7,970	9,310	10,041	3,711	4,095	4,290
3	वितरण कंपनी की परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (मि.यूनिट)	62,899	71,369	76,831	19,333	21,925	24,266	21,247	24,818	26,766	22,320	24,627	25,799
4	राज्य पारेषण हानियाँ (प्रतिशत)	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%	2.71%
	राज्य पारेषण हानियाँ (मि.यूनिट)	1,752	1,988	2,140	539	611	676	592	691	746	622	686	719
5	राज्य की परिधि पर ऊर्जा आवश्यकता (मि.यूनिट)	64,651	73,357	78,971	19,871	22,535	24,942	21,838	25,509	27,512	22,941	25,313	26,517
6	बाह्य हानियाँ - पश्चिम क्षेत्रीय	3.48%	3.35%	3.35%	3.48%	3.35%	3.35%	3.48%	3.35%	3.35%	3.48%	3.35%	3.35%
	बाह्य हानियाँ - पूर्व क्षेत्रीय	3.62%	4.08%	4.08%	3.62%	4.08%	4.08%	3.62%	4.08%	4.08%	3.62%	4.08%	4.08%
	बाह्य हानियाँ - मिलियन यूनिट	2.05%	1.98%	1.98%	2.05%	1.98%	1.98%	2.05%	1.98%	1.98%	2.05%	1.98%	1.98%
7	एक्स बस ऊर्जा आवश्यकता	1,386	1,326	1,323	424	408	420	480	401	401	482	518	502
		66,037	74,683	80,294	20,295	22,943	25,362	22,318	25,910	27,913	23,423	25,831	27,019

4.5.4 माननीय आयोग से प्रार्थना है कि उपरोक्तानुसार दर्शाई गई ऊर्जा आवश्यकता को अनुज्ञय करने की कृपा करें।

A5: उपलब्धता का आंकलन

5.1 वर्तमान एवं आने वाली उपलब्धता का आंकलन

वितरण कंपनियों द्वारा मोटे तौर पर ऊर्जा के स्रोतों को राज्य के उत्पादन केन्द्र जैसे म.प्र.पावर जनरेटिंग कंपनी के उत्पादन केन्द्र, केन्द्रीय उत्पादन गृह का अंश, स्वतंत्र विद्युत उत्पादक, बायोमास, पवन ऊर्जा, जल विद्युत, दामोदर वैली कार्पोरेशन तथा सौर ऊर्जा में श्रेणीबद्ध किया है।

5.2 यह अनुभाग म.प्र. राज्य की भविष्य के वर्षों की आवश्यकताओं के लिए विद्युत की उपलब्धता एवं संबंधित व्यय का विवरण देता है। प्रक्षेपण निम्न कारकों को दृष्टिगत रखते हुए किया जाता है :-

- वर्तमान में दीर्घ काल के लिये आवंटित म.प्र. की उत्पादन क्षमता;
- वित्तीय वर्ष 2018-19 एवं 2019-20 की अवधि के दौरान एमपीपीजीसीएल, केन्द्रिय सेक्टर, संयुक्त उदगम एवं प्रतियोगितात्मक बोली के द्वारा निजी खिलाड़ियों से आने वाली नवीन उत्पादन क्षमता;
- माह जून-2018 से उत्तरी क्षेत्र के 29 विद्युत उत्पादन केन्द्रों से आवंटित 40.73 मेगावॉट
- पश्चिमी क्षेत्र, उत्तरी क्षेत्र एवं पूर्वी क्षेत्र की उत्पादन क्षमता आवंटन का प्रभाव

5.3 उपरोक्त उपलब्ध जानकारियों के आधार पर आगामी वर्षों में विद्युत की खरीद का पूर्वानुमान तैयार किया गया है। यह आगामी हिस्सों में वर्णित है। हम यह प्रस्तुत करते हैं कि वर्ष 2018-19 एवं 2019-20 के दौरान नये केन्द्रीय तथा राज्य स्तरीय विद्युत उत्पादन गृह जो प्रारम्भ होने वाले हैं, वे निम्नानुसार हैं :-

तालिका 88: आने वाले परम्परागत उपकेन्द्र तथा अन्य तकनीकी पैरामीटर

क्र.	विवरण	क्षमता (मे.वा)	प्रथम 90 दिन के लिए लिया गया पी.एल.एफ (प्रतिशत)	90 दिन के पश्चात लिया गया पी.एल.एफ. (प्रतिशत)	टिप्पणी	मध्य प्रदेश का हिस्सा		CoD
						प्रतिशत	मेगावाट	
1	माह जून-2018 से उत्तरी क्षेत्र के अनावंटित हिस्से से 40.73 मेगावॉट का आवंटन	18,793.02					40.73	
a	एनटीपीसी औरैया जीपीपी	663	80.71%	80.71%	एनटीपीसी गंधार जीपीपी के समान	0.26%	1.72	15-Jun-90
b	एनटीपीसी दादरी जीपीपी	830	80.71%	80.71%	एनटीपीसी गंधार जीपीपी के समान	0.27%	2.24	15-Apr-97
c	एनटीपीसी अंता जीपीपी	419	80.71%	80.71%	एनटीपीसी गंधार जीपीपी के समान	0.27%	1.13	15-Mar-90
d	आरएपीपी रावतभाटा	880	86.02%	86.02%	तारापुर के समान	0.21%	1.85	16-Dec-73
e	एनएपीपी नरोरा	440	86.02%	86.02%	Same as TAPP Tarapur CERC Norms	0.25%	1.1	01-Jul-92
f	एनटीपीसी फिरोज गांधी उँचाहार।	420	85.00%	85.00%	केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानानुसार	0.08%	0.34	15-Mar-89
g	एनटीपीसी फिरोज गांधी उँचाहार	420	85.00%	85.00%	केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानानुसार	0.27%	1.13	15-Oct-99
h	एनटीपीसी फिरोज गांधी उँचाहार	210	85.00%	85.00%	केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानानुसार	0.26%	0.55	15-Sep-06
i	एनटीपीसी फिरोज गांधी उँचाहार IV	500	85.00%	85.00%	केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानानुसार	0.26%	1.3	15-Apr-17
j	एनटीपीसी रिहंद I	1,000.00	85.00%	85.00%	केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानानुसार	0.22%	2.2	15-Jul-89
k	एनटीपीसी रिहंद II	1,000.00	85.00%	85.00%	केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानानुसार	0.24%	2.4	15-Sep-05
l	एनटीपीसी रिहंद III	1,000.00	85.00%	85.00%	केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानानुसार	0.27%	2.7	15-Oct-13
m	एनटीपीसी एनसीटीपी दादरी	980	85.00%	85.00%	केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानानुसार	0.23%	2.25	15-Jul-10
n	एनटीपीसी सिंगरोली	2,000.00	85.00%	85.00%	केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानानुसार	0.22%	4.4	15-Nov-87
o	एनटीपीसी आईजीपीएस झज्जर	1,500.00	85.00%	85.00%	केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानानुसार	0.13%	1.95	15-Mar-12
p	एसजेब्हीएन रामपुर एचपीएस	412.02	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.16%	0.66	16-Dec-14
q	एसजेब्हीएन झाकरी एचपीएस	1,500.00	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.18%	2.7	14-May-04
r	टेहरी एचपीएस	1,000.00	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.18%	1.8	09-Jul-07
s	कोटेश्वर एचपीपी	400	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.18%	0.72	01-Apr-12
t	पारबती III	520	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.27%	1.4	15-May-14

क्र.	विवरण	क्षमता (मे.वा)	प्रथम 90 दिन के लिए लिया गया पी.एल.एफ (प्रतिशत)	90 दिन के पश्चात लिया गया पी.एल.एफ. (प्रतिशत)	टिप्पणी	मध्य प्रदेश का हिस्सा		CoD
						प्रतिशत	मेगावाट	
u	एनएचपीसी चमेरा	300	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.32%	0.96	31-Mar-04
v	एनएचपीसी चमेरा	231	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.27%	0.62	30-Jun-12
w	एनएचपीसी दुलहस्ती	390	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.27%	1.05	07-Apr-07
x	एनएचपीसी धौलीगंगा	280	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.27%	0.76	01-Nov-05
y	एनएचपीसी सेवा	120	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.26%	0.31	02-Jul-10
z	एनएचपीसी उरी	240	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.27%	0.65	01-Mar-14
aa	एनएचपीसी किशनगंगा	330	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.26%	0.86	24-May-18
ab	एनटीपीसी कोलदाम एचपीपी	800	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.12%	0.96	18-Jul-15
ac	एनटीपीसी सिंगरौली लघु एचपीपी	8	70.00%	70.00%	माना गया है।	0.25%	0.02	15-Nov-87
2	केन्द्रीय क्षेत्र के उत्पादन केन्द्र प.क्षे	3,860.00					1,084.92	
a	एनटीपीसी सोलापुर एसटीपीएस इकाई -2	660	65.00%	85.00%	प्रथम 90 दिनों के लिए माना गया तत्पश्चात केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानुसार	23.84%	157.32	1-July-19
b	एनटीपीसी गाडरवारा एसटीपीएस इकाई -1	800	65.00%	85.00%	प्रथम 90 दिनों के लिए माना गया तत्पश्चात केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानुसार	50.00%	400	1-July-19
c	एनटीपीसी गाडरवारा एसटीपीएस इकाई -2	800	65.00%	85.00%	प्रथम 90 दिनों के लिए माना गया तत्पश्चात केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानुसार	50.00%	400	31-Oct-19
d	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ़ इकाई -1	800	65.00%	85.00%	प्रथम 90 दिनों के लिए माना गया तत्पश्चात केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानुसार	7.98%	63.8	1-July-19
e	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ़ इकाई -II	800	65.00%	85.00%	प्रथम 90 दिनों के लिए माना गया तत्पश्चात केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग के प्रावधानुसार	7.98%	63.8	31-Aug-19
3	म.प्र.पावर जनरेटिंग कंपनी	1,320.00					1,188.00	
a	श्रीसिंगाजी फेस-2 इकाई-1	660	63.82%	63.82%	सिंगाजी एसटीपीएस फेस-1 के पीएलएफ को माना गया है।	90.00%	594	27-Dec-18
b	श्रीसिंगाजी फेस-2 इकाई-2	660	63.82%	63.82%		90.00%	594	31-Mar-19
4	योग (1+2+3)	23973.00					2313.65	

- 5.4** मध्य प्रदेश को विभिन्न केन्द्रों में आवंटित भाग म.प्र. की तीनों वितरण कंपनियों को आवंटित क्षमताओं को निम्न दर्शित तालिका में स्टेशनवार दर्शाया गया है। राज्य हेतु आवंटित केन्द्रीय अंचल स्टेशनों से संबंधित, पश्चिम क्षेत्रीय पावर कमेटी के पत्र क्र. WRPC/Comml-I/6/Alloc/2018/5733 dated 28th June 2018 एवं पूर्व क्षेत्रीय एन.टी.पी.सी. कहलगांव-2 द्वारा पत्र क्र. no. 5/31/2006-Th.2 dated 21st February 2007 एवं उत्तरी क्षेत्र द्वारा जारी पत्र क्रमांक NRPC/OPR/103/02/2018/6105-6103 dated 01st June 2018। मध्य प्रदेश जनरेटिंग कंपनी तथा अन्य स्बोतों के आवंटन उनके द्वारा की गयी चर्चा तथा उनके कार्यालयीन दस्तावेजों के आधार पर समाहित किया गया है।
- 5.5** म.प्र. पावर मैनेजमेंट कंपनी / वितरण कंपनियों को आवंटित नवीन तथा विद्यमान उत्पादन केन्द्रों के अंश का विवरण निम्न तालिका में दर्शाया गया है :-

तालिका 89: अनुबंधित क्षमता – म.प्र.राज्य (विद्यमान तथा नवीन)

स.क्र..	विवरण	क्षेत्र	क्षमता (मे.वॉट)	वर्ष 2017-18 (प्रावधिक)		वर्ष 2018-19 (पुनररेखित)		वर्ष 2019-20 (आंकलित)	
				%	मे.वॉ.	%	मे.वॉ.	%	मे.वॉ.
I	केन्द्रीय सेक्टर		33,776		3,659		4,366		4,716
1	एनटीपीसी कोरबा	WR	2,100	23%	479	22%	464	22%	464
2	एनटीपीसी कोरबा III	WR	500	15%	76	14%	68	14%	68
3	एनटीपीसी विंध्याचल I	WR	1,260	35%	441	34%	428	34%	428
4	एनटीपीसी विंध्याचल II	WR	1,000	32%	316	31%	306	31%	306
5	एनटीपीसी विंध्याचल III	WR	1,000	24%	243	23%	233	23%	233
6	एनटीपीसी विंध्याचल IV	WR	1,000	28%	284	27%	268	27%	268
7	एनटीपीसी विंध्याचल V Unit 1	WR	500	28%	142	27%	134	27%	134
8	एनटीपीसी सीपत I	WR	1,980	17%	337	15%	305	15%	305
9	एनटीपीसी सीपत II	WR	1,000	19%	186	18%	176	18%	176
10	एनटीपीसी मौदा I	WR	1,000	18%	181	17%	165	16%	165
11	एनटीपीसी मौदा II Unit 1	WR	660	19%	124	34%	227	17%	113
12	एनटीपीसी मौदा II Unit 2	WR	660	19%	124	34%	227	17%	113
13	एनटीपीसी कवास GPP	WR	656	21%	140	21%	140	21%	140
14	एनटीपीसी गंधार GPP	WR	657	18%	117	18%	117	18%	117
15	एनटीपीसी औरैया GPP	NR	663	0%	-	0%	2	0%	2
16	एनटीपीसी दादरी GPP	NR	830	0%	-	0%	2	0%	2
17	एनटीपीसी अंता GPP	NR	419	0%	-	0%	1	0%	1
18	एनटीपीसी कहलगांव 2	ER	1,500	5%	74	5%	74	5%	74
19	KAPP काकरापार	WR	440	0%	-	0%	-	26%	113
20	TAPP तारापोर	WR	1,080	21%	230	21%	230	21%	230

स.क्र..	विवरण	क्षेत्र	क्षमता (मे.वॉट)	वर्ष 2017-18 (प्रावधिक)		वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)		वर्ष 2019-20 (आंकलित)	
				%	मे.वॉ.	%	मे.वॉ.	%	मे.वॉ.
21	RAPP रावतभाटा	NR	880	0%	-	0%	2	0%	2
22	NAPP नरोरा	NR	440	0%	-	0%	1	0%	1
23	एनटीपीसी सोलापुर STPS, Unit-1	WR	660	25%	166	24%	155	24%	155
24	एनटीपीसी सोलापुर STPS, Unit-2	WR	660	0%	-	24%	157	24%	157
25	एनटीपीसी गाडरवारा STPS, Unit-1	WR	800	0%	-	50%	400	50%	400
26	एनटीपीसी गाडरवारा STPS, Unit-2	WR	800	0%	-	0%	-	50%	400
27	एनटीपीसी लारा STPS, रायगढ़ , Unit I	WR	800	0%	-	8%	64	8%	64
28	एनटीपीसी लारा STPS, रायगढ़ , Unit II	WR	800	0%	-	0%	-	8%	64
29	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊचाहार I	WR	420			0%	0	0%	0
30	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊचाहार II	NR	420			0%	1	0%	1
31	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊचाहार III	NR	210			0%	1	0%	1
32	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊचाहार IV	NR	500			0%	1	0%	1
33	एनटीपीसी रिहंद I	NR	1,000			0%	2	0%	2
34	एनटीपीसी रिहंद II	NR	1,000			0%	2	0%	2
35	एनटीपीसी रिहंद III	NR	1,000			0%	3	0%	3
36	एनटीपीसी एनसीटीपी दादरी II	NR	980			0%	2	0%	2
37	एनटीपीसी सिंगरारौली	NR	2,000			0%	4	0%	4
38	एनटीपीसी IGPS I झज्जर	NR	1,500			0%	2	0%	2
II	म.प्र.पावर जनरेटिंग कंपनी (ताप एवं जल)		6,586		4,997		6,185		5,777
1	अमरकंटक TPS Ph-III	State	210	100%	210	100%	210	100%	210
2	सतपुडा फेस III	State	420	100%	830#	100%	830#	100%	420
3	सतपुडा TPS Ph-IV	State	500	100%	500	100%	500	100%	500
4	एसजीटीपीएस Ph-I & II	State	840	100%	840	100%	840	100%	840
5	एसजीटीपीएस Ph-III	State	500	100%	500	100%	500	100%	500
6	श्री सिंगाजी एसटीपीएस Ph-I	State	1,200	100%	1,200	100%	1,200	100%	1,200
7	श्री सिंगाजी Phase-2,	State	660	0%	-	90%	594	90%	594

स.क्र..	विवरण	क्षेत्र	क्षमता (मे.वॉट)	वर्ष 2017-18 (प्रावधिक)		वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)		वर्ष 2019-20 (आंकलित)	
				%	मे.वॉ.	%	मे.वॉ.	%	मे.वॉ.
	Unit-1								
8	श्री सिंगाजी Phase-2, Unit-2	State	660	0%	-	90%	594	90%	594
9	रानी अवंती बाई सागर , बरगी HPS	State	90	100%	90	100%	90	100%	90
10	बाणसागर Ph I HPS (टोंस)	State	315	100%	315	100%	315	100%	315
11	बाणसागर Ph-II HPS (सिल्परा)	State	30	100%	30	100%	30	100%	30
12	बाणसागर Ph-III HPS (देवलोंद)	State	60	100%	60	100%	60	100%	60
13	बाणसागर Ph-IV HPS (झिन्ना)	State	20	100%	20	100%	20	100%	20
14	विरसिंहपुर HPS	State	20	100%	20	100%	20	100%	20
15	मढ़ीखेड़ा HPS	State	60	100%	60	100%	60	100%	60
16	राजधाट HPS	State	45	50%	23	50%	23	50%	23
17	गांधीसागर HPS	State	115	50%	58	50%	58	50%	58
18	राणा प्रताप सागर & जवाहर सागर HPS	State	271	50%	136	50%	136	50%	136
19	पेंच HPS	State	160	67%	107	67%	107	67%	107
III	JV Hydel & Other Hydels		9,832		2,347		2,360		2,360
1	NHDC इंदिरा सागर HPS	State	1,000	100%	1,000	100%	1,000	100%	1,000
2	NHDC ओंकारेश्वर HPS	State	520	100%	520	100%	520	100%	520
3	सरदार सरोवर HPS	WR	1,450	57%	827	57%	827	57%	827
4	रिहंद HPS	NR	300	0%	-	0%	-	0%	-
5	माताटीला HPS	NR	31	0%	-	0%	-	0%	-
6	SJVN रामपुर HPS	NR	412			0%	1	0%	1
7	SJVN झाकरी HPS	NR	1,500			0%	3	0%	3
8	तेहरी HPS	NR	1,000			0%	2	0%	2
9	कोटेश्वर HPP	NR	400			0%	1	0%	1
10	पारबती III	NR	520			0%	1	0%	1
11	एनएचपीसी चमेरा II	NR	300			0%	1	0%	1
12	एनएचपीसी चमेरा III	NR	231			0%	1	0%	1
13	एनएचपीसी दुलहस्ती	NR	390			0%	1	0%	1
14	एनएचपीसी	NR	280			0%	1	0%	1

स.क्र..	विवरण	क्षेत्र	क्षमता (मे.वॉट)	वर्ष 2017-18 (प्रावधिक)		वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)		वर्ष 2019-20 (आंकलित)	
				%	मे.वॉ.	%	मे.वॉ.	%	मे.वॉ.
	Dhauliganga								
15	एनएचपीसी सेवा ॥	NR	120			0%	0	0%	0
16	एनएचपीसी उरी ॥	NR	240			0%	1	0%	1
17	एनएचपीसी किशनगंगा	NR	330			0%	1	0%	1
18	एनटीपीसी Koldam HPP ।	NR	800			0%	1	0%	1
19	एनटीपीसी सिंगरौली HPP	NR	8			0%	0	0%	0
IV	डी.व्ही.सी.		2,840		500		-		-
1	डी.व्ही.सी. (एमटीपीएस & सीटीपीएस)	ER	1,840	22%	400	0%	-	0%	-
2	डी.व्ही.सी. डीटीपीएस , Unit 1 & Unit 2	ER	1,000	10%	100	0%	-	0%	-
5	स्वतंत्र विद्युत उत्पादक		9,352		3,414		3,414		3,414
1	टोरेंट पावर	WR	765	10%	75	10%	75	10%	75
2	बीएलए पावर	State	90	35%	32	35%	32	35%	32
3	जेपी बीना पावर	State	500	70%	350	70%	350	70%	350
4	लेंको अमरकंटक TPS Unit 1	WR	300	100%	300	100%	300	100%	300
5	रिलायंस UMPP, सासन	WR	3,960	38%	1,485	38%	1,485	38%	1,485
6	आयसर पावर STPS	State	600	5%	30	5%	30	5%	30
7	जय प्रकाश पावर STPS, निगरी	WR	1,320	38%	495	38%	495	38%	495
8	एम.बी. पावर STPS	WR	1,200	35%	420	35%	420	35%	420
9	झाबुआ पावर STPS, Unit-1	WR	600	35%	210	35%	210	35%	210
10	केप्टिव पावर	State	17	100%	17	100%	17	100%	17
6	Renewables		-		3,274		3,688		4,349
a	सोलर	State		100%	1,025	100%	1,284	100%	1,536
b	अन्य लघु / सूक्ष्म	State		100%	30	100%	32	100%	42
c	अन्य सौर के अतिरिक्त	State		100%	2,218	100%	2,371	100%	2,771
7	योग		62,385		16,863		19,184		20,615

Prov.--> Provisional

RE --> Revised Estimate

Proj. --> Projected

* टीप - लेंको अमरकंटक तथा बी.एल.ए. पावर की विद्युत उत्पलब्धता उनके विद्युत क्रय अनुबंध के आधार पर ली गयी है। इनकी विद्युत क्रय की लागत विद्युत क्रय के अध्याय- में उल्लेखातुसार लिया गया है।

वर्ष 2017-18 में सतपुड़ा सारणी फेस-11 एवं 111 की कुल क्षमता 830 मेगावॉट उपलब्ध थी, वर्ष 2018-19 के दौरान सतपुड़ा 111 उपकेन्द्र की यूनिट बंद करने के कारण यह क्षमता कम होकर 420 मेगावॉट रह गयी।

5.6 उपरोक्त तालिका में देखा जा सकता है कि कुछ प्रासंगिक जानकारी वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु निम्नानुसार है :-

- पिछले 36 माह से रिंहद, माताटीला एवं एस्सार पावर में शून्य उपलब्धता ली गयी है।
- एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं. द्वारा डी.व्ही.सी. 400 मेगावॉट (मीजिया एवं चन्द्रपुर) तथा 100 मेगावॉट (दुर्गापुर) से 01 मार्च- 2018 तथा 15 मई-2017 से विद्युत क्रय अनुबंध को समय के पूर्व बंद करने का निर्णय लिया गया है। वर्ष 2018-19 के लिए विद्युत क्रय लागत में इन विद्युत गृहों की लागत नहीं जोड़ी गयी है। यद्यपि वर्ष 2018-19 एवं 2019-2020 में डी.व्ही.सी. का पावर क्रय अनुबंध कार्यशील है और एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं. को इस हेतु नियत प्रभार का भुगतान करना होगा।
- वर्ष 2018-19 के दौरान एस्सार, बी.एल.ए. तथा सुजैन टोरंट पावर से एम.ओ.डी. के आधार पर कुछ पावर शेड्यूल (क्रय) की गयी जबकि माननीय आयोग द्वारा जारी टैरिफ आदेश वर्ष 2018-19 में इन उत्पादन केन्द्रों से उपलब्धता तथा उनकी लागत को मान्य नहीं किया गया है। माननीय आयोग से प्रार्थना है कि इन उपकेन्द्रों के विरुद्ध खर्च की गयी लागत को वर्ष 2018-19 के टू-अप याचिका में समाहित करते हुए माननीय नियामक आयोग के समक्ष प्रस्तुत किया जावेगा। आगे माननीय नियामक आयोग से पुनः निवेदन किया जाता है कि इन उत्पादन केन्द्रों से वर्ष 2019-2020 हेतु विद्युत की उपलब्धता ली गयी है, क्योंकि इनके विद्युत क्रय अनुबंध वर्तमान में क्रियाशील है।

5.7 एक्स बस उपलब्धता

वितरण कंपनियों द्वारा एक्स-बस उपलब्धता के अनुमान के लिए वित्त वर्ष 2017-18 और वित्त वर्ष 2018-19 (अगस्त 2018 तक) में प्राप्त अनंतिम ऊर्जा पर विचार किया है। मौजूदा आवंटित स्टेशनों के साथ-साथ भविष्य में आने वाले उत्पादन केन्द्रों जिनके बहु-वर्षीय टैरिफ अवधि के अंत तक कार्यशील होने की संभावना है जिन्हें निम्न तालिका में वर्ष 2019-20 में दर्शाया है। क्षमता के अतिरिक्त एडीआई-टर्म की कुल एक्स-बस उपलब्धता, जो कि एमआईटी अवधि के अंत तक संचालन के लिए अपेक्षित है, अर्थात् पिछले वर्गों में चर्चा की गई है, जो कि निम्नानुसार है :-

तालिका 90: एक्स-बस उपलब्धता (एम.यू.) संयंत्रवार स्रोत

एक्स-बस उपलब्धता (एम.यू.)				
स.क्र.	विवरण	वि.व. 2017-18 (प्रावधिक)	FY 2018-19 (पुनरीक्षित)	FY 2019-20 (प्रस्तावित)
I	केन्द्रीय सेक्टर	26,069	26,764	29,625
1	एनटीपीसी कोरबा	3,593	3,427	3,472
2	एनटीपीसी कोरबा III	570	540	529
3	एनटीपीसी विंध्याचल I	3,312	3,059	3,069
4	एनटीपीसी विंध्याचल II	2,589	2,202	2,249
5	एनटीपीसी विंध्याचल III	2,086	1,873	1,819

एक्स-बस उपलब्धता (एम.यू)				
स.क्र.	विवरण	वि.व. 2017-18 (प्रावधिक)	FY 2018-19 (पुनरीक्षित)	FY 2019-20 (प्रस्तावित)
6	एनटीपीसी विंध्याचल IV	2,296	2,074	2,080
7	एनटीपीसी विंध्याचल V इकाई 1	1,233	988	876
8	एनटीपीसी सीपत I	2,655	2,286	2,330
9	एनटीपीसी सीपत II	1,461	1,425	1,392
10	एनटीपीसी मौदा I	1,212	1,010	1,061
11	एनटीपीसी मौदा II Unit 1	490	885	1,086
12	एनटीपीसी मौदा II Unit 2	259	828	970
13	एनटीपीसी कवास GPP	1,308	1,069	1,014
14	एनटीपीसी गंधार GPP	960	854	810
15	एनटीपीसी औरैया GPP	-	7	12
16	एनटीपीसी दादरी GPP	-	9	15
17	एनटीपीसी अंटा GPP	-	4	8
18	एनटीपीसी कहलगांव 2	575	518	522
19	KAPP काकरापार	-	308	620
20	TAPP तारापुर	1,093	1,611	1,528
21	RAPP रावाभट्टा	-	10	12
22	NAPP नरोरा	-	6	7
23	एनटीपीसी सोलापुर STPS, Unit-1	376	1,042	1,115
24	एनटीपीसी सोलापुर STPS, Unit-2	-	3	566
25	एनटीपीसी गाडरवारा STPS, Unit-1	-	461	1,440
26	एनटीपीसी गाडरवारा STPS, Unit-2	-	-	502
27	एनटीपीसी लारा STPS, रायगढ Unit I	-	74	230
28	एनटीपीसी लारा STPS, रायगढ Unit II	-	-	155
29	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊचाहार I	-	16	2
30	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊचाहार II	-	17	8
31	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊचाहार III	-	7	4
32	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊचाहार IV	-	5	9
33	एनटीपीसी रिहंद I	-	21	15
34	एनटीपीसी रिहंद II	-	19	17
35	एनटीपीसी रिहंद III	-	22	19
36	एनटीपीसी NCTP दादरी II	-	12	16

एक्स-बस उपलब्धता (एम.यू)				
स.क्र.	विवरण	वि.व. 2017-18 (प्रावधिक)	FY 2018-19 (पुनर्रक्षित)	FY 2019-20 (प्रस्तावित)
37	एनटीपीसी सिंगरौली	-	54	31
38	एनटीपीसी IGPS I झज्जर	-	19	14
II	म.प्र. जेनको (ताप एवं जल)	23,816	25,916	29,015
1	अमरकंटक TPS Ph-III	1,623	1,421	1,545
2	सतपुड़ा Phase III	3,772	3,845	2,175
3	सतपुड़ा TPS Ph-IV	3,162	2,919	2,653
4	एसजीटीपीएस Ph-I & II	4,388	4,564	4,385
5	एसजीटीपीएस Ph-III	2,987	3,329	3,439
6	श्रीसिंगा जी STPS, Ph-I	6,364	6,261	6,229
7	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-1	-	1,175	3,138
8	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-2	-	652	3,138
9	रानी अवंती बाई सागर, वरगी HPS	129	349	332
10	बाणसागर Ph I HPS (टोंस)	539	717	852
11	बाणसागर Ph-II HPS (सिलपारा)	46	50	70
12	बाणसागर Ph-III HPS (देवलोंद)	75	70	88
13	बाणसागर Ph-IV HPS (झिन्ना)	66	50	77
14	विरसिंहपुर r HPS	24	39	28
15	मङ्गीखेड़ा HPS	22	46	90
16	राजघाट HPS	29	19	29
17	गांधीसागर HPS	174	84	168
18	राणा प्रताप सागर & जवाहर सागर HPS	316	188	359
19	पेंच HPS	101	140	219
III	संयुक्त उपक्रम एवं अन्य जल विद्युत	1,798	2,058	4,459
1	एनएचडीसी इंदिरा सागर एचपीएस	837	1,082	2,156
2	एनएचडीसी ओंकारेश्वर एचपीएस	442	502	986
3	सरदार सरोवर एचपीएस	520	405	1,283
4	एसजेब्हीएन रामपुर एचपीएस	-	4	5
5	एसजेब्हीएन झाकरी एचपीएस	-	15	19
6	टेहरी एचपीएस	-	9	2
7	कोटेश्वर एचपीएस	-	4	1
8	पारबती III	-	5	1

एक्स-बस उपलब्धता (एम.यू)				
स.क्र.	विवरण	वि.व. 2017-18 (प्रावधिक)	FY 2018-19 (पुनरीक्षित)	FY 2019-20 (प्रस्तावित)
9	एनएचपीसी चमेरा ॥	-	5	1
10	एनएचपीसी चमेरा ॥॥	-	3	1
11	एनएचपीसी दुलहस्ती	-	6	1
12	एनएचपीसी धौलीगंगा	-	4	1
13	एनएचपीसी सेवा ॥	-	1	0
14	एनएचपीसी उरी ॥	-	4	1
15	एनएचपीसी किशनगंगा	-	3	1
16	एनटीपीसी कोलदाम एचपीपी 1	-	6	1
17	एनटीपीसी सिंगरौली लघु जल विद्युत	-	0	0
IV	डीव्हीसी	2,402	-	-
1	डीव्हीसी (एमटीपीएस एवं सीटीपीएस)	2,300	-	-
2	डीव्हीसी डीटीपीएस यूनिट 1& यूनिट 2	103	-	-
V	स्वतंत्र विद्युत उत्पादक	23,125	21,696	20,189
1	टोरेंट पावर	630	625	593
2	बीएलए पावर	17	109	89
3	जैपी बीना पावर	2,289	2,305	2,366
4	लैंको अमरकंटक टीपीएस यूनिट-1	2,166	2,135	2,195
5	रिलायंस यूएमपीपी सासन	11,268	10,501	9,632
6	एस्सार पावर, एचटीपीएस	74	18	21
7	जय प्रकाश पावर निगरी	3,325	2,790	2,615
8	एमबी पावर एसटीपीएस	2,565	2,361	1,765
9	झावुआ पावर एसटीपीएस यूनिट -1	791	833	884
10	केप्टिव पावर	-	17	30
VI	नवकरणीय ऊर्जा	4,952	5,201	7,644
1	सौर ऊर्जा	1,207	1,704	2,993
2	अन्य लघु एवं सूक्ष्म केन्द्र	0	84	46
3	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	3,745	3,413	4,605
VII	योग	82,163	81,635	90,932

Prov.--> Provisional

RE --> Revised estimate

Proj. --> Projected

तालिका 91: वर्ष 2019-20 हेतु माहवार संयंत्रवार विद्युत की उपलब्धता

विवरण	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
केन्द्रीय सेक्टर	2,374	2,454	2,374	2,454	2,454	2,396	2,479	2,495	2,578	2,578	2,411	2,578	29,625
एनटीपीसी कोरबा	285	294	285	294	294	285	294	285	294	294	275	294	3,472
एनटीपीसी कोरबा III	43	45	43	45	45	43	45	43	45	45	42	45	529
एनटीपीसी विंध्याचल I	252	260	252	260	260	252	260	252	260	260	243	260	3,069
एनटीपीसी विंध्याचल II	184	190	184	190	190	184	190	184	190	190	178	190	2,249
एनटीपीसी विंध्याचल III	149	154	149	154	154	149	154	149	154	154	144	154	1,819
एनटीपीसी विंध्याचल IV	171	176	171	176	176	171	176	171	176	176	165	176	2,080
एनटीपीसी विंध्याचल V इकाई 1	72	74	72	74	74	72	74	72	74	74	69	74	876
एनटीपीसी सीपत I	191	197	191	197	197	191	197	191	197	197	185	197	2,330
एनटीपीसी सीपत II	114	118	114	118	118	114	118	114	118	118	110	118	1,392
एनटीपीसी मौदा I	87	90	87	90	90	87	90	87	90	90	84	90	1,061
एनटीपीसी मौदा II Unit 1	89	92	89	92	92	89	92	89	92	92	86	92	1,086
एनटीपीसी मौदा II Unit 2	80	82	80	82	82	80	82	80	82	82	77	82	970
एनटीपीसी कवास GPP	83	86	83	86	86	83	86	83	86	86	80	86	1,014
एनटीपीसी गंधार GPP	66	69	66	69	69	66	69	66	69	69	64	69	810
एनटीपीसी औरेया GPP	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
एनटीपीसी दादरी GPP	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
एनटीपीसी अंटा GPP	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
एनटीपीसी कहलगांव 2	43	44	43	44	44	43	44	43	44	44	41	44	522
KAPP काकरापार	51	53	51	53	53	51	53	51	53	53	49	53	620
TAPP तारापुर	125	129	125	129	129	125	129	125	129	129	121	129	1,528
RAPP रावाभट्ठा	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12

विवरण	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
NAPP नरोरा	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	7
एनटीपीसी सोलापुर STPS, Unit-1	91	94	91	94	94	91	94	91	94	94	88	94	1,115
एनटीपीसी सोलापुर STPS, Unit-2	46	48	46	48	48	46	48	46	48	48	45	48	566
एनटीपीसी गाडरवारा STPS, Unit-1	118	122	118	122	122	118	122	118	122	122	114	122	1,440
एनटीपीसी गाडरवारा STPS, Unit-2	-	-	-	-	-	-	3	98	102	102	95	102	502
एनटीपीसी लारा STPS, रायगढ Unit I	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	18	19	230
एनटीपीसी लारा STPS, रायगढ Unit II	-	-	-	-	1	22	22	22	22	22	21	22	155
एनटीपीसी किरोज गांधी ऊंचाहार।	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
एनटीपीसी किरोज गांधी ऊंचाहार	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	8
एनटीपीसी किरोज गांधी ऊंचाहार III	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
एनटीपीसी किरोज गांधी ऊंचाहार IV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	9
एनटीपीसी रिहंद I	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
एनटीपीसी रिहंद II	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	17
एनटीपीसी रिहंद III	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	19
एनटीपीसी NCTP दादरी II	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	16
एनटीपीसी सिंगराली	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	3	31
एनटीपीसी IGPS I झज्जर	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	14
म.प्र. जेनको (ताप एवं जल)	2,378	2,458	2,378	2,458	2,458	2,378	2,458	2,378	2,458	2,458	2,299	2,458	29,015
अमरकंटक TPS Ph-III	127	131	127	131	131	127	131	127	131	131	122	131	1,545
सतपुडा Phase III	178	184	178	184	184	178	184	178	184	184	172	184	2,175
सतपुडा TPS Ph-IV	217	225	217	225	225	217	225	217	225	225	210	225	2,653
एसजीटीपीएस Ph-I & II	359	371	359	371	371	359	371	359	371	371	347	371	4,385
एसजीटीपीएस Ph-III	282	291	282	291	291	282	291	282	291	291	272	291	3,439
श्रीसिंगा जी STPS, Ph-I	511	528	511	528	528	511	528	511	528	528	494	528	6,229

विवरण	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-1	257	266	257	266	266	257	266	257	266	266	249	266	3,138
श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-2	257	266	257	266	266	257	266	257	266	266	249	266	3,138
रानी अवंती बाई सागर, बरगी HPS	27	28	27	28	28	27	28	27	28	28	26	28	332
बाणसागर Ph-I HPS (टॉस)	70	72	70	72	72	70	72	70	72	72	68	72	852
बाणसागर Ph-II HPS (सिलपारा)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	70
बाणसागर Ph-III HPS (देवलोंद)	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	88
बाणसागर Ph-IV HPS (द्विन्ना)	6	7	6	7	7	6	7	6	7	7	6	7	77
बिरसिंहपुर HPS	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	28
मड़ीखेड़ा HPS	7	8	7	8	8	7	8	7	8	8	7	8	90
राजघाट HPS	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	29
गांधीसागर HPS	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	13	14	168
राणा प्रताप सागर & जवाहर सागर HPS	29	30	29	30	30	29	30	29	30	30	28	30	359
पेंच HPS	18	19	18	19	19	18	19	18	19	19	17	19	219
संयुक्त उपक्रम एवं अन्य जल विद्युत	366	378	366	378	378	366	378	366	378	378	353	378	4,459
एनएचडीसी इंदिरा सागर एचपीएस	177	183	177	183	183	177	183	177	183	183	171	183	2,156
एनएचडीसी ओंकारेश्वर एचपीएस	81	83	81	83	83	81	83	81	83	83	78	83	986
सरदार सरोवर एचपीएस	105	109	105	109	109	105	109	105	109	109	102	109	1,283
एसजेव्हीएन रामपुर एचपीएस	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
एसजेव्हीएन झाकरी एचपीएस	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	19
टेहरी एचपीएस	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
कोटेश्वर एचपीएस	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
पारबती III	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
एनएचपीसी चमेरा II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
एनएचपीसी चमेरा III	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

विवरण	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
एनएचपीसी दुलहस्ती	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
एनएचपीसी धौलीगंगा	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
एनएचपीसी सेवा ॥	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
एनएचपीसी उरी ॥	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
एनएचपीसी किशनगंगा	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
एनटीपीसी कोलदाम एचपीपी 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
एनटीपीसी सिंगरौली लघु जल विद्युत	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
स्वतंत्र विद्युत उत्पादक	1,655	1,710	1,655	1,710	1,710	1,655	1,710	1,655	1,710	1,710	1,600	1,710	20,189
टोरेंट पावर	49	50	49	50	50	49	50	49	50	50	47	50	593
बीएलए पावर	7	8	7	8	8	7	8	7	8	8	7	8	89
जैफी बीना पावर	194	200	194	200	200	194	200	194	200	200	187	200	2,366
लैंको अमरकंटक टीपीएस यूनिट-1	180	186	180	186	186	180	186	180	186	186	174	186	2,195
रिलायंस यूएमपीसी सासन	789	816	789	816	816	789	816	789	816	816	763	816	9,632
एस्सार पावर, एचटीपीएस	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	21
जय प्रकाश पावर निगरी	214	221	214	221	221	214	221	214	221	221	207	221	2,615
एमबी पावर एसटीपीएस	145	149	145	149	149	145	149	145	149	149	140	149	1,765
झाबुआ पावर एसटीपीएस यूनिट-1	72	75	72	75	75	72	75	72	75	75	70	75	884
केन्द्रिक पावर	2	3	2	3	3	2	3	2	3	3	2	3	30
नवकरणीय ऊर्जा	627	647	627	647	647	627	647	627	647	647	606	647	7,644
सौर ऊर्जा	245	254	245	254	254	245	254	245	254	254	237	254	2,993
अन्य लघु एवं सूक्ष्म केन्द्र	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	46
सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	377	390	377	390	390	377	390	377	390	390	365	390	4,605
कुल योग	7,400	7,646	7,400	7,646	7,647	7,421	7,672	7,520	7,770	7,770	7,269	7,770	90,932

5.8 नवकरणीय क्रय दायित्व

- 5.8.1 विद्युत नियामक आयोग ने अधिसूचना दिनांक 20.10.2015 के द्वारा विनियमन (1) / 2010 ए.आर.जी. 33 (I) (V) 2015 के द्वारा पांचवां संशोधन (पुनरीक्षित) अधिसूचित किया है। आयोग द्वारा आर.पी.ओ. को पालन सुनिश्चित करने के लिए नवकरणीय योग्य ऊर्जा स्रोतों से विद्युत क्रय अनुबंध के माध्यम से अथवा लघु अवधि बाजार से विद्युत क्रय को भी विचारण में लिया है। उपरोक्त विनियमन में सौर ऊर्जा एवं सौर ऊर्जा के अतिरिक्त से नवकरणीय क्रय दायित्व के प्रतिशत को परिभाषित करते समय माननीय आयोग द्वारा म.प्र. राज्य (तीनों वितरण कंपनियों) मेरिट आर्डर डिस्पैच के आधार पर एक्स-बस आवश्यकता का निर्धारण जल विद्युत स्रोतों के द्वारा आपूर्ति को शामिल करते हुए निर्धारित किया गया था। परिणाम स्वरूप वर्ष 2017-18 हेतु नवकरणीय क्रय दायित्व का निर्धारण करते समय माननीय विद्युत आयोग द्वारा अपने खुदरा आपूर्ति दर आदेश दिनांक 31.03.2017 एक्स बस आवश्यकता का निर्धारण करने में जल विद्युत की आपूर्ति को शामिल करते हुए किया गया था।
- 5.8.2 इसी दौरान माननीय नियामक आयोग द्वारा उपरोक्त विनियमन का छठवां संशोधन जारी किया गया जो निम्नानुसार है :-

As per regulation 4.1 of notified MPERC (Co-generation and generation of electricity from Renewable sources of energy) (Revision-I) regulation, 2010 [ARG-33(I)(v) of 2015], the minimum quantum of electricity is 1.50% for Solar and 7.00% for Non-Solar for FY 2017-18, 1.75% for Solar and 7.50% for Non-Solar for FY 2018-19 & 4.00% for Solar and 8.00% for Non-Solar for FY 2019-20 excluding consumption met through hydro sources of power during the FY.

- 5.8.3 As can be verified from the above Regulation, the Hon'ble Commission defined a percentage of RPO on Ex-Bus Requirement by excluding hydro sources of power in the Sixth Amendment. The Petitioner, in view of the RPO targets as specified under Fifth Amendment to MPERC (Co-generation and generation of electricity from Renewable sources of energy) (Revision-I) regulation, 2010 [ARG-33(I)(v) of 2015] vide notification dated October 02nd, 2015 & National Tariff Policy, 2016 had made an arrangement under various PPA for its compliance. As a result, there is a surplus situation in solar in FY 2017-18, FY 2018-19 & FY 2019-20 in compliance to RPO targets and deficit in non-solar for FY 2017-18, FY 2018-19 & FY 2019-20. Accordingly the Petitioners have calculated the RPO requirement as shown in the following तालिका:

तालिका 92: नवकरणीय क्रय दायित्व (एम.यू.)

Sr. no	विवरण	मध्य प्रदेश		
		वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018- 19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019- 20 (अनुमानित)
A	आर.पी.ओ. आब्लीकेशन	8.50%	9.25%	12.00%
1	सौर ऊर्जा	1.50%	1.75%	4.00%
2	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	7.00%	7.50%	8.00%
B	एक्स बस पुर्ण नवीनीकरण ऊर्जा जो आर.पी.ओ. की आवश्यकता को पूर्ण करता हो (मि.यू.)	5,275	5,669	7,587
1	सौर ऊर्जा	931	1,073	2,529
2	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	4,344	4,597	5,058
C	पुर्ण नवीनीकरण ऊर्जा स्रोतों से उपलब्धता	4,952	5,201	7,644
1	सौर ऊर्जा	1,207	1,704	2,993
2	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	3,745	3,497	4,650
D	आपूर्ति में कमी	599	1,100	408
1	सौर ऊर्जा	-	-	-
2	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	599	1,100	408
E	आर.पी.ओ. बाध्यताओं को पूर्ण करने के उपरान्त आवश्यकता से अधिक उपलब्ध	599	1,100	408
1	एक्सचेंज दर	318	260	326
2	आर.पी.ओ. बाध्यताओं के कारण आवश्यकता से अधिक उपलब्ध ऊर्जा के विक्रय से प्राप्त राजस्व	191	286	133
F	पुर्ण नवीनीकरण ऊर्जा क्रय की दरें			
1	सौर ऊर्जा	655	487	487
2	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	557	526	528
G	उपलब्ध स्रोतों से नवकरणीय ऊर्जा का क्रय	2,875	2,668	3,911
1	सौर ऊर्जा	790	829	1,456
2	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	2,085	1,838	2,455
H	आर.पी.ओ. बाध्यताओं के पालनार्थ अतिरिक्त लागत	333	578	215
1	सौर ऊर्जा	-	-	-
2	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	333	578	215
I	आर.पी.ओ. बाध्यताओं की पूर्ति हेतु कुल अतिरिक्त लागत	143	292	82
1	सौर ऊर्जा			
2	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	143	292	82

5.8.4 It can be observed from the above तालिका that there is an overachievement of the RPO from Solar category in FY 2019-20 and the Petitioner would meet its Renewable Purchase Obligation requirement from its contracted sources and any surplus would be consumed by the licensees itself with an objective to promote renewable energy and to comply its contractual obligations. The Petitioner hereby requests the Hon'ble Commission to carry forward the surplus Y-o-Y to meet its next FYs RPO target in

case of shortage of power from renewable sources. It may be appreciated that the overall RPO target is being met by DISCOMs in FY 2019-20 and there is a shortage in the non-solar RPO and surplus in solar RPO in FY 2017-18 & FY 2018-19. It is therefore humbly requested before the Hon'ble Commission that it should consider fulfilment of RPO as a whole.

5.9 ऊर्जा का हटना

- 5.9.1 राज्य की आवश्यकता की पूर्ति होने तथा पावर एक्सचेंज से विद्युत बिक्री के बाद याचिकाकर्ताओं को परिवर्तनीय लागत बचाने के लिए आंशिक पावर को बेक डाउन करना होता है। याचिकाकर्ताओं ने वर्ष 2017-18 से 2019-20 तक सभी उत्पादन केन्द्र को एम.पी.पावर मैनेजमेंट को आवंटित मानते हुए याचिकाकर्ताओं ने परिवर्तनीय लागत के आधार पर माहवार मेरिट आर्डर सिद्धान्त को लागू किया है, याचिकाकर्ताओं ने वर्ष 2017-18 से 2019-20 तक बेक डाउन तथा मानक उपलब्धता की गणना करने हेतु वर्ष 2017-18 से 2019-20 (अगस्त-18 तक) का प्रावधिक डाटा का उपयोग किया है।
- 5.9.2 उसके पश्चात जिन स्टेशनों / केन्द्रों की परिवर्तनीय लागत एम.ओ.डी. सिद्धान्त में अधिक है उन्हें आंशिक तौर पर बेक डाउन किया है (ऐसे उत्पादन केन्द्र जिनकी परिवर्तनीय लागत वर्ष 2019-20 के लिए पै. 284.10 प्रति यूनिट से अधिक है) जब मांग की पूर्ति करने हेतु उन्हें चलाने की आवश्यकता नहीं होती है एवं बाजार में बिजली की दरें उनके चलाने के औचित्य को सहीं ठहराते। यह मांग के उतार चढ़ाव को दर्शाता है एवं यह सुनिश्चित करता है कि सस्ते विद्युत केन्द्रों से ऊर्जा पूर्णतः उपयोग की जाती है तथा महंगे खोतों से विद्युत खरीदी को टाला जाता है। पावर खरीदी लागत में कमी या अधिक दर पर बिक्री की जाती है, जो भी स्थिति हो, के परिणाम स्वरूप लाभ को अंततः उपभोक्ताओं के हिस्से में जोड़ा जाता है।
- 5.9.3 निम्न तालिका ऐसे स्टेशनों को दर्शाती है, जिनसे वर्ष 2017-18 से 2019-20 में आंशिक तौर पर पावर बेक डाउन किया गया है।

तालिका 93: बेक डाउन आफ पावर – पावर स्टेशन

संक्र.	विवरण	Back Down of Power (MUs)				बेक डाउन आफ पावर			
		मानक उपलब्धता वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	मानक उपलब्धता वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	कुल उपलब्धता वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	बेक डाउन आफ पावर वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)
1	एनटीपीसी कोरबा	3,593	3,427	3,472	3,575	3,427	3,472	18	
2	एनटीपीसी कोरबा III	570	540	529	569	540	529	1	
3	एनटीपीसी विंध्याचल I	3,312	3,059	3,069	3,005	3,059	3,069	308	
4	एनटीपीसी विंध्याचल II	2,589	2,202	2,249	2,449	2,202	2,249	141	
5	एनटीपीसी विंध्याचल III	2,086	1,873	1,819	1,973	1,873	1,819	112	
6	एनटीपीसी विंध्याचल IV	2,296	2,074	2,080	2,235	2,074	2,080	61	
7	एनटीपीसी विंध्याचल V इकाई 1	1,233	988	876	1,121	988	876	112	
8	एनटीपीसी सीपत I	2,655	2,286	2,330	2,649	2,286	2,330	6	
9	एनटीपीसी सीपत II	1,461	1,425	1,392	1,457	1,425	1,392	4	
10	एनटीपीसी मौदा I	1,212	1,010	1,061	525	-	177	687	1,010
11	एनटीपीसी मौदा II Unit 1	490	885	1,086	238	181	1,086	252	704
12	एनटीपीसी मौदा II Unit 2	259	828	970	189	162	162	69	666
13	एनटीपीसी कवास GPP	1,308	1,069	1,014	519	1,069	1,014	789	
14	एनटीपीसी गंधार GPP	960	854	810	513	135	810	448	719
15	एनटीपीसी औरैया GPP	-	7	12	-	-	-	-	7
16	एनटीपीसी दादरी GPP	-	9	15	-	-	3	-	9
17	एनटीपीसी अंता GPP	-	4	8	-	-	1	-	4
18	एनटीपीसी कहलगांव 2	575	518	522	333	518	522	242	
19	KAPP काकरापार	-	308	620	-	308	620	-	

संक्र.	विवरण	Back Down of Power (MUs)									
		मानक उपलब्धता			कुल उपलब्धता			बेक डाउन आफ पावर			
वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)
20	TAPP तारापोर	1,093	1,611	1,528	1,093	1,611	1,528	-			
21	RAPP रावतभाटा	-	10	12	-	10	12	-			
22	NAPP नरोरा	-	6	7	-	6	7	-			
23	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-1	376	1,042	1,115	236	-	186	140	1,042	929	
24	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-2	-	3	566	-	-	-	-	3	566	
25	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-1	-	461	1,440	-	-	-	-	461	1,440	
26	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-2	-	-	502	-	-	-	-	-	502	
27	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ़ Unit I	-	74	230	-	-	-	-	74	230	
28	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ़, Unit II	-	-	155	-	-	-	-	-	155	
29	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार I	-	16	2	-	0	0	-	16	2	
30	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार II	-	17	8	-	1	1	-	15	7	
31	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार III	-	7	4	-	1	1	-	7	3	
32	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार IV	-	5	9	-	2	2	-	3	8	
33	एनटीपीसी रिहंद I	-	21	15	-	21	15	-			
34	एनटीपीसी रिहंद II	-	19	17	-	19	17	-			
35	एनटीपीसी रिहंद III	-	22	19	-	22	19	-			
36	एनटीपीसी NCTP दादरी II	-	12	16	-	-	3	-	12	13	
37	एनटीपीसी सिंगराली	-	54	31	-	54	31	-			
38	एनटीपीसी IGPS I झज्जर	-	19	14	-	-	-	-	19	14	
39	अमरकंटक टीपीएस फेस -III	1,623	1,421	1,545	1,572	1,421	1,545	51			

संक्र.	विवरण	Back Down of Power (MUs)									
		मानक उपलब्धता			कुल उपलब्धता			बेक डाउन आफ पावर			
वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)
40	सतपुड़ा Phase III	3,772	3,845	2,175	1,518	3,845	2,175	2,254			
41	सतपुड़ा TPS Ph-IV	3,162	2,919	2,653	3,009	2,919	2,653	153			
42	एसजीटीपीएस Ph-I & II	4,388	4,564	4,385	4,042	4,564	4,385	346			
43	एसजीटीपीएस Ph-III	2,987	3,329	3,439	2,861	3,329	3,439	126			
44	श्रीसिंगा जी STPS, Ph-I	6,364	6,261	6,229	3,579	6,261	6,229	2,785			
45	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-1	-	1,175	3,138	-	1,175	3,138	-			
46	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-2	-	652	3,138	-	652	3,138	-			
47	रानी अवंती बाई सागर, बरगी HPS	129	349	332	129	349	332	-			
48	बाणसागर Ph I HPS (टोस)	539	717	852	539	717	852	-			
49	बाणसागर Ph-II HPS (सिलपारा)	46	50	70	46	50	70	-			
50	बाणसागर Ph-III HPS (देवलोद)	75	70	88	75	70	88	-			
51	बाणसागर Ph-IV HPS (झिंत्रा)	66	50	77	66	50	77	-			
52	बिरसिंहपुर HPS	24	39	28	24	39	28	-			
53	मड़ीखेड़ा HPS	22	46	90	22	15	74	-	31	16	
54	राजघाट HPS	29	19	29	29	19	29	-			
55	गांधीसागर HPS	174	84	168	174	84	168	-			
56	राणा प्रताप सागर & जवाहर सागर HPS	316	188	359	316	188	359	-			
57	पैंच HPS	101	140	219	101	140	219	-			
58	एनएचडीसी इंदिरा सागर एचपीएस	837	1,082	2,156	837	1,082	2,156	-			
59	एनएचडीसी ओंकारेश्वर एचपीएस	442	502	986	442	502	986	-			
60	सरदार सरोवर एचपीएस	520	405	1,283	520	405	1,283	-			
61	एसजेक्टीएन रामपुर एचपीएस	-	4	5	-	4	5	-			
62	एसजेक्टीएन झाकरी एचपीएस	-	15	19	-	15	19	-			

संक्र.	विवरण	Back Down of Power (MUs)									
		मानक उपलब्धता			कुल उपलब्धता			बेक डाउन आफ पावर			
वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)
63	टेहरी एचपीएस	-	9	2	-	9	2	-			
64	कोटेश्वर एचपीएस	-	4	1	-	4	1	-			
65	पारबती III	-	5	1	-	1	1	-	4		
66	एनएचपीसी चमेरा II	-	5	1	-	5	1	-			
67	एनएचपीसी चमेरा III	-	3	1	-	3	1	-			
68	एनएचपीसी दुलहस्ती	-	6	1	-	1	1	-	4		
69	एनएचपीसी धौलीगंगा	-	4	1	-	4	1	-			
70	एनएचपीसी सेवा II	-	1	0	-	1	0	-			
71	एनएचपीसी उरी II	-	4	1	-	4	1	-			
72	एनएचपीसी किशनगंगा	-	3	1	-	3	1	-			
73	एनटीपीसी कोलदाम एचपीपी 1	-	6	1	-	6	1	-			
74	एनटीपीसी सिंगराली लघु जल विद्युत	-	0	0	-	0	0	-			
75	डीकीसी(एमटीपीएस & सीटीपीएस)	2,300	-	-	1,644	-	-	656			
76	डीकीसी डीटीपीएस Unit 1& Unit 2	103	-	-	64	-	-	39			
77	टोरेंट पावर	630	625	593	44	-	-	586	625	593	
78	बीएलए पावर	17	109	89	-	109	89	17			
79	जैपी बीना पावर	2,289	2,305	2,366	1,108	394	410	1,181	1,911	1,956	
80	लैंको अमरकंटक टीपीएस यूनिट-1	2,166	2,135	2,195	1,774	2,135	2,195	392			
81	रिलायंस यूएमपीपी सासन	11,268	10,501	9,632	11,235	10,501	9,632	33			
82	एस्सार पावर, एचटीपीएस	74	18	21	74	-	3	-	18	17	
83	जय प्रकाश पावर निगरी	3,325	2,790	2,615	3,325	2,790	2,615	1			
84	एमबी पावर एसटीपीएस	2,565	2,361	1,765	1,859	2,361	1,765	706			
85	झाबुआ पावर एसटीपीएस यूनिट-1	791	833	884	440	833	884	351			
86	केइव पावर	-	17	30	-	17	30	-			

संक्र.	विवरण	Back Down of Power (MUs)									
		मानक उपलब्धता			कुल उपलब्धता			बेक डाउन आफ पावर			
वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (अनुमानित)
87	सौर ऊर्जा	1,207	1,704	2,993	1,207	1,704	2,993	-			
88	लघु एवं अन्य सूक्ष्म	0	84	46	0	84	46	-			
89	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	3,745	3,413	4,605	3,745	3,413	4,605	-			
90	योग	82,163	81,635	90,932	69,099	74,271	82,757	13,064	7,365	8,175	

5.10 राज्य की सीमा पर आवंटन विवरण

म.प्र. शासन द्वारा दिनांक 21.03.2016 को म.प्र.शासन के राजपत्र में जारी अधिसूचना के आधार पर सभी पावर स्टेशन एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं.लि. को आवंटित किये गये हैं। तीनों विद्युत वितरण कंपनियों को आवंटित पावर क्रय लागत समान रखते हुए तीनों विद्युत वितरण कंपनियों को उनकी मासिक आवश्यकता के आधार पर म.प्र.पावर मैनेजमेंट कं.लि.द्वारा आवंटन किया गया है।

विद्युत वितरण कंपनियों को कुल उपलब्धता एवं लागत के आवंटन हेतु म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी ने वितरण कंपनियों की सीमा पर वर्ष 2017-18 से 2019-20 की अवधि हेतु माहवार ऊर्जा आवश्यकता को आधार माना है, जो निम्न तालिका में दर्शाया गया है :-

तालिका 94: राज्य की सीमा पर आवंटन विवरण

राज्य की सीमा पर आवंटन विवरण														
संक्र.	वितरण कंपनी	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
1	वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधिक) - मि.यू. (यू.आई.समायोजन छोड़कर)													
a	म.प्र.राज्य	5,415	5,166	4,333	4,192	4,728	4,785	6,006	6,705	7,015	6,487	5,121	5,419	65,373
b	पूर्व	1,666	1,654	1,373	1,269	1,562	1,639	1,773	1,834	1,999	1,971	1,490	1,643	19,871
c	मध्य	1,940	1,721	1,425	1,556	1,746	1,740	1,999	2,199	2,511	2,138	1,723	1,861	22,560
d	पश्चिम	1,810	1,790	1,536	1,368	1,419	1,406	2,234	2,672	2,504	2,379	1,908	1,915	22,941

राज्य की सीमा पर आवंटन विवरण														
स.क्र.	वितरण कंपनी	अप्रैल	मई	जून	जुलाई	अगस्त	सितम्बर	अक्टूबर	नवम्बर	दिसम्बर	जनवरी	फरवरी	मार्च	योग
2														
a	म.प्र.राज्य	4,771	5,153	4,675	4,448	4,428	4,856	5,687	6,483	6,703	5,979	5,455	5,176	63,813
b	पूर्व	1,440	1,552	1,395	1,336	1,514	1,643	1,709	1,774	1,998	1,838	1,695	1,631	19,525
c	मध्य	1,362	1,482	1,415	1,416	1,427	1,573	1,733	1,941	1,979	1,749	1,624	1,526	19,227
d	पश्चिम	1,969	2,119	1,865	1,696	1,487	1,641	2,245	2,768	2,725	2,392	2,136	2,018	25,060
3														
a	म.प्र.राज्य	5,338	5,507	4,828	4,646	4,781	5,243	6,139	6,998	7,235	6,454	5,889	5,587	68,644
b	पूर्व	1,756	1,834	1,589	1,531	1,639	1,778	1,850	1,920	2,163	1,990	1,835	1,766	21,649
c	मध्य	1,549	1,630	1,456	1,489	1,540	1,697	1,870	2,095	2,136	1,887	1,752	1,647	20,749
d	पश्चिम	2,033	2,042	1,783	1,627	1,602	1,768	2,419	2,983	2,936	2,577	2,302	2,175	26,246
4														
a	म.प्र.राज्य	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
b	पूर्व	31%	32%	32%	30%	33%	34%	30%	27%	28%	30%	29%	30%	30%
c	मध्य	36%	33%	33%	37%	37%	36%	33%	33%	36%	33%	34%	34%	35%
d	पश्चिम	33%	35%	35%	33%	30%	29%	37%	40%	36%	37%	37%	35%	35%
5														
a	म.प्र.राज्य	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
b	पूर्व	30%	30%	30%	30%	34%	34%	30%	27%	30%	31%	31%	32%	31%
c	मध्य	29%	29%	30%	32%	32%	32%	30%	30%	30%	29%	30%	29%	30%
d	पश्चिम	41%	41%	40%	38%	34%	34%	39%	43%	41%	40%	39%	39%	39%
6														
a	म.प्र.राज्य	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
b	पूर्व	33%	33%	33%	33%	34%	34%	30%	27%	30%	31%	31%	32%	32%
c	मध्य	29%	30%	30%	32%	32%	32%	30%	30%	30%	29%	30%	29%	30%
d	पश्चिम	38%	37%	37%	35%	34%	34%	39%	43%	41%	40%	39%	39%	38%

5.11 अधिक उपलब्ध विद्युत का प्रबंधन

- 5.11.1 विद्युत उपलब्धता की वर्तमान परिस्थिति के अनुसार संबंधित वर्ष के अधिकांश महिनों में प्रदेश में अतिरिक्त विद्युत की उम्मीद है। वर्तमान में एम.पी.पॉवर मैनेजमेंट कं.लि. अतिरिक्त विद्युत को पावर एक्सचेंज (IEX) के माध्यम से प्रचलित दरों पर विक्रय करती है। म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी, अतिरिक्त पावर को उस समय पर प्रचलित बाजार दर पर विक्रय करने का प्रयास करती है।
- 5.11.2 विगत 12 माहों (वित्तीय वर्ष 2017-18) में पावर एक्सचेंज (IEX) की दर 326.48 पैसे प्रति यूनिट देखी गयी है। अतिरिक्त पावर से राजस्व गणना करने हेतु (IEX) की दर 326.48 पैसे प्रति यूनिट वर्ष 2019-20 के लिए ली गयी है। याचिकाकर्ताओं ने वर्ष 2017-18 से 2018-19 तक के लिए अतिरिक्त विक्रय के लिये यूनिट की गणना हेतु वर्ष 2017-18 से 2019-20 (अगस्त 2018 तक) का प्रावधिक डाटा का उपयोग किया है।
- 5.11.3 वितरण कंपनियों की अतिरिक्त विद्युत जैसे सकल विद्युत उपलब्धता तथा विद्युत की आवश्यकता साथ ही साथ विद्युत की विक्री से प्राप्त राजस्व की जानकारी निम्न तालिका में दर्शायी गयी है। वितरण कंपनियों की कुल पावर खरीदी लागत की गणना करते समय म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी को आवंटित केन्द्रों की परिवर्तनीय विद्युत खरीदी लागत में से इस राजस्व को घटाया गया है। याचिकाकर्ताओं ने ऊर्जा की अधिकता एवं उसकी परिवर्तनीय लागत के आधार पर शुद्ध लाभ पर भी विचार किया है।

तालिका 95: अधिक उपलब्ध विद्युत का प्रबंधन

स.क्र.	विवरण	वित्तीय वर्ष 2017-18 (अनंतिम)	वि.वर्ष 2018-19 (पुनः अनुमानित)	वि.वर्ष 2019-20 (प्रक्षेपित)
1	एक्स बस विद्युत की उपलब्धता-	82,163	81,635	90,932
2	बेक डाउन पावर	13,064	7,365	8,175
3	बेक डाउन के पश्चात उपलब्धता	69,099	74,271	82,757
4	विद्युत वितरण कंपनियों की एक्स बस विद्युत की उपलब्धता	65,378	65,139	69,968
5	विद्युत वितरण कंपनियों की एक्स बस विद्युत की उपलब्धता यू.आई. समायोजन सहित	65,297	65,139	69,968
6	विक्रय हेतु आधिक उपलब्ध विद्युत	3,802	9,131	12,789
7	आरपीओ वचनवद्धता के कारण अधिक उपलब्ध विद्युत	599	1,100	408
8	कुल उपलब्ध यूनिट	4,401	10,231	13,197
11	आई.ई.एक्स दर (Paisa/kWh)	319	260	326
12	विक्रय हेतु कुल अधिक उपलब्ध विद्युत (रु. करोड़ में)	1,211	2,661	4,308
13	आधिक विद्युत का क्रय मूल्य – परिवर्तनीय (रु. करोड़) नवकरणीय ऊर्जा सहित	1,100	2,900	3,529
14	आधिक विद्युत विक्रय पश्चात अधिक विद्युत की परिवर्तनीय लागत में बचत	111	(239)	779

- 5.11.4 आधिक विद्युत सहित विद्युत उपलब्धता के अनुमोदन हेतु याचिकाकर्ता माननीय आयोग से उपर्युक्त अनुसार निवेदन करता है।

A6: विद्युत क्रय की लागत

6.1 केन्द्रों की दरों की विस्तृत जानकारी

सभी उत्पादन केन्द्रों हेतु नियत प्रभार) रु .करोड़ में (एवं परिवर्तनीय दर) पैसे प्रति यूनिट (निम्न कार्य प्रणाली अनुसार ली गयी है :-

तालिका 96: वर्ष 2019-20 हेतु विद्युत क्रय लागत की कार्यप्रणाली

स.क्र.	विवरण	नियत प्रभार (पैसे प्रति यूनिट) एवं परिवर्तनीय दर (करोड़ में .रु)			वि.व. 2019-20 (प्रक्षेपित)
		नियत प्रभार	परिवर्तनीय दर	रिमार्क	
I	केन्द्रीय सेक्टर				
1	एनटीपीसी कोरबा	93	124	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17- से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
2	एनटीपीसी कोरबा III	28	132	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17- से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
3	एनटीपीसी विंध्याचल I	99	167	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17- से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
4	एनटीपीसी विंध्याचल II	62	156	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17- से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
5	एनटीपीसी विंध्याचल III	80	153	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17- से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
6	एनटीपीसी विंध्याचल IV	129	154	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17- से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
7	एनटीपीसी विंध्याचल V इकाई 1	64	157	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17- से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	

स.क्र.	विवरण	नियत प्रभार (पैसे प्रति यूनिट) एवं परिवर्तनीय दर (करोड़ में .रु)			वि.व. 2019-20 (प्रक्षेपित)
		नियत प्रभार	परिवर्तनीय दर	रिमार्क	
8	एनटीपीसी सीपत I	119	121		नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
9	एनटीपीसी सीपत II	66	130		नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
10	एनटीपीसी मौदा I	52	333		नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
11	एनटीपीसी मौदा II Unit 1	34	284		नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
12	एनटीपीसी मौदा II Unit 2	34	284		नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
13	एनटीपीसी कवास GPP	35	237		नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
14	एनटीपीसी गंधार GPP	33	266		नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
15	एनटीपीसी औरेया GPP	0	413		नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
16	एनटीपीसी दादरी GPP	0	364		नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर

नियत प्रभार (पैसे प्रति यूनिट) एवं परिवर्तनीय दर (करोड़ में. रु)				
स.क्र.	विवरण	वि.व. 2019-20 (प्रक्षेपित)		
		नियत प्रभार	परिवर्तनीय दर	रिमार्क
				परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
17	एनटीपीसी अंता GPP	0	366	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
18	एनटीपीसी कहलगांव 2	23	226	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
19	KAPP काकरापार	-	246	सितम्बर-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर-17 एवं अक्टूबर-18 (दो माह) के वास्तविक बिलों के आधार पर विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
20	TAPP तारापोर	-	307	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
21	RAPP रावतभाटा	-	405	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
22	NAPP नरोरा	-	320	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
23	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-1	181	376	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
24	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-2	137	376	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक शोलापुर यूनिट-1 के अनुपात में गणना की गई है।
25	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-1	262	376	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक शोलापुर यूनिट-1 के अनुपात में गणना की गई है।
26	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-2	109	376	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक शोलापुर यूनिट-1 के अनुपात में गणना की गई है।
27	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस	13	376	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक शोलापुर यूनिट-1 के अनुपात में गणना की गई है।

स.क्र.	विवरण	नियत प्रभार (पैसे प्रति यूनिट) एवं परिवर्तनीय दर (करोड़ में. रु)			वि.व. 2019-20 (प्रक्षेपित)
		नियत प्रभार	परिवर्तनीय दर	रिमार्क	
	रायगढ़ Unit I				
28	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ़ , Unit II	8	376	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक शोलापुर यूनिट-1 के अनुपात में गणना की गई है।	
29	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार I	0	289	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।	
30	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार II	0	289	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।	
31	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार III	0	290	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।	
32	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार IV	-	290	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।	
33	एनटीपीसी रिहंद I	1	133	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।	
34	एनटीपीसी रिहंद II	0	133	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।	
35	एनटीपीसी रिहंद III	1	135	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।	
36	एनटीपीसी NCTP दादरी II	1	348	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के	

नियत प्रभार (पैसे प्रति यूनिट) एवं परिवर्तनीय दर (करोड़ में. रु)				
स.क्र.	विवरण	वि.व. 2019-20 (प्रक्षेपित)		
		नियत प्रभार	परिवर्तनीय दर	रिमार्क
				औसत के आधार पर की गयी।
37	एनटीपीसी सिंगरौली	1	141	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
38	एनटीपीसी IGPS I झज्जर	0	884	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
II	एम.पी.जेनको (ताप एवं जल विद्युत)			
1	अमरकंटक टीपीएस फेस -III	217	159	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
2	सतपुङ्गा Phase III	260	259	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
3	सतपुङ्गा TPS Ph-IV	707	206	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
4	एसजीटीपीएस Ph-I & II	387	216	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
5	एसजीटीपीएस Ph-III	389	201	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
6	श्रीसिंगा जी STPS, Ph-I	999	262	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी

नियत प्रभार (पैसे प्रति यूनिट) एवं परिवर्तनीय दर (करोड़ में .रु)				
स.क्र.	विवरण	वि.व. 2019-20 (प्रक्षेपित)		
		नियत प्रभार	परिवर्तनीय दर	रिमार्क
7	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-1	494	262	श्री सिंगाजी एसटीपीएस फेस -1 के अनुपात में गणना की गई है।
8	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-2	494	262	श्री सिंगाजी एसटीपीएस फेस -1 के अनुपात में गणना की गई है।
9	रानी अवंती बाई सागर, बरगी HPS	9	62	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक विलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक विलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
10	बाणसागर Ph I HPS (टॉस)	53	81	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक विलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक विलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
11	बाणसागर Ph-II HPS (सिलपारा)	5	82	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक विलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक विलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
12	बाणसागर Ph-III HPS (देवलोंद)	8	113	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक विलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक विलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
13	बाणसागर Ph-IV HPS (झिन्ना)	1	93	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक विलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक विलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
14	बिरसिंहपुर HPS	14	269	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक विलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक विलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
15	मड़ीखेड़ा HPS	2	141	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक विलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक विलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
16	राजधाट HPS	4	68	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक विलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक विलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी

नियत प्रभार (पैसे प्रति यूनिट) एवं परिवर्तनीय दर (करोड़ में .रु)				
स.क्र.	विवरण	वि.व. 2019-20 (प्रक्षेपित)		
		नियत प्रभार	परिवर्तनीय दर	रिमार्क
17	गांधीसागर HPS	-	151	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
18	राणा प्रताप सागर & जवाहर सागर HPS	10	46	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
19	पेंच HPS	10	46	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
III	संयुक्त उपक्रम तथा अन्य जल विद्युत			
1	एनएचडीसी इंदिरा सागर एचपीएस	367	137	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
2	एनएचडीसी ओंकारेश्वर एचपीएस	271	203	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
3	सरदार सरोवर एचपीएस	163	122	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
4	एसजेक्हीएन रामपुर एचपीएस	0	161	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
5	एसजेक्हीएन झाकरी एचपीएस	1	122	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
6	टेहरी एचपीएस	1	135	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की

नियत प्रभार (पैसे प्रति यूनिट) एवं परिवर्तनीय दर (करोड़ में. रु)				
स.क्र.	विवरण	वि.व. 2019-20 (प्रक्षेपित)		
		नियत प्रभार	परिवर्तनीय दर	रिमार्क
				गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
7	कोटेश्वर एचपीएस	0	91	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
8	पारबती III	0	274	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
9	एनएचपीसी चमेरा II	0	92	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
10	एनएचपीसी चमेरा III	0	212	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
11	एनएचपीसी दुलहस्ती	1	275	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
12	एनएचपीसी धौलीगंगा	0	122	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
13	एनएचपीसी सेवा II	0	54	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।
14	एनएचपीसी ऊरी II	0	237	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।

स.क्र.	विवरण	नियत प्रभार (पैसे प्रति यूनिट) एवं परिवर्तनीय दर (करोड़ में रु)			वि.व. 2019-20 (प्रक्षेपित)
		नियत प्रभार	परिवर्तनीय दर	रिमार्क	
15	एनएचपीसी किशनगंगा	0	197	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।	
16	एनटीपीसी कोलदाम एचपीपी 1	1	249	जून-18 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना विद्युत उपलब्धता नहीं होने के कारण (5 माह) के औसत के आधार पर की गयी।	
17	एनटीपीसी सिंगरौली लघु जल विद्युत	-	249	एनटीपीसी कोलदाम एचपीपी-1 के अनुपात में	
IV स्वतंत्र विद्युत उत्पादक					
1	टोरेंट पावर	67	511	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
2	बीएलए पावर	24	150	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
3	जैपी बीना पावर	472	301	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
4	लैंको अमरकंटक टीपीएस यूनिट-1	224	210	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
5	रिलायंस यूएमपीपी सासन	172	140	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
6	एस्सार पावर, एचटीपीएस	-	350	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी	
7	जय प्रकाश पावर निगरी	631	60	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक	

नियत प्रभार (पैसे प्रति यूनिट) एवं परिवर्तनीय दर (करोड़ में, रु)				
स.क्र.	विवरण	वि.व. 2019-20 (प्रक्षेपित)		
		नियत प्रभार	परिवर्तनीय दर	रिमार्क
				बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
8	एमबी पावर एसटीपीएस	438	224	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
9	ज्ञाबुआ पावर एसटीपीएस यूनिट-1	182	247	नवम्बर-17 से अक्टूबर-18 तक के वास्तविक बिलों के आधार पर नियत प्रभार तथा नवम्बर 17-से अक्टूबर 18 के वास्तविक बिलों के आधार पर परिवर्तनीय दर की गणना की गयी
10	कैटिव पावर	-	229	माननीय नियामक आयोग द्वारा वित्तीय वर्ष 2019 के दर आदेशानुसार
V	नवकरणीय ऊर्जा			
1	सौर ऊर्जा	-	487	As per Weighted Avg of all Solar generators with whom PPAs are existing
2	लघु एवं अन्य सूक्ष्म	-	381	As per Weighted Avg of all other Mini Micro generators with whom PPAs are existing
3	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	-	529	As per Weighted Avg of all Non-Solar generators with whom PPAs are existing

6.2 मैरिट आर्डर डिस्पैच

6.2.1 जैसा कि पूर्व में ही स्पष्ट किया गया है कि सभी संयंत्र एम.पी.पी.एम.सी.एल. को आवंटित माने गये हैं एवं उपर दिये विवरण अनुसार चुनिंदा संयंत्रों के बैक डाउन के पश्चात सभी संयंत्रों में संयुक्त एम.ओ.डी. लगायी गयी है हालांकि, समझने की सुविधा के लिए एम.पी.पी.एम.सी.एल. एवं वितरण कंपनियों को आवंटित प्रत्येक ब्लॉक की लागतें पृथक – पृथक दर्शायी गयी है। वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए लागू किया गया एम.ओ.डी. नीचे दी गई तालिका में दिया गया है:-

तालिका 97: वर्ष 2019-20 हेतु मैरिट आर्डर डिस्पैच

वर्ष 2019-20 हेतु मैरिट आर्डर डिस्पैच			
स.क्र.	विवरण	परिवर्तनीय दर (पैसा/यूनिट)	उपलब्धता (मि.यू)
1	KAPP काकरापार	246	620
2	TAPP तारापोर	307	1,528
3	RAPP रावतभाटा	405	12
4	NAPP नरोरा	320	7
5	सौर	487	2,993
6	अन्य लघु एवं सूक्ष्म	381	46
7	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	529	4,605
8	पेंच एचपीएस	46	219

वर्ष 2019-20 हेतु मैरिट आर्डर डिस्पैच			
स.क्र.	विवरण	परिवर्तनीय दर (पैसा/यूनिट)	उपलब्धता (मि.यू)
9	NHPC सेवा II	54	0
10	जयप्रकाश पावर निगरी	60	2,615
11	रानी अवंती बाई सागर बरगी	62	332
12	गांधीसागर HPS	68	168
13	बाणसागर Ph I HPS (टोंस)	81	852
14	बाणसागर Ph-II HPS (सिलपरा)	82	70
15	कोटेश्वर HPP	91	1
16	NHPC चमेरा II	92	1
17	बिरसिंहपुर HPS	93	28
18	बाणसागर Ph-IV HPS (झिन्ना)	113	77
19	एनटीपीसी सीपत 1	121	2,330
20	एसजेक्टीएन झाकरी HPS	122	19
21	NHPC धौलीगंगा	122	1
22	सरदार सरोवर HPS	122	1,283
23	एनटीपीसी कोरबा	124	3,472
24	एनटीपीसी सीपत 2	130	1,392
25	एनटीपीसी कोरबा III	132	529
26	एनटीपीसी रिहंद 2	133	17
27	एनटीपीसी रिहंद 1	133	15
28	एनटीपीसी रिहंद 3	135	19
29	टेहरी HPS	135	2
30	एनएचडीसी इंदिरा सागर HPS	137	2,156
31	रिलायंस यूपमपीपी, सासन	140	9,632
32	NTPC सिंगराली	141	31
33	राजघाट HPS	141	29
34	बीएलए पावर	150	89
35	राणाप्रताप सागर एवं जवाहर सागर HPS	151	359
36	एनटीपीसी विंध्याचल III	153	1,819
37	एनटीपीसी विंध्याचल IV	154	2,080
38	एनटीपीसी विंध्याचल II	156	2,249
39	एनटीपीसी विंध्याचल V Unit 1	157	876
40	अमरकंटक टीपीएस Ph-III	159	1,545
41	एसजेक्टीएन रामपुर HPS	161	5
42	एनटीपीसी विंध्याचल 1	167	3,069
43	बाणसागर Ph-III HPS (देवलोंद)	172	88
44	NHPC किशनगंगा	197	1
45	एसजीटीपीएस Ph-III	201	3,439
46	एनएचडीसी ओंकारेश्वर HPS	203	986
47	सतपुड़ा टीपीएस Ph-IV	206	2,653
48	लेंको अमरकंटक टीपीएस Unit 1	210	2,195
49	एनएचपीसी चमेरा III	212	1

वर्ष 2019-20 हेतु मैरिट आर्डर डिस्पैच			
स.क्र.	विवरण	परिवर्तनीय दर (पैसा/यूनिट)	उपलब्धता (मि.यू)
50	एसजीटीपीएस Ph-I & II	216	4,385
51	एमबी पावर एसटीपीएस	224	1,765
52	एनटीपीसी कहलगांव 2	226	522
53	केटिव पावर	229	30
54	एनटीपीसी कवास जीपीपी	237	1,014
55	एनएचपीसी Uri II	237	1
56	झाबुआ पावर एसटीपीएस Unit-1	247	884
57	एनटीपीसी कोलदाम HPP I	249	1
58	एनटीपीसी सिंगराली Small HPP	249	0
59	सतपुड़ा फेस III	259	2,175
60	श्रीसिंगाजी एसटीपीएस Ph-I	262	6,229
61	श्रीसिंगाजी एसटीपीएस Phase-2, Unit-1	262	3,138
62	श्रीसिंगाजी एसटीपीएस Phase-2, Unit-2	262	3,138
63	एनटीपीसी गंधार GPP	266	810
64	मठीखेड़ा जलविद्युत	269	90
65	पारबती III	274	1
66	एनएचपीसी दुलहस्ती	275	1
67	एनटीपीसी मौदा II Unit 1	284	1,086
68	एनटीपीसी मौदा II Unit 2	284	970
69	एनटीपीसी फिरोजगांधी ऊंचाहार I	289	2
70	एनटीपीसी फिरोजगांधी ऊंचाहार II	289	8
71	एनटीपीसी फिरोजगांधी ऊंचाहार III	290	4
72	एनटीपीसी फिरोजगांधी ऊंचाहार IV	290	9
73	जेपी बीना पावर	301	2,366
74	एनटीपीसी मौदा I	333	1,061
75	एनटीपीसी दादरी II	348	16
76	एस्सार पावर एसटीपीएस	350	21
77	एनटीपीसी दादरी जीपीपी	364	15
78	एनटीपीसी अंता जीपीपी	366	8
79	एनटीपीसी सोलापुर एसटीपीएस Unit-1	376	1,115
80	एनटीपीसी सोलापुर एसटीपीएस , Unit-2	376	566
81	एनटीपीसी गाडरवारा एसटीपीएस , Unit-1	376	1,440
82	एनटीपीसी गाडरवारा एसटीपीएस , Unit-2	376	502
83	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस , रायगढ़ Unit I	376	230
84	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस , Unit II	376	155
85	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस GPP	413	12
86	टोरंट पावर	511	593
87	एनटीपीसी आईजीपीएस -1, झज्जर	884	14
	Total		90,932

6.3 म के लिये.प्र.विद्युत क्रय लागत

6.3.1 म.प्र.राज्य तथा तीनों विद्युत वितरण कंपनियों को आवंटित विद्युत उत्पादन केन्द्रों की लागत (नियत प्रभार एवं परिवर्तनीय दर) म.प्र.पावर मैनेजमेंट कं. के खर्च तथा अतिशेष विद्युत की बिक्री से प्राप्त राशि को छोड़कर, निम्न तालिका में दर्शायी गयी है।

तालिका 98: म.प्र के लिए विद्युत क्रय लागत

संक्र.	विवरण	म.प्र. के लिलागत ये विद्युत क्रय (रूपये करोड़)								
		वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग
I	केन्द्रीय सेक्टर	2,485	3,727	6,212	1,139	3,552	4,691	1,667	3,700	5,367
1	एनटीपीसी कोरबा	233	482	715	93	423	517	93	429	522
2	एनटीपीसी कोरबा III	78	75	153	28	71	99	28	70	97
3	एनटीपीसी विंध्याचल I	247	500	747	99	511	610	99	513	612
4	एनटीपीसी विंध्याचल II	154	375	529	62	343	405	62	350	412
5	एनटीपीसी विंध्याचल III	190	299	488	80	287	367	80	279	359
6	एनटीपीसी विंध्याचल IV	320	341	661	129	320	448	129	321	449
7	एनटीपीसी विंध्याचल V इकाई 1	164	174	338	64	155	220	64	138	202
8	एनटीपीसी सीपत I	320	320	640	119	277	396	119	283	402
9	एनटीपीसी सीपत II	171	189	359	66	186	252	66	181	247
10	एनटीपीसी मौदा I	204	145	350	52	-	52	52	59	111
11	एनटीपीसी मौदा II Unit 1	47	51	98	34	51	85	34	51	85
12	एनटीपीसी मौदा II Unit 2	47	51	98	34	46	80	34	46	80
13	एनटीपीसी कवास GPP	87	125	212	35	166	201	35	180	214
14	एनटीपीसी गंधार GPP	91	130	221	33	36	69	33	36	69
15	एनटीपीसी औरेया GPP	-	-	-	0	-	0	0	-	0

संक्र.	विवरण	म.प्र. के लिलागत ये विद्युत क्रय (रूपये करोड़)			वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.वर्ष 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग
16	एनटीपीसी दादरी GPP	-	-	-	0	-	0	0	-	1	1		
17	एनटीपीसी अंता GPP	-	-	-	0	-	0	0	-	0	1		
18	एनटीपीसी कहलगांव 2	57	76	133	23	86	110	23	88	112			
19	KAPP काकरापार	-	-	-	-	76	76	-	-	152	152		
20	TAPP तारापोर	-	323	323	-	494	494	-	-	469	469		
21	RAPP रावतभाटा	-	-	-	-	4	4	-	-	5	5		
22	NAPP नरोरा	-	-	-	-	2	2	-	-	2	2		
23	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-1	75	71	146	181	-	181	181	34	215			
24	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-2	-	-	-	0	-	0	137	-	137			
25	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-1	-	-	-	0	-	0	262	-	262			
26	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-2	-	-	-	-	-	-	109	-	109			
27	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ़ Unit I	-	-	-	0	-	0	13	-	13			
28	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ़ , Unit II	-	-	-	-	-	-	8	-	8			
29	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार I	-	-	-	0	0	0	0	0	0			
30	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार II	-	-	-	0	0	1	0	0	1			
31	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार III	-	-	-	0	0	0	0	0	0			
32	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार IV	-	-	-	-	0	0	-	0	0			
33	एनटीपीसी रिहंद I	-	-	-	1	3	3	1	2	3			
34	एनटीपीसी रिहंद II	-	-	-	0	3	3	0	2	3			
35	एनटीपीसी रिहंद III	-	-	-	1	3	4	1	3	4			
36	एनटीपीसी NCTP दादरी II	-	-	-	1	-	1	1	1	2			
37	एनटीपीसी सिंगरौली	-	-	-	1	8	8	1	4	5			
38	एनटीपीसी IGPS I झज्जर	-	-	-	0	-	0	0	-	0			
II	एम.पी.जेनको (ताप एवं जल विद्युत)	2,999	3,746	6,745	3,207	3,756	6,964	4,066	3,911	7,976			

संक्र.	विवरण	म.प्र. के लिलागत ये विद्युत क्रय (रूपये करोड़)			वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग
1	अमरकंटक टीपीएस फेस -III	222	264	486	217	227	444	217	246	463			
2	सतपुड़ा Phase III	298	385	684	260	536	797	260	340	600			
3	सतपुड़ा TPS Ph-IV	655	594	1,249	707	602	1,309	707	547	1,255			
4	एसजीटीपीएस Ph-I & II	356	875	1,230	387	965	1,352	387	796	1,183			
5	एसजीटीपीएस Ph-III	350	582	932	389	670	1,059	389	693	1,081			
6	श्रीसिंगा जी STPS, Ph-I	999	891	1,889	999	498	1,496	999	677	1,676			
7	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-1	-	-	-	130	105	235	494	253	747			
8	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-2	-	-	-	0	-	0	494	153	647			
9	रानी अवंती बाई सागर, बरगी HPS	8	15	23	9	22	31	9	21	29			
10	बाणसागर Ph I HPS (टोंस)	54	44	98	53	58	111	53	69	122			
11	बाणसागर Ph-II HPS (सिलपारा)	6	3	9	5	4	9	5	6	11			
12	बाणसागर Ph-III HPS (देवलोंद)	12	8	19	12	12	24	12	15	27			
13	बाणसागर Ph-IV HPS (झिन्ना)	9	7	16	8	6	14	8	9	17			
14	बिरसिंहपुर HPS	2	5	7	1	4	5	1	3	4			
15	मङ्गीखेड़ा HPS	15	7	22	14	4	18	14	4	18			
16	राजघाट HPS	2	3	5	2	3	5	2	4	6			
17	गांधीसागर HPS	3	10	14	4	6	9	4	11	15			
18	राणा प्रताप सागर & जवाहर सागर HPS	-	48	48	-	28	28	-	54	54			
19	पेंच HPS	9	5	14	10	6	16	10	10	20			
III	संयुक्त उपक्रम तथा अन्य जल विद्युत	1,004	63	1,067	805	308	1,114	805	657	1,462			
1	एनएचडीसी इंदिरा सागर एचपीएस	492	13	505	367	148	515	367	295	662			
2	एनएचडीसी ओंकारेश्वर एचपीएस	349	7	356	271	102	373	271	200	471			
3	सरदार सरोवर एचपीएस	163	43	205	163	49	213	163	157	320			
4	एसजेक्लीएन रामपुर एचपीएस	-	-	-	0	1	1	0	1	1			
5	एसजेक्लीएन झाकरी एचपीएस	-	-	-	1	2	2	1	2	3			

संक्र.	विवरण	म.प्र. के लिलागत ये विद्युत क्रय (रूपये करोड़)			वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
6	टेहरी एचपीएस	-	-	-	1	1	2	1	0	1			
7	कोटेश्वर एचपीएस	-	-	-	0	0	1	0	0	0			
8	पारबती III	-	-	-	0	0	1	0	0	0			
9	एनएचपीसी चमेरा II	-	-	-	0	0	1	0	0	0			
10	एनएचपीसी चमेरा III	-	-	-	0	1	1	0	0	0			
11	एनएचपीसी दुलहस्ती	-	-	-	1	0	1	1	0	1			
12	एनएचपीसी धौलीगंगा	-	-	-	0	0	1	0	0	0			
13	एनएचपीसी सेरा II	-	-	-	0	0	0	0	0	0			
14	एनएचपीसी उरी II	-	-	-	0	1	1	0	0	1			
15	एनएचपीसी किशनगंगा	-	-	-	0	1	1	0	0	0			
16	एनटीपीसी कोलदाम एचपीपी 1	-	-	-	1	1	1	1	0	1			
17	एनटीपीसी सिंगरौली लघु जल विद्युत	-	-	-	-	0	0	-	0	0			
IV	डीक्लीसी	353	346	700	-	-	-	-	-	-			
1	डीक्लीसी (एमटीपीएस एवं सीटीपीएस)	337	333	671	-	-	-	-	-	-			
2	डीक्लीसी डीटीपीएस यूनिट 1 एवं यूनिट 2	16	13	29	-	-	-	-	-	-			
V	स्वतंत्र विद्युत उत्पादक	2,055	3,065	5,121	2,210	2,728	4,938	2,210	2,554	4,764			
1	टोरेंट पावर	67	18	85	67	-	67	67	-	67			
2	बीएलए पावर	-	-	-	24	16	41	24	13	38			
3	जैपी बीना पावर	427	317	743	472	95	567	472	119	591			
4	लैंको अमरकंटक टीपीएस यूनिट-1	239	315	554	224	448	672	224	452	676			
5	रिलायंस यूएमपीपी सासन	166	1,669	1,835	172	1,469	1,641	172	1,348	1,519			
6	एस्सर पावर, एचटीपीएस	-	21	21	-	-	-	-	1	1			
7	जय प्रकाश पावर निगरी	613	220	833	631	167	799	631	157	788			
8	एमबी पावर एसटीपीएस	400	402	802	438	402	841	438	296	734			
9	झाबुआ पावर एसटीपीएस यूनिट-1	144	104	247	182	126	308	182	163	345			

म.प्र. के लिलागत ये विद्युत क्रय (रूपये करोड़)										
स..क्र.	विवरण	वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
10	केटिव पावर	-	-	-	-	4	4	-	5	5
VI	नवकरणीय ऊर्जा	-	2,875	2,875	-	2,668	2,668	-	3,911	3,911
1	सौर	-	790	790	-	829	829	-	1,456	1,456
2	अन्य लघु सूक्ष्म	-	0	0	-	32	32	-	17	17
3	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	-	2,085	2,085	-	1,806	1,806	-	2,437	2,437
VII	कुल योग	8,896	13,823	22,719	7,362	13,012	20,374	8,749	14,732	23,480

तालिका 99: पूर्व क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत

पूर्व क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)										
स..क्र.	विवरण	वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
I	केन्द्रीय सेक्टर	760	1,137	1,897	350	1,088	1,438	528	1,167	1,695
1	एनटीपीसी कोरबा	71	148	219	29	130	159	30	136	166
2	एनटीपीसी कोरबा III	24	23	47	8	22	30	9	22	31
3	एनटीपीसी विंध्याचल I	76	153	229	30	157	187	31	163	194
4	एनटीपीसी विंध्याचल II	47	115	162	19	105	125	20	111	131
5	एनटीपीसी विंध्याचल III	58	91	149	25	88	113	26	89	114
6	एनटीपीसी विंध्याचल IV	98	104	202	39	98	137	41	102	143
7	एनटीपीसी विंध्याचल V इकाई 1	50	54	104	20	48	68	20	44	64
8	एनटीपीसी सीपत I	98	99	197	37	85	122	38	90	128
9	एनटीपीसी सीपत II	52	58	110	20	57	77	21	58	79
10	एनटीपीसी मौदा I	63	44	107	16	-	16	16	17	33

संख्या	विवरण	पूर्व क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)								
		वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.वर्ष 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग
11	एनटीपीसी मौदा II Unit 1	14	15	29	10	15	25	11	15	26
12	एनटीपीसी मौदा II Unit 2	14	15	29	10	13	24	11	13	24
13	एनटीपीसी कवास GPP	27	38	65	11	51	61	11	56	67
14	एनटीपीसी गंधार GPP	28	40	67	10	10	20	11	10	21
15	एनटीपीसी औरेया GPP	-	-	-	0	-	0	0	-	0
16	एनटीपीसी दादरी GPP	-	-	-	0	-	0	0	0	0
17	एनटीपीसी अंता GPP	-	-	-	0	-	0	0	0	0
18	एनटीपीसी कहलगांव 2	18	23	41	7	26	33	7	28	35
19	KAPP काकरापार	-	-	-	-	23	23	-	48	48
20	TAPP तारापोर	-	96	96	-	152	152	-	149	149
21	RAPP रावतभाटा	-	-	-	-	1	1	-	2	2
22	NAPP नरोरा	-	-	-	-	1	1	-	1	1
23	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-1	22	21	43	55	-	55	57	10	67
24	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-2	-	-	-	0	-	0	44	-	44
25	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-1	-	-	-	0	-	0	83	-	83
26	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-2	-	-	-	-	-	-	33	-	33
27	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ़ Unit I	-	-	-	0	-	0	4	-	4
28	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ़ , Unit II	-	-	-	-	-	-	2	-	2
29	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार I	-	-	-	0	0	0	0	0	0
30	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
31	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार III	-	-	-	0	0	0	0	0	0
32	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार IV	-	-	-	-	0	0	-	0	0
33	एनटीपीसी रिहंद I	-	-	-	0	1	1	0	1	1

संक्र.	विवरण	पूर्व क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)								
		वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.वर्ष 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग
34	एनटीपीसी रिहंद II	-	-	-	0	1	1	0	1	1
35	एनटीपीसी रिहंद III	-	-	-	0	1	1	0	1	1
36	एनटीपीसी NCTP दादरी II	-	-	-	0	-	0	0	0	1
37	एनटीपीसी सिंगरौली	-	-	-	0	2	3	0	1	2
38	एनटीपीसी IGPS I झज्जर	-	-	-	0	-	0	0	-	0
II	एम.पी.जेनको (ताप एवं जल विद्युत)	918	1,141	2,059	984	1,143	2,127	1,315	1,252	2,567
1	अमरकंटक टीपीएस फेस -III	68	81	149	67	70	136	69	78	147
2	सतपुड़ा Phase III	93	118	211	80	160	240	83	104	187
3	सतपुड़ा TPS Ph-IV	199	181	380	217	185	402	225	174	399
4	एसजीटीपीएस Ph-I & II	108	266	375	119	297	416	123	250	373
5	एसजीटीपीएस Ph-III	107	178	285	120	206	326	123	220	344
6	श्रीसिंगा जी STPS, Ph-I	306	270	576	306	147	453	338	230	568
7	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-1	-	-	-	39	31	70	158	81	239
8	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-2	-	-	-	0	-	0	158	49	207
9	रानी अवंती बाई सागर, बरगी HPS	2	5	7	3	7	9	3	7	9
10	बाणसागर Ph I HPS (टॉस)	17	13	30	17	18	35	17	22	39
11	बाणसागर Ph-II HPS (सिलपारा)	2	1	3	1	1	3	2	2	3
12	बाणसागर Ph-III HPS (देवलोंद)	4	2	6	4	4	7	4	5	9
13	बाणसागर Ph-IV HPS (झिन्ना)	3	2	5	3	2	4	3	3	5
14	बिरसिंहपुर HPS	1	2	2	0	1	2	0	1	1
15	मङीखेड़ा HPS	5	2	7	4	1	5	5	1	6
16	राजघाट HPS	1	1	2	1	1	2	1	1	2
17	गांधीसागर HPS	1	3	4	1	2	3	1	4	5
18	राणा प्रताप सागर & जवाहर सागर HPS	-	14	14	-	9	9	-	17	17
19	पेंच HPS	3	1	4	3	2	5	3	3	6

स..क्र.	विवरण	पूर्व क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)								
		वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
III	संयुक्त उपक्रम तथा अन्य जल विद्युत	308	19	328	245	94	338	256	209	465
1	एनएचडीसी इंदिरा सागर एचपीएस	151	4	155	112	45	157	117	94	211
2	एनएचडीसी ओंकारेश्वर एचपीएस	107	2	109	83	31	114	86	64	150
3	सरदार सरोवर एचपीएस	50	13	63	49	15	63	52	50	102
4	एसजेक्सीएन रामपुर एचपीएस	-	-	-	0	0	0	0	0	0
5	एसजेक्सीएन झाकरी एचपीएस	-	-	-	0	1	1	0	1	1
6	टेहरी एचपीएस	-	-	-	0	0	1	0	0	0
7	कोटेश्वर एचपीएस	-	-	-	0	0	0	0	0	0
8	पारबती III	-	-	-	0	0	0	0	0	0
9	एनएचपीसी चमेरा II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
10	एनएचपीसी चमेरा III	-	-	-	0	0	0	0	0	0
11	एनएचपीसी दुलहस्ती	-	-	-	0	0	0	0	0	0
12	एनएचपीसी धौलीगंगा	-	-	-	0	0	0	0	0	0
13	एनएचपीसी सेवा II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
14	एनएचपीसी उरी II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
15	एनएचपीसी किशनगंगा	-	-	-	0	0	0	0	0	0
16	एनटीपीसी कोलदाम एचपीपी 1	-	-	-	0	0	0	0	0	0
17	एनटीपीसी सिंगरौली लघु जल विद्युत	-	-	-	-	0	0	-	0	0
IV	डीक्सी	109	107	216	-	-	-	-	-	-
1	डीक्सी (एमटीपीएस एवं सीटीपीएस)	104	103	206	-	-	-	-	-	-
2	डीक्सी डीटीपीएस यूनिट 1 एवं यूनिट 2	5	4	9	-	-	-	-	-	-
V	स्वतंत्र विद्युत उत्पादक	628	934	1,563	680	836	1,516	699	781	1,481
1	टोरेंट पावर	20	5	26	21	-	21	21	-	21
2	बीएलए पावर	-	-	-	8	5	13	8	4	12
3	जैपी बीना पावर	130	96	226	145	27	172	150	34	184

संक्र.	विवरण	पूर्व क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)								
		वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
4	लैंको अमरकंटक टीपीएस यूनिट-1	74	95	169	69	137	206	71	144	215
5	रिलायंस यूएमपीपी सासन	51	510	561	53	452	505	52	404	456
6	एस्सर पावर, एचटीपीएस	-	6	6	-	-	-	-	0	0
7	जय प्रकाश पावर निगरी	187	68	255	195	52	246	201	50	251
8	एमबी पावर एसटीपीएस	122	122	245	135	124	260	139	92	232
9	झाबुआ पावर एसटीपीएस यूनिट-1	43	31	74	56	38	94	58	51	109
10	केएच पावर	-	-	-	-	1	1	-	2	2
VI	नवकरणीय ऊर्जा	-	887	887	-	809	809	-	1,243	1,243
1	सौर	-	241	241	-	251	251	-	463	463
2	अन्य लघु सूक्ष्म	-	0	0	-	10	10	-	6	6
3	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	-	646	646	-	548	548	-	775	775
VII	कुल योग	2,723	4,225	6,948	2,258	3,970	6,228	2,799	4,652	7,450

तालिका 100: मध्य क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत

संक्र.	विवरण	मध्य क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)								
		वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
I	केन्द्रीय सेक्टर	860	1,288	2,148	344	1,072	1,416	505	1,119	1,624
1	एनटीपीसी कोरबा	81	167	248	28	128	156	28	130	158
2	एनटीपीसी कोरबा III	27	26	53	8	22	30	8	21	29
3	एनटीपीसी विंध्याचल I	86	173	259	30	155	184	30	156	185
4	एनटीपीसी विंध्याचल II	54	130	184	19	103	122	19	106	125
5	एनटीपीसी विंध्याचल III	66	103	169	24	87	111	24	84	109

संक्र.	विवरण	मध्य क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)								
		वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
6	एनटीपीसी विंध्याचल IV	110	118	228	39	96	135	39	97	136
7	एनटीपीसी विंध्याचल V इकाई 1	57	60	117	19	47	66	19	42	61
8	एनटीपीसी सीपत I	111	111	222	36	84	120	36	86	122
9	एनटीपीसी सीपत II	59	65	125	20	56	76	20	55	75
10	एनटीपीसी मौदा I	71	50	121	16	-	16	16	17	33
11	एनटीपीसी मौदा II Unit 1	16	17	34	10	15	26	10	15	26
12	एनटीपीसी मौदा II Unit 2	16	17	34	10	14	24	10	14	24
13	एनटीपीसी कवास GPP	30	43	73	11	50	61	11	54	64
14	एनटीपीसी गंधार GPP	31	45	76	10	11	21	10	11	21
15	एनटीपीसी औरेया GPP	-	-	-	0	-	0	0	-	0
16	एनटीपीसी दादरी GPP	-	-	-	0	-	0	0	0	0
17	एनटीपीसी अंता GPP	-	-	-	0	-	0	0	0	0
18	एनटीपीसी कहलगांव 2	20	26	46	7	26	33	7	26	33
19	KAPP काकरापार	-	-	-	-	23	23	-	46	46
20	TAPP तारापोर	-	110	110	-	150	150	-	142	142
21	RAPP रावतभाटा	-	-	-	-	1	1	-	2	2
22	NAPP नरोरा	-	-	-	-	1	1	-	1	1
23	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-1	26	24	50	54	-	54	55	10	65
24	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-2	-	-	-	0	-	0	42	-	42
25	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-1	-	-	-	0	-	0	80	-	80
26	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-2	-	-	-	-	-	-	32	-	32
27	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ़ Unit I	-	-	-	0	-	0	4	-	4

स..क्र.	विवरण	मध्य क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)								
		वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
28	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ , Unit II	-	-	-	-	-	-	5	-	5
29	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार I	-	-	-	0	0	0	0	0	0
30	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
31	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार III	-	-	-	0	0	0	0	0	0
32	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार IV	-	-	-	-	0	0	-	0	0
33	एनटीपीसी रिहंद I	-	-	-	0	1	1	0	1	1
34	एनटीपीसी रिहंद II	-	-	-	0	1	1	0	1	1
35	एनटीपीसी रिहंद III	-	-	-	0	1	1	0	1	1
36	एनटीपीसी NCTP दादरी II	-	-	-	0	-	0	0	0	1
37	एनटीपीसी सिंगरौली	-	-	-	0	2	3	0	1	2
38	एनटीपीसी IGPS I झज्जर	-	-	-	0	-	0	0	-	0
II	एम.पी.जेनको (ताप एवं जल विद्युत)	1,037	1,291	2,328	967	1,131	2,098	998	1,052	2,050
1	अमरकंटक टीपीएस फेस -III	77	92	168	65	68	133	66	75	140
2	सतपुड़ा Phase III	104	133	237	79	161	240	79	101	180
3	सतपुड़ा TPS Ph-IV	226	205	431	213	182	395	214	166	380
4	एसजीटीपीएस Ph-I & II	123	302	424	117	291	408	117	239	356
5	एसजीटीपीएस Ph-III	120	200	320	118	203	321	118	210	328
6	श्रीसिंगा जी STPS, Ph-I	346	307	653	301	148	449	180	122	302
7	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-1	-	-	-	38	31	70	94	48	142
8	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-2	-	-	-	0	-	0	94	29	123
9	रानी अवंती बाई सागर, बरगी HPS	3	5	8	3	7	9	3	6	9
10	बाणसागर Ph I HPS (टोंस)	19	15	34	16	18	34	16	21	37
11	बाणसागर Ph-II HPS (सिलपारा)	2	1	3	1	1	3	1	2	3
12	बाणसागर Ph-III HPS (देवलोंद)	4	3	7	4	4	7	4	5	8
13	बाणसागर Ph-IV HPS (झिंत्रा)	3	3	6	3	2	4	3	3	5

संक्र.	विवरण	मध्य क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)								
		वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.वर्ष 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
14	बिरसिंहपुर HPS	1	2	3	0	1	2	0	1	1
15	मड़ीखेड़ा HPS	5	2	8	4	1	5	4	1	6
16	राजधाट HPS	1	1	2	1	1	2	1	1	2
17	गांधीसागर HPS	1	4	5	1	2	3	1	3	5
18	राणा प्रताप सागर & जवाहर सागर HPS	-	16	16	-	8	8	-	16	16
19	पेंच HPS	3	2	5	3	2	5	3	3	6
III	संयुक्त उपक्रम तथा अन्य जल विद्युत	348	21	369	242	93	335	244	199	443
1	एनएचडीसी इंदिरा सागर एचपीएस	170	4	175	110	44	155	111	90	201
2	एनएचडीसी ऑकारेश्वर एचपीएस	121	2	123	82	31	112	82	61	143
3	सरदार सरोवर एचपीएस	56	14	71	49	15	64	49	47	97
4	एसजेक्चीएन रामपुर एचपीएस	-	-	-	0	0	0	0	0	0
5	एसजेक्चीएन झाकरी एचपीएस	-	-	-	0	1	1	0	1	1
6	टेहरी एचपीएस	-	-	-	0	0	1	0	0	0
7	कोटेश्वर एचपीएस	-	-	-	0	0	0	0	0	0
8	पारबती III	-	-	-	0	0	0	0	0	0
9	एनएचपीसी चमेरा II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
10	एनएचपीसी चमेरा III	-	-	-	0	0	0	0	0	0
11	एनएचपीसी दुलहस्ती	-	-	-	0	0	0	0	0	0
12	एनएचपीसी धौलीगंगा	-	-	-	0	0	0	0	0	0
13	एनएचपीसी सेवा II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
14	एनएचपीसी उरी II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
15	एनएचपीसी किशनगंगा	-	-	-	0	0	0	0	0	0
16	एनटीपीसी कोलदाम एचपीपी 1	-	-	-	0	0	0	0	0	0
17	एनटीपीसी सिंगरौली लघु जल विद्युत	-	-	-	-	0	0	-	0	0
IV	टीक्हीसी	123	120	243	-	-	-	-	-	-

स..क्र.	विवरण	मध्य क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)								
		वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
1	डीक्हीसी (एमटीपीएस एवं सीटीपीएस)	117	116	233	-	-	-	-	-	-
2	डीक्हीसी डीटीपीएस यूनिट 1 एवं यूनिट 2	6	5	10	-	-	-	-	-	-
V	स्वतंत्र विद्युत उत्पादक	711	1,058	1,768	667	824	1,491	646	581	1,227
1	टोरेंट पावर	23	6	29	20	-	20	20	-	20
2	बीएलए पावर	-	-	-	7	5	12	7	4	11
3	जैपी बीना पावर	148	109	256	142	28	170	143	35	178
4	लैंको अमरकंटक टीपीएस यूनिट-1	83	108	191	67	135	203	68	137	205
5	रिलायंस यूएमपीपी सासन	58	577	635	52	444	496	28	218	246
6	एससार पावर, एचटीपीएस	-	7	7	-	-	-	-	0	0
7	जय प्रकाश पावर निगरी	212	76	288	190	50	240	191	48	239
8	एमबी पावर इस्टीपीएस	139	139	277	133	123	256	133	89	221
9	झाबुआ पावर इस्टीपीएस यूनिट-1	49	35	85	55	38	93	55	49	104
10	कैटिव पावर	-	-	-	-	1	1	-	2	2
VI	नवकरणीय ऊर्जा	-	1,002	1,002	-	793	793	-	1,186	1,186
1	सौर	-	272	272	-	246	246	-	442	442
2	अन्य लघु सूक्ष्म	-	0	0	-	10	10	-	5	5
3	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	-	730	730	-	537	537	-	739	739
VII	कुल योग	3,078	4,780	7,858	2,220	3,913	6,132	2,393	4,137	6,530

तालिका 101: पश्चिम क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत

संख्या	विवरण	पश्चिम क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.वर्ष 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तीय प्रभार	योग
I	केन्द्रीय सेक्टर	865	1,303	2,168	446	1,391	1,837	635	1,413	2,048
1	एनटीपीसी कोरबा	81	167	248	37	166	202	35	163	198
2	एनटीपीसी कोरबा III	27	26	53	11	28	39	10	26	37
3	एनटीपीसी विंध्याचल I	86	174	260	39	200	238	37	194	232
4	एनटीपीसी विंध्याचल II	54	130	183	24	134	158	24	133	156
5	एनटीपीसी विंध्याचल III	66	104	170	31	112	143	31	106	136
6	एनटीपीसी विंध्याचल IV	112	119	231	50	126	176	49	122	170
7	एनटीपीसी विंध्याचल V इकाई 1	57	60	117	25	60	85	24	52	77
8	एनटीपीसी सीपत I	111	110	221	46	108	155	45	107	152
9	एनटीपीसी सीपत II	59	65	125	26	72	98	25	69	94
10	एनटीपीसी मौदा I	70	51	121	20	-	20	20	24	44
11	एनटीपीसी मौदा II Unit 1	16	18	35	13	21	35	13	21	34
12	एनटीपीसी मौदा II Unit 2	16	18	35	13	19	32	13	19	32
13	एनटीपीसी कवास GPP	30	44	74	14	65	78	13	70	83
14	एनटीपीसी गंधार GPP	32	46	77	13	15	28	13	15	28
15	एनटीपीसी औरैया GPP	-	-	-	0	-	0	0	-	0
16	एनटीपीसी दादरी GPP	-	-	-	0	-	0	0	0	1

संक्र.	विवरण	पश्चिम क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)								
		वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग		
17	एनटीपीसी अंता GPP	-	-	-	0	-	0	0	0	0
18	एनटीपीसी कहलगांव 2	20	27	47	9	34	43	9	34	43
19	KAPP काकरापार	-	-	-	-	30	30	-	58	58
20	TAPP तारापोर	-	117	117	-	192	192	-	178	178
21	RAPP रावतभाटा	-	-	-	-	2	2	-	2	2
22	NAPP नरोरा	-	-	-	-	1	1	-	1	1
23	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-1	27	26	53	71	-	71	69	14	83
24	एनटीपीसी सोलापुर यूनिट-2	-	-	-	0	-	0	52	-	52
25	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-1	-	-	-	0	-	0	99	-	99
26	एनटीपीसी गाडरवारा यूनिट-2	-	-	-	-	-	-	44	-	44
27	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ Unit I	-	-	-	0	-	0	5	-	5
28	एनटीपीसी लारा एसटीपीएस रायगढ , Unit II	-	-	-	-	-	-	3	-	3
29	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार I	-	-	-	0	0	0	0	0	0
30	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
31	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार III	-	-	-	0	0	0	0	0	0
32	एनटीपीसी फिरोज गांधी ऊंचाहार IV	-	-	-	-	0	0	-	0	0
33	एनटीपीसी रिहंद I	-	-	-	0	1	1	0	1	1
34	एनटीपीसी रिहंद II	-	-	-	0	1	1	0	1	1

पश्चिम क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)										
संक्र.	विवरण	वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
35	एनटीपीसी रिंहद III	-	-	-	0	1	2	0	1	1
36	एनटीपीसी NCTP दादरी II	-	-	-	0	-	0	0	0	1
37	एनटीपीसी सिंगरौली	-	-	-	0	3	3	0	2	2
38	एनटीपीसी IGPS I झाजर	-	-	-	0	-	0	0	-	0
II	एम.पी.जेनको (ताप एवं जल विद्युत)	1,044	1,315	2,358	1,256	1,483	2,738	1,752	1,607	3,360
1	अमरकंटक टीपीएस फेस -III	77	92	169	85	89	174	82	93	176
2	सतपुड़ा Phase III	102	134	236	102	215	317	99	134	233
3	सतपुड़ा TPS Ph-IV	229	209	438	277	236	512	268	207	476
4	एसजीटीपीएस Ph-I & II	125	307	432	151	377	529	147	307	453
5	एसजीटीपीएस Ph-III	123	204	327	151	261	412	147	263	410
6	श्रीसिंगा जी STPS, Ph-I	346	314	660	391	202	594	480	326	806
7	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-1	-	-	-	52	44	96	242	124	366
8	श्रीसिंगा जी Phase-2, Unit-2	-	-	-	0	-	0	242	75	317
9	रानी अवंती बाई सागर, बरगी HPS	3	5	8	3	8	12	3	8	11
10	बाणसागर Ph I HPS (टोंस)	19	15	34	20	22	43	20	26	46
11	बाणसागर Ph-II HPS (सिलपारा)	2	1	3	2	2	4	2	2	4
12	बाणसागर Ph-III HPS (देवलोंद)	4	3	7	5	5	9	4	6	10
13	बाणसागर Ph-IV HPS (झिन्ना)	3	3	6	3	2	6	3	3	6

पश्चिम क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)										
संक्र.	विवरण	वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
14	बिरसिंहपुर HPS	1	2	2	0	1	2	1	1	1
15	मङीखेड़ा HPS	5	3	8	6	2	7	5	2	7
16	राजधाट HPS	1	1	2	1	1	2	1	2	2
17	गांधीसागर HPS	1	4	5	2	2	4	1	4	6
18	राणा प्रताप सागर & जवाहर सागर HPS	-	18	18	-	11	11	-	21	21
19	पेंच HPS	3	2	5	4	3	7	4	4	8
III	संयुक्त उपक्रम तथा अन्य जल विद्युत	348	22	370	319	122	441	305	249	554
1	एनएचडीसी इंदिरा सागर एचपीएस	171	5	176	145	59	204	139	112	251
2	एनएचडीसी ओंकारेश्वर एचपीएस	121	2	123	106	40	146	103	76	179
3	सरदार सरोवर एचपीएस	57	15	72	66	20	85	62	59	121
4	एसजेक्टीएन रामपुर एचपीएस	-	-	-	0	0	0	0	0	0
5	एसजेक्टीएन झाकरी एचपीएस	-	-	-	0	1	1	0	1	1
6	टेहरी एचपीएस	-	-	-	0	0	1	0	0	0
7	कोटेश्वर एचपीएस	-	-	-	0	0	0	0	0	0
8	पारबती III	-	-	-	0	0	0	0	0	0
9	एनएचपीसी चमेरा II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
10	एनएचपीसी चमेरा III	-	-	-	0	0	0	0	0	0
11	एनएचपीसी दुलहस्ती	-	-	-	0	0	0	0	0	0

पश्चिम क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)										
संक्र.	विवरण	वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
12	एनएचपीसी धौलीगंगा	-	-	-	0	0	0	0	0	0
13	एनएचपीसी सेवा II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
14	एनएचपीसी उरी II	-	-	-	0	0	0	0	0	0
15	एनएचपीसी किशनगंगा	-	-	-	0	0	0	0	0	0
16	एनटीपीसी कोलदाम एचपीपी 1	-	-	-	0	0	1	0	0	0
17	एनटीपीसी सिंगरौली लघु जल विद्युत	-	-	-	-	0	0	-	0	0
IV	डीक्हीसी	122	120	241	-	-	-	-	-	-
1	डीक्हीसी (एमटीपीएस एवं सीटीपीएस)	116	115	232	-	-	-	-	-	-
2	डीक्हीसी डीटीपीएस यूनिट 1 एवं यूनिट 2	5	4	10	-	-	-	-	-	-
V	स्वतंत्र विद्युत उत्पादक	716	1,073	1,789	864	1,067	1,931	865	1,191	2,056
1	टोरेंट पावर	23	6	29	26	-	26	25	-	25
2	बीएलए पावर	-	-	-	9	6	16	9	5	14
3	जैपी बीना पावर	149	112	261	185	40	225	179	49	228
4	लैंको अमरकंटक टीपीएस यूनिट-1	82	111	194	88	176	263	85	172	256
5	रिलायंस यूएमपीपी सासन	58	581	639	67	573	640	92	725	817
6	एस्सार पावर, एचटीपीएस	-	8	8	-	-	-	-	1	1
7	जय प्रकाश पावर निगरी	214	77	290	247	65	313	239	59	299
8	एमबी पावर एसटीपीएस	139	141	280	170	155	326	166	115	281

पश्चिम क्षेत्र के लिये विद्युत क्रय लागत (रूपये करोड़)										
संक्र.	विवरण	वि.वर्ष 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.वर्ष 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
		नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परवित्तनीय प्रभार	योग
9	झाबुआ पावर एसटीपीएस यूनिट-1	51	37	88	71	50	121	69	63	132
10	केएच पावर	-	-	-	-	2	2	-	2	2
VI	नवकरणीय ऊर्जा	-	986	986	-	1,066	1,066	-	1,482	1,482
1	सौर	-	277	277	-	332	332	-	552	552
2	अन्य लघु सूक्ष्म	-	0	0	-	13	13	-	7	7
3	सौर ऊर्जा के अतिरिक्त	-	709	709	-	721	721	-	924	924
VII	कुल योग	3,095	4,818	7,913	2,884	5,129	8,013	3,557	5,943	9,500

6.3.2 The above costs after being adjusted for Surplus and MPPMCL cost are again distributed among the three Discoms according to the monthly energy requirement at state boundary for individual Discoms as shown below:

तालिका 102: म.प्र. के लिए कुल विद्युत क्रय लागत

विवरण	म.प्र.राज्य लिए कुल विद्युत क्रय लागत								
	वि.व. 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.व. 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग
कुल विद्युत क्रय लागत	8,896	13,823	22,719	7,362	13,012	20,374	8,749	14,732	23,480
जोड़ना +आरदायित्व पूरा करने हेतु अतिरिक्त .ओ.पी. विद्युत क्रय लागत	-	111	111	-	(239)	(239)	-	779	779
घटाना अतिशेष विद्युत से प्राप्त आय -	8,896	13,711	22,608	7,362	13,250	20,612	8,749	13,953	22,701
जोड़ना म .प्र पावर मैनेजमेंट कं.की लागत .+	(247)	-	(247)	(148)	-	(148)	(309)	-	(309)
कुल विद्युत क्रय लागत	8,650	13,711	22,361	7,214	13,250	20,464	8,439	13,953	22,392

तालिका 103: पूर्व क्षेत्र के लिये कुल विद्युत क्रय लागत

विवरण	पूर्व क्षेत्र								
	वि.व. 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.व. 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग
कुल विद्युत क्रय लागत	2,723	4,225	6,948	2,258	3,970	6,228	2,799	4,652	7,450
जोड़ना +आरदायित्व पूरा करने हेतु अतिरिक्त .ओ.पी. विद्युत क्रय लागत		34	34		(73)	(73)		246	246
घटाना अतिशेष विद्युत से प्राप्त आय -	2,723	4,191	6,914	2,258	4,043	6,301	2,799	4,406	7,205
जोड़ना की लागत .पावर मैनेजमेंट क.प्र.म +	(75)		(75)	(45)		(45)	(98)		(98)
कुल विद्युत क्रय लागत	2,649	4,191	6,839	2,213	4,043	6,256	2,701	4,406	7,107

तालिका 104: मध्य क्षेत्र के लिये कुल विद्युत क्रय लागत

विवरण	मध्य क्षेत्र								
	वि.व. 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.व. 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग
कुल विद्युत क्रय लागत	3,078	4,780	7,858	2,220	3,913	6,132	2,393	4,137	6,530
जोड़ना +आरदायित्व पूरा करने हेतु अतिरिक्त .ओ.पी. विद्युत क्रय लागत		38	38		(72)	(72)		236	236
घटाना अतिशेष विद्युत से प्राप्त आय -	3,078	4,741	7,819	2,220	3,985	6,204	2,393	3,902	6,294
जोड़ना की लागत .पावर मैनेजमेंट कं.प्र.म +	(85)		(85)	(45)		(45)	(94)		(94)
कुल विद्युत क्रय लागत	2,993	4,741	7,734	2,175	3,985	6,160	2,299	3,902	6,201

तालिका 105: पश्चिम क्षेत्र के लिये कुल विद्युत क्रय लागत

विवरण	पश्चिम क्षेत्र								
	वि.व. 2017-18 (प्रावधानिक)			वि.व. 2018-19 (पुनरीक्षित)			वि.व. 2019-20 (आंकलित)		
	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग	नियत प्रभार	परिवर्तनीय प्रभार	योग
कुल विद्युत क्रय लागत	3,095	4,818	7,913	2,884	5,129	8,013	3,557	5,943	9,500
जोड़ना +आरदायित्व पूरा करने हेतु अतिरिक्त .ओ.पी. विद्युत क्रय लागत		39	39		(94)	(94)		298	298
घटाना अतिशेष विद्युत से प्राप्त आय -	3,095	4,779	7,874	2,884	5,223	8,107	3,557	5,645	9,202
जोड़ना की लागत .पावर मैनेजमेंट कं.प्र.म +	(87)		(87)	(58)		(58)	(118)		(118)
कुल विद्युत क्रय लागत	3,008	4,779	7,788	2,826	5,223	8,048	3,439	5,645	9,084

6.4 विद्युत क्रय की अन्य लागतों का आंकलन

6.4.1 अन्तर राज्यीय पारेषण लागतें

6.4.1.1 अन्तर राज्यीय पारेषण प्रभार में म.प्र. द्वारा पश्चिम क्षेत्र, पूर्व क्षेत्र एवं उत्तर क्षेत्र की पारेषण प्रणाली हेतु देय प्रभार होते हैं। याचिकाकर्ताओं ने वित्तीय वर्ष 2017-18 के लिए अन्तर राज्यीय पारेषण लागत विद्युत क्रय स्टेटमेन्ट में दिये गये प्रावधानिक आंकड़ों से लिया गया है, तथा उसी पारेषण लागत को वित्तीय वर्ष 2018-19 एवं 2019-20 के लिए माना गया है। विवरण निम्नानुसार है:-

तालिका 106: अन्तर राज्यीय पारेषण शुल्क (रु. करोड़ में)

विवरण कंपनी	वि.व. 18	वि.व. '19	वि.व. '20
पूर्व क्षेत्र	468.81	468.81	468.81
मध्य क्षेत्र	530.24	530.24	530.24
पश्चिम क्षेत्र	533.16	533.16	533.16
मध्य प्रदेश राज्य	1,532.21	1,532.21	1,532.21

6.4.1.2 अन्तरराज्यीय पारेषण प्रभार की राशि को विवरण कंपनियों की सीमा पर ऊर्जा उपलब्धता के आधार पर विवरण कंपनीवार विभाजित किया गया है।

6.4.1.3 राज्य भार प्रेषण केन्द्र की लागतें एवं अनुषंगी लाभ को शामिल कर अन्तः राज्यीय पारेषण लागतें :

6.4.1.4 याचिकाकर्ताओं ने अन्तः राज्यीय पारेषण लागतें, राज्य भार प्रेषण केन्द्र की लागतों को शामिल करते हुए माननीय नियामक आयोग द्वारा याचिका क्रमांक 70/2016 एवं 69/2016 दि. 26.04.2017 के विरुद्ध जारी दर आदेश के तहत वर्ष 2017-18 से 2018-19 तक के लिये क्रमशः रूपये 2501.16 करोड़ एवं 2716.59 करोड़ लिये गये हैं। वित्तीय वर्ष 2019-20 में टैरिफ आदेश न होने के कारण अन्तर राज्यीय पारेषण प्रभार (एसएलडीसी चार्ज सहित) को वित्तीय वर्ष 2018-19 के अनुसार रु. 2718.82 करोड़ लिये गये हैं।

6.4.1.5 नियमों के प्रावधानों के अनुसार पेंशन एवं अन्य टर्मिनल लाभ, बोर्ड और उसके उत्तराधिकारी संस्थाओं के पेंशन भोगियों और कर्मियों के प्रति सभी पेंशनर को भुगतान के लिये प्रत्येक वित्तीय वर्ष के नगदी बहिर्वाह (कैश फ्लो) में नियमन 3 के प्रावधान (आठ) के अन्तर्गत शामिल होंगे।

6.4.1.6 नियमों के अनुसार उपरोक्त वर्णित बहिर्वाह (कैश फ्लो) तीन भागों में है :-

(अ) कर्मचारियों के लिए जो 1.6.2005 तक सेवा निवृत्त हो चुके हैं, जिन्होंने 1.6.2005 तक सेवाएं दी है।

(ब) कर्मचारी जो कि दिनांक 01.06.2005 के बाद सेवा निवृत्त होंगे, उनकी 1.6.2005 तक की सेवाओं पर

(स) कर्मचारी जो कि दिनांक 01.06.2005 के बाद सेवा देंगे और जो कि 01.06.2005 के पश्चात सेवा निवृत्त होंगे।

6.4.1.7 वित्तीय वर्ष 2016-17 से 2018-19 के लिए म.प्र. पावर ट्रांसमिशन कंपनी लिमिटेड, जबलपुर द्वारा विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 62 और 86 (1) (ए) के अन्तर्गत बहुवर्षीय ट्रांसमिशन टैरिफ के लिए प्रस्तुत की गई याचिका में माननीय आयोग द्वारा निम्नानुसार कथन किया गया है :-

"The Commission has considered the current terminal benefits and pension expenses of Rs 1047.09 Crore, Rs 1177.90 Crore and Rs 1282.38 Crore for FY 2016-17 to FY 2018-19 respectively in this order on provisional basis and on 'pay as you go' principle as claimed by MPPTCL in the subject petition subject to true-up in each year on availability of the actual figures"

तालिका 107: अन्तः राज्यीय पारेषण शुल्क राज्य भार प्रेषण तथा अनुषंगी लाभों को शामिल करते हुए

(रु. करोड़ में)

विवरण	वि.व. 2017-18 MPERC आदेश	वि.व. 2018-19 MPERC आदेश	वि.व. 2019- 20
संचा संधा व्यय-			
लायसेंसी के वेतन भुगतान का व्यय	446.58	495.49	
मूल्य हास	324.22	345.84	
ब्याज एवं वित्तीय प्रभार	131.26	143.12	
कार्यशील पूंजी पर ब्याज	67.33	73.40	
पूंजी पर प्रति लाभ	364.33	388.46	
नियामक आयोग का शुल्क एवं कर	1.33	1.47	
घटायें अन्य आय-	(20.00)	(21.00)	
नियामक आयोग द्वारा अनुमोदन पावर ट्रांसमिशन कंपनी की नियत लागत (अनुषंगी लाभों को छोड़कर)	1,352.85	1,464.58	
अनुषंगी लाभ	1,177.90	1,282.38	
याचिका क्रमांक 02/2016 के तहत अनुमोदित पावर ट्रांसमिशन कंपनी के प्रभार ए.के को शामिल करते हुए .एन.व्ही.	2,530.75	2,746.96	
वर्ष के लिए प्रावधानिक एमपीपीटीसीएल के प्रभार 17-2016 में तीनों 2016/70 तथा 2016/69 तथा याचिका क्रमांक 2 एवं 18-2017 वितरण कंपनियों हेतु वर्ष 018-19 के लिए अनुमोदित प्रभार	2,491.57	2,707.00	
म पावर ट्रांसमिशन कंपनी का शुल्क.प्र.	2,491.57	2,707.00	2,707.00
राज्य भार प्रेषण केन्द्र	9.59	11.82	11.82
कुल अन्तराज्यीय पारेषण शुल्क एसएलडीसी के प्रभार को : जोड़कर	2,501.16	2,718.82	2,718.82
पूर्व क्षेत्र	747.33	812.38	812.38
मध्य क्षेत्र	796.12	865.40	865.40
पश्चिम क्षेत्र	957.70	1,041.04	1,041.04

Order Still Awaited. Same as approved in FY 2018-19

6.4.1.8 अन्तः राज्यीय पारेषण शुल्क को वितरण कंपनियों में राज्य की सीमा पर ऊर्जा की उपलब्धता के आधार पर विभाजित किया गया है।

6.5 म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी की लागत

6.5.1 वित्तीय वर्ष 2017-18 से 2019-20 के लिए म.प्र. पावर मैनेजमेंट की लागत निम्नानुसार है :-

तालिका 108: म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी की लागतें और वितरण कंपनीवार आवंटन

स.क्र.	विवरण	म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी की लागतें (रूपये करोड़ में)											
		वि.व. 2017-18 (प्रावधानिक)				वि.व. 2018-19 (पुनरीक्षित)				वि.व. 2019-20 (आंकलित)			
		एम्प्रॉफिट	एम्प्रॉफिट	म	रुपये	एम्प्रॉफिट	एम्प्रॉफिट	म	रुपये	एम्प्रॉफिट	एम्प्रॉफिट	म	रुपये
1	राजस्व	730	222	252	256	650	199	196	255	844	266	255	323
a	कुल राजस्व संचारण के द्वारा (राजस्व अनुदान सहित)	140	42	48	49	-	-	-	-	-	-	-	-
b	अन्य आय	591	180	204	207	650	199	196	255	844	266	255	323
2	व्यय	484	147	167	170	501	153	151	197	535	169	162	205
a	अन्य स्रोतों से विद्युत क्रय	225	68	78	79	248	76	75	97	273	86	82	104
b	अन्तर राज्यीय पारेषण प्रभार	46	14	16	16	50	15	15	20	55	17	17	21
c	अवमूल्यन एवं ऋणमुक्ति व्यय	4	1	1	1	6	2	2	2	9	3	3	3
d	ब्याज एवं वित्तीय व्यय	95	29	33	33	86	26	26	34	80	25	24	31
e	सुधार एवं रख-रखाव	2	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1
f	कर्मचारी लागतें	73	22	25	26	66	20	20	26	68	21	21	26
g	सामान्य एवं प्रशासनिक व्यय	36	11	13	13	40	12	12	16	44	14	13	17
h	अन्य व्यय	3	1	1	1	4	1	1	1	4	1	1	1
	अवधि के दौरान (लाभ)/हानि	(247)	(75)	(85)	(87)	(148)	(45)	(45)	(58)	(309)	(98)	(94)	(118)

6.6 सकल विद्युत क्रय लागत

6.6.1 उपरोक्त वर्णित विभिन्न लागत के घटकों के अनुसार प्रदेश में सकल विद्युत क्रय लागत एवं म.प्र. की प्रत्येक वितरण कंपनियों की लागत निम्नानुसार है :-

तालिका 109: कुल बिजली खरीद की लागत-

स.क्र.	विवरण	इकाई	विद्युत क्रय लागत											
			वि.व. 2017-18 (प्रावधानिक)				वि.व. 2018-19 (पुनरीक्षित)				वि.व. 2019-20 (आंकलित)			
			म.प्र.राज्य	पूर्व क्षेत्र	मध्य क्षेत्र	पश्चिम क्षेत्र	म.प्र.राज्य	पूर्व क्षेत्र	मध्य क्षेत्र	पश्चिम क्षेत्र	म.प्र.राज्य	पूर्व क्षेत्र	मध्य क्षेत्र	पश्चिम क्षेत्र
A	एक्स-बस विद्युत क्रय लागत (ट्रांसमिशन व्यय छोड़कर)													
i	मात्रा	मि.यू	65,378	19,940	22,584	22,854	65,139	19,933	19,628	25,578	69,968	22,070	21,150	26,748
ii	नियत लागत	रु. करोड़	8,896	2,723	3,078	3,095	7,362	2,258	2,220	2,884	9,110	2,799	2,393	3,557
iii	परिवर्तनीय लागत	रु. करोड़	13,712	4,191	4,741	4,779	13,250	4,043	3,985	5,223	13,953	4,406	3,902	5,645
iv	एम.पी.पी.एम.सी.एल. की लागत	रु. करोड़	(247)	(75)	(85)	(87)	(148)	(45)	(45)	(58)	(309)	(98)	(94)	(118)
v	कुल लागत	रु. करोड़	22,361	6,840	7,734	7,788	20,464	6,256	6,160	8,048	22,753	7,107	6,201	9,084
vi	औसत लागत	पैसा / यूनिट	342	343	342	341	314	314	314	315	325	322	293	340
B	अन्तरराज्यीय पारेषण													
i	हानियां	मि.यूनिट	1,386	424	479	483	1,326	408	401	518	1,323	420	401	502
ii	नियत प्रभार	रु. करोड़	1,532	469	530	533	1,532	471	463	599	1,532	487	465	581
C	राज्य की सीमा पर विद्युत क्रय लागतें													
i	मात्रा	मि.यूनिट	63,992	19,516	22,105	22,371	63,813	19,525	19,227	25,060	68,644	21,649	20,749	26,246
ii	नियत लागत	रु. करोड़	10,429	3,192	3,608	3,628	8,894	2,729	2,683	3,482	10,643	3,286	2,857	4,138
iii	परिवर्तनीय लागत	रु. करोड़	13,712	4,191	4,741	4,779	13,250	4,043	3,985	5,223	13,953	4,406	3,902	5,645
iv	कुल लागत	रु. करोड़	23,894	7,308	8,265	8,321	21,996	6,727	6,623	8,647	24,286	7,594	6,665	9,665
v	औसत लागत	पैसा / यूनिट	373	374	374	372	345	345	344	345	354	351	321	368
D	अन्तः राज्यीय पारेषण एसएलडीसी सहित													
i	हानियां	मि.यू	1,755	539	595	622	1,729	529	521	679	1,860	587	562	711
ii	नियत प्रभार	रु. करोड़	2,501	747	796	958	2,719	812	865	1,041	2,719	812	865	1,041
E	वितरण कंपनी की परिधि पर विद्युत क्रय													

स.क्र.	विवरण	इकाई	विद्युत क्रय लागत											
			वि.व. 2017-18 (प्रावधानिक)				वि.व. 2018-19 (पुनरीक्षित)				वि.व. 2019-20 (आंकलित)			
			म.प्र.राज्य	पूर्व क्षेत्र	मध्य क्षेत्र	पश्चिम क्षेत्र	म.प्र.राज्य	पूर्व क्षेत्र	मध्य क्षेत्र	पश्चिम क्षेत्र	म.प्र.राज्य	पूर्व क्षेत्र	मध्य क्षेत्र	पश्चिम क्षेत्र
	लागत													
i	मात्रा	मि.यू.	62,236	18,977	21,510	21,749	62,084	18,996	18,706	24,381	66,784	21,063	20,187	25,535
ii	नियत प्रभार पारेषण शुल्क सहित	रु. करोड़	12,930	3,940	4,404	4,586	11,613	3,541	3,548	4,523	13,361	4,098	3,723	5,179
iii	परिवर्तनीय लागत	रु. करोड़	13,712	4,191	4,741	4,779	13,250	4,043	3,985	5,223	13,953	4,406	3,902	5,645
iv	कुल लागत	रु. करोड़	26,395	8,056	9,061	9,278	24,715	7,539	7,488	9,688	27,004	8,406	7,531	10,706
v	औसत लागत	पैसा / यूनिट	424	424	421	427	398	397	400	397	404	399	373	419

6.7.1 याचिकाकर्ता उपरोक्त दर्शायी गयी विद्युत क्रय लागत को अनुमोदन करने हेतु निवेदन करते हैं :

6.7 ऊर्जा खरीद लागत में बढ़ोतरी के कारण

- 6.7.1 म.प्र. राज्य में ऊर्जा खरीदी लागत, कुल सकल राजस्व आवश्यकता का 80 प्रतिशत से ज्यादा होती है। ऊर्जा खरीदी लागत में किसी भी प्रकार की बढ़ोतरी का सीधा प्रभाव उपभोक्ताओं की विद्युत दरों पर पड़ता है। वित्तीय वर्ष 2017-18 औसत विद्युत क्रय लागत (आधिक्य विक्रय को छोड़कर) को तालिका में दर्शाया गया है।

तालिका 110: ऊतवार औसत ऊर्जा खरीद लागत का विवरण :- वित्तीय वर्ष 2017-18

विद्युत क्रय लागत वित्तीय वर्ष 2017-18				
स .क्र..	विवरण	मात्रा (MUs)	कुल लागत (रु . करोड में)	औसत दर (Paisa/kWh)
1	केन्द्रीय उत्पादन केन्द्र	22,680	6,212	274
2	म जेनको ताप एवं जल विद्युत.प्र.	18,102	6,745	373
3	संयुक्त उपक्रम तथा अन्य जल विद्युत	1,798	1,067	593
4	डी .सी.व्ही.	1,708	700	410
5	स्वतंत्र ऊर्जा उत्पादक	19,859	5,121	258
6	नवकरणीय	4,952	2,875	581
7	पीजीसीआईएल	69,099	1,532	22
8	म पारेषण एसएलडीसी सहित.प्र.	69,099	2,501	36
9	कुल	69,099	26,752	387

- 6.7.2 भविष्य में नवीन विद्युत उत्पादन केन्द्रों के जुड़ने से ऊर्जा खरीद लागत में वृद्धि होती है। विगत 5 वर्षों में औसत विद्युत खरीदी लागत में 49 प्रतिशत की वृद्धि हुई है, जो लागत वर्ष 2011-12 में 260 पैसे/यूनिट से वर्ष 2017-18 में 387 पैसे/यूनिट हो गयी। वर्षावार औसत ऊर्जा खरीदी लागत निम्न तालिका में दी गई है :-

तालिका 111: पिछले कुछ वित्तीय वर्ष में बिजली खरीद लागत का रुक्णान

विद्युत खरीद लागत रुक्णान				
स .क्र..	वित्तीय वर्ष	खरीदी गई ऊर्जा (मि.यू.)	ऊर्जा खरीद लागत Cost (Rs. Cr.)	औसत ऊर्जा खरीद लागत (रु. प्रति यूनिट)
1	FY 2011-12	44,030	11,442	260
2	FY 2012-13	49,037	14,693	300
3	FY 2013-14	53,714	18,500	344
4	FY 2014-15	57,977	19,365	334
5	FY 2015-16	64,932	23,510	362
6	FY 2016-17	64,052	27,555	430
7	FY 2017-18	69,099	26,752	387

6.7.3 औसत विद्युत खरीद लागत में वृद्धि के कारण :-

- जिस प्रकार से उत्पादन क्षमता में बढ़ोतरी हुई उसी अनुपात में मांग में वृद्धि नहीं हुई है।
- अधिकतर विद्युत खरीदी के अनुबंध लागत आधार के हैं। किसी भी प्रकार की ईंधन, परिवहन तथा कर आदि में बढ़ोतरी होने पर इसका असर सीधा खरीदार पर होता है।
- अधिक अतिरिक्त विद्युत होने के कारण तथा उन उत्पादन केन्द्रों से कम दिनों के लिए थोड़ी महंगी दरों की विजली खरीदना होती है, लेकिन पूरे संभावित उत्पादन के लिए नियम लागत का भुगतान करना होता है।
- पुर्णनवकणीय ऊर्जा के रिन्यूएबल परचेज आब्लीगेशन लक्ष्य को पूर्ण करने के कारण

6.7.4 विद्युत खरीद लागत में कमी में बाधाएँ :-

6.7.4.1 कुछ ऐसे कारण जो, विद्युत खरीदी लागत में कमी करने हेतु म.प्र. पावर मैनेजमेंट कंपनी के नियंत्रण में नहीं होते हैं, नीचे दिये गये हैं:-

- अतिरिक्त क्षमता के बेक डाउन करने पर नियत प्रभार का भुगतान :- यह उल्लेखित करना आवश्यक है कुछ उत्पादन केन्द्रों की क्षमता का बेकडाउन किया गया है, तो उनके विद्युत खरीदी अनुबंध के अनुसार नियत प्रभार का भुगतान करना होता है।
- A7: नवकरणीय क्षमता में वृद्धि :- पिछले वर्ष की तुलना में नवकरणीय ऊर्जा क्षमता में इस वर्ष लगभग दोगुनी हुई है। वित्तीय वर्ष 2017-18 में नव करणीय ऊर्जा की खरीद लागत प्रति यूनिट 581 पैसे है, जो औसत ऊर्जा खरीद लागत से बहुत अधिक है। इस प्रकार यह ऊर्जा खरीदी लागत को बढ़ाने में एक कारक है।

A7: म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी के आय एवं व्यय

- 7.1 म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी के व्यय जो मुख्यतः प्रशासन, दायित्व तथा विभिन्न प्रकार की भूमिकाओं आदि के कारण होता है, तीनों वितरण कंपनियों को बहुवर्षीय टैरिफ के लिए आवंटित किया गया है। यह व्यय तीनों वितरण कंपनियों को उनकी सीमा पर विद्युत आवश्यकता के आधार पर आवंटित किया जाता है।
- 7.2 म.प्र. शासन की अधिसूचना क्रमांक 2260-एफ-3-24-2009-xiii दिनांक 19 मार्च 2013 के आइटम क्रमांक 8 (ii) के अनुसार म.प्र. पावर मैनेजमेंट कम्पनी तीनों विद्युत वितरण कंपनियों को म.प्र. नियामक आयोग द्वारा निर्धारित/ अनुमोदित दरों पर विद्युत की आपूर्ति करेगी एवं अपने व्यय को वास्तविक आधार पर संबंधित वितरण कंपनियों द्वारा ली गई ऊर्जा के अनुसार वसूल करेगी।
- 7.3 म.प्र. पावर मैनेजमेन्ट कंपनी लिमिटेड बिना लाभ हानि के सिद्धान्त पर कार्य करेगी। अतः अब तक प्रत्येक वित्तीय वर्ष के अन्त में म.प्र. पावर मैनेजमेन्ट कंपनी लिमिटेड को प्राप्त समस्त क्रेडिट्स, एम.पी.पी.एम.सी.एल. का आय का भाग बनी है (फार्म एस-1 में अन्य आय में दर्शित), को संबंधित वितरण कंपनियों द्वारा आहरित की गई ऊर्जा के अनुपात में वितरण कंपनियों की ऊर्जा क्रय लागत के रूप में दिया जा रहा है। एमपीपीएमसीएल की सकल राजस्व की आवश्यकता के मूल्य हिस्से इस भाग में विस्तार से बताया है।
- 7.4 खर्चों के विवरण को निम्नानुसार तालिका में दर्शाया गया है:-

तालिका 112: म.प्र.पावर मैनेजमेंट कं. की लागत (रु. करोड़ में)

स.क्र .	विवरण	वि.व. 2017-18 (प्रावधानिक)	FY 2018-19 पुनरीक्षित	FY 2019-20 आंकलित
1	राजस्व	730	650	666
a	राजस्व अनुदान सहित आपरेशन से प्राप्त राजस्व	140	0	0
b	अन्य आय	591	650	666
2	व्यय	484	501	357
a	अन्य स्रोत से ऊर्जा खरीदी की लागत	225	248	101
b	बैंकिंग	46	50	55
c	मूल्यहास और परिशोधन व्यय	4	6	9
d	ब्याज एवं वित्तीय प्रभार	95	86	78
e	मरम्मत एवं रख रखाव	2	2	2
f	कर्मचारी लागत	73	66	64
g	प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय	36	40	44
h	अन्य व्यय	3	4	4
3	अवधि के लिए लाभ / हानि	247	(148)	(309)

7.5 म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी की आय

7.5.1 संचारण से प्राप्त राजस्व (राजस्व अनुदान सहित)

ऊर्जा क्रय से प्राप्त राजस्व वितरण कंपनियों की वार्षिक राजस्व आवश्यकता में लिया गया था इसलिए यह म.प्र. पॉवर मैनेजमेंट कं. के सकल राजस्व आवश्यकता में नहीं लिया गया है। हालांकि, श्रेय के रूप में वित्तीय वर्ष 2017-18 में राजस्थान को रूपये 129.04 करोड़ की आवश्यक बिक्री तथा अन्य को अतिशेष पावर की बिक्री का 10.77 करोड़ वितरण कंपनियों के मासिक बिलों के जरिए पास नहीं किया जा सका। हालांकि, वित्तीय वर्ष 2018-19 से यह माना गया है, कि इस राशि को वितरण कंपनियों को नियमित मासिक बिलों के जरिए पास किया जायेगा तथा वित्तीय वर्ष 2018-19 में संचारण से आय शून्य है।

7.5.2 अन्य आय

वित्तीय वर्ष 2017-18 में एम.पी.पी.एम.सी.एल. की अन्य आय 590.53 करोड़ रूपये है। अन्य आय के प्रमुख हिस्सों में मुख्य रूप से दीर्घ अवधि के बिजली आपूर्तिकर्ताओं द्वारा समय पर किए गए भुगतान के विरुद्ध दी गई छूट से प्राप्त क्रेडिट है। वित्तीय वर्ष 2017-18 में एम.पी.पी.एम.सी.एल द्वारा प्राप्त अन्य आय का व्यौरा इस प्रकार हैं:

तालिका 113: अन्य आय (रु. करोड़)

विवरण	राशि (रु. करोड़ में)
i) अतिपूर्ति प्राप्तियां	118.64
ii) समयपर शीघ्र भुगतान होने पर प्राप्त छूट	402.00
iii) उत्पादन आधारित प्रोत्साहन	3.62
iv) ब्याज प्राप्ति (प्रतिवर्द्धता अग्रिमों पर ब्याज जोड़कर)	23.06
v) आम व्यय वसूली	26.09
v) अन्य आय	17.12
योग	590.53

7.5.3 वित्तीय वर्ष 2018-19 एवं आगे के लिए अन्य आय में वित्तीय वर्ष 2017-18 से 6.2 प्रतिशत की वृद्धि आंकी गयी है।

7.6 म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी के खर्चे

7.6.1 विद्युत वितरण कम्पनीवार वार्षिक राजस्व आवश्यकता में विद्युत वितरण कंपनियों द्वारा म.प्र. विद्युत नियामक आयोग के विनियम के अनुसार केन्द्रवार विद्युत क्रय लागत एवं अपने संचालन-संधारण खर्च, अवमूल्यन ऋण प्रभार इत्यादि लिए गये हैं। यद्यपि विद्युत क्रय संबंधित कुछ लागतें (नीचे दिये गये विवरण अनुसार) जो कि विद्युत वितरण कम्पनियों द्वारा उनके नियंत्रण में न होने के कारण नहीं ली गई हैं। इसलिए ऐसी विद्युत क्रय लागतों को वितरण कंपनियों द्वारा एम.पी.पॉवर मैनेजमेंट कं.लि. की विशिष्ट लागतों के रूप में लिया गया है एवं सकल राजस्व आवश्यकता में विचार हेतु सम्मिलित किया गया है। इसका विवरण निम्नानुसार है :-

7.6.2 ऊर्जा की खरीद

वित्तीय वर्ष 2017-18 के लिए इसमें सम्मिलित हैं :-

- विद्युत क्रय एवं पारेषण शुल्क का बिल रु (-) 33.70 करोड़ ।
- ऊर्जा बैंकिंग के लिए देयता रु 258.66. करोड़
- अन्य लागत रु. 0.27 करोड़

7.6.2.1 विद्युत क्रय के बिल

वित्तीय वर्ष 2017-18 वितरण कंपनियों के मासिक बिलों में समाहित नहीं किया गया है। वित्तीय वर्ष 2018-19 बिलों को वितरण कंपनियों द्वारा माहवारी बिलों में पारित किया जायेगा अतएव उन्हें भी वितरण कंपनियों की सकल राजस्व आवश्यकता में शामिल किया जाएगा ।

7.6.2.2 बैंकिंग के लिए देयता

वित्तीय वर्ष 2007-2008 से म.प्र.पा.में.कं.लि ने अतिरिक्त बिजली की उपलब्धता के दौरान राज्य के बाहर तीसरे पक्षों के साथ ऊर्जा के आदान प्रदान / बैंकिंग का अभ्यास शुरू कर दिया है। ऊर्जा की कमी वाले पक्षों को विद्युत ऊर्जा प्रदाय की जाती है तथा राज्य में विद्युत की कमी की स्थिति में कंपनी द्वारा बैंकिंग की गई ऊर्जा वापस ली जाती है। बैंकिंग और लेन देन में किसी प्रकार की राशि का भुगतान या प्राप्तिया शामिल नहीं हैं, केवल उन संबंधित संस्थाओं को देय ओपिन एक्सेस एवं ट्रेडिंग मार्जिन की राशि जिनके द्वारा उक्त सुविधा का लाभ लिया जा रहा है

7.6.2.3 ऊर्जा की बैंकिंग के लिए देयता (258.66) करोड़

कंपनी पर वर्ष 2017-18 के दौरान की 1166.97 मिलियन यूनिट बैंक की गई ऊर्जा की देयता है, जो वर्ष 2015-16 में बैंकिंग को छोड़कर कुल ऊर्जा क्रय लागत के आधार पर वर्ष 2016-17 की औसत विद्युत क्रय लागत रु. 3.74 प्रति यूनिट को विचारण में लेते हुए वित्तीय बाध्यता रु. 436.70 करोड़ में परिवर्तित होती है। वित्तीय वर्ष 2017-18 में कंपनी द्वारा कंपनी द्वारा वर्ष 2016-17 में बैंकिंग के प्राप्त 461.96 मिलीनियन यूनिट वापिस की गई। इसकी वित्तीय बाध्यता रु. 178.03 करोड़ हुई जो वर्ष 2016-17 के लिए विद्युत क्रय की औसत लागत रु. 3.85 प्रति यूनिट के आधार पर थी। इसलिए वित्तीय वर्ष 2017-18 के लिए नेट बैंकिंग देयता रु. (258.66) करोड़ रखी गयी है। वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिए बैंकिंग की देयता की गणना निम्नानुसार की गई है :-

तालिका 114: अन्य आय (रु करोड़)

विवरण	रु. करोड़
वित्तीय वर्ष 2017-18 के अंत तक लौटाने हेतु आवश्यक मि.यू	1166.97
वि.व. 2018-19 के अंत तक लौटाने हेतु आवश्यक मि.यू (वित्तीय वर्ष 2017-18 से 10% की दर से घटाते हुए)	1283.67
वित्तीय वर्ष 2017-18 में क्रय की औसत कीमत	3.74

विवरण	रु. करोड़
वित्तीय वर्ष 2018-19 की क्रय की औसत कीमत (वित्तीय वर्ष 2017-18 से 10% की दर से बढ़ाते हुए)	4.11
बैंकिंग दायित्व का कुल दायित्व वित्तीय वर्ष 2018-19 हेतु (रु करोड़)	528.10
वित्तीय वर्ष 2017-18 में वितरण कंपनियों को 3.74 पै. प्रति यूनिट की दर से 1166.97 मि.यू. का क्रेडिट	436.70
वित्तीय वर्ष 2018-19 में वितरण कंपनियों को देय कुल दायित्व	91.40
वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये (वित्तीय वर्ष 2018-19 से 10% की दर से घटाते हुए)	100.54

7.6.2.4 अन्य विद्युत क्रय लागत

वर्ष 2018-19 एवं आगे क्रय लागत वर्ष 2017-18 की लागत को 10 % बढ़ाकर लिया गया है

7.6.3 विद्युत क्रय व्यवस्था प्रभार :-

आर ई ए / एस ई ए के अनुसार सीधे रूप से क्रय की गई विद्युत के अलावा जैसे कि बैंकिंग आफ एनर्जी, ओपन एक्सेस चार्जेज बैंकिंग में ट्रेडिंग मार्जिन, अल्पकालीन विद्युत क्रय को इसमें शामिल किया गया है।

मांग और आपूर्ति में अन्तर को प्रतिदिन के आधार पर लघु अवधि ऊर्जा क्रय से प्रबंधन किया जाता है और अधिक ऊर्जा की स्थिति में इसे विक्रय किया जाता है। इसलिए राज्य की ऊर्जा मांग को पूरा करने के लिए लघु अवधि का ऊर्जा विक्रय एवं लघु अवधि का ऊर्जा क्रय महत्वपूर्ण गतिविधियां हैं। इसी प्रकार राज्य में मानसून के मौसम तथा रबी अवधि में ऊर्जा की अस्थिर मांग को पूरा करने के लिए एम.पी.पी.एम.सी.एल. द्वारा पूरे वर्ष विभिन्न संस्थाओं से ऊर्जा बैंकिंग की व्यवस्था की जाती है। ऊर्जा की बैंकिंग बिना राशि के लेन-देन की व्यवस्था है जिसमें बैंकिंग व्यवस्था के भागीदारों के मध्य ऊर्जा यूनिटों का आदान-प्रदान बिना किसी वित्तीय लेन-देन के होता है। यद्यपि कुछ क्रियात्मक व्यय जैसे ट्रेडिंग मार्जिन, ओपन एक्सेस प्रभार, आर.एल.डी.सी. / एस.एल.डी.सी. अनुमति प्रभार होते हैं। ऊर्जा की बैंकिंग के लिए लगने वाले प्रभार आगामी वर्ष में ऊर्जा वापिस करने की कुल देयता की काल्पनिक लागत दर्शाते हैं और यह संबंधित वित्तीय वर्ष की औसत विद्युत क्रय लागत पर आधारित होता है।

ऊर्जा की व्यवस्था तथा ऊर्जा को डिस्पोज हेतु, ऐसी सभी सूक्ष्म अवधि के लिये व्यवस्था में ओपन एक्सेस प्रभार वितरण बिंदु तक की लागत को देना होता है।

उपर वर्णित सभी लागतें आइटम् क्रमांक 5 के शीर्ष "अन्य स्रोतों से विद्युत की खरीद तथा अन्तर राज्यीय पारेषण लागतें" के प्रपत्र एस-1 में सम्मिलित की गयी है, जो कि यहां दर्शित सभी नगों के बारे में म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी द्वारा प्रासंगिक प्रदर्शित टीप में निहित है।

7.6.4 अवमूल्यन

अवमूल्यन की गणना निम्नानुसार है :-

तालिका 115: अवमूल्यन

विवरण	वि.व.18	वि.व.19	वि.व. 20
स्थायी सम्पत्तियां			
(i) मूर्त सम्पत्तियां			
सकल खंड	90.68	103.34	105.34
अवमूल्यन *	3.39	4.39	5.39
(ii) अमूर्त सम्पत्तियां			
सकल खंड	2.24	22.14	22.14
अवमूल्यन **	0.32	1.82	3.31
कुल अवमूल्यन (i + ii)	3.71	6.21	8.70

*वि.व.2018-19 में मूर्त संपत्ति के मामले में ईआरपी हार्डवेयर के खाते में ₹. 10.66 करोड़ अतिरिक्त लिये गये हैं। इसके अलावा वि.व. 2018-19 व उसके बाद के लिए ₹ 2 crore मूल हास 10 प्रतिशत अनुमानित किया गया है।

** वि.व. 2018-19 में अमूर्त संपत्ति के मामले में ईआरपी विस्तार के खाते में ₹ 19.90 करोड़ ₹. अतिरिक्त लिये गये हैं। वि.व. 2018-19 और उसके बाद के लिये कोई अतिरिक्त राशि नहीं मानी गयी है।

7.6.5 विद्युत क्रय के लिए ब्याज और वित्त प्रभार :-

विद्यमान विद्युत क्रय अनुबंधों के अनुसार विद्युत विक्रेताओं को लेटर आफ क्रेडिट की सुविधा दी जाती है। इस सुविधा का विस्तार करने के विरुद्ध बैंक द्वारा एल सी एवं अन्य बैंक प्रभार वसूल किया जाते हैं जिसे फार्म एस-1 में ऋण एवं वित्तीय प्रभार में शामिल किया गया है।

इसके अतिरिक्त विद्युत क्रय देयकों में किश्तों की सुविधा के लिए वित्तीय लागतें, विद्युत दरों में परिवर्तन के स्वरूप लगाने वाला ब्याज, बैंक प्रभार, गारंटी प्रभार, प्रतिबद्धता प्रभार, स्टाम्प शुल्क, प्रसंस्करण प्रभार इत्यादि को भी वित्तीय एवं बैंकिंग प्रभार में शामिल किया गया है। वर्ष 2017-18 लिए इनकी राशि रूपये 94.67 करोड़ है।

वित्तीय वर्ष 2017-18 में एन एच डी सी को रूपये 33.99 करोड़ ब्याज का भुगतान किया गया। वित्तीय वर्ष 2018-19 और आगे के लिये वित्तीय अनुबंध के अनुसार एन एच डी सी को ब्याज के रूप में देय राशि का विवरण निम्नानुसार है :-

- वित्तीय वर्ष 2018-19 ₹. 17.10 करोड़
- वित्तीय वर्ष 2019-20 ₹. 04.61 करोड़

वर्ष 2017-18 के लिए अन्य ब्याज एवं वित्तीय प्रभार (एन.एच.डी.सी. के ब्याज के अलावा) ₹. 60.68 करोड़ (94.67 करोड़ - 33.99 करोड़) है। वर्ष 2018-19 एवं आगे ब्याज एवं वित्तीय प्रभार वर्ष 2017-18 के प्रभार को 10 % प्रति वर्ष बढ़ाकर लिया गया है।

7.6.6 मरम्मत एवं रखरखाव

वित्तीय वर्ष 2017-18 के लिए मरम्मत एवं रख-रखाव का व्यय रु. 1.89 करोड़ लिया गया है। वित्तीय वर्ष 2018-19 और आगे के वर्षों हेतु इसे वित्तीय वर्ष 2017-18 के खर्चों से 10.00 % बढ़ाकर लिया गया है।

7.6.7 कर्मचारी खर्चें:

वित्तीय वर्ष 2017-18 हेतु कर्मचारी लागत 73.14 करोड़ है। वर्ष 2017-18 हेतु सातवां वेतन आयोग के वेतन पुनरीक्षण के एरियर्स के दृष्टिगत कर्मचारी व्यय 12.99 करोड़ शामिल है। सातवां वेतनमान के एकमुश्त एरियर्स रु. 12.99 करोड़ को छोड़कर वर्ष 2018-19 का कर्मचारी व्यय वर्ष 2017-18 की तुलना में 10% बढ़ाकर लिया गया है। वर्ष 2019-20 में वर्ष 2018-19 के व्यय को 3 प्रतिशत बढ़ाकर लिया गया है।

7.6.8 प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय:

इस व्यय में विद्युत विक्रय के व्यय शामिल हैं अर्थात् जैसा कि तीसरे पक्ष को लघु अवधि विद्युत का विक्रय करने पर म.प्र. पॉवर मैनेजमेंट कं.लि द्वारा :-

- अनुबंध के अनुसार प्रदाय करने के बिन्दु पर ओपन एक्सेस चार्ज
- पी.पी.ए. अनुसार शीघ्र भुगतान पर खरीदी में छूट.

वित्तीय वर्ष 2017-18 के लिये कुल प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय रूपये 36.37 करोड़ है। वित्तीय वर्ष 2018-19 और आगे के लिये प्रशासनिक व्यय, वित्तीय वर्ष 2017-18 के व्यय से 10.00 प्रतिशत प्रति वर्ष की वृद्धि से लिया गया है।

7.7 याचिकाकर्ता माननीय नियामक आयोग से एम.पी.पावर मैनेजमेंट कं.लि. के उपरोक्तानुसार लागतों को अनुमोदन हेतु प्रार्थना करता है।

A8: विद्युत वितरण कम्पनियों का संचालन एवं संधारण व्यय:-

माननीय विद्युत नियामक आयोग ने अपने दर विनियमन 2015 में बहुवर्षीय वित्तीय वर्ष 2016-17 से वित्तीय वर्ष 2018-19 तक संचारण एवं संधारण व्यय के संबंध में अधिसूचित किया है। आयोग ने अपने दर विनियमन 2015 के प्रथम संशोधन में बहुवर्षीय समयावधि 2019-20 के संचारण एवं संधारण व्यय अधिसूचित किया था।

संचारण एवं संधारण व्यय पर आधारित प्रावधिक दर विनियमन के प्रथम संशोधन 2015 में 07 दिसम्बर-2018 को निम्नानुसार अधिसूचित किया गया है:-

8.1 कर्मचारी लागत

विनियमन के प्रावधानों के अनुसार कर्मचारी लगतों की गणना निम्नानुसार की गई है:-

तालिका 116: कर्मचारी लागत (रु. करोड़ में)

विवरण	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र		
	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. '20	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. '20	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. '20
कर्मचारी लागत एरियर ,महंगाई भत्ता, अनुषंगी लाभ एवं अन्य हित लाभ एवं एरियर को छोड़कर	511	1,049	1,080	370	979	1,009	1,067	1,100	1,133
महंगाई भत्ता	284	94	157	514	88	145	56	99	164
अवकाश नगदीकरण	-	-	-	40	43	43	38	41	44
कंपनी का एन.पी.एस.अंश	8	9	10	7	4	22	10	11	12
पीएफ एवं /सीएफए जीटीआईएस// /एन्यूटी	13	14	15	10	11	11	18	19	20
प्रोत्साहन राशि	1	0	0	0	0	0	2	2	3
सातवां वेतन का एरियर्स	-	-	-	-	-	-	-	-	-
पूंजीकृत खर्च	29	8	23	(28)	-	-	25	-	-
योग	789	1,158	1,239	970	1,126	1,231	1,166	1,272	1,376

तीनों वितरण कंपनी की कर्मचारी लागत की गणना में मुख्य मान्यताएं निम्नानुसार हैं:-

- एरियर्स को छोड़कर कर्मचारी लागत, महंगाई भत्ता, अनुषंगी लाभ एवं प्रोत्साहन की गणना म.प्र. विद्युत नियामक आयोग के प्रचलित प्रावधान एवं रेग्युलेशन में दिये गये मूल वेतन को आधार मानकर वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु विचार किया गया है।
- महंगाई भत्ते की गणना एवं महंगाई भत्ते में प्रतिशत वृद्धि को निम्नानुसार विचारित किया गया है :-

तालिका 117: मान्य महंगाई भत्ता (%)

विवरण (As per 7th Pay)	FY '18	FY '19	FY '20
महंगाई भत्ता मूल वेतन के प्रतिशत वित्तीय वर्ष के प्रथम तिमाही अप्रैल से जून	4%	7%	11%
महंगाई भत्ता मूल वेतन के प्रतिशत वित्तीय वर्ष के द्वितीय एवं तृतीय तिमाही जुलाई से दिसम्बर	5%	9%	15%
महंगाई भत्ता मूल वेतन के प्रतिशत वित्तीय वर्ष के अंतिम तिमाही जनवरी से मार्च	7%	11%	17%

- कर्मचारियों को भुगतान की जाने वाली प्रोत्साहन / बोनस राशि पिछले अंकेक्षित खातों की प्रवृत्ति के अनुरूप माने गये हैं।
- अवकाश नगदीकरण एवं पी.एफ./सी.एफ.ए/जी.टी.आई.एस./ एन.पी.एस.
 - यह उल्लेख करना आवश्यक है, कि म.प्र. परेषण कं.लि. द्वारा केवल वितरण कंपनियों को अनुषंगी लाभ जैसे कि ग्रेच्युटी, पेंशन एवं कम्युटेशन पेंशन के लिए ही धन उपलब्ध करा रही है।
 - उपरोक्त के अतिरिक्त अन्य हित लाभों का भुगतान, वितरण कंपनियों द्वारा ही किया जाता है, जैसे कि अवकाश नगदीकरण / पी.एफ. / सी.एफ.ए. / जी.टी.आई.एस. / एन.पी.एस.अतः अवकाश नगदीकरण / पी.एफ. / सी.एफ.ए ./ जी.टी.आई.एस. / एन.पी.एस पर होने वाले खर्चों को अलग से लिया गया है , सेवांत लाभों की लागतों का, जैसा कि वे वितरण कंपनियों की कुल ऊर्जा क्रय लागतों के अन्तर राज्यीय पारेषण लागतों के रूप में दावा की गई है, के अतिरिक्त पृथक से दावा किया गया है।
- तृतीय उच्च वेतनमान की पात्रता से कर्मचारी लागत की बढ़ोतरी इस अवस्था में नहीं मानी जा सकती। अतः इस व्यय को याचिका में शामिल नहीं किया गया है। तथापि इसे पृथक से टु-अप पिटीशन में लिया जाएगा।

8.2 प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय

आयोग ने रेग्युलेशन 34.6 (b)-प्रथम संशोधन दर विनियमन 2015 में बहुवर्षीय अवधि वित्तीय वर्ष 2016-17 से 2018-19 में प्रशासनिक एवं सामान्य व्ययों के संबंध में अधिसूचित किया है। आयोग ने अपने दर विनियमन प्रथम संशोधन 2015 में मानक प्रशासनिक एवं सामान्य बहुवर्षीय समयावधि वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु अधिसूचित किया है।

उपरोक्त प्रावधानों के अनुसार प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय की गणना निम्नानुसार की गई है:-

तालिका 118: प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय, विनियम के अनुसार (रु. करोड़ में)

विवरण	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र		
	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. '20	FY '18	FY '19	FY '20	FY '18	FY '19	FY '20
प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय (नियामक आयोग की फीस एवं टैक्स को छोड़कर)	216	192	205	103	110	118	109	147	157
राज्य शासन को देय कर	3	4	3	3	4	4	15	16	17
नियामक आयोग की फीस	0	1	1	0	0	0	0	0.49	0.51
योग	218	196	209	107	114	122	124	163	174

प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय की गणना हेतु मुख्य अनुमान निम्नानुसार है :-

अ- विनियमन की कंडिका 34.1 – प्रथम संशोधन दर विनियमन 2015 के अनुसार प्रशासनिक एवं अन्य व्यय में नियामक आयोग की फीस एवं शासन का शुल्क शामिल नहीं किया गया है।

ब- उपरोक्त के अनुसार नियामक आयोग की फीस एवं सरकार को देय अन्य शुल्कों को विनियम के अनुसार अलग से लिया गया हैं।

8.3 मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय

वित्तीय वर्ष 2016-17 से 2018-19 तक के रख-रखाव एवं मरम्मत के व्यय हेतु आयोग ने विनियमन 2015 के 34.6 (a) में प्रथम संशोधन किया है। आयोग ने विनियमन 2015 के अपने प्रथम संशोधन में वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु मानक मरम्मत एवं रख-रखाव व्यय निर्धारित किये हैं।

उपरोक्त प्रावधानों के अनुसार मरम्मत एवं रख-रखाव व्यय की गणना निम्नानुसार की गई है :-

तालिका 119: मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय, रेख्युलेशन के अनुसार (रु. करोड़ में)

विवरण	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र		
	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. '20	FY '18	FY '19	FY '20	FY '18	FY '19	FY '20
वित्तीय वर्ष की प्रारम्भिक सकल स्थाई परिसम्पत्तियां	4,856	7,407	7,942	8,668	9,505	10,159	5,927	6,500	7,153
सकल स्थाई परि सम्पत्तियों का 2.3 प्र.श. मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय	112	170	183	199	219	234	136	149	165

8.4 संचालन एवं संधारण व्ययों का सारांश

प्रथम संशोधन विनियमन 2015 के प्रावधानानुसार संचालन एवं संधारण की गणना का सारांश निम्नानुसार है:-

तालिका 120: संचालन एवं संधारण के व्ययों का सारांश विनियमन के अनुसार निम्नानुसार है :-

विवरण	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र		
	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. '20	FY '18	FY '19	FY '20	FY '18	FY '19	FY '20
कर्मचारी लागत (एरियर्स, डी.ए. एवं अन्य को जोड़कर)	789	1,158	1,239	970	1,126	1,231	1,166	1,272	1,376
प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय	218	196	209	107	114	122	124	163	174
मरम्मत एवं अनुरक्षण व्यय	112	170	183	199	219	234	136	149	165
योग संचा-संधा व्यय	1,119	1,525	1,631	1,276	1,458	1,587	1,427	1,584	1,715

याचिकाकर्ता माननीय आयोग से उपरोक्तानुसार संचारण एवं संधारण व्यय के अनुमोदन हेतु निवेदन करता है।

A9: वितरण कम्पनियों की निवेश योजना

9.1 पूंजी निवेश योजना

9.1.1 प्रणाली को सुदृढ़ करने एवं वितरण हानियों को कम करने के लिए, सभी तीनों विद्युत वितरण कम्पनियां, आगामी वर्षों में, विभिन्न परियोजनाओं पर कार्य करने जा रही हैं। इसमें मुख्यतः नये 33/11 के.व्ही. उपकेन्द्रों का निर्माण, अधिक भार वाले 33 के.व्ही. फीडरों का विभक्तिकरण तथा 11 के.व्ही.स्तर पर कृषि फीडरों का फीडर विभक्तिकरण, अतिरिक्त / नये पावर ट्रांसफार्मर तथा वितरण ट्रांसफार्मर की स्थापना, निम्नदाब खुले तार लाइनों का ए-बी केबल्स में परिवर्तन एवं सर्विस लाइनों के प्रतिस्थापन पर ध्यान केन्द्रित है।

9.1.2 प्रणाली में कुल वितरण हानि, तकनीकी और वाणिज्यिक हानियों का योग है। तकनीकी हानियां मुख्य रूप से प्रणाली की मांग के अपेक्षा अपर्याप्त अधोसंरचना के कारण होती है जिसके सुदृढ़ीकरण, लाईनों, उपकेन्द्रों एवं संबद्ध अधोसंरचना के नवीनीकरण एवं उन्नयन की आवश्यकता रहती है। वाणिज्यिक हानियां मुख्य रूप से वाणिज्यिक प्राचल जैसे विद्युत की छुटपुट चोरी, प्रणाली में प्रमुखता से बंद एवं खराब मीटरों का होना, अपर्याप्त मीटर वाचन तंत्र का होना इत्यादि के कारण होती है, जिसे वितरण प्रणाली की पुनःअभियांत्रिकरण के द्वारा बहुत हद तक कम किया जा सकता है जिसके लिए पूंजी निवेश एवं स्पष्ट प्रयासों की आवश्यकता है इन दोनों मुद्दों पर वितरण कंपनियां नियमित रूप से कार्य कर रही हैं जिससे वितरण हानियों में विगत वर्षों में उल्लेखनीय कमी भी आई है परन्तु यह वितरण हानियां में यह कमी मानक हानि स्तर, जो कि ज्यादा ही सख्त है, तक नहीं आ पाई है।

9.1.3 वित्तीय वर्ष 2018 से वित्तीय वर्ष 2020 के लिये योजनावार पूंजीगत व्यय निम्न तालिका में प्रस्तुत है:-

तालिका 121: योजनावार पूंजीगत व्यय (रु. करोड़ में)

योजना का नाम	वि.वर्ष-17	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19
पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी			
उप पारेषण एवं वितरण [एसटी एण्ड डी (म.प्र.शासन)]	78	225	207
फीडर (संभारक) विभक्तिकरण योजना	116	250	0
नवीन कृषि पंप	0	0	0
33 / 11KV उपकेन्द्रों का नवीनीकरण एवं डीटीआर मीटरीकरण	0	20	0
आरएपीडीआरपी	0	20	0
राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतिकरण योजना (RGGVY)	78	220	0
दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना (DDUGJY)	116	180	176
दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योति योजना (DDUGJY) फेस-2	0	0	0
इंटिग्रेटेड पॉवर डेव्हल्पमेंट स्कीम (IPDS)	109	252	0
अस्थाई संयोजन से स्थाई संयोजन में परिवर्तन (TC to PC)	279	568	523
विफलता के विरुद्ध डिस्ट्रीब्यूशन ट्रांसफार्मरों की खरीदी	0	0	0
स्मार्ट मीटरों की खरीदी	0	0	150
शेष शहरी घरेलू संयोजन (147509 no) जो कहीं लिये नहीं गये हैं	0	0	0
योग	775	1733	1056

योजना का नाम	वि.वर्ष-17	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19
मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी			
प्रणाली सुदृढिकरण	-	130	120
फीडर (संभारक) विभक्तिकरण योजना	128	140	109
नवीन कृषि पंप	128	763	-
एशियन डेव्हलेपमेंट बैंक (एडीबी)-II	-	-	-
एशियन डेव्हलेपमेंट बैंक (एडीबी)-III	-	-	-
राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतिकरण योजना (RGGVY)	255	72	63
आरएपीडीआरपी भाग-1 (RAPDRP-1)	-	-	-
आरएपीडीआरपी भाग-2 (RAPDRP-2)	-	-	-
हुड्को (HUDCO)	-	-	-
इंटिग्रेटेड पॉवर डेव्हल्पमेंट स्कीम (IPDS)	191	150	311
दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योती योजना (DDUGJY)	255	635	200
उप पारेषण एवं वितरण [एसटी एण्ड डी (म.प्र.शासन)]	64	-	-
33 / 11KV उप-केन्द्रों और डीटीआर मीटरिंग (नई योजना) के नवीनीकरण ईएपी के रूप में पेश किया जाना है)	128	-	-
विफलता के विरुद्ध डिस्ट्रीब्यूशन ट्रॉसफार्मरों की खरीदी	64	76	84
स्मार्ट मीटरों की खरीदी	64	93	96
योग	1276	1666	983
पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी लिमिटेड			
एशियन डेव्हलेपमेंट बैंक (एडीबी)	53	30	-
टीएसपी एवं एससीएसपी (TSP and SCSP)	66	122	130
मध्य प्रदेश शासन की योजना	80	162	145
एफएसपी – एडीबी ऋण	-	-	-
अनुदान योजना (शासन का अंशदान)	-	-	-
नवीन कृषि पंप	-	-	-
मुख्यमंत्री स्थाई कृषि पंप संयोजन योजना	232	833	219
अस्थाई संयोजन से स्थाई संयोजन में परिवर्तन (शासन का अंशदान)	-	-	-
ट्रॉसफार्मर विफलता में कमी लाने की योजना	20	53	55
स्मार्ट मीटरों की खरीदी	13	61	86
आरएपीडीआरपी (भारत शासन)	-	-	-
जापान बैंक फॉर इंटरनेशनल को-आपरेशन (जेबीआईसी)	-	-	-
अन्य (नये ईएपी)	-	-	-
राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतिकरण योजना (RGGVY)	66	117	21
इंटिग्रेटेड पॉवर डेव्हल्पमेंट स्कीम (IPDS)	86	175	53
दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योती योजना (DDUGJY)	46	277	280
केंद्र सरकार सहायता (एफएस)	-	-	-
आरईसी (विभागीय कार्य)	-	-	-
नेपा लिमिटेड, नेपानगर के लिए इक्विटी	-	-	-
योग	663	1830	989

9.2 योजनावार पूंजीकरण

विद्युत वितरण कंपनियों के प्रस्तावित योजनावार पूंजीकरण निम्नानुसार है :-

तालिका 122: योजनावार पूंजीकरण (रु करोड़)

योजना का नाम	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19	वि.वर्ष-20
पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी			
प्रारम्भिक योजनावार कार्य प्रगति पर	0	0	0
उप पारेषण एवं वितरण [एसटी एण्ड डी (म.प्र.शासन)]	49	66	105
फीडर (संभारक) विभक्तिकरण योजना	87	73	-
नवीन कृषि पंप	-	-	-
33 / 11KV उपकेन्द्रों का नवीनीकरण एवं डीटीआर मीटरीकरण	24	6	-
आरएपीडीआरपी	15	6	-
राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतिकरण योजना (RGGVY)	58	65	-
दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योती योजना (DDUGJY)	87	53	89
दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योती योजना (DDUGJY) फेस-2	-	-	-
इंटिग्रेटेड पॉवर डेव्हलपमेंट स्कीम (IPDS)	68	74	-
अस्थाई संयोजन से स्थाई संयोजन में परिवर्तन (TC to PC)	97	167	265
विफलता के विरुद्ध डिस्ट्रीब्यूशन ट्रॉसफार्मरों की खरीदी	-	-	-
स्मार्ट मीटरों की खरीदी	-	-	76
शेष शहरी घरेलू संयोजन (147509 no) जो कहीं लिये नहीं गये हैं	-	-	-
Total	485	509	535
मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कम्पनी			
प्रणाली सुदृढिकरण	93	41	82
फीडर (संभारक) विभक्तिकरण योजना	62	44	75
नवीन कृषि पंप (मुख्यमंत्री स्थाई कृषि पंप संयोजन योजना)	93	242	-
एशियन डेव्हलेपमेंट बैंक (एडीबी)-II	-	-	-
एशियन डेव्हलेपमेंट बैंक (एडीबी)-III	-	-	-
राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतिकरण योजना (RGGVY)	75	23	43
आरएपीडीआरपी भाग-आ (RAPDRP-1)	-	-	-
आरएपीडीआरपी भाग-ब (RAPDRP-2)	-	-	-
हुड्को (HUDCO)	-	-	-
इंटिग्रेटेड पॉवर डेव्हलपमेंट स्कीम (IPDS)	62	48	213
दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योती योजना (DDUGJY)	125	202	137
अन्य	-	-	-
उप पारेषण एवं वितरण [एसटी एण्ड डी (म.प्र.शासन)]	56	-	-
33 / 11KV उप-केन्द्रों और डीटीआर मीटरिंग (नई योजना) के नवीनीकरण ईएपी के रूप में पेश किया जाना है)	25	-	-

योजना का नाम	वि.वर्ष-18	वि.वर्ष-19	वि.वर्ष-20
विफलता के विरुद्ध डिस्ट्रीब्यूशन ट्रॉसफार्मरों की खरीदी	25	24	58
स्मार्ट मीटरों की खरीदी	6	30	66
Total	623	654	675
पश्चिम विद्युत वितरण कम्पनी			
एशियन डेव्हलेपमेंट बैंक (एडीबी)	18	6	6
टीएसपी एवं एससीएसपी (TSP and SCSP)	24	24	51
मध्य प्रदेश शासन की योजना	30	32	61
एफएसपी – एडीबी ऋण	-	-	-
अनुदान योजना (शासन का अंशदान)	-	-	-
नवीन कृषि पंप	-	-	-
मुख्यमंत्री स्थाई कृषि पंप संयोजन योजना (शासकीय अंशदान)	314	167	210
अस्थाई संयोजन से स्थाई संयोजन में परिवर्तन (शासन का अंशदान)	-	-	-
ट्रॉसफार्मर विफलता में कमी लाने की योजना	6	11	22
स्मार्ट मीटरों की खरीदी	12	12	29
आरएपीडीआरपी (भारत शासन)	-	-	-
जापान बैंक फॉर इंटरनेशनल को-ऑपरेशन (जेबीआईसी)	-	-	-
अन्य (नये ईएपी)	-	-	-
राजीव गांधी ग्रामीण विद्युतिकरण योजना (RGGVY)	54	23	28
इटिग्रेटेड पॉवर डेव्हलपमेंट स्कीम (IPDS)	48	35	46
दीनदयाल उपाध्याय ग्राम ज्योती योजना (DDUGJY)	97	55	112
केंद्र सरकार सहायता (एफएस)	-	-	-
आरईसी (विभागीय कार्य)	-	-	-
नेपा लिमिटेड, नेपानगर के लिए इक्विटी	-	-	-
पूँजीगत कार्य प्रगति में के आरंभ का पूँजीकरण		287	287
योग	604	653	851

9.3 पूँजीगत कार्य प्रगति पर (सी डब्लू आई पी)

तीनों विद्युत वितरण कम्पनियों का पूँजीगत कार्य प्रगति पर का वर्षवार विभक्तिकरण निम्नानुसार दर्शाया गया है

तालिका 123: वितरण कंपनीवार पूँजीगत कार्य प्रगति पर (रु. करोड़ में)

विवरण	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र		
	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष- 19	वि.वर्ष- 20	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष- 19	वि.वर्ष- 20	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष- 19	वि.वर्ष- 20
पूँजीगत कार्य प्रगति पर का प्रारम्भिक शेष	1,457	1,748	2,973	559	1,213	2,619	2,173	2,232	3,409
वर्ष के दौरान नवीन निवेश	775	1,735	1,056	1,276	2,060	983	663	1,830	989
पूँजीकृत किया गया पूँजी निवेश	485	509	535	623	654	675	604	653	851
पूँजीगत कार्य प्रगति पर का अंतिम शेष	1748	2973	3495	1213	2619	2927	2232	3409	3547

9.4 स्थाई परिसम्पत्तियों का संयोजन

वर्षवार स्थाई परिसम्पत्तियों का संयोजन निम्नानुसार है:-

तालिका 124: स्थाई परिसम्पत्तियों में संयोजन (रु करोड़ में)

विवरण	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र		
	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष- 19	वि.वर्ष- 20	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष- 19	वि.वर्ष- 20	वि.वर्ष- 18	वि.वर्ष- 19	वि.वर्ष- 20
भूमि एवं भूमि अधिकार	0	0	0	0	0	0	0	0	0
भवन	0	0	0	5	6	6	32	30	37
दृव्य संबंधी चलित कार्य	0	0	0	0	0	0	0	0	0
अन्य सिविल कार्य	1	1	1	0	0	0	1	1	1
संयंत्र एवं मशीनरी	132	139	146	83	87	89	190	180	224
लाइन, केबिल, नेटवर्क	348	366	384	301	316	332	356	339	420
वाहन	1	1	1	0	0	0	0	0	0
फर्नीचर एवं फिक्चर्स	0	0	0	0	0	0	0	0	0
कार्यालय उपकरण	3	3	3	4	4	4	15	14	18
RGGVY	0	0	0	173	182	184	0	79	139
अमूर्त संपत्तियां	0	0	0				0	0	0
पर्यावरण अस्तियाँ				56	59	60			
पूंजिगत भंडार एवं कलपुर्जे				0	0	0	10	10	12
योग	485	509	535	623	654	671	604	653	851

याचिकाकर्ता एतद द्वारा माननीय आयोग से प्रार्थना करते हैं कि उपरोक्तानुसार दर्शाये गये पूंजीगत खर्चे एवं स्थाई परिसम्पत्तियों में संयोजन को अनुज्ञेय करें।

A10: विद्युत वितरण कंपनियों के - अन्य आय / व्यय

10.1 मूल्यहास

टैरिफ विनियमन, 2015 प्रथम संशोधन की धारा 32 के अनुसार, आयोग द्वारा अनुसार पूंजीगत लागत के मूल्य आधार पर मूल्यहास की गणना की जानी चाहिए। परिसंपत्तियों के बचत मूल्य को पूंजीगत लागत और मूल्यहास के 10% के रूप में माना जाना चाहिए। परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत का अधिकतम 90% तक की अनुमति होगी। लागू मानदंडों के अनुसार, याचिकाकर्ता ने टैरिफ विनियमन, 2015 के प्रथम संशोधन के अनुलग्नक -2 में माननीय आयोग द्वारा निर्दिष्ट दरों के आधार पर विस्तृत मूल्यहास मॉडल तैयार किया है।

वित्त वर्ष 2017-18 से वित्त वर्ष 2019-20 के दौरान वित्त वर्ष के दौरान मूल्यहास नीचे दिखाया गया है:

तालिका 125: विनिमय के अनुसार अवमूल्यन (रु. करोड़ में)

विवरण	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र		
	वि.वि. '18	वि.वि. '19	वि.वि. '20	वि.वि. '18	वि.वि. '19	वि.वि. '20	वि.वि. '18	वि.वि. '19	वि.वि. '20
लीज की भूमि	0	0	0	0	0	0	0	0	0
भवन	0	0	0	5	6	6	32	30	37
दृव्य संबंधी चलित कार्य	0	0	0	0	0	0	0	0	0
अन्य सिविल कार्य	1	1	1	0	0	0	1	1	1
संयंत्र एवं मशीनरी	132	139	146	83	87	89	190	180	224
लाइन, केबिल, नेटवर्क	348	366	384	301	316	332	356	339	420
वाहन	1	1	1	0	0	0	0	0	0
फर्नीचर एवं फिक्चर्स	0	0	0	0	0	0	0	0	0
कार्यालय उपकरण	3	3	3	4	4	4	15	14	18
आरजीजीन्हीब्हाय	0	0	0	173	182	184	0	79	139
अमूरत संपत्तियां	0	0	0				0	0	0
पर्यवेक्षण संपत्तियां				56	59	60			
भंडार एवं औजार पूंजी				0	0	0	10	10	12
योग	325	341	358	300	351	381	257	282	340

10.2 ब्याज एवं वित्तीय प्रभार

10.2.1 परियोजना ऋणों पर ब्याज

टैरिफ विनियम के अनुसार, 2015 के प्रथम संशोधन की धारा 31 ब्याज की गणना और ऋण पूंजी पर वित्त प्रभार प्रदान करता है। प्रत्येक वित्त वर्ष के लिए ऋण की अदायगी संबंधित वित्तीय वर्ष के लिए अनुमति के रूप में मूल्यहास के बराबर होना चाहिए। ब्याज दर, ब्याज दर की भारित औसत दर होगी, जो कि परियोजना के लिए लागू प्रत्येक वित्तीय वर्ष की शुरुआत में वास्तविक ऋण पोर्टफोलियो के आधार पर की जाएगी। परियोजना ऋण पर ब्याज और वित्त प्रभारों को प्रदर्शित

करने के लिए मानदंड आयोग द्वारा ब्याज और वित्त शुल्क के लिए परियोजना शुल्क पर वित्त वर्ष 2018-19 में ऋण लेने के लिए अपनाया जाने वाला एक ही तरीका अपनाया गया है। विवरण निम्नलिखित तालिका में विस्तारित किया गया है:

तालिका 126: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज- पूर्व क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी :-

(रु. करोड़)

विवरण	वहवर्षीय 2017-8 से 2019-20		
	2017-18	2018-19	2019-20
वि1 -वर्ष.7			
201 1अप्रैल6 को जी ए के साथ ऋण.एफ.	1,324	1,324	1,324
विशुद्ध जीप्रतिशत उपभोक्ता अंशदान के ऋण के माध्यम से 70 एफ के अलावा वित्त पोषित माना जाता है	332	332	332
ऋण आदयगी) अवमूल्यन के बराबर)	291	291	291
201 मार्च 317 की स्थिति में जी ए से जुड़े.एफ.कुल ऋण	1,365	1,365	1,365
वित्तीय वर्ष 18	-	-	-
एक अप्रैल 2017 में जी ए के साथ ऋण.एफ.	1,365	1,365	1,365
उपभोक्ता योगदान के ऋण नेट के माध्यम से वित्त पोषित के रूप में शुद्ध जीएफए के अतिरिक्त %70	127	127	127
ऋण आदयगी (अवमूल्यन के बराबर)	325	325	325
201 मार्च 318 की स्थिति में जी ए से जुड़े.एफ.कुल ऋण	1,167	1,167	1,167
वित्तीय वर्ष 19	-	-	-
एक अप्रैल 2018 में जी ए के साथ ऋण.एफ.	-	1,167	1,167
उपभोक्ता योगदान के ऋण नेट के माध्यम से वित्त पोषित के रूप में शुद्ध जीएफए के अतिरिक्त %70	-	122	122
ऋण आदयगी (अवमूल्यन के बराबर)	-	341	341
201 मार्च 319 की स्थिति में जी ए से जुड़े.एफ.कुल ऋण	-	948	948
वित्तीय वर्ष 20	-	-	-
एक अप्रैल 2018 में जी ए के साथ ऋण.एफ.	-	-	948
उपभोक्ता योगदान के ऋण नेट के माध्यम से वित्त पोषित के रूप में शुद्ध जीएफए के अतिरिक्त %70	-	-	117
ऋण आदयगी (अवमूल्यन के बराबर)	-	-	358
20 मार्च 3120 की स्थिति में जीए से जुड़े के कुल ऋण.एफ.	-	-	707
औसत लोन वैलेंस	1,266	1,057	827
भारित औसत ब्याज दर (परियोजना ऋण पर ब्याज के अनुसार) (%)	0	0	0
परियोजना और ऋण पर ब्याज और वित्त प्रभार	97	15	10
वित्तपोषण की लागत	17	18	20
समय पर भुगतान करने वाले उपभोक्ताओं को प्रदाय छूट	1.61	1.77	1.95
योग	115.72	35.13	31.64

**तालिका 127: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज- मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी :-
(रु. करोड़)**

सं. क्र.	विवरण	बहु वर्षीय 207-18 से 2019-20		
		2017-18	2018-19	2019-20
1	वर्ष के दौरान जीएफए में वृद्धि	623	654	675
2	वर्ष के दौरान उपभोक्ता योगदान	32	31	31
3	वर्ष के दौरान जीएफए का शुद्ध अतिरिक्त (2-1)	591	623	643
4	शुद्ध जीएफए के अलावा 30% इक्कीटी के से वित्त पोषित माना माध्यम जाता है। (4=3*30%)	177	187	193
5	ऋण के माध्यम से वित्त पोषित वर्ष के दौरान शुद्ध जीएफए के अतिरिक्त शेष राशि (4-3 = 5)	414	436	450
6	वर्ष के दौरान देय ऋण चुकौती (अवमूल्यन दावों के बराबर)	300	351	381
7	टैरिफ ऑर्डर के अनुसार जीएफए के साथ जुड़े ऋण, वित्त वर्ष 2014-15 के अनुसार जीएफए के साथ जुड़े ऋण (रु. 1634.34 करोड़) 31 मार्च 2015 की स्थिति में + जीएफए में ऋण आदयगी के माध्यम से वित्त पोषित किया गया था। (टैरिफ आदेश 2014 के अनुसार)	114	85	69
8	सभी ऋणों पर ब्याज की भारित औसत दर %	9%	5%	7%
9	परियोजना ऋण पर (8 * 7 = 9) ब्याज	11	4	5
10	वित्त प्रभार	20	22	24
	कुल	30	26	28

**तालिका 128: विनियमन के अनुसार परियोजना ऋण पर ब्याज- पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी :-
(रु. करोड़)**

विवरण	बहुवर्षीय 207-18 से 2019-20		
	2017-18	2018-19	2019-20
वि1 -वर्ष.7			
201 1अप्रैल6 को जी ए के साथ ऋण.एफ.	599	599.13	599.13
विशुद्ध जीप्रतिशत उपभोक्ता अंशदान के ऋण के माध्यम से 70 एफ के अलावा. वित्त पोषित माना जाता है	97	97.09	97.09
ऋण आदयगी) अवमूल्यन के बराबर)	235	234.55	234.55
201 मार्च 317 की स्थिति में जी ए से जुड़े कुल ऋण.एफ.	462	461.66	461.66
वित्तीय वर्ष 18	-	0.00	0.00
एक अप्रैल 2017 में जी ए के साथ ऋण.एफ.	462	461.66	461.66
उपभोक्ता योगदान के ऋण नेट के माध्यम से वित्त पोषित के रूप में शुद्ध जीएफए के अतिरिक्त %70	338	337.95	337.95
ऋण आदयगी (अवमूल्यन के बराबर)	257	257.04	257.04
201 मार्च 318 की स्थिति में जीए से जुड़े कुल ऋण.एफ.	543	542.58	542.58
वित्तीय वर्ष 19	-	0.00	0.00
एक अप्रैल 2018 में जी ए के साथ ऋण.एफ.	-	542.58	542.58

विवरण	बहुवर्षीय 2017-8 से 2019-20		
	2017-18	2018-19	2019-20
उपभोक्ता योगदान के ऋण नेट के माध्यम से वित्त पोषित के रूप में शुद्ध जीएफए के अतिरिक्त %70	-	71.81	71.81
ऋण आदयगी (अवमूल्यन के बराबर)	-	292.87	292.87
201 मार्च 319 की स्थिति में जीक्रृष्ण ए से जुड़े कुल.एफ.	-	321.52	321.52
वित्तीय वर्ष 20	-	0.00	0.00
एक अप्रैल 2018 में जी ए के साथ ऋण.एफ.	-	0.00	321.52
उपभोक्ता योगदान के ऋण नेट के माध्यम से वित्त पोषित के रूप में शुद्ध जीएफए के अतिरिक्त %70	-	0.00	559.11
ऋण आदयगी (अवमूल्यन के बराबर)	-	0.00	334.64
20 मार्च 3120 की स्थिति में जीए से जुड़े के कुल ऋण.एफ.	-	0.00	545.99
औसत लोन बैलेंस	502.12	432.05	433.75
भारित औसत व्याज दर (परियोजना ऋण पर व्याज के अनुसार) (%)	0.09	0.06	0.06
परियोजना और ऋण पर व्याज और वित्त प्रभार	45.98	27.30	27.57
वित्तपोषण की लागत	8.88	9.77	10.75
समय पर भुगतान करने वाले उपभोक्ताओं को प्रदाय छूट	3.08	3.38	3.72
योग	57.93	40.46	42.03

10.2.2 कार्यशील पूंजी पर व्याज

टैरिफ विनियम 2015 के प्रथम संशोधन की धारा-36 के अनुसार, कार्यशील पूंजी पर व्याज की गणना की विधि प्रदान करता है, जिसमें कुल कार्यशील पूंजी में आपूर्ति गतिविधियों और व्हीलिंग गतिविधि के लिए कार्यशील पूंजी के प्रति व्यय शामिल होगा। व्हीलिंग और सप्लाई गतिविधि के लिए कार्यशील पूंजी की गणना के लिए मानदंडों को भी निर्दिष्ट किया गया है। कार्यशील पूंजी पर व्याज की दर प्रासंगिक वर्ष के 01 अप्रैल के अनुसार स्टेट बैंक अग्रिम दर के बराबर होगी।

तालिका 129: कार्यशील पूंजी पर व्याज (रु. करोड़) पूर्व क्षेत्र

Sl. No.	विवरण	MYT 2017-18 to 2019-20		
		FY18	FY19	FY20
I	चक्रण			
A	पूर्व वर्ष हेतु सामग्री (इन्वेंटरी की वार्षिक आवश्यकता का छठवां भाग (चक्रण (6/1)	8	8	1
B	संचालन एवं संधारण व्यय			
	मरम्मत तथा अनुरक्षण व्यय	162	170	183
	प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय	218	196	209
	कर्मचारी व्यय	994	1158	1239
B(i)	संचालन एवं संधारण व्ययों का योग	1375	1525	1631
B(ii)	योग का बारहवां)1/12)	115	127	136
C	प्राप्तियां			
C(i)	चक्रण प्रभारों से वार्षिक राजस्व की प्राप्ति **	0	0	0
C(ii)	चक्रण प्रभारों दो माह की औसत विलिंग राशि के बराबर प्राप्तियां	0	0	0

Sl. No.	विवरण	MYT 2017-18 to 2019-20		
		FY18	FY19	FY20
D	योग कुल कार्यकारी पूँजी (A+B ii) - C ii)	122	136	137
E	ब्याज दर *	13.85%	13.75%	13.75%
F	कार्यशील पूँजी पर ब्याज	17	19	19
II	खुदरा विक्रिय गतिविधियों हेतु			
A	विवरण	0	0	0
B	पूर्व वर्ष हेतु सामग्री (इन्वेंटरी की वार्षिक आवश्यकता का छठवां भाग (6/1)			
B(i)	प्राप्तियां	11,569	9,791	10,683
B(ii)	टैरिफ तथा प्रभारों से वार्षिक राजस्व की प्राप्ति **	1,928	1,632	1,780
C	दो माह की औसत बिलिंग के बराबर प्राप्तियां	8,374	6,256	7,079
C(i)	विद्युत क्रय संबंधी व्यय	698	521	590
D	विद्युत क्रय व्ययों का वाँ भाग 12	725	803	881
E	उपभोक्ता प्रतिभूति निश्चेप	506	308	309
F	कुल कार्यकारी पूँजी (A+B ii) - C i) - D)	13.85%	13.75%	13.75%
G	ब्याज दर *	70	42	43
	कार्यकारी पूँजी पर ब्याज	87	61	61

तालिका 130: कार्यशील पूँजी पर ब्याज (रु. करोड़) मध्यक्षेत्र

Sl. No.	Particulars	MYT 2017-18 to 2019-20		
		FY18	FY19	FY20
I	चक्रण			
A	A) पूर्व वर्ष हेतु सामग्री (इन्वेंटरी की वार्षिक आवश्यकता का छठवां भाग (चक्रण (6/1)	8	9	10
B	B) संचालन एवं संधारण व्यय			
	मरम्मत तथा अनुरक्षण व्यय	199	219	234
	प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय	107	114	122
	कर्मचारी व्यय	969	1,125	1,231
B(i)	i) संचालन एवं संधारण व्ययों का योग	1,276	1,458	1,587
B(ii)	ii) योग का बारहवां (1/12)	106	122	132
C	C) प्राप्तियां			
C (i)	i) चक्रण प्रभारों से वार्षिक राजस्व की प्राप्ति **	1	1	1
C(ii)	ii) चक्रण प्रभारों दो माह की औसत बिलिंग राशि के बराबर प्राप्तियां	0	0	0
D	D) योग कुल कार्यकारी पूँजी (A+B ii) - C ii)	114	131	142
E	E) ब्याज दर *	13.85 %	13.75 %	13.75 %
F	F) कार्यशील पूँजी पर ब्याज	16	18	20
II	खुदरा विक्रिय गतिविधियों हेतु			
A	विवरण	2	2	2
B	A) पूर्व वर्ष हेतु सामग्री (इन्वेंटरी की वार्षिक आवश्यकता का छठवां भाग (

Sl. No.	Particulars	MYT 2017-18 to 2019-20		
		FY18	FY19	FY20
	(6/1)			
B(i)	B) प्राप्तियां	9,389	9,559	10,343
B(ii)	i) टैरिफ तथा प्रभारों से वार्षिक राजस्व की प्राप्ति **	1,565	1,593	1,724
C	ii) दो माह की औसत बिलिंग के बराबर प्राप्तियां	7,734	6,160	6,648
C(i)	C) विद्युत क्रय संबंधी व्यय	645	513	554
D	i) विद्युत क्रय व्ययों का वाँ भाग 12	937	1,099	1,154
E	D) उपभोक्ता प्रतिभूति निष्केप	(14)	(17)	18
F	E) कुल कार्यकारी पूँजी (A+B ii) - C i) - D	13.85 %	13.75 %	13.75 %
G	F) व्याज दर *	(2)	(2)	2
III	G) कार्यकारी पूँजी पर व्याज	14	16	22

तालिका 131: कार्यशील पूँजी पर व्याज (रु. करोड़) पश्चिम क्षेत्र

Sl. No.	Particulars	MYT 2017-18 to 2019-20		
		FY18	FY19	FY20
I	चक्रण			
A	A) पूर्व वर्ष हेतु सामग्री (इन्वेंटरीकी वार्षिक आवश्यकता का छठवां (चक्रण (6/1) भाग	8	9	9
B	B) संचालन एवं संधारण व्यय			
	मरम्मत तथा अनुरक्षण व्यय	109	149	162
	प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय	124	163	174
	कर्मचारी व्यय	1,039	1,272	1,376
B(i)	i) संचालन एवं संधारण व्ययों का योग	1,272	1,584	1,712
B(ii)	ii) योग का बारहवां (1/12)	106	132	143
C	C) प्राप्तियां			
C(i)	i) चक्रण प्रभारों से वार्षिक राजस्व की प्राप्ति **	8	6	3
C(ii)	ii) चक्रण प्रभारों दो माह की औसत बिलिंग राशि के बराबर प्राप्तियां	1	1	1
D	D) योग कुल कार्यकारी पूँजी (A+B ii) - C ii)	115	142	153
E	E) व्याज दर *	13.85%	13.75%	13.75%
F	F) कार्यशील पूँजी पर व्याज	16	19	21
II	खुदरा विक्रय गतिविधियों हेतु			
A	विवरण	2	2	2
B	A) पूर्व वर्ष हेतु सामग्री (इन्वेंटरीकी वार्षिक आवश्यकता का छठवां ((6/1) भाग			
B(i)	B) प्राप्तियां	11,928	12,439	13,047
B(ii)	i) टैरिफ तथा प्रभारों से वार्षिक राजस्व की प्राप्ति **	1,988	2,073	2,175
C	ii) दो माह की औसत बिलिंग के बराबर प्राप्तियां	7,788	8,048	9,027
C(i)	C) विद्युत क्रय संबंधी व्यय	649	671	752

Sl. No.	Particulars	MYT 2017-18 to 2019-20		
		FY18	FY19	FY20
I	चक्रण			
D	i) विद्युत क्रय व्ययों का वाँ भाग 12	1,032	1,148	1,265
	D) उपभोक्ता प्रतिभूति निक्षेप	1,032	1,148	1,265
E	E) कुल कार्यकारी पूँजी (A+B ii) - C i) - D)	309	256	160
F	F) ब्याज दर *	13.85%	13.75%	13.75%
G	G) कार्यकारी पूँजी पर ब्याज	43	35	22
	योग चक्रण एवं खुदरा गतिविधियों से कार्यशील पूँजी पर कुल ब्याज			
1	सारांश	15	19	21
2	चक्रण हेतु	43	35	22
III	खुदरा विक्रय हेतु	58	55	43

10.2.3 उपभोक्ता प्रतिभूति निक्षेप पर ब्याज

उपभोक्ता प्रतिभूति निक्षेप पर ब्याज का भुगतान माननीय आयोग के प्रतिभूति निक्षेप के विनियमन 2015 के प्रथम संशोधन के अनुसार किया गया है। अधिनियम के अनुसार उपभोक्ता जमा प्रतिभूति निक्षेप की गणना आर.बी.आई. के बैंक दर के अनुसार लिया है तथा इसके अनुसार ही वित्तीय वर्ष 2018-19 में 6.25 प्रतिशत एवं वर्ष 2019-20 में 6.75 प्रतिशत लेकर गणना की गई है जो कि निम्न तालिका में दर्शित है :-

**तालिका 132: विनियम के अनुसार वितरण कंपनी वार उपभोक्ता प्रतिभूति निक्षेप पर ब्याज
(रु. करोड़. में)**

विवरण	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र		
	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. '20	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. '20	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. '20
उपभोक्ता प्रतिभूति निक्षेप पर ब्याज	56	50	59	53	69	78	64	72	85

10.3 अंश पूँजी पर प्रतिलाभ

दर विनियम 2015 के प्रथम संशोधन खण्ड के कंडिका-36 के अनुसार दी गई गणना की पद्धति जिसमें की यह बताया गया है कि अंश पूँजी पर प्रतिलाभ की गणना 16 प्रतिशत प्री टैक्स के आधार पर करना है। इस याचिका में क्रण व वित्तीय प्रभार के अनुच्छेद में पूर्ण संपत्ति से संबंधित देड और एक्वटि की पहचान हेतु प्रक्रिया को बतलाता है। इस प्रक्रिया से यह निकलकर आता है कि वित्त वर्ष 2019-20 के आखरी तक कुल जी.एफ.ए. में एक्वटि की पहचानी गई। अंश पूँजी पर प्रतिलाभ की गणना दिये गये दर, चिन्हित कुल एक्वटि जो कि जी.एफ.ए. में आवंटित भाग का 16 प्रतिशत के अनुसार की गई है।

तालिका 133: विनियम के अनुसार पूर्व क्षेत्र के अंश पूँजी पर प्रतिलाभ (रु करोड में)

विवरण	एमवाईटी 2017-18 to 2019-20		
	विवर्ष.18	विवर्ष. 19	विवर्ष. 20
विवर्ष. 2016-17			
1 अप्रैल 2016 को जी के साथ .ए.एफ.इक्टि	1,379	1,379	1,379
शुद्ध जीएफए में %30अतिरिक्त को माना गया है जो कि आधे वर्ष के लिए उपभोक्ताओं की नेट इक्टिटी के माध्यम से फंड किया गया है।	142	142	142
31 मार्च 2017 तक जी के साथ जुड़ी हुई कुल एक्टि .ए.एफ.	1,522	1,522	1,522
विवर्ष. 2017-18			
1 अप्रैल 2017 को जीके साथ एक्टि .ए.एफ.	1,522	1,522	1,522
शुद्ध जीएफए में %30अतिरिक्त को माना गया है जो कि आधे वर्ष के लिए उपभोक्ताओं की नेट इक्टिटी के माध्यम से फंड किया गया है।	54	54	54
31 मार्च 2018 तक जी के साथ जुड़ी हुई कुल एक्टि .ए.एफ.	1,576	1,576	1,576
विवर्ष. 2018-19			
1 अप्रैल 2018 को जीके साथ एक्टि .ए.एफ.	-	1,576	1,576
शुद्ध जीएफए में %30अतिरिक्त को माना गया है जो कि आधे वर्ष के लिए उपभोक्ताओं की नेट इक्टिटी के माध्यम से फंड किया गया है।	-	52	52
31 मार्च 2019 तक जी के साथ जुड़ी हुई कुल एक्टि .ए.एफ.	-	1,628	1,628
विवर्ष. 2019-20			
1 अप्रैल 2018 को जीके साथ एक्टि .ए.एफ.	-	-	1,628
शुद्ध जीएफए में %30अतिरिक्त को माना गया है जो कि आधे वर्ष के लिए उपभोक्ताओं की नेट इक्टिटी के माध्यम से फंड किया गया है।	-	-	50
31 मार्च 2019 तक जी के साथ जुड़ी हुई कुल एक्टि .ए.एफ.	-	-	1,678
औसत एक्टि	1,549	1,602	1,653
लौटाने की दर	16%	16%	16%
एक्टि पर वापसी	247.80	256.33	264.51

तालिका 134: इक्टिटी पर विनियमन के अनुसार वापसी मध्य क्षेत्र रिटर्न - (करोड रूपए)

Sl.No.	विवरण	एमवाईटी 2017-18 to 2019-20		
		विवर्ष.18	विवर्ष.19	विवर्ष.20
A	वर्ष की शुरुआत में सकल फिक्स्ड एसेट्स (उपभोक्ता योगदान का नेट)	6,851	7,471	8,125
A1	इक्टिटी के माध्यम से वित्त पोषित के रूप में जीएफए की शुरुआत राशि	1,606	1,784	1,980
A2	ऋण के माध्यम से वित्त पोषित के रूप में जीएफए की शुरुआत राशि	5,245	5,687	6,144
B	निवेश योजना के अनुसार संपत्ति का प्रस्तावित पूँजीकरण उपभोक्ता अंशदान) (का शुद्ध	623	654	675
B1	पूँजीकृत परिसंपत्तियों का अनुपात इक्टिटी, आंतरिक रिजर्व से बाहर निकलता है	178	241	263
B2	बैलेंस प्रॉपर्टी लोन से वित्त पोषित पूँजीकृत परिसंपत्तियों का अनुपात	445	413	412
C1	सामान्य अतिरिक्त इक्टिटी	187	196	202

Sl.No.	विवरण	एमवाईटी 2017-18 to 2019-20		
		विवर्ष.18	विवर्ष.19	विवर्ष.20
C2	सामान्य अतिरिक्त ऋण	436	458	472
D1	मानक के अतिरिक्त अतिरिक्त इक्विटी का अतिरिक्त कमी /	(9)	45	60
D2	अतिरिक्त ऋण पर अतिरिक्त ऋण की अतिरिक्त कमी /	9	(45)	(60)
E	वापसी के लिए योग्य इक्विटी, जो भी कम है	1,695	1,882	2,081
	इक्विटी पर वापसी (%16)	271	301	333

तालिका 135: इक्विटी पर विनियमन के अनुसार वापसी पश्चिम क्षेत्र - (करोड़ रूपए)

विवरण	एमवाईटी 2017-18 to 2019-20		
	विवर्ष.18	विवर्ष. 19	विवर्ष. 20
विवर्ष. 2016-17			
1 अप्रैल 2016 को जी के साथ .ए.एफ.इक्विटी	1,069	1,069	1,069
शुद्ध जीएफए में %30अतिरिक्त को माना गया है जो कि आधे वर्ष के लिए उपभोक्ताओं की नेट इक्विटी के माध्यम से फंड किया गया है।	42	42	42
31 मार्च 2017 तक जी के साथ जुड़ी हुई कुल एक्विटी .ए.एफ.	1,111	1,111	1,111
विवर्ष. 2017-18	-	-	-
1 अप्रैल 2017 को जीके साथ एक्विटी .ए.एफ.	1,111	1,111	1,111
शुद्ध जीएफए में %30अतिरिक्त को माना गया है जो कि आधे वर्ष के लिए उपभोक्ताओं की नेट इक्विटी के माध्यम से फंड किया गया है।	145	145	145
31 मार्च 2018 तक जी के साथ जुड़ी हुई कुल एक्विटी .ए.एफ.	1,255	1,255	1,255
विवर्ष. 2018-19	-	-	-
1 अप्रैल 2018 को जीके साथ एक्विटी .ए.एफ.	-	1,255	1,255
शुद्ध जीएफए में %30अतिरिक्त को माना गया है जो कि आधे वर्ष के लिए उपभोक्ताओं की नेट इक्विटी के माध्यम से फंड किया गया है।	-	31	31
31 मार्च 2019 तक जी के साथ जुड़ी हुई कुल एक्विटी .ए.एफ.	-	1,286	1,286
विवर्ष. 2019-20	-	-	-
1 अप्रैल 2018 को जीके साथ एक्विटी .ए.एफ.	-	-	1,286
शुद्ध जीएफए में %30अतिरिक्त को माना गया है जो कि आधे वर्ष के लिए उपभोक्ताओं की नेट इक्विटी के माध्यम से फंड किया गया है।	-	-	240
31 मार्च 2019 तक जी के साथ जुड़ी हुई कुल एक्विटी .ए.एफ.	-	-	1,526
औसत एक्विटी	1,182.94	1,270.75	1,405.95
लौटाने की दर	16%	16%	16%
एक्विटी पर वापसी	189	203	225

10.4 डूबंत एवं संदिग्ध ऋण

आयोग द्वारा जारी टैरिफ विनियम 2015 की धारा- 35 के अनुसार विद्युत बिक्री से प्राप्त राजस्व का एक प्रतिशत की सीमा तक डूबत एवं संदिग्ध ऋण की अनुमति दी गई है। चूंकि माननीय नियामक आयोग ने विगत वर्ष के टैरिफ आदेश में 2 करोड़ रूपये डूबंत एवं संदिग्ध ऋण मान्य

किया है। अतएव याचिकाकर्ता ने वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए दो करोड़ रूपये की राशि का दावा डूबंत एवं संदिग्ध ऋण के तौर पर किया है। विस्तृत गणना निम्नानुसार है:-

तालिका 136: विनियमन के अनुसार डूबंत एवं संदिग्ध ऋण वितरण कंपनीवार (रु. करोड़ में)

विवरण	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र		
	FY '18	FY '19	FY '20	FY '18	FY '19	FY '20	FY '18	FY '19	FY '20
डूबंत एवं संदिग्ध ऋण	74	88	103	73	85	97	103	115	126

10.5 अन्य आय एवं गैर टैरिफ आय

प्रथम संशोधन टैरिफ विनियमन, 2015 के अनुसार गैर-टैरिफ आय के मुख्य घटक व्हीलिंग प्रभार, पर्यवेक्षण शुल्क, स्कैप की बिक्री और उपभोक्ताओं से विविध शुल्क MPERC के तहत विविध और सामान्य प्रभारों की अनुसूची के अनुसार है। विविध प्रभारों का प्रक्षेपण टैरिफ आय के प्रतिशत के तौर पर किया गया है। याचिकाकर्ता ने आय वर्ष 2018-19 एवं 2019-20 हेतु अन्य आय एवं गैर-टैरिफ आय का प्रक्षेपण लाइन आइटम में विगत वर्ष के समायोजन सहित एक निश्चित लाइन आइटम में होने वाली प्रतिशत वृद्धि के आधार पर किया है। याचिकाकर्ता ने टैरिफ रेग्यूलेशन 2015 के प्रथम संशोधन एवं अन्य लागू रेग्यूलेशन एवं नियामक आयोग के दिशा निर्देशों के अनुरूप वर्ष 2018-19 एवं 2019-20 का प्रक्षेपण किया है।

उपभोक्ता से मीटरिंग शुल्क / मीटर किराए की वसूली को समाप्त करने का प्रस्ताव: -

- म.प्र.विद्युत नियामक आयोग ने अपने अधिसूचना क्रमांक 1902/एमपीईआरसी/2009 दि. 07.09.2009 में अपने अधिकारों का प्रयोग करते हुए सेक्षन 181 को 45 (3) (बी) विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 46 (क्रमांक 36/2003) को सहपाठित करते हुए मध्य प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (Recovery of Expenses and other charges for providing electric line or plant used for the purpose of giving supply) Regulation (Revision-I), 2009” to specify manner & quantum of recovery of Expenses and other charges for providing electric line or plant used for the purpose of giving supply.
- मीटरिंग और अन्य प्रभारों की अधिसूची निम्नानुसार है :-

तालिका 137: एनेक्सर-1, मीटरिंग एवं अन्य प्रभार

I. मीटर प्रभार		रु./मीटर/प्रतिमाह
स.क्र	विवरण	
	उच्चदाव मीटर	
1	220 KV system meter along with CTs, PTs Cable etc.	25,000
2	For 132 KV system meter along with CTs, PTs Cable etc.	15,000
3	For additional CTs, PTs, meter box etc.	13,500
4	For 33 KV System meter, CTs, PTs meter box etc.	2,000
5	For 11 KV System meter, CTs, PTs meter box etc.	1,500
	LT Meters	

I. मीटर प्रभार		
स.क्र	विवरण	रु./मीटर/प्रतिमाह
i)	Single phase energy meter without MCB	10
ii)	Single phase meter with MCB	15
iii)	Three phase meter with M.C.B	25
iv)	Three phase meter with MCB	30
v)	Three phase LT meter with CTs	75
vi)	Demand or special type Meter	125

If Consumer either opts for paying in advance for the entire cost of the meter along with metering equipment procured by Licensee only or purchase meter/metering as per specification provided by the Licensee subject to payment of testing charges for meter/metering equipment, then no metering charges will be levied.

- लाइसेंसी द्वारा उपरलिखित विनियमनों के अनुसार मीटर किराया / मीटरिंग प्रभार वसूल किये जा रहे हैं।
- यह प्रस्तुत है कि विद्युत अधोसंरचना के सभी अवयवों के बीच केवल मीटर ही है जिनका मीटर किराया अथवा मीटरिंग प्रभार लिया जाता है। अन्य सभी नेटवर्क अवयवों (जैसे कि सर्विस लाइन एवं सब स्टेशन इत्यादि) को विद्युत दर याचिका में ही निर्मित है। यह उल्लेखनीय है कि अन्य बिजली के अधोसंरचना की तरह मीटरिंग उपकरण भी डिस्कॉम के परिसंपत्ति का हिस्सा है, इसलिए डिस्कॉम नियमन के प्रावधान के अनुसार उक्त परिसंपत्ति पर सभी प्रकार का रिटर्न प्राप्त करता है अर्थात् मूल्यहास, इक्विटी पर ब्याज और वित्त शुल्क आदि इसलिए मीटरिंग प्रभार / मीटर किराया करने के परिणामतः उपभोक्ता से वसूली की पुनरावृत्ति होती है।
- यह प्रस्तुत किया जाता है कि उत्तराखण्ड जैसे राज्य ने पहले ही उपभोक्ताओं से वसूली की पुनरावृत्ति के रूप में उद्धृत करते हुए मीटर किराए की लेवी को समाप्त कर दिया है। वित्त वर्ष 2005-06 के अपने टैरिफ ऑर्डर में माननीय उत्तराखण्ड विद्युत नियामक आयोग के संबंधित अवलोकन 25 अप्रैल, 2005 को निम्नानुसार पुनः प्रस्तुत किया गया है:
 - “As per the present practice, meters for which rent is being charged from consumers have been purchased and installed by UPCL and form part of Company's fixed assets. While scrutinizing the ARR, revenue coming to UPCL by way of meter rent is either added to UPCL's revenue from sale of electricity or deducted from its total expenditure. The revenue is then matched with the allowed expenditure to work out surplus or deficit in such revenue. Since revenue by way of meter rent is already being accounted for in the ARR, UPCL does not get any additional benefit from this rental income but the same is a recurring irritant to consumers. The financing cost of installation of such meters is recovered through Tariff by way of interest on loans while computing the allowable expenditure in the ARR. Since these meters form a part of UPCL's fixed assets, the advantage that accrues to UPCL is by way of

permissible depreciation. The real benefit flowing from such meters is by way of proper accounting and billing of energy sold.

- *UPCL's investment in such meters is, thus, fully provided for through interest and depreciation costs. Since income by way of meter rent is taken into account in computing the total revenue, it would not make any difference to UPCL if this portion of revenue did not come to it. On the other hand, continuing with meter rent chargeable from each consumer results in avoidable complexities in billing and accounting on UPCL's part and as stated earlier is a recurring irritant to consumers. In fact, this also acts as an impediment to converting unmetered connections into metered ones or for that matter replacement of existing meters by precision tamper-proof meters. The Commission is of the view that licensee's investment in such meters having already been provided for through interest costs and depreciation in the Tariff, there is no merit in the licensee charging rent for such meters from each consumer and then adding it to its sales revenue for computing Tariffs. The Commission has, therefore, decided to do away with recovery of meter rent altogether for all consumers."*

- T एमपी डिस्कॉम के मामले में माननीय उत्तराखण्ड विद्युत नियामक आयोग का पूर्वोक्त अवलोकन पूरी तरह से लागू है। अलग-अलग मद के रूप में मीटर के किराए की बिलिंग, बिलिंग में जटिलताएं पैदा करती हैं और यह डिस्कॉम के दृष्टिकोण से यह राजस्व न्यूनता है। 7 दिसंबर, 2017 को आयोजित बिजली मंत्रियों के सम्मेलन से उत्पन्न निष्कर्षों / अनुशंसाओं / निर्णयों की ओर भी ध्यान आकर्षित किया गया है। सम्मेलन के कार्यवृत्त का प्रासंगिक उद्धरण निम्नानुसार पुनः प्रस्तुत किया गया है:-

"7. Prepare roadmap for reduction of cross subsidies as per Tariff Policy by March 2018 and bring in Tariff reforms by simplification of Consumer Tariff categories and rationalization of Electricity Tariff."

- यह भी प्रस्तुत किया जाता है कि आदर्श रूप से टू-पार्ट टैरिफ के परिदृश्य में केवल दो प्रकार के शुल्क होने चाहिए। टू-पार्ट टैरिफ में निर्धारित शुल्क कहा जाने वाला पहला भाग उन शुल्कों के निश्चित घटक का प्रतिनिधित्व करता है जो विद्युत उपभोग स्तर से स्वतंत्र होते हैं और उपभोक्ता द्वारा दी जाने वाली वास्तविक ऊर्जा की गणना किए बिना बिजली की आपूर्ति प्रदान करने में वितरण कंपनियों द्वारा निर्धारित लागत पर निर्भर करते हैं। टू-पार्ट टैरिफ में ऊर्जा प्रभार नामक दूसरा भाग प्रभारों के परिवर्तनीय घटक को प्रदर्शित करता है, जो केवल वास्तविक ऊर्जा खपत पर निर्भर करता है। इसलिए टैरिफ संरचना मीटर किराए को आसान बनाने के लिए / मीटरिंग प्रभार उपभोक्ता के विद्युत बिल में एक अलग बिलिंग आइटम के बजाय निश्चित शुल्क का हिस्सा होना चाहिए।
- उपभोक्ताओं के हित में उपरोक्त बातों को दृष्टिगत रखते हुए, माननीय आयोग से अनुरोध है कि उपभोक्ताओं से मीटरिंग चार्ज / मीटर किराए की वसूली को समाप्त किया जाए और मीटर की वसूली की भरपाई के लिए निर्धारित शुल्क में वृद्धि करके बिजली दरों में उपयुक्त समायोजन की

अनुमति दी जाए। मीटर किराया / मीटरिंग प्रभार "मध्य प्रदेश विद्युत नियामक आयोग (बिजली की आपूर्ति या आपूर्ति देने के उद्देश्य के लिए उपयोग किए जाने वाले संयंत्र या संयंत्र प्रदान करने के लिए अन्य शुल्क की वसूली) में उपयुक्त संशोधन "विनियमन (संशोधन- I), 2009" भी किया जा सकता है।

इस प्रकार अन्य आय एवं गैर-टैरिफ आय निम्नानुसार प्रदर्शित है :-

तालिका 138: गैर-टैरिफ आय एवं अन्य आय (रु. करोड में)

विवरण	पूर्व क्षेत्र			मध्य क्षेत्र			पश्चिम क्षेत्र		
	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. 20	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. 20	वि.व. '18	वि.व. '19	वि.व. 20
	.	.	20	.	.	20	.	.	20
निवेश, नियत कॉल डिपॉजिट से आय	10	8	4	42	22	10	30	24	36
लोन पर ब्याज एवं स्टाफ को अग्रिम	1	1	0	0	0	0	0	0	0
आपूर्तिकर्ता / ठेकेदार को अग्रिम पर ब्याज	12	10	5	0	0	0	0	0	-
कर्मचारी कल्याण गतिविधियों से प्राप्त आय/शुल्क/संग्रहण	0	0	0	0	0	0			
विविध प्राप्तियां	31	25	14	11	8	5	12	10	7
विविध प्रभार	0	0	0	24	20	14	0	0	0
स्थगित आय (उपभोक्ता अंशदान)	112	0	0	125	0	0	0	0	0
व्हीलिंग प्रभार	0	0	0	1	1	1	8	6	3
विद्युत के अलावा अन्य व्यवसाय से आय (यथा स्क्रेप की विक्री, निविदा फार्म)	76	72	73	111	60	35	12	10	9
पर्यवेक्षण प्रभार	11	9	5				18	15	16
विद्युत चोरी की वसूली	6	5	3	0	0	0	0	0	0
अन्य									
योग	259	129	104	314	111	65	80	64	71

A11: वार्षिक राजस्व आवश्यकता

11.1 म.प्र. पावर मैनेजमेंट लिमिटेड की वार्षिक राजस्व आवश्यकता

निम्न दर्शाई गई तालिका में म.प्र. पावर मैनेजमेंट कम्पनी लिमिटेड की वार्षिक राजस्व आवश्यकता का विवरण दिया गया है। कुल व्यय को विद्युत वितरण कम्पनियों की विद्युत क्रय लागत में शामिल किया गया है।

तालिका 139: एम.पी.पॉवर मैनेजमेंट कं.लि. की वार्षिक राजस्व आवश्यकता का सारांश (रु. करोड़ में)

विवरण	वि.व 18	वि.व 19	वि.व 20
अन्य श्रोतों से बिजली क्रय	225	248	101
अन्तर राज्यीय पारेषण एवं चक्रण प्रभार	46	50	55
मूल्यहास एवं ऋणमुक्ति व्यय	4	6	9
ऋण एवं वित्तीय प्रभार	95	86	78
मरम्मत एवं रख-रखाव	2	2	2
कर्मचारी व्यय	73	66	64
प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय	36	40	44
अन्य व्यय	3	4	4
व्यय	484	501	357
अन्य आय	730	650	666
वर्ष के लिये लाभ/ (हानि)	(247)	(148)	(309)

11.2 वितरण कंपनियों की सकल राजस्व आवश्यकता

दू-अप गैप रु. वित्त वर्ष 2013-14 के लिए वितरण कंपनियों के लिए 3,919.48 करोड़ रुपये, जो कि आयोग के आदेश दिनांक 21.05.2019 के द्वारा निर्धारित है, को माना गया है।

सकल राजस्व आवश्यकता का सारांश, रेवेन्यू ऑफ सेल एंड पावर एंड रेवेन्यू (गैप) / DISplus की सरप्लस की गणना रेग्युलेशन के प्रावधानों के आधार पर की गई (जिसमें MPPTCL का वित्तीय वर्ष 2016-17 एवं MPPGCL के दू-अप की राशि सम्मिलित है) नीचे दी गई तालिका में विस्तृत विवरण तालिका में दर्शाया गया है:

तालिका 140: विनियम के अनुसार सकल राजस्व आवध्यकता का सारांश .रु)करोड़ में)

विवरण	यूनिट	वि वर्ष.18				विवर्ष. 19				विवर्ष. 20			
		म राज्य.प्र.	पूर्व	मध्य	पश्चिम	म राज्य.प्र.	पूर्व	मध्य	पश्चिम	म राज्य.प्र.	पूर्व	मध्य	पश्चिम
राजस्व													
वर्तमान दर पर विजली खरीद से राजस्व	रुकरोड .	29,792	8,475	9,389	11,928	31,608	9,610	9,559	12,439	34,065	10,656	10,348	13,061
व्यय													
विजली का क्रय	रुकरोड .	22,608	6,914	7,819	7,874	20,612	6,301	6,204	8,107	22,701	7,205	6,294	9,202
एमपीएमसीएल की लागत	रुकरोड .	(247)	(75)	(85)	(87)	(148)	(45)	(45)	(58)	(309)	(98)	(94)	(118)
अन्तर्राजीय पारेषण प्रभार	रुकरोड .	1,532	469	530	533	1,532	469	530	533	1,532	469	530	533
अन्तराजीय पारेषण प्रभार एवं : एसएलडीसी प्रभार	रुकरोड .	2,501	747	796	958	2,719	812.38	865	1041.04	2,719	812	865	1,041
मरम्मत एवं रख रखाव व्यय-	रुकरोड .	447	112	199	136	538	170	219	149	581	183	234	165
कर्मचारी व्यय सातवें वेतन आयोग एवं एरियर्स सहित	रुकरोड .	2,924	789	970	1,166	3,556	1,158	1,126	1,272	3,847	1,239	1,231	1,376
प्रशासनिक एवं सामान्य व्यय	रुकरोड .	449	218	107	124	474	196	114	163	505	209	122	174
मूल्यहास एवं संबंधित डेविट	रुकरोड .	881	325	300	257	975	341	351	283	1,078	358	381	340
ऋण एवं वित्तीय प्रभार	रुकरोड .	536	259	97	180	435	146	122	167	451	152	128	170
अन्य डेविट, राइटआफ पूर्व के वर्ष) (एवं बेड डेट	रुकरोड .	588	97	131	360	383	112	146	124	6	2	2	2
कुल व्यय	रुकरोड .	32,221	9,855	10,864	11,502	31,064	9,662	9,621	11,781	33,111	10,391	10,032	12,688
अंशदान पूंजी पर लाभ	रुकरोड .	708	248	271	189	761	256	301	203	823	265	333	225
कुल व्यय अंशदान पूंजी पर लाभ सहित	रुकरोड .	32,929	10,103	11,135	11,691	31,825	9,918	9,922	11,985	33,934	10,655	10,365	12,913
अन्य आय	रुकरोड .	653	259	314	80	304	129	111	64	240	103	66	71
कुल सकल राजस्व आवश्यकता	रुकरोड .	32,276	9,843	10,822	11,611	31,521	9,789	9,811	11,921	33,693	10,693	9,962	13,039
राजस्व में अन्तर	रुकरोड .	2,485	1,369	1,433	(317)	(87)	179	253	(518)	(372)	37	(386)	(23)
वि2016 वर्ष.-17 हेतु एमपी ट्रांसको के ट्रूअप का प्रभाव	रुकरोड .									67	21	20	26
वि201 वर्ष.61-7 हेतु एमपी जेनको	रुकरोड .									483	144	154	185

विवरण	यूनिट	वि वर्ष.18				विवर्ष. 19				विवर्ष. 20			
		म राज्य.प्र.	पूर्व	मध्य	पश्चिम	म राज्य.प्र.	पूर्व	मध्य	पश्चिम	म राज्य.प्र.	पूर्व	मध्य	पश्चिम
के टूअप का प्रभाव													
कुल राजस्व में अन्तर (टू-अप सहित)	रु. करोड़									3,919	1,056	1,509	1,354
कुल सकल राजस्व आवश्यकता (टू-अप सहित)	रु. करोड़									4,098	1,259	1,296	1,542
विद्युत प्रदाय की औसत लागत (टू-अप रहित)	रूपये प्रति यूनिट	32,276	9,843	10,822	11,611	31,521	9,789	9,811	11,921	38,163	11,915	11,644	14,604
विद्युत प्रदाय की औसत लागत (टू-अप सहित)	रूपये प्रति यूनिट	7.02	6.98	8.15	6.24	6.06	6.12	6.33	5.81	6.02	6.04	5.96	6.06
		7.02	6.98	8.15	6.24	6.06	6.12	6.33	5.81	6.82	6.73	6.96	6.79

A12: वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु दर प्रस्ताव

12.1 वर्तमान और प्रस्तावित टैरिफों पर राजस्व

12.1.1 माननीय नियामक आयोग के समक्ष प्रस्तुत है कि वित्तीय वर्ष 2013-14 एवं वित्तीय वर्ष 2014-15 में म.प्र. राज्य में विद्युत दरों में कोई भी प्रचुर वृद्धि न होने के कारण विद्युत वितरण कंपनियों की आर्थिक स्थिति अत्यधिक प्रभावित हुई है। वित्तीय वर्ष 2015-16 से 2017-18 में, माननीय आयोग ने 9.83 प्रतिशत, 8.40 प्रतिशत एवं 9.48 प्रतिशत विद्युत दर वृद्धि अनुमोदित की थी तथापि बढ़ती महंगाई के दबाव से व्ययों में हो रही मूलभूत वृद्धियों, महत्वाकांक्षी मानक ऊर्जा हानियों का प्रक्षेपण, माननीय आयोग द्वारा निर्धारित किये गये मापदण्ड एवं राज्य तथा केन्द्रीय शासन की नीतिगत बाध्यताओं और पावर तथा ऊर्जा की मांग में हो रही संगत वृद्धियों के कारण वितरण कंपनियों को वर्तमान टैरिफ पर अपनी गतिविधियों को निरंतर रखना अत्यंत कठिन हो गया है।

12.1.2 मध्य प्रदेश राज्य की कुल स्थापित क्षमता 27 दिसम्बर-2018 तक 18910 मे.वा. हो गई है, तथा राज्य के सभी उपभोक्ताओं को 24 x 7 ऊर्जा आपूर्ति की दृष्टी से तथा मांग में वृद्धि की उम्मीद को ध्यान में रखते हुये, राज्य ने पूर्व में ही अतिरिक्त क्षमता की योजना बनाई है। हालांकि, मांग में वृद्धि विभिन्न कारणोवश नहीं हो पाया है, जैसे की ओपन एक्सेस, रेल्वे अपने डीम्ड अनुज्ञासिधारी की स्थिति का इस्तेमाल किया है, औद्योगिक विकास की धीमी गति जिसका कारण सभी जानते हैं, आदि, जिसके परिणामस्वरूप कई राज्य, (विशेष रूप से पश्चिमी क्षेत्रों में) जिसमें मध्य प्रदेश भी शामिल हैं की अधिशेष क्षमता है, जो उपयोग नहीं हो पा रही है।

12.1.3 इस स्थिति के कारण, इसे उजागर करना आवश्यक है कि राज्य में मौजूदा उपलब्ध क्षमता के अनुसार ताप विद्युत गृहों से 80 प्रतिशत शेडयूल होती है। आगे, एमपीपीएमसीएल माननीय आयोग द्वारा निर्धारित मेरिट आर्डर डिस्पेच को मानता है। यह भी उल्लेख करना महत्वपूर्ण है कि अक्षय ऊर्जा, परमाणु तथा पनविजली का मुख्य हिस्से को मस्टरन का स्टेटस प्राप्त है, इसलिये ताप विद्युत गृहों का बैक डाउन करना पड़ता है। अधिशेष स्थिति के कारण उपलब्ध क्षमता को बैक डाउन करना पड़ा चूंकि एक्सचेंज के दाम भी आकर्षक नहीं है तथा अन्तर क्षेत्रीय पॉवर हस्तांतरण में क्षमता बाधा भी एक कारण है। हालांकि जनरेटरों से किये गये पी.पी.ए. के कारण नियत प्रभार का भुगतान करना पड़ता है। पिछले वर्षों में यह देखा गया है कि भारी मात्रा में पॉवर को बैक डाउन करना पड़ा। तथा याचिकाकर्ताओं को इस पॉवर जिसे नहीं लिया गया के लिए जनरेटरों को नियत लागत देना पड़ा, क्योंकि याचिकाकर्ताओं द्वारा जनरेटरों के साथ किये गये करार का सम्मान करना पड़ा। निरपेक्ष संख्या से देखें तो :-

12.1.4 मौजूदा प्राप्ति औसत बिजली प्राप्ति की खरीद, लागत की तुलना में अल्पसंख्यक बिक्री कम होने से हुई है। इस अतिरिक्त बिजली से निपटने के लिए व्यापक रणनीति की जरूरत है। अतिरिक्त बिजली के प्रबंधन के लिए पहला कदम है, वितरण कंपनियों द्वारा डी.व्ही.सी. की 400 मेघावाट इकाई डी.व्ही.सी.(एमटीपीएस एवं सीटीपीएस) एवं 100 मेघावाट इकाई डीटीपीएस, 01 मार्च 2018 तथा 15 मई 2017 क्रमशः से पीपीए समाप्त करने का निर्णय लिया गया है।

12.1.5 इसके अलावा बिक्री बढ़ाने तथा नये उपभोक्ताओं को अपने दायरे में लाने के लिए, केप्टीव तथा ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं से कई बार चर्चा हो चुकी है। बिजली की कीमत, दोनों निरपेक्ष और सापेक्ष दृष्टी से इस उद्योग की प्रतिस्पर्धा में एक महत्वपूर्ण कारक है। सभी केप्टीव तथा ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं ने यह उल्लेख किया है कि प्रतिस्पर्धा बनाये रखने में ऊर्जा वितरण कंपनी के अलावा अन्य स्नोतों से लेते हैं। यदि वितरण कंपनियां प्रतिस्पर्धात्मक ऊर्जा प्रदान कर सकें हैं, तो वे उनकी मांग वितरण कंपनियों की तरफ मुड़ सकती हैं। राज्य में ऊर्जा की उपलब्धता में वृद्धि को देखते हुए यह आवश्यक है कि बिक्री को भी बढ़ाया जाये। इसलिए मौजूदा याचिका में केप्टीव तथा ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं को प्रोत्साहित करने के लिए कई छूट प्रस्तावित की गई हैं, जिससे उनकी मांग को वितरण कंपनी की ओर मोड़ा जा सके। एमपीपीएमसीएल कल्पना करता है कि अगर ये रियायतें दी जायें तो उनकी मांग वितरण कंपनियों की तरफ मुड़ने का आशय है। यहां यह उल्लेख करना महत्वपूर्ण होगा कि उपरोक्त आधार में वृद्धि का असर पूरे वितरण कंपनियों के पूरे उपभोक्ता आधार पर प्रभाव पड़ेगा। चूंकि लागत विभाजित हो जाती है तथा वितरण कंपनियों का राजस्व बढ़ जाता है।

12.1.6 इसके अलावा वितरण कंपनियों में रेलवे को वापस लाने के लिए विचार विमर्श किया गया है। तदानुसार मौजूदा याचिका में रेलवे को छूट का प्रस्ताव किया गया है, अगर वे वितरण कंपनियों से बिजली खरीदने का इरादा रखते हैं तो।

12.1.7 राजस्व अंतर को पाटने के लिए यह आवश्यक है कि मौजूदा दर में उपयुक्त मानक स्तर तक बढ़ोतरी की जाये, जैसा कि इस याचिका में प्रस्तुत है। माननीय आयोग को यह प्रस्तुत किया जाता है कि, याचिका कर्ताओं ने अतिरिक्त ऊर्जा की बिक्री आईईएक्स के प्रचलित दर पर करने का प्रस्ताव किया है। वर्तमान दर देश में चल रही मांग और आपूर्ति के परिदृश्य को प्रतिबिंबित करता है, हालांकि, अगर इन दरों में आगामी वर्षों में सुधार आता है तो, याचिकाकर्ता अवसर का लाभ उठाने के लिये बेहतर दरों में और वृद्धि की बिक्री से अतिरिक्त बिजली के बिक्री से अपने राजस्व में वृद्धि करने के लिये करेगा। याचिकाकर्ता हमेंशा अपनी लागत को कम करने का प्रयास करते हैं कि जिससे वे अपने लाइसेंसी क्षेत्र में उपभोक्ताओं को सेवा प्रदान कर सके। वित्तीय वर्ष 2018 -19 हेतु प्रस्तावित टैरिफ याचिका में जो लागत दर्शाई गई है वहां पहले से ही नीचे की ओर है तथा मानक हानी के स्तर पर आधारित है जैसा कि माननीय आयोग की दर विनियम 2015 में निर्देशित है। याचिकाकर्ता प्रस्तुत करते हैं कि वास्तविक नुकसान का स्तर अपने वितरण नेटवर्क में अनुभव और बाहरी नेटवर्क वास्तविक लागत बहुत अधिक है।

12.1.8 उपरोक्त प्रस्तुतीकरण के दृष्टिगत याचिकाकर्ता 12.03 प्रतिशत की दर वृद्धि प्रस्तावित कर रहे हैं। वितरण कंपनियों के लिए इस याचिका के माध्यम से खुदरा वितरण दर हेतु चाही गयी आवश्यक वृद्धि के बिना अपनी क्रियात्मक व्यवहारिता बनाये रखना संभव नहीं हो सकेगा।

12.1.9 प्रस्तावित दर वृद्धि एवं अतिरिक्त राजस्व प्राप्ति का संक्षेप में विवरण नीचे तालिका में दर्शाया गया है:-

तालिका 141: वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु दर प्रस्ताव का सारांश :-

	विवरण	म.प्र.रा ज्य	पूर्व क्षेत्र	मध्य क्षेत्र	पश्चिम क्षेत्र
A	टु-अप को छोड़कर कुल सकल राजस्व आवश्यकता	33,693	10,693	9,962	13,039
B	टु-अप का प्रभाव	4470	1,222	1,683	1,565
C=A+B	टु-अप को जोड़कर कुल सकल राजस्व आवश्यकता	38,163	11,915	11,644	14,604
D	मौजूदा दर से राजस्व	34,065	10,656	10,348	13,061
E=C-D	अन्तर की वसूली	4,098	1,259	1,296	1,542
F	औसत विद्युत दर	6.82	6.73	6.96	6.79
G	प्रस्तावित दर से प्राप्त अतिरिक्त राजस्व	4,098	1,259	1,296	1,542
H=G+D	प्रस्तावित दर से प्राप्त कुल राजस्व	38,163	11,914	11,644	14,604
I=H-C	शेष राजस्व अन्तर	-	-	-	-

12.1.10 माननीय विद्युत नियामक आयोग से वितरण कंपनियों का अनुरोध है कि लागतों की वसूली के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु प्रस्तावित विद्युत दरों को आगामी वर्ष में प्रदेश में लागू करने की अनुमति प्रदान करें।

12.1.11 विस्तृत श्रेणीवार विद्युत दरों का प्रस्ताव एवं दरों के शेड्यूल याचिका में प्रस्तावित किये गये हैं। प्रस्तावित टैरिफ के कारण राजस्व में श्रेणीवार असर निम्नांकित है :-

तालिका 142: वित्तीय वर्ष 2019-20 हेतु प्रस्तावित टैरिफ से वितरण कंपनियों की श्रेणीवार राजस्व

दर श्रेणी / उप श्रेणी	म.प्र.राज्य		पूर्व क्षेत्र		मध्य क्षेत्र		पश्चिम क्षेत्र	
	मौजूदा दर पर राजस्व	प्रस्तावित दर पर राजस्व						

निम्न दाब श्रेणियां

LV-1	घरेलू	9,577	10,727	3,503	3,933	3,389	3,820	2,684	2,973
LV-2	गैर घरेलू	2,899	3,214	982	1,086	862	957	1,055	1,170
LV-3	सार्वजनिक जल प्रदाय एवं पथ प्रकाश	775	866	250	285	224	245	301	336
LV-4	निम्नदाब औद्योगिक	1,186	1,327	359	412	285	316	542	599
LV-5	कृषि	11,007	12,308	3,186	3,563	2,935	3,300	4,886	5,446
LV-6	ई.व्ही. चार्जिंग	2	2	1	1	1	1	1	1
योग - निम्नदाब		25,445	28,443	8,281	9,289	7,695	8,638	9,469	10,525

उच्चदाब श्रेणियाँ

HV-1	रेलवे ट्रेक्शन	54	54	27	27	27	27	-	-
------	----------------	----	----	----	----	----	----	---	---

दर श्रेणी / उप श्रेणी	म.प्र.राज्य		पूर्व क्षेत्र		मध्य क्षेत्र		पश्चिम क्षेत्र	
	मौजूदा दर पर राजस्व	प्रस्तावित दर से राजस्व						
HV-2 कोल माइंस	390	442	366	415	24	27	-	-
HV-3.1 औद्योगिक उपयोग	4,994	5,637	1,056	1,144	1,899	2,155	2,040	2,339
HV-3.2 गैर-औद्योगिक	861	972	237	266	276	318	348	388
HV-3.3 शॉपिंग मॉल	81	91	7	9	16	18	57	65
HV-3.4 पावर इंटेसिव उद्योग	1,256	1,418	409	468	168	189	679	761
HV-4 मौसमी एवं गैर-मौसमी	20	22	8	8	2	2	11	12
HV-5 सार्वजनिक जल प्रदाय एवं कृषि	648	732	88	100	141	160	419	473
HV-6 थोक रहवासी उपयोगकर्ता	288	324	170	192	98	109	20	23
HV-7 आरईसी/स्टर्टअप/प्रिड से जुड़े हुए उत्पादन केन्द्र	22	23	4	4	2	2	17	17
HV-8 ई.ली. चार्जिंग	6	6	1	1	2	2	2	2
योग उच्चदाब	8,620	9,720	2,375	2,634	2,652	3,006	3,593	4,079
कुल योग (निम्नदाब+उच्चदाब)	34,065	38,163	10,656	11,914	10,348	11,644	13,061	14,604

12.2 दर प्रस्ताव की प्रमुख विशेषताएं

अनुज्ञसिधारियों द्वारा निम्नदाब एवं उच्चदाब विद्युत दर में सामान्य नियम एवं शर्तों के तहत आवश्यक परिवर्तनों के साथ वृद्धि प्रस्तावित की गई है। वित्तीय वर्ष 2019-20 के खुदरा दर प्रस्ताव की अनुसूची याचिका के साथ संलग्न है। प्रस्तावित परिवर्तनों के भाग निम्न प्रकार हैं :-

- मुख्य रूप से ग्रामीण क्षेत्र में आपूर्ति किए जाने वाले फीडरों के माध्यम से आपूर्ति के लिए छूट को समाप्त कर दिया जाए

प्रस्तावित परिवर्तन का कारण:

यह कि उच्चदाब उपभोक्ता औद्योगिक फीडरों के माध्यम से विद्युत आपूर्ति प्राप्त कर रहे हैं, जिनकी विद्युत आपूर्ति 24×7 घन्टे है, एवं अब तक शहरी या ग्रामीण के रूप में फीडरों के वर्गीकरण के लिए कोई रूपरेखा मौजूद नहीं है। इससे उपर्युक्त छूट की प्रयोज्यता के बारे में उपभोक्ताओं के साथ विवादों से बचा जा सकता है। वास्तव में कई उपभोक्ताओं ने ऐसे विवादों को स्थगित करने के लिए फोरम से संपर्क किया है। यह आगे कहा गया है कि वितरण कंपनियों से विद्युत के उपयोग को बढ़ावा देने के लिए अन्य छूट उपभोक्ताओं को प्रदान की जाये।

- एलटी में अस्थायी आपूर्ति की अतिरिक्त शर्तों में संशोधन

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

बिलिंग में स्पष्टता के लिए इस शर्त को संशोधित करने का प्रस्ताव किया गया है कि "स्वीकृत भार / सम्बद्ध भार (स्वीकृत भार आधारित टैरिफ के लिए) या अनुबंध की मांग (मांग आधारित टैरिफ के लिए) जैसा भी मामला हो, 112 किलोवाट / 150 एचपी से अधिक नहीं होगा।"

3. शीघ्र भुगतान छूट में वृद्धि और शीघ्र भुगतान प्रोत्साहन के लिए वर्तमान मासिक बिलिंग राशि की सीमा में परिवर्तन।

उपभोक्ताओं द्वारा शीघ्र भुगतान के लिए प्रोत्साहन देने के लिए, 0.25% की वर्तमान छूट को 0.50% तक बढ़ाया जाना प्रस्तावित है। तत्काल भुगतान प्रोत्साहन के संबंध में "एलटी टैरिफ के सामान्य नियम और शर्तें" के मौजूदा खंड 7 (ए) को संशोधित किया जाना प्रस्तावित किया गया है जहां निम्नदाब उपभोक्ताओं की वर्तमान में मासिक बिलिंग राशि रु. 10000/- या उससे अधिक है, उन्हें इसमें शामिल किया जा सके।

प्रस्तावित परिवर्तन का कारण:

इन परिवर्तनों को शीघ्र भुगतान करने और लाइसेंसधारी के राजस्व की शीघ्र प्राप्ति के लिए अधिक उपभोक्ताओं को आकर्षित करने के लिए शामिल किया गया है।

4. शासकीय सब्सिडी को छोड़कर राशि पर भुगतान के लिए शीघ्र भुगतान प्रोत्साहन

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

यह कि कुछ निश्चित श्रेणियाँ हैं, जिनमें उपभोक्ता को व्हीलिंग शुल्क सब्सिडी प्रदान की जा रही है। उदाहरणार्थ पावर लूम, स्ट्रीट लाइट, एचटी सिंचाई, इत्यादि। वर्तमान में उपर्युक्त कंडिका के अनुसार शीघ्र भुगतान प्रोत्साहन को पूरे बिल पर दिया जाना आवश्यक है। यदि सरकार द्वारा दी गई सब्सिडी के कारण उपभोक्ता पूरी राशि का भुगतान करने के लिए उत्तरदायी नहीं है तो भी इसलिए, उच्च दाब टैरिफ के सामान्य नियम और शर्तों के बिन्दु 1.12 और निम्न दाब टैरिफ के सामान्य नियम और शर्तों के बिन्दु ए (7) को किसी भी सरकारी सब्सिडी को छोड़कर संशोधित करने का प्रस्ताव है।

5. एचवी-6, एचवी-3.3 श्रेणी में त्रिपक्षीय अनुबंध के लिए श्रेणी में संशोधन:

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

एचवी 6 (थोक रिहायशी उपयोगकर्ता) और एचवी 3.3 (शॉपिंग मॉल) श्रेणियों के विशिष्ट नियमों और शर्तों के अनुसार, सभी अंतिम उपयोगकर्ता (अर्थात् व्यक्तिगत घरों / दुकानों के कब्जे वाले) को प्रबंधन फर्म / के साथ त्रिपक्षीय अनुबंध में प्रवेश करना आवश्यक है। शॉपिंग मॉल के डेवलपर और इन संबंधित श्रेणी के तहत टैरिफ का लाभ प्राप्त करने के लिए शॉपिंग मॉल में बिजली की आपूर्ति का लाभ लेने के लिए लाइसेंसधारी। इस संबंध में, उल्लेखनीय है कि बिजली की आपूर्ति का अनुबंध लाइसेंसधारी और डेवलपर / प्रबंधन फर्म के बीच है। हालांकि, लाइसेंसधारी का शॉपिंग मॉल में स्थित व्यक्तिगत घरों / दुकानों के कब्जे में परिवर्तन पर कोई नियंत्रण नहीं है। वर्तमान प्रावधान के अनुसार, यदि कोई व्यवसायी / किरायेदार बदलता है, तो त्रिपक्षीय अनुबंध को पुनः करने की आवश्यकता होती है। इसके अलावा, कोई व्यावहारिक तंत्र नहीं है जिसके माध्यम से लाइसेंसधारी प्रभावी रूप से यह सुनिश्चित कर सके कि डेवलपर / प्रबंधन घर / दुकान के व्यक्तिगत उपभोग से लागू शुल्क से अधिक शुल्क नहीं ले रहा है। उपरोक्त के मद्देनजर, इस शर्त का अनुपालन सुनिश्चित करने के लिए टैरिफ ऑर्डर की स्थिति में संशोधन का प्रस्ताव है।

6. अतिरिक्त भार या अतिरिक्त मांग के लिए अतिरिक्त शुल्क के लिए सहनशीलता सीमा 15% से बढ़ाकर 20% करना

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

राज्य में बिजली अधिशेष परिदृश्य के कारण लाइसेंसधारियों ने "निम्नदाब टैरिफ के लिए सामान्य नियम और शर्तें" के खंड 6 में निर्दिष्ट 15% की मौजूदा सहिष्णुता सीमा को बढ़ाने का प्रस्ताव रखा है और उच्चदाब टैरिफ के लिए "सामान्य नियम और शर्तें" के खंड 1.15 उपभोक्ताओं की अपनी ध्यानिक आवश्यकताओं के कारण किसी भी महीने में दर्ज अधिकतम 20% अधिक मांग के कारण।

7. पावर फैक्टर प्रोत्साहन के स्लैब में कमी

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

टैरिफ की जटिलता को कम करने के लिए, यह प्रस्तावित है कि पावर फैक्टर इंसेटिव की सीमा 05% से 10% तक अलग-अलग पावर फैक्टर से घटाकर तीन स्लैब - 2% (85.01% - 90%), 3.5% (90.01%) हो जाए। 95%) और 7% (95.01% से 100%) की जावे।

8. वेलिंग अधिभार को हटाना

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

चूंकि उपभोक्ता के कम पावर फैक्टर की जांच मौजूदा पावर फैक्टर सरचार्ज द्वारा की जाती है, इसलिए उपभोक्ताओं के लिए लगाए जा रहे वेलिंग अधिभार को एक ही उद्देश्य के लिए वापस लेने का प्रस्ताव है।

9. विलंबित भुगतान सरचार्ज की गणना वर्तमान मांग पर ही की जाती है अर्थात् बकाया राशि को छोड़कर

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

उपभोक्ताओं के बीच असंतोष से बचने के लिए, वर्तमान बिल के साथ एरियर पर अधिभार पर चक्रवृद्धि प्रभाव के कारण, यह प्रस्तावित है कि विलंबित भुगतान पर अधिभार की गणना वर्तमान बिल राशि पर की जाएगी अर्थात् बकाया राशि को छोड़कर।

10. शहरी और ग्रामीण विभाजन को हटाया

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

वर्तमान परिदृश्य में, वितरण कंपनियां शहरी और ग्रामीण दोनों क्षेत्रों को 24 घंटे की आपूर्ति प्रदान कर रही है। इस प्रकार शहरी और ग्रामीण दोनों क्षेत्रों में समान आपूर्ति के घंटे के कारण लाइसेंसधारियों ने शहरी और ग्रामीण टैरिफ विभाजन को हटाने और शहरी और ग्रामीण दोनों क्षेत्रों के लिए एक सामान्य टैरिफ लागू करने का प्रस्ताव किया है ताकि टैरिफ संरचना में जटिलता का सामना न करना पड़े।

11. सभी श्रेणी के अस्थायी कनेक्शन 1.25 गुना सामान्य टैरिफ पर किये जाने बाबत

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

टैरिफ श्रेणियों को युक्तिसंगत बनाने के लिए, यह प्रस्तावित है कि यदि कोई उपभोक्ता निम्नदाब की एक निश्चित श्रेणी में अस्थायी कनेक्शन की मांग करता है, तो अस्थायी विद्युत आपूर्ति के लिए पूरे निम्नदाब श्रेणी में नियत प्रभार और ऊर्जा प्रभार संबंधित श्रेणी के लिए लागू सामान्य दर से 1.25 गुना अधिक होगा।

12. 500 वॉट तक घरेलू अमीटरीकृत श्रेणी में स्लैब का युक्तिकरण

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

इस श्रेणी में बिलिंग उद्देश्य के लिए बिना सत्यापन के लोड सत्यापन / भौतिक सत्यापन की आवश्यकता होती है जो अनावश्यक भ्रम पैदा करता है, इसलिए सभी अमीटरीकृत संयोजनों के लिए एक एकल स्लैब घरेलू श्रेणी में प्रस्तावित है। यह भी ध्यान दिया जा सकता है कि सरल बिल योजना के अनुसार, उपभोक्ता को केवल रु. 200 का भुगतान करना होगा, इसलिए लोड का प्रभाव नगण्य है।

13. गैर-घरेलू श्रेणी में स्लैबों का युक्तिकरण

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

टैरिफ संरचना में जटिलता को कम करने के लिए और संयोजित भार के लिए उपभोक्ता के परिसर की जांच के लिए प्रवर्तन मामलों की संख्या को कम करने के लिए जो उपभोक्ता असंतोष का कारण बनता है के लिए यह प्रस्तावित है कि गैर-घरेलू श्रेणी में स्लैब की संख्या को 2 स्लैब से कम नहीं किया जाना चाहिए अर्थात् स्वीकृत भार आधारित टैरिफ 2 कि.वा० तक और मांग आधारित टैरिफ 2 किलोवाट से ऊपर तक।

14. मौजूदा LV-3 पब्लिक वाटर वर्क्स और स्ट्रीट लाइट श्रेणी में स्लैब का विलय

प्रस्तावित परिवर्तनों के कारण:

टैरिफ संरचना में जटिलता को कम करने के लिए यह प्रस्तावित है कि नियत प्रभार और ऊर्जा प्रभार दोनों के लिए एक ही टैरिफ सार्वजनिक जल प्रदाय तथा पथ प्रकाश दोनों पर लागू हो क्योंकि इसमें पहले से ही समान टैरिफ स्ट्रक्चर है।

15. डिस्कॉम के उपभोक्ताओं को पेपरलेस बिल:

कार्बन फुटप्रिंट को कम करने की प्रतिबद्धता के साथ-साथ बिलों का समय पर और उचित वितरण सुनिश्चित करने के लिए, पूर्व क्षेत्र कंपनी ने इच्छुक उपभोक्ताओं की सहमति प्राप्त करने के बाद इलेक्ट्रॉनिक बिल जैसे ईमेल, व्हाट्सएप आदि के माध्यम से उपभोक्ता बिल वितरित करने का प्रस्ताव किया है।

16. LV-5.1 और LV-5.4 कृषि टैरिफ में गैशालाओं से जुड़े खेतों में चारे की खेती के लिए सिंचाई को शामिल करना।

A13: म.प्र.में विद्युत उपभोक्ताओं के लिए टैरिफ संरचनाओं में सरलीकरण

13.1 मध्य प्रदेश राज्य में उपभोक्ताओं के विभिन्न क्षेत्रों के लिए टैरिफ श्रेणी और स्लैब के साथ बहुत विस्तृत टैरिफ संरचना है। इन वर्षों में राज्य के सामाजिक-आर्थिक प्रोफाइल, खपत पैटर्न आदि को ध्यान में रखते हुए विकसित किया गया है, प्रत्येक टैरिफ श्रेणी में कई उप-श्रेणियां और स्लैब टैरिफ संरचना को उपभोक्ता के लिए अत्यधिक जटिल और कठिन बना देते हैं। समान सामाजिक-आर्थिक और उपभोक्ता प्रोफाइल वाले अन्य राज्यों के साथ तुलना करने पर पता चलता है कि मध्य प्रदेश में बिजली दरों, उप-श्रेणियों और स्लैब की अधिक संख्या है।

13.2 वित्त वर्ष 2015-16 के लिए भारत का आर्थिक सर्वेक्षण भी बिजली दरों के संबंध में निम्नलिखित प्रमुख बिंदुओं को स्पष्ट करता है:

- "टैरिफ शेड्यूल की जटिलता आर्थिक कारकों को मूल्य संकेतों के लिए पर्याप्त रूप से जवाब देने से रोकती है।
- कुछ मामलों में औसत टैरिफ बिजली की आपूर्ति की औसत लागत से नीचे निर्धारित किए जाते हैं।
- उच्च औद्योगिक शुल्क और बिजली की परिवर्तनीय गुणवत्ता प्रतिकूल रूप से मेक इंडिया 'को प्रभावित करती है।

13.3 सर्वेक्षण में विशिष्ट टैरिफ संरचनाओं को देखने पर भी ध्यान दिया गया है कि अलग-अलग और कई टैरिफ श्रेणियों, उप-श्रेणियों और स्लैबों का अस्तित्व एक जटिलता पैदा करता है जो उपभोक्ताओं को मूल्य की जानकारी को संसाधित करने की उच्च लागत के कारण टैरिफ पर पूरी तरह से प्रतिक्रिया देने से रोक सकता है।

इस संदर्भ के साथ, मध्य प्रदेश की बिजली वितरण कंपनियां मौजूदा टैरिफ संरचना को सरल बनाने के लिए टैरिफ श्रेणियों, उप-श्रेणियों और ऊर्जा स्लैब की संख्या को कम करना चाहती हैं, ii) एक प्रगतिशील टैरिफ संरचना, जो दक्षता को बढ़ावा देने में मदद करती है, और iii) राज्य में उपभोक्ताओं की सुविधा के लिए टैरिफ को युक्तिसंगत बनाना।

13.4 वर्तमान में, 18 श्रेणियां / उप श्रेणियां हैं। टैरिफ सरलीकरण के बाद, 11 श्रेणियाँ / उप श्रेणियां रहने की उम्मीद है। नए टैरिफ स्ट्रक्चर डिजाइन के कुछ प्रमुख उद्देश्यों में ये शामिल हैं:-

- यह सुनिश्चित करना कि उपभोक्ताओं की रुचि और वितरण उपयोगिता के बीच पर्याप्त संतुलन बना रहे,
- उपभोक्ताओं को कुशलता से और प्रभावी ढंग से बिजली पर अपने खर्च की योजना बनाने में सक्षम बनाना
- यह सुनिश्चित करना कि टैरिफ उत्तरोत्तर उपभोक्ताओं को आपूर्ति की विवेकपूर्ण और कुशल लागत को दर्शाते हैं, और
- बिजली के कुशल उपयोग के लिए उपभोक्ता को प्रोत्साहन देना।

13.5 वितरण कंपनियों ने नए टैरिफ ढांचे और टैरिफ प्रस्ताव के लिए प्रमुख मार्गदर्शक सिद्धांतों को नीचे दिए गए नियमों का पालन किया है, जिन्हें वे आगामी वित्तीय वर्ष 2019-20 में प्रस्तुत करना चाहते हैं।

- श्रेणी / उप-श्रेणी का विलय या उन्मूलन प्रासंगिकता के आधार पर किया गया है, वर्तमान परिदृश्य में वर्गीकरण अभी भी मान्य है;
- सुनिश्चित करें कि प्रत्येक प्रमुख टैरिफ श्रेणी में संरचना की सादगी बनाए रखने के लिए अधिकतम 3-4 ऊर्जा स्लैब हैं।
- अमीटरीकृत टैरिफ श्रेणी को बड़ी मात्रा में मीटरीकृत करने के लिए चरणबद्ध किया जाना चाहिए जिसे वितरण कंपनियां अगले बारह से अठारह महीनों में शुरू करने की योजना बना रही है;

13.6 उपरोक्त के आधार पर, प्रस्तावित नई टैरिफ संरचनाएं निम्नानुसार हैं:

1. सभी निम्नदाब श्रेणियों के लिए शहरी-ग्रामीण दर को अलग करना :

शहरी और ग्रामीण दोनों क्षेत्रों के लिए मासिक नियत प्रभार और ऊर्जा प्रभार अलग-अलग है। वर्तमान में वितरण कंपनियां शहरी और ग्रामीण दोनों क्षेत्रों को 24 घंटे विद्युत आपूर्ति प्रदान कर रही है, इसलिए शहरी और ग्रामीण दोनों क्षेत्रों के उपभोक्ताओं के लिए अलग-अलग टैरिफ होने से टैरिफ संरचना में अनावश्यक जटिलता पैदा होती है। अतः ग्रामीण और शहरी दोनों क्षेत्रों के लिए समान दर प्रस्तावित है।

2. घरेलू अमीटरीकृत श्रेणी:

500 वाट तक के घरेलू अमीटरीकृत श्रेणी में टैरिफ स्लैब का युक्तिकरण। इस श्रेणी में बिलिंग उद्देश्य के लिए कनेक्शनों के लोड सत्यापन / भौतिक सत्यापन की आवश्यकता होती है, जो अनावश्यक भ्रम पैदा करता है। इसलिए इस स्लैब को तर्कसंगत बनाने का प्रस्ताव है।

दर आदेश के अनुसार स्लैब	प्रस्तावित
ग्रामीण क्षेत्र में अमीटरीकृत कनेक्शन जिनका सम्बद्ध भार 300 वॉट से अधिक एवं 500 वॉट तक है।	अमीटरीकृत कनेक्शन जिनका भार 500 वॉट तक है।
ग्रामीण क्षेत्र में अमीटरीकृत कनेक्शन जिनका सम्बद्ध भार 200 वॉट से अधिक एवं 300 वॉट तक है। (2 कमरे टी.व्ही. सहित)	नियत प्रभार 75 रु. प्रति संयोजन
ग्रामीण क्षेत्र में अमीटरीकृत कनेक्शन जिनका सम्बद्ध भार 200 वॉट तक है। (2 कमरे टी.व्ही. रहित)	ऊर्जा प्रभार 400 पैसा प्रति यूनिट।

3. गैर-घरेलू:

उप-श्रेणी LV2.1 और LV 2.2 का विलय, LV2.1 और LV 2.2 दोनों के लिए ऊर्जा दर समान है।

गैर-घरेलू श्रेणी में स्लैब का युक्तिकरण टैरिफ संरचना में जटिलता को कम करने और सम्बद्ध भार के लिए उपभोक्ता के परिसर की जांच के लिए प्रवर्तन मामलों की संख्या को कम करने के लिए पेश किया गया है, जो उपभोक्ता असंतोष का कारण बनता है।

यह प्रस्तावित है कि गैर-घरेलू श्रेणी में स्लैब की संख्या को भी 2 स्लैब में घटा दिया जाएगा यानी 2 कि.वॉट तक की लोड आधारित टैरिफ और 2 कि.वॉट से अधिक की मांग आधारित टैरिफ।

दर आदेश के अनुसार स्लैब		प्रस्तावित	
LV 2.1	स्वीकृत भार आधारित टैरिफ (केवल 10 कि.वॉट भार तक के लिए)	LV 2	स्वीकृत भार आधारित टैरिफ (मात्र 2 कि.वॉट तक संयोजित भार हेतु)
	अनिवार्य मांग आधारित टैरिफ संविदा मांग 10 कि.वॉट तक के लिए		अनिवार्य मांग आधारित टैरिफ संविदा मांग 2 कि.वॉट से अधिक है।
	सभी यूनिटों पर यदि मासिक खपत 50 यूनिटों से अधिक नहीं है।		अनिवार्य मांग आधारित टैरिफ संविदा मांग 2 कि.वॉट के लिए अस्थायी कनेक्शन (जिसमें मेला हेतु मल्टी प्लाइट कनेक्शन सहित) *
	सभी यूनिटों पर यदि मासिक खपत 50 यूनिटों से अधिक है।		अस्थायी कनेक्शन शादी गार्डन या शादी हाल या अन्य जगह जो कि एल.व्ही. 2.1 एवं 2.2 श्रेणी में आते हैं।
	अनिवार्य मांग आधारित टैरिफ संविदा मांग 2 कि.वॉट के लिए अस्थायी कनेक्शन (जिसमें मेला हेतु मल्टी प्लाइट कनेक्शन सहित) *		एक्सरे प्लांट हेतु
	अनिवार्य मांग आधारित टैरिफ संविदा मांग 2 कि.वॉट के लिए अस्थायी कनेक्शन शादी गार्डन या शादी हाल या अन्य जगह जो कि एल.व्ही. 2.1 एवं 2.2 श्रेणी में आते हैं।		सिंगल फेस
	अनिवार्य मांग आधारित टैरिफ संविदा मांग 2 कि.वॉट के लिए अस्थायी कनेक्शन शादी गार्डन या शादी हाल या अन्य जगह जो कि एल.व्ही. 2.1 एवं 2.2 श्रेणी में आते हैं।		थ्री फेस
	अनिवार्य मांग आधारित टैरिफ संविदा मांग 2 कि.वॉट के लिए अस्थायी कनेक्शन शादी गार्डन या शादी हाल या अन्य जगह जो कि एल.व्ही. 2.1 एवं 2.2 श्रेणी में आते हैं।		डेंटल एक्सरे मशीन
	अनिवार्य मांग आधारित टैरिफ संविदा मांग 2 कि.वॉट के लिए अस्थायी कनेक्शन शादी गार्डन या शादी हाल या अन्य जगह जो कि एल.व्ही. 2.1 एवं 2.2 श्रेणी में आते हैं।		अनिवार्य मांग आधारित टैरिफ जिनकी संविदा मांग 2 कि.वॉट से अधिक है।
	अनिवार्य मांग आधारित टैरिफ संविदा मांग 2 कि.वॉट के लिए अस्थायी कनेक्शन शादी गार्डन या शादी हाल या अन्य जगह जो कि एल.व्ही. 2.1 एवं 2.2 श्रेणी में आते हैं।		अनिवार्य मांग आधारित टैरिफ संविदा मांग 2 कि.वॉट के लिए अस्थायी कनेक्शन शादी गार्डन या शादी हाल या अन्य जगह जो कि एल.व्ही. 2.1 एवं 2.2 श्रेणी में आते हैं।

4. सार्वजनिक जल प्रदाय एवं पथ प्रकाश

टैरिफ LV-3 सार्वजनिक जल प्रदाय योजना, सीवेज ट्रीटमेंट प्लांट, सीवेज पम्पिंग प्रतिष्ठान, लोक स्वास्थ्य अभियांत्रिकी विभाग, स्थानीय निकाय, ग्राम पंचायत, सरकार अधिकृत कोई अन्य संगठन, स्थानीय निकायों, ट्रस्टों सीवरेज प्रतिष्ठानों की आपूर्ति, रखरखाव के लिए विभाग, एवं यातायात संकेतों और सार्वजनिक सड़कों या सार्वजनिक स्थानों के प्रकाश व्यवस्था द्वारा बनाए गए विद्युत शमशान पर भी लागू होगा। पार्क, टाउन हॉल, स्मारकों और इसके संस्थानों, संग्रहालयों, सार्वजनिक शौचालयों, सार्वजनिक पुस्तकालयों, सरकार या स्थानीय निकायों द्वारा संचालित पड़ने के कमरे, और सुलभ शोचालय सहित

टैरिफ संरचना में जटिलता को कम करने के लिए यह प्रस्तावित है कि नियत प्रभार और ऊर्जा प्रभार दोनों के लिए एक ही टैरिफ सार्वजनिक जल प्रदाय और पथ प्रकाश दोनों पर लागू हो क्योंकि इसमें पहले से ही टैरिफ स्ट्रक्चर है।

दर आदेश के अनुसार स्लैब	प्रस्तावित
LV 3.1 सार्वजनिक जल प्रदाय	LV 3 सार्वजनिक जल प्रदाय एवं पथ प्रकाश
नगर निगम / छावनी परिषद	
नगर पालिका / नगर परिषद	
ग्राम पंचायत	
अस्थायी विद्युत प्रदाय	
LV 3.2 पथ प्रकाश	
नगर निगम / छावनी परिषद	नगर निगम / छावनी परिषद / नगर पालिका / नगर परिषद / ग्राम पंचायत
नगर पालिका / नगर परिषद	

दर आदेश के अनुसार स्लैब	प्रस्तावित
LV 3.1 सार्वजनिक जल प्रदाय	LV 3 सार्वजनिक जल प्रदाय एवं पथ प्रकाश
ग्राम पंचायत	

5. निम्नदाब औद्योगिक

टैरिफ एलवी -4 प्रिंटिंग प्रेस और किसी भी अन्य औद्योगिक प्रतिष्ठानों और कार्यशालाओं (जहां कोई भी प्रसंस्करण या विनिर्माण टायर पुनः चलने सहित होता है) द्वारा उपयोग किए जाने वाले ऑपरेटिंग उपकरणों के लिए प्रकाश, पंखे और बिजली पर लागू होता है। ये शुल्क कोल्ड स्टोरेज, गुड (गुड) बनाने की मशीन, आटा मिलों, मसाला चक्कियों, पतवारों, खांडसारी इकाइयों, जिनिंग और प्रेसिंग यूनिट्स, गन्ना क्रशर (गन्ना मिलिंग मशीन सहित), पावर लूम, दाल मिल, बेसन पर भी लागू होते हैं। मिलों, और बर्फ कारखानों और किसी भी अन्य विनिर्माण या प्रसंस्करण इकाइयों (बॉटलिंग प्लांट को छोड़कर) खाद्य पदार्थों का उत्पादन / प्रसंस्करण करना या संरक्षण के लिए कृषि उपज का प्रसंस्करण करना और इसके शेल्फ जीवन को बढ़ाना और डेयरी इकाइयों (जहां दूध को दूध के अन्य उत्पादों के उत्पादन के लिए संसाधित किया जाता है) चिलिंग, पाश्चराइजेशन आदि)

मौसमी विविधताओं की श्रेणी में उपभोक्ताओं की संख्या कम होने के कारण समाप्त किया जाना है।

एलटी टैरिफ के नियम और शर्तें

पूर्वगामी टैरिफ निम्नलिखित शर्तों के अधीन हैं:

6. शीघ्र भुगतान के लिए छूट

उपभोक्ताओं द्वारा शीघ्र भुगतान के लिए, **0.25%** की वर्तमान छूट को **0.50%** तक बढ़ाया जाना प्रस्तावित है। तत्काल भुगतान प्रोत्साहन के संबंध में "एलटी टैरिफ के सामान्य नियम और शर्तें" के मौजूदा खंड 7 (ए) को संशोधित किया जाना प्रस्तावित किया गया है जहां निम्नदाब उपभोक्ताओं की वर्तमान में मासिक बिलिंग राशि रु. **10000/-** या उससे अधिक है, उन्हें इसमें शामिल किया जा सके एवं इन परिवर्तनों को शीघ्र भुगतान करने और लाइसेंसधारी के राजस्व की प्रारंभिक प्राप्ति के लिए अधिक उपभोक्ताओं को आकर्षित करने के लिए शामिल किया गया है।

7. विलंबित भुगतान अधिभार

उपभोक्ताओं के बीच असंतोष से बचने के लिए, वर्तमान बिल के साथ एरियर पर अधिभार पर चक्रवृद्धि प्रभाव के कारण, यह प्रस्तावित है कि विलंबित भुगतान पर अधिभार की गणना वर्तमान बिल राशि पर ही की जाएगी, अर्थात् बकाया राशि को छोड़कर।

8. पावर फैक्टर इंसेंटिव के स्लैब में कमी

टैरिफ़ की जटिलता को कम करने के लिए, यह प्रस्तावित है कि पावर फैक्टर इंसेंटिव की रेंज 05% से 10% तक अलग-अलग पावर फैक्टर में घटकर तीन स्लैब - 2% (85.01% -90%), 3.5% (90.01%) हो जाए। 95%) और 7% (95.01% से 100%) किया जाये।

9. वेल्डिंग अधिभार को हटाना

चूंकि उपभोक्ता के कम पावर फैक्टर की जांच मौजूदा पावर फैक्टर सरचार्ज द्वारा की जाती है, इसलिए उपभोक्ताओं के लिए लगाए जा रहे वेल्डिंग अधिभार को एक ही उद्देश्य के लिए वापस लेने का प्रस्ताव है।

A14: वोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागतें

14.1 आयोग के निर्देश

- 14.1.1 माननीय विद्युत नियामक आयोग ने अपने टेरिफ आदेश एवं अपने पत्र क्रमांक एम.पी.ई.आर.सी./आर.ई./2013/2780 दिनांक 25.10.2013 के द्वारा म.प्र. की वितरण कंपनियों को वोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागतें निकालने हेतु निर्देश दिया है। माननीय आयोग ने विद्युत वोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागतें निकालने हेतु विद्युत अपीलीय न्यायाधिकरण (अप्टेल) द्वारा अपील क्रमांक 103/2010 एवं आई.ए. क्रमांक 137 एवं 138/2010 में पारित निर्णय का संदर्भ दिया है।
- 14.1.2 जब तक 100 प्रतिशत डीटीआर मीटरीकरण नहीं हो जाता है तब तक 11 के.व्ही. एवं निम्नदाब हानियों की गणना करना अलग बहुत जटिल कार्य हैं हालांकि यह प्रस्तुत है कि विद्युत वोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागतें निकालने हेतु विद्युत अपीलीय न्यायाधिकरण (अप्टेल) द्वारा अपील क्रमांक 103/2010 एवं आई.ए. क्रमांक 137 एवं 138/2010 को कृपया जारी रखें।
- 14.1.3 अप्टेल के आदेश का सार निम्नानुसार विस्तृत रूप से है :-

Extract of APTEL's order

“32. Ideally, the network costs can be split into the partial costs of the different voltage level and the cost of supply at a particular voltage level is the cost at that voltage level and upstream network. However, in the absence of segregated network costs, it would be prudent to work out the voltage-wise cost of supply taking into account the distribution losses at different voltage levels as a first major step in the right direction. As power purchase cost is a major component of the tariff, apportioning the power purchase cost at different voltage levels taking into account the distribution losses at the relevant voltage level and the upstream system will facilitate determination of voltage wise cost of supply, though not very accurate, but a simple and practical method to reflect the actual cost of supply.

33. The technical distribution system losses in the distribution network can be assessed by carrying out system studies based on the available load data. Some difficulty might be faced in reflecting the entire distribution system at 11 KV and 0.4 KV due to vastness of data. This could be simplified by carrying out field studies with representative feeders of the various consumer mix prevailing in the distribution system. However, the actual distribution losses allowed in the ARR which include the commercial losses will be more than the technical losses determined by the system studies. Therefore, the difference between the losses allowed in the ARR and that determined by the system studies may have to be apportioned to different voltage levels in proportion to the annual gross energy consumption at the respective voltage level. The annual gross energy consumption at a voltage level will be the sum of energy consumption of all consumer categories connected at that voltage plus the

technical distribution losses corresponding to that voltage level as worked out by system studies. In this manner, the total losses allowed in the ARR can be apportioned to different voltage levels including the EHT consumers directly connected to the transmission system of GRIDCO.

The cost of supply of the appellant's category who are connected to the 220/132 KV voltage may have zero technical losses but will have a component of apportioned distribution losses due to difference between the loss level allowed in ARR (which includes commercial losses) and the technical losses determined by the system studies, which they have to bear as consumers of the distribution licensee.

34. Thus Power Purchase Cost which is the major component of tariff can be segregated for different voltage levels taking into account the transmission and distribution losses, both commercial and technical, for the relevant voltage level and upstream system. As segregated network costs are not available, all the other costs such as Return on Equity, Interest on Loan, depreciation, interest on working capital and O&M costs can be pooled and apportioned equitably, on pro-rata basis, to all the voltage levels including the appellant's category to determine the cost of supply. Segregating Power Purchase cost taking into account voltage-wise transmission and distribution losses will be a major step in the right direction for determining the actual cost of supply to various consumer categories. All consumer categories connected to the same voltage will have the same cost of supply. Further, refinements in formulation for cost of supply can be done gradually when more data is available."

सविनय सूचित किया जाता है कि प्रकरण में अप्टेल के उपरोक्त संदर्भित आदेश को प्रकरण में प्रतिवादियों द्वारा माननीय उच्चतम न्यायालय में चुनौती दी गई है, और प्रकरण माननीय सर्वोच्च न्यायालय के समक्ष विचाराधीन है। तथापि माननीय आयोग के निर्देशों के अनुसार वितरण कंपनियां अप्टेल द्वारा बतायी गई रीति के अनुसार बोल्टेज के आधार पर विद्युत प्रदाय की लागत की गणना का विवरण प्रस्तुत कर रही हैं।

14.2 बोल्टेज-वार हानियां

14.2.1 माननीय आयोग ने टैरिफ विनियमन में वितरण लाइसेंस धारियों के मानक नुकसान को मानक तकनीकी और वाणिज्यिक हानियों के संबंध में बोल्टेज स्तरवार अलग नहीं किया है। इसलिए याचिकाकर्ताओं को बोल्टेज स्तरवार तकनीकी और वाणिज्यिक हानियों में प्रामाणिक नुकसान को अलग करने में कठिनाई है।

14.2.2 बोल्टेज के लिहाज से नुकसान का निधारण करने हेतु तीनों वितरण कंपनियों के वितरण प्रणाली के विस्तृत तकनीकी अध्ययन की आवश्यकता होगी। बोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागत की उदाहरणार्थ गणना हेतु, याचिकाकर्ताओं ने बोल्टेज स्तर के अनुसार हानियों को मान लिया है, परन्तु उसमें दिये गये आंकड़े सत्यापित नहीं हैं और इसलिए इस पर भरोसा नहीं किया जाना चाहिए।

14.3 कार्यप्रणाली

वितरण कंपनियों द्वारा वोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागत की गणना हेतु 3 श्रेणियों का प्रस्ताव किया गया है :-

- ✓ अति उच्चदाब प्रणाली (400 के.व्ही., 220 के.व्ही. और 132 के.व्ही.)
- ✓ 33 के.व्ही. प्रणाली
- ✓ 11 के.व्ही. एवं निम्नदाब प्रणाली

14.3.1 वोल्टेज स्तरवार लागत के निर्धारण के लिए प्रस्तावित कार्यप्रणाली में निम्न चरणों को शामिल किया गया :-

- ✓ तीनों वोल्टेज स्तर के लिए वोल्टेज के अनुसार बिक्री का निर्धारण।
- ✓ ऐतिहासिक संख्याओं के आधार पर वोल्टेज स्तर अनुसार हानियों का प्रक्षेपण। यहां यह उल्लेख करना प्रासंगिक है कि हानि स्तर को अनुमानित आधार पर माना गया है और जिसके तकनीकी सत्यापन के लिये वितरण तंत्र के विस्तृत तकनीकी अध्ययन की आवश्यकता होगी। अन्तर्राज्यीय पी.जी.सी.आई.एल. और राज्य की भीतर एम.पी.टी.सी.एल. की हानियों का आवंटन अति उच्चदाब प्रणाली (400 के.व्ही., 220 के.व्ही. और 132 के.व्ही.) को किया गया है।
- ✓ यहां यह भी उल्लेखित है कि तीनों वितरण कंपनियों हेतु आवंटित अति उच्चदाब हानियों के प्रतिशत अलग-अलग हैं क्योंकि वास्तविकता में विभिन्न जनरेटिंग स्टेशन विभिन्न कंपनियों को सौंपे गये हैं और प्रत्येक अलग 132 के.व्ही. सब स्टेशन से ऊर्जा लेते हैं।
- ✓ विक्रय और हानियों के आधार पर वोल्टेज स्तरवार ऊर्जा के इनपुट का निर्धारण किया जाये। विक्रयों की संख्या को वर्तमान वोल्टेज स्तर के पारेषण एवं वितरण हानियों के साथ-साथ ही अगले वोल्टेज स्तर के प्रतिशत से बढ़ाया गया है।
- ✓ चूंकि 11 के.व्ही. एवं निम्नदाब प्रणाली हेतु तकनीकी एवं व्यवसायिक हानियों का विवरण अलग-अलग उपलब्ध नहीं है, इसलिए इस वोल्टेज स्तर हेतु 50 प्रतिशत हानि को पूर्ण रूप से तकनीकी और शेष 50 प्रतिशत हानि को व्यवसायिक हानि माना गया है, जिसे विभिन्न वोल्टेज स्तर में उनकी बिक्री के अनुपात में भारित किया गया है।
- ✓ प्रत्येक वितरण कंपनी की कुल बिजली खरीद लागत को वोल्टेज स्तरवार ऊर्जा इनपुट के अनुसार तीनों वोल्टेज स्तरों में आवंटित किया गया है। वितरण कंपनी की अन्य सभी लागतें प्रत्येक वोल्टेज स्तर के लिए आवंटित बिक्री के आधार पर की गई हैं।
- ✓ गैर टैरिफ आय को 11 के.व्ही. एवं निम्नदाब से तथा 33 के.व्ही. अति उच्चदाब स्तर पर प्राप्त राजस्व का हिस्सा माना गया है।
- ✓ कुल लागतों के योग (गैर टैरिफ आय को कम कर) को शुद्ध ऊर्जा इनपुट से भाग देने पर संबंधित वोल्टेज स्तर हेतु वोल्टेज स्तर के अनुसार ऊर्जा की लागत प्राप्त होती है।

14.4 गणना

म.प्र. राज्य के लिए वोल्टेज स्तर के अनुसार विद्युत की लागतों की गणना को नीचे दर्शाया गया है:-

तालिका 143: म.प्र.राज्य के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना

क्र.	विवरण	यूनिट	अति उच्चदाब (400, 220 & 132 के.व्ही.) प्रणाली	33 के.व्ही. प्रणाली	11 के.व्ही. + निम्नदाब प्रणाली	कुल
	मध्य प्रदेश राज्य					
1	विक्रय	मि.यू.	4,441	7,417	44,078	55,936
2	हानि %	%	4.55%	5.89%	14.00%	20.06%
3	ऊर्जा इनपुट	मि.यू.	4,652	8,257	57,058	69,968
4	ऊर्जा हानि (33 के.व्ही. तक तकनीकी तथा 11 के.व्ही. एवं एल.टी हेतु तकनीकी व वाणिज्यिक)	मि.यू.	212	840	12,980	
5	11 के.व्ही. व निम्नदाब की कुल हानियों की 50 प्रतिशत अनुमानित की गई वाणिज्यिक हानि,	मि.यू.			6,490	
6	विक्रय के अनुपात में सभी वोल्टेज हेतु शेष 50 प्रतिशत वाणिज्यिक हानियां	मि.यू.	515	861	5,114	
7	नेट ऊर्जा इनपुट	मि.यू.	5,168	9,118	55,683	69,968
8	वोल्टेज वार हानियों के आधार पर ¹ ऊर्जा क्रय लागत का आवंटन	करोड रु.	1,968	3,472	21,203	26,643
9	वोल्टेज वार विक्रय के आधार पर ¹ आवंटित अन्य लागतें	करोड रु.	934	1,559	9,267	11,760
10	घटायें : अन्य आय— वोल्टेजवार विक्रयों पर आधारित आवंटित	करोड रु.	19	32	189	240
11	कुल लागतें (सकल राजस्व आवश्यकता)	करोड रु.	2,882	4,999	30,281	38,163
12	औसत सप्लाई लागत	रु. / यूनिट	6.49	6.74	6.87	6.82

तालिका 144: पूर्व क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना

क्र.	विवरण	यूनिट	अति उच्चदाब (400, 220 & 132 के.व्ही.) प्रणाली	33 के.व्ही. प्रणाली	11 के.व्ही. + निम्नदाब प्रणाली	कुल
A	पूर्व क्षेत्र					
1	विक्रय	मि.यू.	1,840	1,495	14,366	17,701
2	हानि %	%	4.56%	6.62%	12.65%	19.79%
3	ऊर्जा इनपुट	मि.यू.	1,927	1,678	18,464	22,070

क्र.	विवरण	यूनिट	अति उच्चदाब (400, 220 & 132 के.व्ही.) प्रणाली	33 के.व्ही. प्रणाली	11 के.व्ही. + निम्नदाब प्रणाली	कुल
4	ऊर्जा हानि (33 के.व्ही. तक तकनीकी तथा 11 के.व्ही. एवं एल.टी हेतु तकनीकी व वाणिज्यिक)	मि.यू.	88	183	4,098	
5	11 के.व्ही. व निम्नदाब की कुल हानियों की 50 प्रतिशत अनुमानित की गई वाणिज्यिक हानि,	मि.यू.			2,049	
6	विक्रय के अनुपात में सभी वोल्टेज हेतु शेष 50 प्रतिशत वाणिज्यिक हानियां	मि.यू.	213	173	1,663	
7	नेट ऊर्जा इनपुट	मि.यू.	2,140	1,851	18,078	22,070
8	वोल्टेज वार हानियों के आधार पर ऊर्जा क्रय लागत का आवंटन	करोड रु.	802	693	6,770	8,265
9	वोल्टेज वार विक्रय के आधार पर आवंटित अन्य लागतें	करोड रु.	374	304	2,917	3,594
10	घटायें : अन्य आय- वोल्टेजवार विक्रयों पर आधारित आवंटित	करोड रु.	11	9	84	103
11	कुल लागतें (सकल राजस्व आवश्यकता)	करोड रु.	1,164	988	9,604	11,756
12	औसत सप्लाई लागत	रु. / यूनिट	6.33	6.61	6.68	6.64

तालिका 145: मध्य क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना

क्र.	विवरण	यूनिट	अति उच्चदाब (400, 220 & 132 के.व्ही.) प्रणाली	33 के.व्ही. प्रणाली	11 के.व्ही. + निम्नदाब प्रणाली	कुल
A	मध्य क्षेत्र					
1	विक्रय	मि.यू.	1,426	2,285	13,015	16,725
2	हानि %	%	4.56%	6.09%	14.51%	20.92%
3	ऊर्जा इनपुट	मि.यू.	1,494	2,549	17,107	21,150
4	ऊर्जा हानि (33 के.व्ही. तक तकनीकी तथा 11 के.व्ही. एवं एल.टी हेतु तकनीकी व वाणिज्यिक)	मि.यू.	68	264	4,093	
5	11 के.व्ही. व निम्नदाब की कुल हानियों की 50 प्रतिशत अनुमानित की गई वाणिज्यिक हानि,	मि.यू.			2,046	
6	विक्रय के अनुपात में सभी वोल्टेज हेतु शेष 50 प्रतिशत वाणिज्यिक हानियां	मि.यू.	174	280	1,592	
7	नेट ऊर्जा इनपुट	मि.यू.	1,668	2,829	16,653	21,150
8	वोल्टेज वार हानियों के आधार पर ऊर्जा क्रय लागत का आवंटन	करोड रु.	621	1,052	6,196	7,869
9	वोल्टेज वार विक्रय के आधार पर आवंटित अन्य लागतें	करोड रु.	353	566	3,222	4,141

क्र.	विवरण	यूनिट	अति उच्चदाब (400, 220 & 132 के.व्ही.) प्रणाली	33 के.व्ही. प्रणाली	11 के.व्ही. + निम्नदाब प्रणाली	कुल
1 0	घटायें : अन्य आय- वोल्टेजवार विक्रयों पर आधारित आवंटित	करोड रु.	6	9	51	66
1 1	कुल लागतें (सकल राजस्व आवश्यकता)	करोड रु.	968	1,609	9,366	11,943
1 2	औसत सप्लाई लागत	रु. / यूनिट	6.79	7.04	7.20	7.14

तालिका 146: पश्चिम क्षेत्र के लिए वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए सप्लाई दर की गणना

क्र.	विवरण	यूनिट	अति उच्चदाब (400, 220 & 132 के.व्ही.) प्रणाली	33 के.व्ही. प्रणाली	11 के.व्ही. + निम्नदाब प्रणाली	कुल
A	पश्चिम क्षेत्र					
1	विक्रय	मि.यू.	1,175	3,637	16,697	21,509
2	हानि %	%	4.54%	5.47%	13.87%	19.59%
3	ऊर्जा इनपुट	मि.यू.	1,231	4,030	21,487	26,748
4	ऊर्जा हानि (33 के.व्ही. तक तकनीकी तथा 11 के.व्ही. एवं एल.टी हेतु तकनीकी व वाणिज्यिक)	मि.यू.	56	393	4,790	
5	11 के.व्ही. व निम्नदाब की कुल हानियों की 50 प्रतिशत अनुमानित की गई वाणिज्यिक हानि,	मि.यू.			2,395	
6	विक्रय के अनुपात में सभी वोल्टेज हेतु शेष 50 प्रतिशत वाणिज्यिक हानियां	मि.यू.	131	405	1,859	
7	नेट ऊर्जा इनपुट	मि.यू.	1,362	4,435	20,951	26,748
8	वोल्टेज वार हानियों के आधार पर ऊर्जा क्रय लागत का आवंटन	करोड रु.	535	1,742	8,232	10,509
9	वोल्टेज वार विक्रय के आधार पर आवंटित अन्य लागतें	करोड रु.	220	681	3,125	4,025
10	घटायें : अन्य आय- वोल्टेजवार विक्रयों पर आधारित आवंटित	करोड रु.	4	12	55	71
11	कुल लागतें (सकल राजस्व आवश्यकता)	करोड रु.	751	2,411	11,301	14,463
12	औसत सप्लाई लागत	रु. / यूनिट	6.39	6.63	6.77	6.72

A15: क्रास सब्सिडी अधिभार की गणना

15.1 क्रास सब्सिडी अधिभार:

- 15.1.1 टैरिफ नीति विभिन्न श्रेणी के उपभोक्ताओं के लिए क्रास सब्सिडी अधिभार का विनिश्चय करती है। यहां यह उल्लेखनीय है कि वितरण कंपनियों द्वारा विभिन्न केन्द्रों से सबसे सस्ती उपलब्ध विद्युत क्रय करने के लिए निर्धारित अनुसूची के लिए मेरिट आर्डर डिस्पेच को लागू किया गया है। जहां पर परिवर्तनीय लागत 260 पै. प्रति यूनिट (विक्रय मार्केट में उपलब्ध औसत दर) से अधिक है वहां याचिकाकर्ताओं ने यूनिट/स्टेशन के बैंक डाउन का भी विचार किया है, ताकि सस्ते ख्रोतों से प्राप्त ऊर्जा का पूर्ण उपयोग किया जा सके एवं महंगे ख्रोतों से प्राप्त ऊर्जा की खरीद को टाला जा सके। इसका परिणामी लाभ कुछ उपकेन्द्रों के बेकडाउन के साथ ऊर्जा क्रय की लागत में कमी है जिसे उपभोक्ताओं तक पहुंचाया गया है।
- 15.1.2 अतः उपरोक्त के प्रकाश में याचिकाकर्ता का अनुरोध है कि उपरोक्त लिखित क्रास सब्सिडी अधिभार की गणना राष्ट्रीय टैरिफ पॉलिसी 2016 में निहित प्रावधानों के अनुसार की जाये।

- 15.1.3 माननीय आयोग ने पूर्व वर्ष के ऊर्जा क्रय लागत के उपलब्ध आंकड़ों के आधार पर औसत दर का निर्धारण किया है। इंधन लागत में किसी परिवर्तन के प्रभाव को उपभोक्ता तक एफ.सी.ए. के माध्यम से पहुंचाया जाता है, जो औसत टैरिफ में एफ.सी.ए. राशि के बराबर वृद्धि में परिलक्षित होगा। अतः यह उचित होगा कि किसी विशेष अवधि के भुगतान के लिए क्रास सब्सिडी अधिभार को एफ.सी.ए. प्रभारों तक बढ़ा दिया जावे।

15.2 अतिरिक्त अधिभार

- 15.2.1 राष्ट्रीय दर नीति वर्ष 2016 ऐसे उपभोक्ताओं जिन्हें ओपन एक्सेस (खुली पहुँच) के माध्यम से विद्युत क्रय की अनुमति प्रदान की गई है पर अतिरिक्त अधिभार गणना की अनुमति प्रदान करती है।
- 15.2.2 याचिकाकर्ता निवेदन करते हैं कि योग्य उपभोक्ताओं के द्वारा ओपन एक्सेस के माध्यम से विद्युत क्रय का विकल्प चयन करने की वजह से वितरण कंपनियों की वित्तीय हालत चिन्ताजनक हो रही है। विगत कुछ वर्षों से ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं की संख्या एवं उन्हें द्वारा खपत की जाने वाली ऊर्जा की प्रमात्रा में वृद्धि हुई है। इस प्रकार उपभोक्ताओं के ओपन एक्सेस में जाने के कारण विद्युत कंपनियों के पास अधिशेष ऊर्जा रहती है एवं जिसके लिए वितरण कंपनियों को अपने सर्व-जन विद्युत प्रदाय दायित्व का निर्वाहन करने के लिये नियत प्रभार के रूप में अतिरिक्त भार वहन करना पड़ता है।
- 15.2.3 याचिकाकर्ता निवेदन करते हैं कि अन्य राज्यों में भी उपभोक्ताओं के प्रवर्जन को देखते हुए ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं पर अतिरिक्त प्रभार आरोपित करने बाबत संबंधित राज्य विद्युत नियामक आयोगों द्वारा एवं प्रस्तुत आंकड़ों की जाँच के उपरान्त पृथक आदेश जारी किये गये हैं।

15.2.4 मप्रराविनिआ (मध्य प्रदेश राज्य में खुली पहुँच की निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2005 की संबंधित कंडिका 13.1 के अलावा राष्ट्रीय दर नीति की कंडिका 5.8.3, विद्युत अधिनियम 2003 की धारा 42(4) में निहित प्रावधानों के प्रकाश में याचिकाकर्ताओं ने राज्य के ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं के लिये दर नीति 2016 में निहित क्रास सब्सिडी अधिभार के अतिरिक्त, माह सितम्बर 2016 से अगस्त 2017 तक विगत 12 माहों के नवीनतम ऑकड़ों के आधार पर, अतिरिक्त अधिभार (Additional Surcharge) का निर्धारण किया है।

15.2.5 याचिकाकर्ताओं ने अतिरिक्त अधिभार (Additional Surcharge) की गणना अभ्यर्पित ऊर्जा के भारित औसत मासिक नियत दर के को ध्यान में रखते हुये की है, जो की अभ्यर्पित ऊर्जा में जेनेरेटिंग स्टेशन के दैनिक भारित नियत दर के आधार पर है। याचिकाकर्ताओं द्वारा गणित किया गया अतिरिक्त प्रभार निम्न तालिका में दर्शाया गया है।

तालिका 147: वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिये अतिरिक्त अधिभार

क्रमांक	माह	ऊर्जा पात्रता (करोड़ यूनिट)	अनुसूचित ऊर्जा (करोड़ यूनिट)	अभ्यर्पित ऊर्जा (करोड़ यूनिट)	प्रयुक्त प्रभावी नियत प्रभार	ओपन एक्सेस (खुली पहुँच) यूनिटें (करोड़ यूनिट)	ओपन एक्सेस की वजह से अभ्यर्पित छोड़ी गई ऊर्जा (करोड़ रुपये)
1	2	3=4+5	4	5	6	7	8=(7x6)
1	सितम्बर -17	582.27	542.27	40.00	1.73	1.95	3.36
2	अक्टूबर -17	625.61	595.34	30.27	1.31	2.42	3.18
3	नवम्बर -17	629.52	590.20	39.32	0.70	2.71	1.90
4	दिसम्बर -17	687.19	609.35	77.84	0.86	2.13	1.83
5	जनवरी -18	705.24	633.47	71.76	1.02	2.85	2.91
6	फरवरी -18	632.14	544.77	87.38	1.31	3.41	4.46
7	मार्च -18	703.18	637.64	65.54	1.41	3.06	4.30
8	अप्रैल -18	697.04	632.75	64.29	1.23	2.77	3.40
9	मई -18	674.50	631.23	43.27	1.45	3.07	4.43
10	जून -18	729.85	621.06	108.79	1.14	2.55	2.91
11	जुलाई -18	648.03	589.03	58.99	1.51	3.16	4.78
12	अगस्त -18	684.06	607.53	76.53	1.39	2.38	3.31
कुल योग		7998.63	7234.66	763.97		32.46	40.79
ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं पर अतिरिक्त अधिभार (रुपये प्रति यूनिट) = (8/7)							1.26

15.2.6 उपरोक्तानुसार याचिकाकर्ताओं ने रुपये 1.02 प्रति यूनिट की दर से ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं के द्वारा ली जाने वाली ऊर्जा पर अतिरिक्त अधिभार का निर्धारण आयोग द्वारा दर आदेश जारी करने अथवा उसकी प्रयोज्यता की दिनांक से किया है। अतिरिक्त अधिभार की विस्तरित गणना अन्य व्यौरों के साथ इस याचिका के परिशिष्ट के रूप में की जा रही है।

A16: नेट मीटरीकृत उपभोक्ताओं की बिलिंग के तरीके

16.1 एमपीईआरसी (ग्रिड कनेक्टेड नेट मीटरिंग) विनियम 2015 के अनुसार 14 अक्टूबर 2015 को अधिसूचित किया गया और उसमें जारी संशोधन, नेट मीटरिंग सुविधा उपभोक्ताओं को उपलब्ध कराई जानी है। बिलिंग सॉफ्टवेयर के माध्यम से ऊर्जा का उपयोग देने के लिए नेट मीटरिंग विनियमों के प्रावधानों को शामिल करने के लिए, टैरिफ ऑर्डर में उसी की प्रक्रिया को शामिल किया जाना आवश्यक है, ताकि एमपी के तीनों वितरण कंपनियों में समान रूप से लागू किया जा सके।

निम्नलिखित प्रक्रिया का पालन करने की आवश्यकता है:

(ii) नेट मीटर के घरेलू उपभोक्ता को नियत प्रभार के बिलिंग का प्रबंध

(ii) नेट मीटर्ड उपभोक्ता को आयात इकाइयों की बिलिंग के लिए लागू स्लैब / टैरिफ

(iii) सब्सिडी की प्रयोज्यता।

कुछ प्रमुख बिंदुओं की विस्तृत व्याख्या नीचे दी गई है:

16.2 नेट मीटरीकृत घरेलू उपभोक्ता को नियत प्रभारों की बिलिंग का

वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिए टैरिफ आदेश के अनुसार, घरेलू उपभोक्ता के अधिकृत भार की गणना उपभोग की जाने वाली इकाइयों के आधार पर की जानी चाहिए, अर्थात् 15 इकाइयों को अधिकृत लोड के 0.1 किलोवाट के रूप में माना जाता है। इसलिए निश्चित शुल्क वसूलने के लिए, कनेक्टेड लोड की गणना नेट मीटरिंग उपभोक्ता द्वारा ग्रिड से आयात की गई कुल ऊर्जा के आधार पर की जानी चाहिए। उपरोक्त को स्पष्ट करने के लिए तालिका में नीचे दर्शाया गया है:-

तालिका 148: नेट मीटरीकृत घरेलू उपभोक्ता के लिए अधिकृत भार की गणना

स.क्र.	माह	आयात	निर्यात	नेट अन्तर (+आयात / -निर्यात)	अधिकृत भार (कि.वॉट)
A	B	C	D	E	F
1	अप्रैल	95	100	-5	0.70
2	मई	215	200	15	1.50
3	जून	315	300	15	2.10
4	जुलाई	395	400	-5	2.70
5	अगस्त	530	100	430	3.60
6	सितम्बर	650	200	450	4.40
7	अक्टूबर	725	300	425	4.90
8	नवम्बर	400	400	0	2.70
9	दिसम्बर	100	500	-400	0.70
10	जनवरी	1045	1500	-455	7.00
11	फरवरी	1132	200	935	7.60
12	मार्च	400	800	-400	2.70

उपरोक्त तालिका में, अधिकृत लोड की गणना केवल ग्रिड से बिजली के कुल आहरण के आधार पर की जानी चाहिए, बिना किसी इंजेक्शन वाली यूनिटों के।

16.3 शुद्ध आयात की बिलिंग के लिए लागू स्लैब / शुल्क:

टैरिफ ऑर्डर में, बिलिंग के उद्देश्य से, उपभोक्ता के उपभोग पैटर्न के आधार पर विभिन्न स्लैब प्रदान किए जाते हैं। उदाहरण के लिए, LV-1.2 श्रेणी में निम्नलिखित स्लैब वित्तीय वर्ष 2017-18 के टैरिफ ऑर्डर में निर्धारित हैं :-

मासिक खपत स्लैब (यूनिट्स)	टेलिस्कोपिक लाभ सहित ऊर्जा प्रभार (पैसा / यूनिट) शहरी/ग्रामीण क्षेत्र	मासिक नियत प्रभार (रूपये)	
		शहरी क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र
50 यूनिट तक	385	50 प्रति कनेक्शन	35 प्रति कनेक्शन
51 से 100 यूनिट	470	90 प्रति कनेक्शन	65 प्रति कनेक्शन
101 से 300 यूनिट	600	20 प्रत्येक 0.1 कि.वाँ. के अधिकृत भार हेतु	17 प्रत्येक 0.1 कि.वाँ. के अधिकृत भार हेतु
300 यूनिट से अधिक	630	22 प्रत्येक 0.1 कि.वाँ. के अधिकृत भार हेतु	21 प्रत्येक 0.1 कि.वाँ. के अधिकृत भार हेतु

शुद्ध पैमाइश के परिदृश्य में, केवल शुद्ध इकाइयों (आयात और निर्यात यूनिटों) को उपभोक्ता को बिल देना आवश्यक है। इसलिए टेलीस्कोपिक लाभ के साथ विभिन्न स्लैबों के मद्देनजर, यह निर्णय लिया गया है कि आयात और निर्यात इकाइयों का जाल भी स्लैब वार किया जाएगा और शेष इकाइयों को संबंधित उच्च स्लैब में बिल किया जाएगा। उपरोक्तानुसार विवरण नीचे दिया गया है:-

स.क्र.	माह	आयात	निर्यात	अन्तर (3-4)	बिल्ड यूनिट	50 यूनिट तक	51 से 100 यूनिट	101 से 300 यूनिट	300 यूनिट से अधिक
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	अप्रैल	95	100	-5	0	0	0	0	0
2	मई	215	200	15	10			10	
3	जून	315	300	15	15				15
4	जुलाई	395	400	-5	0	0	0	0	0
5	अगस्त	530	100	430	425			200	225
6	सितम्बर	650	200	450	450			100	350
7	अक्टूबर	725	300	425	425				425
8	नवम्बर	400	400	0	0	0	0	0	0
9	दिसम्बर	100	500	-400	0	0	0	0	0
10	जनवरी	1045	1500	-455	0	0	0	0	0
11	फरवरी	1132	200	932	77 (932-855) (-) 400*APPC				77
12	मार्च	400	800	-400		0	0	0	0

APPC → Average Power Purchase Cost

16.4 सब्सिडी की प्रयोज्यता :

मध्य प्रदेश सरकार (GoMP) आदेश विभिन्न प्रकार के उपभोक्ताओं को 6794 / F-5-15 / 2011 / THIRTEEN दिनांक 1 सितंबर, 2018 तक सब्सिडी प्रदान कर रही है। 50 यूनिट तक की खपत वाले घरेलू उपभोक्ताओं के मामले में, उपभोक्ताओं को ऊर्जा शुल्क में 0.20 रुपये की सब्सिडी प्रति यूनिट प्रदान की जा रही है। चूँकि यह सब्सिडी उपभोग यूनिटों पर आधारित है, इसलिए यह तय किया जाता है कि सब्सिडी की पात्रता को शुद्ध बिल यूनिटों के बजाय ग्रिड से आयात यूनिटों के आधार पर माना जाएगा। उपरोक्त के तारतम्य में विवरण नीचे दिया गया है:-

संक्र.	माह	आयात	निर्यात	अन्तर (आयात- निर्यात)	बिल्ड यूयूनिट	रिमार्क
1	अप्रैल	40	20	20	20	सब्सिडी उपलब्ध होगी, क्योंकि वितरण कंपनी से आयात 50 से कम है।
2	मई	215	200	15	15	हालाँकि शुद्ध बिल वाली इकाइयाँ 50 से कम हैं, लेकिन उपभोक्ता को सब्सिडी नहीं दी जाएगी क्योंकि वितरण कंपनी से उपभोक्ता की खपत 50 यूनिट से अधिक है।

सब्सिडी केवल तभी चालू की जानी चाहिए जब वितरण कंपनी से उपभोक्ता की वास्तविक ली गई ऊर्जा (उपभोक्ता द्वारा इंजेक्ट की गई ऊर्जा के बिना) खपत की सीमा से अधिक हो, जिस पर सब्सिडी पात्र हो जाए और इसे केवल शुद्ध बिल पर गणना की जाए।

A17: सेवान्त प्रसुविधाओं (पेंशन, ग्रेच्यूटी एवं अवकाश नगदीकरण) का प्रावधान

- 17.1 कर्मचारियों को देय सेवान्त प्रसुविधाओं की गणना ‘म.प्र. विद्युत नियामक आयोग (मंडल तथा उत्तराधिकारी ईकाइयों के कार्मिकों की पेंशन तथा सेवान्त प्रसुविधा दायित्वों की स्वीकृति हेतु निबंधन एवं शर्तें) विनियम 2012 (जी 38 ऑफ 2012)’ , जो मध्यप्रदेश के राजपत्र में दिनांक 20 अप्रैल 2012 को प्रकाशित किया गया था। म.प्र. विद्युत नियामक आयोग (मंडल एवं उसकी उत्तरावर्ती कंपनियों के कार्मिकों को देय पेंशन एवं अन्य सेवान्त प्रसुविधाओं के भुगतान हेतु निबंधन एवं शर्तें) विनियम 2012 में निहित प्रावधानों को ध्यान में रखते हुये वितरण कंपनियों के दावों का निष्पादन निर्धारित एकत्री प्रतिवेदन एवं वास्तविक नगद बाह्य प्रवाह के अनुसार किया गया है।
- 17.2 वास्तविक रूप से मूल्यांकन प्रतिवेदन के अनुसार तीनों विद्युत कंपनियों के लिये 31 मार्च 2009 के दायित्व निर्धारित हुए हैं। इन दायित्वों के अतिरिक्त भविष्य के मूल्यांकन निम्न दर्शाये गए प्रतिशत अंशदान दर (मूल वेतन, ग्रेड वेतन एवं महंगाई भत्ते के योग के प्रतिशत के रूप में) के अनुसार किया जायेगा इन दायित्वों का निर्वाहन भविष्य की सेवाओं हेतु तीनों कंपनियां स्वयं करेंगी।

तालिका 149: वास्तविक मूल्यांकन के अनुसार भविष्य योगदान दायित्व की दर (%)

धारणा	पूर्व क्षेत्र				मध्य क्षेत्र				पश्चिम क्षेत्र			
	पेंशन	ग्रेच्यूटी	अवकाश नगदी-करण	योग	पेंशन	ग्रेच्यूटी	अवकाश नगदी-करण	योग	पेंशन	ग्रेच्यूटी	अवकाश नगदी-करण	योग
योगदान दर	21.73%	4.95%	0.77%	27.45%	20.15%	4.56%	0.54%	25.52%	20.28%	4.67%	0.59%	25.54%
छूट दर	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%

ऊपर निर्धारित पद्धति के अनुसार, वित्तीय वर्ष 2017-18 से वित्तीय वर्ष 2019-20 के लिए देयता की गणना की गई है और यह देयता इस तरह के लाभ के लिए लाइसेंसी के सभी पात्र कर्मचारियों से संबंधित है। सेवान्त प्रसुविधा के प्रावधान की गणना नीचे दी गई तालिका में दर्शायी गई है :

तालिका 150: सेवान्त प्रसुविधाओं की गणना का प्रावधान (रु. करोड़ में)

विवरण	पूर्व क्षेत्र				पश्चिम क्षेत्र				मध्य क्षेत्र				मराज्य .प्र.			
	पेंशन	ग्रेच्यूटी	अवकाश नगदीकरण	योग	पेंशन	ग्रेच्यूटी	अवकाश नगदीकरण	योग	पेंशन	ग्रेच्यूटी	अवकाश नगदीकरण	योग	पेंशन	ग्रेच्यूटी	अवकाश नगदीकरण	योग
31.03.2017 की स्थिति में प्रावधान	1,693	346	77	2,116	1,222	262	78	1,562	1,465	251	80	1,796	4,380	859	236	5,475
छूट @7%	118	24	5	148	86	18	5	109	103	18	6	126	307	60	17	383
वर्तमान सेवा लागत	206	47	7	260	201	46	6	253	178	40	5	223	585	133	18	736
वि.व 2018 के लिये कुल प्रावधान	324	71	13	408	287	65	11	363	281	58	10	349	892	194	34	1,120
31.03.2018 की स्थिति में प्रावधान	2,017	417	90	2,524	1,509	327	90	1,925	1,746	309	91	2,145	5,271	1,052	271	6,594
छूट @7%	141	29	6	177	106	23	6	135	122	22	6	150	369	74	19	462
वर्तमान सेवा लागत	248	57	9	314	243	56	7	306	215	49	6	269	707	161	22	889
वि.व 2019 के लिये कुल प्रावधान	390	86	15	490	349	79	13	441	337	70	12	420	1,076	235	41	1,351
31.03.2019 की स्थिति में प्रावधान	2,406	503	105	3,014	1,767	397	179	2,343	2,083	379	103	2,565	6,347	1,287	311	7,945
छूट @7%	168	35	7	211	124	28	13	164	146	27	7	180	444	90	22	556
वर्तमान सेवा लागत	269	57	9	334	263	61	8	331	233	53	6	292	764	170	23	957
वि.व 2020 के लिये कुल प्रावधान	2,843	594	121	3,559	2,154	485	200	2,839	2,462	458	116	3,036	7,555	1,547	356	9,459

वितरण कंपनियों को सेवान्त लाभ के उद्देश्य के लिए एक ट्रस्ट में वार्षिक योगदान करना अनिवार्य किया गया है। वि.व 2017 तक रुपये 4,470 करोड़ की राशि संचित होने की संभावना है। हालांकि वितरण कंपनियां इतनी राशि ट्रस्ट में जमा करने में सक्षम नहीं हैं क्योंकि माननीय आयोग ने ट्रस्ट के लिए किसी भी राशि की अनुमति नहीं दी है। नीचे दी गई तालिका से कंपनी की वार्षिक खातों में इस देयता के विरुद्ध वि.व. 2009-10 से वि.व. 2016-17 के लिए किए गए वास्तविक प्रावधानों तथा वि.व. 2017-18 से वि.व. 2018-19 एवं 2019-20 के लिए अनुमानित प्रावधानों को दर्शाया गया है:-

तालिका 151: वितरण कंपनियों के लिए सेवान्त प्रसुविधा दायित्व के प्रावधान (रु करोड़ में)

वित्त वर्ष	पूर्व क्षेत्र				पश्चिम क्षेत्र				मध्य क्षेत्र				मराज्य .प्र.			
	पेंशन	ग्रेच्यूटी	अवकाश नगदी करण	कुल देयता	पेंशन	ग्रेच्यूटी	अवकाश नगदी करण	कुल देयता	पेंशन	ग्रेच्यूटी	अवकाश नगदी करण	कुल देयता	पेंशन	ग्रेच्यूटी	अवकाश नगदी करण	कुल देयता
एकनुरी द्वारा निर्धारित पूर्व के सेवा काल की देयता (1.6.2005 से 31.3.2009)	362	58	21	441	326	53	21	400	349	52	20	421	1,037	163	62	1,262
2009-10	101	21	4	126	103	17	7	127	102	23	3	128	306	61	14	381
2010-11	119	25	5	149	80	13	5	98	74	17	2	93	273	55	12	340
2011-12	139	30	6	175	78	13	5	96	79	18	2	99	296	61	13	370
2012-13	157	34	6	197	90	15	6	111	83	20	10	113	330	69	22	421
2013-14	185	40	7	232	170	26	11	207	90	23	12	126	445	89	30	565
2014-15	205	44	8	257	190	39	7	236	94	25	11	130	489	108	26	623
2015-16	133	30	9	172	176	23	9	208	96	25	7	128	405	78	25	508
कुल 2017 तक	1,401	282	66	1,749	1,213	199	71	1,483	965	204	68	1,238	3,579	685	205	4,470
2016-17	292	64	11	367	257	58	10	325	91	25	39	313	800	173	31	1,005
2017-18	324	71	13	408	287	65	11	363	87	25	38	349	892	194	34	1,120
2018-19	390	86	15	490	349	79	13	441	343	78	18	420	1,076	235	41	1,351
कुल 2019 तक	2,406	503	105	2,668	1,857	406	103	1,937	1486	333	163	2,347	6,347	1,287	311	6,952
2019-20	437	91.7586	16.1716	545	378	79.1694	13.443	471	387	88	20	497	1,209	260	44.4809	1,513
कुल 2020 तक	2,843	594.38	121.471	3,213	2,462	458.11	116.426	2,818	1873	421	184	2,434	7,555	1,547	355.799	8,465

A18: विद्युत क्रय लागत समायोजन (पीपीसीए)

- 18.1 माननीय म.प्र. विद्युत नियामक आयोग द्वारा वित्तीय वर्ष 17 के टैरिफ आदेश केवल उत्पादन केन्द्रों के लिए ईधन के लागत जैसे कि कोयला, तेल एवं गैस रूपी ईधन की लागत में वृद्धि अथवा कम के कारण अनियंत्रित लागतों की वसूली / समायोजन के लिए ईधन प्रभार समायोजन का एक विशेष सूत्र दिया गया है।
- 18.2 पिछले कुछ वर्षों के सकल राजस्व आवश्यकता एवं टैरिफ याचिकाओं में याचिकार्कर्ताओं नियमित रूप से प्रस्तुत कर रहे हैं कि आयोग द्वारा प्रदान की गई मौजूदा गणना तंत्र और एफसीए सूत्र, वृद्धिशील बिजली खरीद की वसूली को कवर नहीं करता है, जो ईधन में वृद्धि के अलावा अन्य कारकों के कारण है। लागत। इन कारकों में टैरिफ ऑर्डर में पहचान की गई बिजली आपूर्ति स्रोतों से आपूर्ति में कमी शामिल है, जो मांग को पूरा करने के लिए बिजली बाजार या अन्य स्रोतों से अधिक कीमत पर बिजली खरीदने के लिए वितरण लाइसेंसधारी की आवश्यकता होती है।
- 18.3 भारतीय विद्युत अधिनियम 2003 में निहित उपयुक्त प्रावधानों के अनुसार वितरण अनुज्ञसिधारी को विद्युत प्रदाय के दायित्व के अन्तर्गत उपभोक्ताओं की विद्युत मांग को पूरा करना होता है। इसलिए विद्युत क्रय की प्रमात्रा को मानक हानि स्तर के आधार पर सीमित नहीं किया जा सकता। ऊर्जा पद्धति के किसी भी संचालन स्थिति में, विद्युत प्रदाय एवं ऊर्जा की प्रमात्रा अनियंत्रित परिवर्तनीय चर है। दरों के निर्धारण के उद्देश्य से प्रति यूनिट औसत् विद्युत क्रय लागत को विवेकपूर्ण सुविचारित किया जा सकता है। इसका अर्थ यह है कि मानक हानियों के आधार पर ऊर्जा प्रमात्रा की प्रति यूनिट लागत पर आधारित औसत् क्रय ऊर्जा लागत को उपभोक्ता तक पहुंचना चाहिए और उससे अधिक की कोई भी लागत अनुज्ञसिधारी द्वारा वहन किया जाना चाहिए। किसी भी स्थिति में ऊर्जा क्रय लागत के पूर्ण नियत प्रभार घटक को उपभोक्ता तक विधिसंगत लागत पर पहुंचाया जाना चाहिए। इस कार्यप्रणाली द्वारा उपभोक्ताओं तथा अनुज्ञसिधारी के मध्य उचित संतुलन बनाया जा सकेगा, क्योंकि यह सकल औसत पद्धति पर आधारित है, ताकि वार्षिक चक्रण में सभी कारकों का असर सम्मिलित हो सके तथा एक समान वितरित हो सके।
- 18.4 हालांकि आयोग के विश्लेषण पर केवल कोयले, तेल और गैस के उत्पादन में ईधन की लागत में वृद्धि या कमी के कारण गैर-नियंत्रणीय लागत की वसूली के लिए निम्नलिखित सूत्र के साथ सामने आया है: तथापि आयोग द्वारा इसका विश्लेषण कर निम्नांकित सूत्र दिया गया है।

$$FCA \text{ for billing quarter } \left(\frac{p}{u} \right) = \frac{IVC \text{ (Rs. in Cr.)} \times 1000}{\text{Normative Sale (MUs)}}$$

जहाँ ,

IVC = [अ) प्रत्येक गैस अथवा कोयला आधारित जेनरेटर द्वारा बिल की गई वास्तविक प्रति यूनिट परिवर्तनीय लागत एवं दर आदेश में अनुज्ञेय परिवर्तनीय लागत में अंतर, गुणित (ब) पूर्ववर्ती तिमाही में प्रत्येक जेनरेटर से उपयोग की गई यूनिट] का योग। विद्युत क्रय की परिवर्तनीय

लागत में वृद्धि की गणना के उद्देश्य से हाईड्ल जेनरेटिंग स्टेशन की परिवर्तनीय लागतों को मान्य नहीं किया जायेगा।

पूर्ववर्ती तिमाही (Preceding quarter)= बिलिंग तिमाही के ठीक पूर्ववर्ती दो माहों को छोड़कर पूर्ववर्ती तीन माहों की अवधि।

बिलिंग तिमाही (Billing quarter)= तीन माह की अवधि जिसके लिये एफसीए बिल किया जाना है एवं 1 अप्रैल से आरम्भ होकर 30 जून के अंत तक की तिमाही एवं और इसी तरह तिमाही के प्रथम दिवस से अंतिम दिवस तक बिल किया जावेगा।

मानक विक्रय (Normative Sales): पूर्ववर्ती तिमाही में सभी स्रोतों (जेनरेटर + अन्य स्रोत) से कुल एक्स-बस आहरण से मानक पीजीसीआईएल, पारेषण एवं वितरण हानि कम करते हुए दर आदेश में निहित पूर्ववर्ती तिमाही के लिये निकाला गया विक्रय

- 18.5 तथापि याचिकाकर्ता अनुभव करते हैं कि केवल परिवर्तनीय लागतों के स्थान पर औसत विद्युत विक्रय लागत पर विचार किया जाना चाहिए। अतः उपरोक्त प्रावधान की लकिर में वितरण अनुज्ञसिअधारी ऊर्जा क्रय लागत समायोजन (PPCA) हेतु माननीय आयोग के कृपा पूर्ण विचारण के लिए निम्नांकित सूत्र पुनः प्रस्तुत करते हैं।

$$PPCA \text{ for billing quarter } \left(\frac{p}{u} \right) = \frac{APPC \text{ (Rs. in Cr.)} \times 1000}{\text{Normative Sale (MUs)}}$$

जहाँ,

“APPC” का अभिप्राय औसत विद्युत क्रय लागत है जो कि [(अ) प्रत्येक जेनरेटर/स्रोत द्वारा बिल की गई प्रति यूनिट औसत लागत एवं दर आदेश में अनुज्ञेय प्रति यूनिट औसत लागत में अंतर, गुणित (ब) पूर्ववर्ती तिमाही में प्रत्येक जेनरेटर से उपयोग की गई यूनिट] का योग।

“पूर्ववर्ती तिमाही (Preceding quarter)” का अभिप्राय बिलिंग तिमाही के ठीक पूर्ववर्ती दो माहों को छोड़कर पूर्ववर्ती तीन माहों की अवधि है।

“बिलिंग तिमाही (Billing quarter)” का अभिप्राय तीन माह की अवधि जिसके लिये एफसीए बिल किया जाना है एवं 1 अप्रैल से आरम्भ होकर 30 जून के अंत तक की तिमाही एवं और इसी तरह तिमाही के प्रथम दिवस से अंतिम दिवस तक बिल किया जावेगा।

“मानक विक्रय (Normative Sales)”: पूर्ववर्ती तिमाही में सभी स्रोतों (जेनरेटर + अन्य स्रोत) से कुल एक्स-बस आहरण से मानक पीजीसीआईएल, पारेषण एवं वितरण हानि कम करते हुए दर आदेश में निहित पूर्ववर्ती तिमाही के लिये निकाला गया विक्रय ऊर्जा क्रय लागत समायोजन।

(PPCA) प्रभार निकटतम अंक में पूर्णांकित पैसा प्रति यूनिट (केडब्लूएच) रहेगा स्वरूप में रहेगा। इस उद्देश्य के लिए 0.5 से नीचे के अंक की उपेक्षा की जाएगी एवं 0.5 के ऊपर को अगले उच्च अंक तक बढ़ाया जायेगा। इस प्रभार को, जैसा प्रकरण हो, प्रत्येक उपभोक्ता के विद्युत बिलों में विद्यमान टैरिफ के अनुसार ऊर्जा प्रभारों में जोड़ा अथवा घटाया जायेगा और इसे ऊर्जा प्रभार का भाग माना जाएगा।

ऊर्जा क्रय लागत समायोजन (PPCA) प्रभार राज्य में विद्युत वितरण कम्पनी के सभी श्रेणी के उपभोक्ताओं पर समान रूप से लागू होगा। यह प्रभार सभी श्रेणी के ओपेन एक्सेस उपभोक्ताओं पर भी समान रूप से उनके द्वारा वितरण कम्पनियों ली गई विद्युत प्रमात्रा पर लागू होगा।

राष्ट्रीय दर नीति 2016 विभिन्न श्रेणियों के उपभोक्ताओं के लिये क्रॉस सब्सिडी अधिभार निर्धारित करने का सूत्र निर्धारित विहित करती है।

“8.5 ओपन एक्सेस (खुली पहुँच) के लिये क्रॉस सब्सिडी अधिभार एवं अतिरिक्त अधिभार अधिभार सूत्रः:

$$S = T - [C / (1-L/100) + D + R]$$

जहाँ,

S अधिभार है

T नवकरणीय क्रय दायित्व परावर्तन को सम्मिलित कर, संबंधित श्रेणी के उपभोक्ताओं के द्वारा देय दर;

C नवकरणीय क्रय दायित्व का पूरा होने को सम्मिलित करते हुये, लाईसेंसी द्वारा क्रय विद्युत की भरित औसत लागत

D संबंधित वोल्टेज स्तर पर प्रायोज्य पारेषण, वितरण एवं चक्रण प्रभार का सकल

L संबंधित वोल्टेज स्तर पर प्रतिशत के रूप प्रदर्श प्रायोज्य पारेषण, वितरण एवं वाणिज्यिक हानियों का सकल

R नियामक अस्तियों को वहन करने की प्रति यूनिट लागत

18.6 चूंकि विद्युत क्रय लागत समायोजन प्रभार (PPCA) ऊर्जा प्रभार का भाग है एवं सभी उपभोक्ता श्रेणियों पर एक समान प्रायोज्य है, अतः औसत दर प्रायोज्य PPCA प्रभार के अनुसार परिवर्तित होगी। अतः प्रति यूनिट PPCA दर को विभिन्न श्रेणी के उपभोक्ताओं के लिये क्रॉस सब्सिडी अधिभार निर्धारित किये जाने वाले सूत्र में “T” पद के अंतर्गत जोड़ना उपयुक्त होगा।

18.7 म.प्र. पॉवर मेनेजमेंट कंपनी लिमि. जबलपुर एक नियंत्रक (होल्डिंग) कम्पनी है एवं वितरण कम्पनियों के द्वारा उनके एवज में उपभोक्ताओं को खुदरा प्रदाय के लिये विद्युत क्रय करने हेतु अधिकृत किया है। प्रत्येक तिमाही के लिये PPCA की दर की गणना का उत्तरदायित्व म.प्र. पॉवर मेनेजमेंट कंपनी लिमि. जबलपुर का होगा।

- 18.8** म.प्र. पावर मैनेजमेंट कंपनी जबलपुर जनरेटरों से प्राप्त बिलों के आधार पर पूर्ववर्ती तिमाही के दौरान औसत विद्युत क्रय लागत में परिवर्तन की गणना करेगी। दर आदेश में आयोग द्वारा निर्णित रीति के अनुसार “पूर्ववर्ती तिमाही” के प्रत्येक माह एवं उसके उपरांत तिमाही हेतु संचित कर जानकारी तैयार की जावेगी।
- 18.9** म.प्र. पावर मैनेजमेंट कम्पनी “मानक विक्रय” की गणना करेगी। इस उद्देश्य के लिये पूर्ववर्ती तिमाही के माहों के लिये मानक पीजीसीआईएल, पारेषण और वितरण हानि (प्रतिशत/प्रमाणा), जैसा की टैरिफ आदेशों में निहित किया गया है, को पिछले तिमाही के दौरान आहरित कुल एक्स बस ऊर्जा से घटाकर मानक विक्रय निकाला जाएगा।
- 18.10** ऊर्जा क्रय लागत समायोजन (PPCA) प्रभार की गणना म.प्र. पावर मैनेजमेंट कम्पनी, जबलपुर द्वारा आयोग के द्वारा सुझाये गये सूत्र के आधार पर की जा सकेगी। राज्य की वितरण कंपनियों को समय-समय पर सलाह दी जाएगी की बिलिंग तिमाही में बिलिंग उद्देश्यों के लिए ऊर्जा क्रय लागत समायोजन (PPCA) प्रभार को समाहित करें। यह अभ्यास बिलिंग तिमाही के प्रारम्भ होने के कम से कम 15 दिवस पूर्व पूर्ण कर लिया जाना चाहिए। साथ ही साथ एम.पी.पॉवर मैनेजमेंट कं.लि. सभी गणना के प्रासंगिक तथा अन्य संबंधित विवरणों सहित ऐसे अभ्यास के 07 दिवस पूर्ण होने के अन्दर आयोग को प्रस्तुत करेगी।
- 18.11** यदि आयोग एम.पी.पॉवर मैनेजमेंट कं.लि. द्वारा प्रस्तुत विवरण की समीक्षा करने के उपरान्त ऊर्जा क्रय लागत समायोजन (PPCA) प्रभार में किसी भी प्रकार की अधिक या कम वसूली पाता है तो आयोग म.प्र. पावर मैनेजमेंट कम्पनी जबलपुर एवं राज्य की वितरण कंपनियों को ऊर्जा क्रय लागत समायोजन (PPCA) प्रभार बिलिंग में, साथ ही उपभोक्ताओं के आगे आने वाले ऐसे समायोजन, जो भी यथोचित समझे, आवश्यक सुधार करने हेतु निर्देशित कर सकेगा।
- 18.12** राज्य की विद्युत वितरण कंपनियां ऊर्जा क्रय लागत समायोजन प्रभार को बिलिंग तिमाही के प्रथम दिन से वसूल करेगीं।

समझाने के उद्देश्य से निम्न उदाहरण दिया जा रहा है:-

यदि “जुलाई से सितम्बर” को “बिलिंग तिमाही” माना जाय तब “पूर्ववर्ती तिमाही” का मतलब “फरवरी से अप्रैल” की अवधि होगी एवं मई एवं जून माह का समय ऊर्जा क्रय लागत समायोजन भार को निश्चित किए जाने हेतु आंकड़े/विवरण एकत्रित किए जाने एवं अंतिम रूप दिये जाने हेतु दी गई अवधि है।

पी जी सी आई एल, म.प्र. पावर मैनेजमेंट कम्पनी लिमिटेड प्रणाली एवं मानक वितरण हानियों के विवरण को आयोग द्वारा टैरिफ आदेश में दिया जाएगा।

A19: दिशा-निर्देशों का अनुपालन

माननीय आयोग द्वारा वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिए जारी खुदरा प्रदाय दर आदेश में आयोग द्वारा जारी निर्देशों पर वितरण कंपनियों की प्रतिक्रिया निम्नानुसार है:-

19.1 अमीटरीकृत संयोजनों का मीटरीकरण

आयोग के दिशा निर्देश:

आयोग ने देखा कि वर्ष 2017-18 के लिए डीटीआर मीटराइजेशन के संबंध में वितरण कंपनियों की प्रगति संतोषजनक नहीं है। वितरण कंपनियों द्वारा आयोग द्वारा निर्धारित समय-सीमा में कृषि के डीटीआर 100% मीटरीकरण के लक्ष्य को प्राप्त करना है।

दिशानिर्देश पर याचिकाकर्ताओं का अनुपालन:

पूर्व क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब: निर्देशों का अनुपालन पत्र सं। ईजी / सीजीएम / कॉम / टीआरएसी / 96 दिनांक 08/01/2019 को प्रस्तुत किया गया है। मीटरीकरण का कार्य वर्ष में धन प्राप्ति पर निर्भर करता है। जिसकी सूचना कंपनी द्वारा माननीय आयोग को प्रदान की जावेगी।

मध्य क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब: मीटरकरण की त्रैमासिक रिपोर्ट नियमित रूप से माननीय विद्युत नियामक आयोग को प्रस्तुत की जा रही है। कृषि डीटीआर और ग्रामीण घरेलू कनेक्शनों के लिए मध्य क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनी की मीटराइजेशन योजना इस प्रकार है: -

स.क्र.	विवरण	इकाई	योग	मीटराइजेशन के लिए शेष	मीटराइजेशन के लिए प्रस्तावित तिमाही योजना						
					जून-18	जुलाई-19	अगस्त-19	सितंबर-19	अक्टूबर-19	नवंबर-19	दिसंबर-19
1	कृषि प्रधान डीटीआर	No.	2,57,955	1,71,446	28500	28500	28500	28500	28500	28500	28946
2	अमीटरीकृत घरेलू	No.	8,25,888	8,25,888	140000	140000	140000	140000	140000	140000	125888

पश्चिम क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब:

मुख्य रूप से कृषि DTR के मीटरकरण को वितरण कंपनी के कैपेक्स प्लान में शामिल किया गया है और इसे माननीय आयोग के समक्ष पहले ही प्रस्तुत किया जा चुका है। इसमें मीटरीकरण को पूरा करने के लिए लगभग 273 करोड़ रुपये का व्यय शामिल है, जो उपयुक्त एजेंसियों से वित्तीय सहायता की उपलब्धता के अनुसार कार्य को निष्पादित करना संभव होगा। माननीय विद्युत नियामक आयोग में आयोजित बैठक के दौरान, वितरण कंपनी ने कृषि DTR के मीटराइजेशन के कार्यान्वयन पर चिंता जताई है। तदनुसार यह निर्णय लिया गया कि माननीय विद्युत नियामक आयोग, वितरण कंपनी और एम.पी.पावर मैनेजमेंट कंपनी के अधिकारियों वाले एक दल को पश्चिम बंगाल और गुजरात जैसे अन्य राज्यों का दौरा करने के लिए भेजा जा सकता है, और यात्रा की प्रतिक्रिया के आधार पर आगे की कार्यप्रणाली तय की जाएगी।

19.2 नवीन दर के आधार पर जारी प्रथम बिल के साथ टैरिफ कार्ड जारी करना

आयोग के दिशा-निर्देश:

आयोग ने वितरण कम्पनियों के निवेदन को नोट कर लिया है एवं निर्देशित किया है कि टैरिफ कार्ड उपलब्ध कराने की व्यवस्था जारी रखी जाये।

दिशानिर्देश पर याचिकाकर्ताओं का अनुपालन:

पूर्व क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब: याचिकाकर्ता एतदद्वारा निवेदन करता है कि वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिये विभिन्न श्रेणीयों की दरों से संबंधित जानकारी निम्न दाब उपभोक्ताओं को टैरिफ कार्ड के माध्यम से एवं उच्चदाब उपभोक्ताओं को दर अनुसूची पुस्तिका उपलब्ध करा दी गई है।

मध्य क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब: याचिकाकर्ता एतदद्वारा निवेदन करता है कि वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिये विभिन्न श्रेणीयों की दरों से संबंधित जानकारी निम्न दाब उपभोक्ताओं को टैरिफ कार्ड के माध्यम से एवं सभी उच्चदाब उपभोक्ताओं को दर अनुसूची पुस्तिका उपलब्ध करा दी गई है।

पश्चिम क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब: याचिकाकर्ता एतदद्वारा निवेदन करता है कि वित्तीय वर्ष 2018-19 के लिये विभिन्न श्रेणीयों की दरों से संबंधित विस्तृत जानकारी उपभोक्ताओं को उपलब्ध करा दी गई थी। अग्रिम, सभी उच्चदाब उपभोक्ताओं को दर अनुसूची पुस्तिका उपलब्ध करा दी गई थी।

19.3 छूट / प्रोत्साहनों / अधिभारों का लेखांकन

आयोग के दिशा-निर्देश:

उपभोक्ता वार बिक्री / राजस्व पर प्रभाव के विश्लेषण के साथ प्रत्येक छूट / प्रोत्साहन / अधिभार के लिए उपभोक्ता वार और श्रेणीवार वृद्धि / बिक्री और राजस्व में कमी सहित 30 सितंबर 2018 तक आयोग को एक व्यापक रिपोर्ट प्रस्तुत करे। पेशेवर डेटा एनालिटिक्स का उपयोग करके उपलब्ध डेटा से प्राप्त एक उचित और सार्थक जानकारी आयोग को प्रस्तुत की जानी चाहिए।

दिशानिर्देश पर याचिकाकर्ताओं का अनुपालन:

पूर्व क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब: याचिकाकर्ता एतदद्वारा निवेदन करता है कि इस विषय पर एक व्यापक प्रतिवेदन, पहले ही, आयोग को पत्र क्रमांक 2201 दिनांक 29 दिसम्बर 2018 द्वारा प्रस्तुत किया जा चुका है।

मध्य क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब: याचिकाकर्ता एतदद्वारा निवेदन करता है कि इस विषय पर एक व्यापक प्रतिवेदन, तैयार किया जा रहा है। इस प्रतिवेदन को शीघ्र ही आयोग के समक्ष प्रस्तुत किया जाएगा।

पश्चिम क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब: याचिकाकर्ता एतदद्वारा निवेदन करता है कि इस विषय पर एक व्यापक प्रतिवेदन, पहले ही, आयोग को दिनांक 19 जनवरी-2019 को पत्र क्र. एमडी/इब्लूजेड/05/कॉम/ट्रेक/1452 के माध्यम से प्रस्तुत किया जा चुका है।

- 19.4 बोल्टेज-वार विद्युत प्रदाय की लागत अभिनिश्चित करने के लिये वितरण तंत्र का तकनीकी अध्ययन:**

आयोग के दिशा-निर्देश:

आयोग ने वितरण कम्पनियों के निवेदन को नोट कर लिया है। आयोग वितरण कम्पनियों को आगामी दर याचिका के साथ विषयाकिंत अध्ययन पर प्रतिवेदन दिनांक 30.09.2018 तक प्रस्तुत करने हेतु निर्देशित किया है।

पूर्व क्षेत्र / मध्य क्षेत्र / पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनियों का जवाब :-

विद्युत आपूर्ति की बोल्टेज वार लागत का पता लगाने के लिए वितरण नेटवर्क का विस्तृत तकनीकी अध्ययन, तकनीकी और वाणिज्यिक नुकसान के पृथक करने से जुड़ा हुआ है। प्रत्येक वितरण कंपनी की ओर से प्रस्तावित चयनित फीडरों पर सलाहकार द्वारा तकनीकी और वाणिज्यिक हानि को पृथक करने का अध्ययन किया गया है। जिस हेतु एक व्यापक रिपोर्ट तैयार की गई है। मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी ने अध्ययन रिपोर्ट माननीय आयोग को सौंप दी है, जबकि पूर्व और पश्चिम क्षेत्र कंपनी डेटा का विश्लेषण कर रहे हैं, और जल्द ही रिपोर्ट प्रस्तुत की जाएगी। इसके अलावा, एक बार आयोग ने उक्त रिपोर्ट की सिफारिशों को मंजूरी दे दी, तो वितरण कंपनियों द्वारा आपूर्ति की बोल्टेज वार लागत का पता लगाने के संबंध में एक व्यापक अध्ययन किया जाएगा।

- 19.5 तकनीकी एवं वाणिज्यिक हानियों का पृथक्करण**

आयोग के दिशा-निर्देश:

आयोग ने वितरण कंपनी के प्रस्तुतीकरण पर ध्यान दिया। आयोग वितरण कंपनी को 30 सितंबर, 2018 तक विषयवार अध्ययन पर रिपोर्ट प्रस्तुत करने का निर्देश दिया है।

पूर्व क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब: याचिकाकर्ता ने निवेदन किया है कि प्रत्येक वितरण कंपनी के चयनित फीडरों पर सलाहकार द्वारा एक अध्ययन किया गया है, और एक व्यापक रिपोर्ट तैयार की गई है। उक्त रिपोर्ट का डेटा कंपनी की जांच के अधीन है और इसे शीघ्र ही माननीय आयोग को प्रस्तुत किया जाएगा।

मध्य क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब: याचिकाकर्ता निवेदन करता है कि इस विषय पर एक व्यापक रिपोर्ट पत्र क्रमांक 2007 दि. 18.12.2018 के द्वारा आयोग के समक्ष प्रस्तुत किया जाएगा।

पश्चिम क्षेत्र वितरण कम्पनी का जवाब: याचिकाकर्ता ने निवेदन किया है कि प्रत्येक वितरण कंपनी के चयनित फीडरों पर सलाहकार द्वारा एक अध्ययन किया गया है और एक व्यापक रिपोर्ट तैयार की गई है। उक्त रिपोर्ट का डेटा वितरण कंपनी की जांच के अधीन है और इसे शीघ्र ही माननीय आयोग के समक्ष प्रस्तुत किया जाएगा।

यहां यह उल्लेखनीय है कि रिपोर्ट में परिणाम चयनित नमूना फीडर पर आधारित हैं और ये परिणाम वितरण कंपनी के पूरे नेटवर्क में वास्तविक तकनीकी नुकसान से भिन्न हो सकते हैं: कारकों के कारण निम्नलिखित हैं:-

- फीडर की लम्बाई
- फीडर पर फीडर की क्षमता से अधिक भार
- पावर फेक्टर
- कंडक्टर का प्रकार
- वितरण परिणामित्र का प्रकार
- मौसम के दौरान भार एवं गैर मौसम के दौरान कृषि फीडर पर भार

19.6 KWh से KVAh बिलिंग प्रणाली पर जाने के प्रभाव का आकलन :

आयोग के दिशा-निर्देश:

रिपोर्ट एक्सेल शीट में लिंक किए गए सहायक डेटा के साथ नहीं हैं जो कि सिस्टम द्वारा उत्पन्न मासिक एमआईएस रिपोर्ट है। इसलिए याचिकाकर्ताओं को निर्देशित किया गया है कि वे संशोधित रिपोर्ट 15 जुलाई 2018 तक नवीनतम रूप में प्रस्तुत करें।

दिशानिर्देश पर याचिकाकर्ताओं का अनुपालन:

पूर्व क्षेत्र/मध्य क्षेत्र/पश्चिम क्षेत्र वितरण कंपनी का जवाब :- याचिकाकर्ता निवेदन करते हैं कि विषय पर एक विस्तृत रिपोर्ट एक्सेल सीट के साथ म.प्र.पावर मैनेजमेंट कंपनी के द्वारा माननीय आयोगको पत्र क्रमांक सीजीएम/आरएम/सीओडी/ टू – वि.व.19/2017/1027 दि. 02.01.2019 के द्वारा प्रस्तुत की जा चुकी है।

19.7 पेंशन एवं सेवान्त प्रसुविधा न्यास में निधि का हस्तांतरण

आयोग के दिशा-निर्देश:

कंपनी के जवाब से आयोग संतुष्ट नहीं है क्योंकि फंड को टीबीटी के लिए अनुमति दी गई है जो कि वित्त वर्ष 2017-18 के लिए आयोग द्वारा स्वीकृत किए गए ARR का एक हिस्सा है और इसलिए याचिकाकर्ताओं को टीबीटी को फंड ट्रांसफर करने के लिए एक अनुपालन रिपोर्ट प्रस्तुत करने की आवश्यकता है वर्ष 2017-18 के लिए स्वीकृत किए गए सकल राजस्व आवश्यकता के अनुरूप 30 सितंबर 2018 तक जमा किये जाना था।

दिशानिर्देश पर याचिकाकर्ताओं का अनुपालन:

पूर्व क्षेत्र / मध्य क्षेत्र / पश्चिम क्षेत्र विद्युत वितरण कंपनियों का उत्तर: मप्र विद्युत अभियंता संघ ने आयोग के समक्ष एक याचिका (13/2018) दायर की है। एम.पी.पावर मैनेजमेंट कंपनी / वितरण कंपनियों ने माननीय आयोग के समक्ष अपना जवाब प्रस्तुत कर दिया है। माननीय आयोग के समक्ष यह मामला विचाराधीन है।

19.8 बंद एवं दोषपूर्ण मीटरों का प्रतिस्थापन

आयोग का निर्देश:

आयोग ने बंद और दोषपूर्ण मीटर के प्रतिस्थापन के लिए समयरेखा को अधिसूचित किया है। हालांकि, यह देखा गया है कि पिछले कुछ वर्षों में बंद हुए और दोषपूर्ण मीटरों की संख्या बढ़ रही है, जिससे आयोग द्वारा निर्देश दिए जाने के रूप में **100% मीटरकरण** के उद्देश्य को प्राप्त नहीं किया जा रहा है। इसलिए, आयोग लाइसेंसधारियों को निर्देश देता है कि वे बंद हुए और दोषपूर्ण मीटरों का आयु-वार विशेषण करें और **31 जुलाई, 2018** तक आयोग को प्रतिस्थापन के लिए एक कार्य योजना प्रस्तुत करें। आयोग ने देखा है कई फीडर मीटर भी खराब पड़े हैं जिन्हें उचित ऊर्जा आडिट / लेखा के लिए तत्काल प्रतिस्थापन की आवश्यकता है।

याचिकाकर्ता निर्देश का अनुपालन:

पूर्व क्षेत्र कंपनी का उत्तर:

याचिकाकर्ता ने कहा कि नवंबर के अंत तक आईपीडीएस योजना के तहत **61,917** बंद / दोषपूर्ण मीटर बदले गए और **1,48,133** बंद / दोषपूर्ण मीटरों को विभागीय रूप से नवम्बर **18** से लेकर दिसम्बर'18 में बदल दिया जावेगा।

वितरण कंपनी, ऊर्जा विभाग म.प्र.शासन द्वारा दिनांक **3.11.2018** को अनुमोदित मीटराइजेशन योजना पर काम कर रही है। इस योजना के अनुसार मार्च **2020** तक **100%** मीटरीकरण प्राप्त किया जाना है।

मध्य क्षेत्र कंपनी का उत्तर :

याचिकाकर्ता ने कहा है कि सितम्बर **2018** की स्थिति में बंद / दोषपूर्ण मीटर की स्थिति और उसके प्रतिस्थापन के लिए कार्य योजना निम्नानुसार है:

सितम्बर- 2018 की स्थिति में बंद / खराब मीटर	प्रस्तावित मीटराइजेशन योजना						
	नवम्बर- दिसम्बर '18	जनवरी- मार्च '19	अप्रैल- जून '19	जुलाई- सितम्बर '19	अक्टूबर- दिसम्बर '19	जनवरी- मार्च '20	योग
238015	39798	39774	39618	39618	39618	39589	238015

सितम्बर-2018 की स्थिति में ३३/११ केवी स्तर पर एनर्जी आडिट मीटरिंग की स्थिति नीचे दी गई है।

स.क्र.	विवरण	33KV संभरक	11KV संभरक
1	संभरकों की संख्या (Points)	1911	5239
2	फीडर जिन पर एनर्जी आडिट मीटरिंग स्थापित है	1911	5239
3	सरल क्रमांक 02 में से ऐसे फीडर जिन पर लगी हुई एनर्जी आडिट मीटरिंग खराब है।	2*	42*
4	ऐसे फीडरों की संख्या जिन पर एनर्जी आडिट मीटर अभी लगाये जाने हैं।	0	0

पश्चिम क्षेत्र :

याचिकाकर्ता ने कहा कि बंद / खराब मीटरों का प्रतिस्थापन एक सतत प्रक्रिया है। सितम्बर 2018 तक 40,800 बंद / खराब मीटरों को बदल दिया गया है। वितरण कंपनी ने व्यापक मीटरीकरण योजना तैयार की है और उसी पर काम कर रही है।

19.9 पूँजीगत व्यय और पूँजीकरण विवरण

आयोग का निर्देश:

याचिकाकर्ताओं को निर्देश दिया जाता है कि वे अगले टैरिफ फाइलिंग के समय आयोग को परिसंपत्ति रजिस्टर प्रस्तुत करें और ऑडिट किए गए खातों के साथ सम्मिलित प्रारूप में पूँजीगत व्यय और पूँजीकरण का विवरण दें।

याचिकाकर्ता निर्देश का अनुपालन:

पूर्व क्षेत्र कंपनी का उत्तर :

याचिकाकर्ता ने कहा कि पूँजी व्यय और पूँजीकरण विवरण माननीय आयोग को पत्र क्रमांक 13300 दिनांक 23.07.2018 द्वारा प्रस्तुत कर दिया गया है। जीएफए के संबंध में आयोग द्वारा भोपाल में आयोजित बैठक दिनांक 15.03.2018 को नोटपैड प्रारूप में एसेट रजिस्टर आयोग को प्रस्तुत किया गया है। वित्त वर्ष 2018-19 के ए.आर.आर. में दिनांक 22.10.2018 को आयोग ने ई-मेल द्वारा एक्सेल फॉर्मेट में परिसंपत्ति रजिस्टर प्रदान करने का निर्देश दिया है, जिसका कार्य प्रगति पर है और पूरा होने पर आयोग को प्रस्तुत किया जाएगा।

मध्य क्षेत्र का उत्तर :-

डिस्कॉम ने माना कि केंद्रीय डिस्कॉम में परिसंपत्ति रजिस्टर संभागीय स्तर पर बनाकर रखा जाता है। जैसा कि मध्य क्षेत्र वितरण कंपनी के लिए ईआरपी अभी भी लागू है, डिस्कॉम समय विस्तार के लिए माननीय आयोग से अनुरोध करता है।

पश्चिम डिस्कॉम

कंपनी के ईआरपी सिस्टम के माध्यम से उत्पन्न एसेट्स रजिस्टर, एसेट्स का पूरा विवरण दिखाते हैं, जो कि वित्त वर्ष 2016-17 के ऑडिटेड अकाउंट के साथ विधिवत रूप से मिलान करता है। जो वर्ष 2018-19 के एआरआर के समय माननीय आयोग को पहले ही प्रस्तुत किया जा चुका है।

वित्त वर्ष 2017-18 के लिए ऐसेट रजिस्टर माननीय आयोग के निर्देशों के अनुसार प्रस्तुत किया जाएगा।

पूँजीगत व्यय की योजनावार विस्तार के संबंध में यह प्रस्तुत किया गया है कि ऐसी द्विभाजित योजना वार विवरण लेखा परीक्षा खातों में उपलब्ध नहीं है।

हालाँकि, जिस प्रारूप में माननीय आयोग के पास संपत्ति रजिस्टर है, उसे आगे के समय में प्रस्तुत किया जाएगा और इसके लिए कंपनी के निदेशक मंडल ने सिविल और कंपनी के वर्गों को निर्देश दिया है कि वह शुरुआत में इसे एक वृत्त के लिए पायलट आधार पर बनाए। इस प्रकार, माननीय आयोग के प्रारूप में ऐसेट रजिस्टर की तैयारी प्रक्रिया में है।

TARIFF SCHEDULES

निम्न दाब उपभोक्ताओं हेतु विद्युत दर श्रेणी अनुक्रमणिका

विद्युत दर अनुक्रमणिका		पृष्ठ क्रमांक
एल.व्ही. -1	घरेलू	206
एल.व्ही -2	गैर घरेलू	209
एल.व्ही -3	पथ प्रकाश सार्वजनिक नल जल	213
एल.व्ही -4	निम्न दाब औद्योगिक	214
एल.व्ही -5	कृषि हेतु सिंचाई पम्प एवं अन्य प्रयोजन	217
एल.व्ही -6	ई व्हीकल एवं ई रिक्शा चार्जिंग स्टेशन	222
	सामान्य निबंधन तथा शर्तें	223

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एल.क्ही-1

घरेलू:-

प्रयोज्यता :-

यह दर केवल आवासीय उपयोग हेतु प्रकाश, पंखा तथा पावर के लिए प्रभावशील होगी । धर्मशालाएं, गौशालाएं, वृद्धावस्था गृह (ओल्ड एज होम्स), वरिष्ठ नागरिकों के लिए देख रेख केन्द्र (डे केयर सेंटर्स, उद्धारगृह (रेसक्यू हाउस), अनाथालय, पूजा के स्थल तथा धार्मिक संस्थाएं भी इसी श्रेणी में शामिल होंगी ।

विद्युत दर :-

एल.क्ही 1.1 (स्वीकृत भार 100 वाट (0.1 किलोवाट) से अधिक न होने वाले उपभोक्ताओं हेतु जिनकी खपत 30 यूनिट प्रति माह से अधिक नहीं है)

(अ) ऊर्जा प्रभार एवं नियत प्रभार - मीटरीकृत संयोजन के लिए

मासिक खपत (यूनिट)	वर्तमान		प्रस्तावित	
	ऊर्जा प्रभार (पैसे) (प्रति यूनिट शहरी एवं ग्रामीण	मासिक स्थाई प्रभार	ऊर्जा प्रभार (पैसे) (प्रति यूनिट	मासिक स्थाई प्रभार
30 यूनिट तक	310	NIL	320	NIL

(ब) न्यूनतम प्रभार - इस श्रेणी के उपभोक्ताओं को न्यूनतम प्रभारों के रूप में रूपये 40.00 प्रति संयोजन प्रति माह प्रयोज्य होंगे ।

एल-क्ही.1.2

(अ) ऊर्जा प्रभार एवं स्थाई प्रभार - मीटरीकृत संयोजन हेतु

मासिक खपत खंड (यूनिट)	वर्तमान			प्रस्तावित	
	विद्युत शुल्क दूरबीन पद्धति लाभ सहित (पैसे प्रति) यूनिट	मासिक नियत प्रभार (रु.)	शहरी / ग्रामीण क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र	विद्युत शुल्क दूरबीन पद्धति लाभ सहित (पैसे प्रति) यूनिट
50 यूनिट तक	385	रु 50 प्रति संयोजन	रु 35 प्रति संयोजन	410	रु 40 प्रति संयोजन
51 से 100 यूनिट	470	रु 90 प्रति संयोजन	रु 65 प्रति संयोजन	515	रु 80 प्रति संयोजन
101 से 300 यूनिट तक	600	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 किलोवॉट के लिए रु 20	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 किलोवॉट के लिए रु 17	660	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 किलोवॉट के लिए रु 24
300 यूनिट से अधिक	630	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 किलोवॉट के लिए रु 22	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 किलोवॉट के लिए रु 21	680	अधिकृत भार के प्रत्येक 0.1 किलोवॉट के लिए रु 27

न्यूनतम प्रभार:- उपरोक्त श्रेणी के उपभोक्ताओं को ऊर्जा प्रभारों के रूप में न्यूनतम प्रभार रूपये 60 प्रति संयोजन प्रति माह प्रयोज्य होंगे

टीप: अधिकृत भार को म.प्र. विद्युत प्रदाय संहिता, 2013 (समय समय पर संशोधित) में परिभाषित किया जाएगा । (प्रत्येक 15 यूनिट प्रति माह की खपत अथवा उसके किसी अंश को 0.1 किलोवाट के अधिकृत भार के समतुल्य माना जाएगा । उदाहरण: यदि माह के दौरान खपत 125 यूनिट हो, तो अधिकृत भार को 0.9 किलोवाट माना जाएगा । यदि खपत 350 यूनिट हो तो अधिकृत भार को 2.4 किलोवाट माना जाएगा)

न्यूनतम प्रभार: अस्थाई संयोजन के लिए ऊर्जा प्रभार रु. 1000/- प्रति संयोजन प्रति माह लागू होगा ।

(ब) **अमीटरीकृत ग्रामीण घरेलू संयोजनों हेतु जिनका सम्बद्ध भार वॉट तक है के लिए ऊर्जा प्रभार एवं 500 : नियत प्रभार**

वर्तमान		प्रस्तावित			
विवरण	अमीटरीकृत संयोजनों हेतु प्रतिमाह बिल किये जाने वाले यूनिट तथा ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)	मासिक स्थाई प्रभार रूपये) (में	विवरण	अमीटरीकृत संयोजनों हेतु प्रतिमाह बिल किये जाने वाले यूनिट तथा ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट (मासिक स्थाई प्रभार रूपये में(
अमीटरीकृत ग्रामीण घरेलू संयोजन जिनका सम्बद्ध भार 300 वॉट से अधिक तथा 500 वॉट तक है	75 यूनिट्स @ 430 प्रति यूनिट	75 प्रति संयोजन		75 यूनिट्स	
अमीटरीकृत ग्रामीण घरेलू संयोजन जिनका सम्बद्ध भार 200 वॉट से अधिक एवं 300 वॉट तक है (जिनके यहां दो कमरे एवं टेलीविजन हैं)	60 यूनिट @ 417 प्रति यूनिट	50 प्रति संयोजन	अमीटरीकृत ग्रामीण घरेलू संयोजन जिनका सम्बद्ध भार वॉट 500 तक है		80 प्रति संयोजन
अमीटरीकृत ग्रामीण घरेलू संयोजन जिनका सम्बद्ध भार 200 वॉट तक है (जिनके यहां दो कमरे एवं टेलीविजन नहीं हैं)	50 यूनिट @ 310 प्रति यूनिट	45 प्रति संयोजन		@ 515 प्रति यूनिट	

न्यूनतम प्रभार - इस श्रेणी के उपभोक्ताओं के लिये न्यूनतम प्रभार प्रयोज्य नहीं होंगे।

एल.व्ही. 1 श्रेणी के लिए विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें

- (अ) ऐसे प्रकरण में जहां वास्तविक खपत हेतु ऊर्जा प्रभार न्यूनतम प्रभारों से कम हो, ऊर्जा प्रभारों के प्रति न्यूनतम प्रभारों की बिलिंग की जाएगी। अन्य समस्त प्रभार, जैसा कि वे प्रयोज्य हैं, की बिलिंग भी की जाएगी।
- (ब) पूर्व भुगतान (प्रीपेड) उपभोक्ताओं के प्रकरण में, मासिक आधार पर खपत की गई सभी यूनिट पर 25 पैसा प्रति यूनिट की दर से छूट प्रभावशील होगी और छूट उपरांत प्राप्त होने वाली प्रभावशील दर पर अन्य सभी प्रभारों की गणना की जायेगी। पूर्व भुगतान मीटर का विकल्प देने वाले उपभोक्ता को ऊर्जा प्रभारों के लिये कोई अमानत राशि जमा नहीं करनी होगी।
- (स) आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभार:- मांग अथवा कनेक्टेड लोड अधिक होने पर ऊर्जा प्रभार / नियत प्रभार में किसी प्रकार का अतिरिक्त प्रभार नहीं लगेगा।
- (द) स्वयं के उपयोग हेतु घर के सुधार / उन्नयन कार्य आदि के लिए अस्थायी तौर पर विद्युत की आवश्यकता होने पर, स्थायी मीटर घरेलू संयोजन से अतिरिक्त भार उपयोग हेतु स्थायी कनेक्शन को लगने वाली दर पर मान्य होगा। बशर्ते कुल भार स्वीकृत भार के 130 प्रतिशत से अधिक न हो।
- (ई) अन्य निबन्धन तथा शर्तें वही होंगी, जैसा कि इन्हें निम्न दाव विद्युतदर की सामान्य निबन्धन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किया गया है।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एल.क्षी-2

गैर-घरेलू

प्रयोज्यता:

यह विद्युत-दर शैक्षणिक संस्थाओं जिनमें अभियान्त्रिकी महाविद्यालयों/पालिटेक्निक /औद्योगिक प्रशिक्षण संस्थाओं (जो किसी प्रासंगिक शासकीय निकाय अथवा किसी विश्वविद्यालय द्वारा पंजीकृत/से संबद्ध/द्वारा मान्यता प्राप्त हैं, की कर्मशालाएं (वर्कशाप) तथा प्रयोगशालाएं सम्मिलित हैं), विद्यार्थियों अथवा कामकाजी महिलाओं अथवा खिलाड़ियों हेतु छात्रावासों (शासन द्वारा अथवा वैयक्तिक रूप से संचालित) को प्रकाश, पंखा तथा पावर विद्युत लागू होगी । यह विद्युत-दर रेलवे (कर्षण तथा रेलवे कालोनी/जलप्रदाय के प्रयोजन के अतिरिक्त), दुकानों/प्रदर्शन कक्षों, बैठक-कक्ष (पार्लर), समस्त कार्यालयों, अस्पतालों तथा चिकित्सा परिचर्या सुविधाएं जिनमें प्राथमिक स्वास्थ्य केन्द्र, क्लीनिक(शासकीय, सार्वजनिक एवं निजी संस्थानों के) नर्सिंग-होम सम्मिलित हैं, सार्वजनिक भवनों, अतिथि-गृहों (गेस्ट हाऊस), सर्किट हाऊस, शासकीय विश्राम गृहों, ध-किरण संयंत्र, मान्यता-प्राप्त लघु स्तर के सेवा संस्थानों, क्लब, रेस्टारेंट, खान-पान संबंधी स्थापनाओं , बैठक- हाल, सार्वजनिक मनोरजन स्थलों, सर्कस-प्रदर्शनों, होटलों, सिनेमाघरों, व्यावसायिक कक्षों (यथा अधिवक्ताओं, चार्टर्ड अकाउंटेंट, परामर्शदाताओं, चिकित्सकों आदि) बाटलिंग संयंत्रों, वैवाहिक उद्यान-स्थलों, विवाह-घरों, विज्ञापन-सेवाओं, विज्ञापन पटलों/ होर्डिंग, प्रशिक्षण अथवा कोचिंग संस्थाओं, पेट्रोल पंपों तथा सेवा केन्द्रों , सिलाई दुकानों, वस्त्र धुलाई-घर , व्यायाम-घरों, स्वास्थ्य-क्लबों, मोबाइल संचार हेतु दूरसंचार टावर तथा अन्य कोई संस्था (एल.क्षी 2.1 श्रेणी में सम्मिलित की गई संस्थाओं को छोड़कर) जिन्हें केन्द्रीय/राज्य अधिनियमों के अंतर्गत वाणिज्यिक-कर/सेवा-कर/वेल्यू एडिड टैक्स (वैट)/मनोरंजन-कर/विलास-कर का भुगतान करने संबंधी अर्हता हो, को प्रकाश, पंखा तथा पावर हेतु प्रयोज्य है।

वर्तमान			प्रस्तावित		
उप श्रेणी	ऊर्जा प्रभार पैसे प्रति यूनिट)	मासिक नियत प्रभार (रु..)	उप श्रेणी	ऊर्जा प्रभार पैसे प्रति यूनिट)	मासिक नियत प्रभार (रु..)
	शहरी क्षेत्र/ ग्रामीण क्षेत्र	शहरी क्षेत्र		शहरी क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र
LV 2.1	स्वीकृत भार आधारित विद्युत-दर (केवल 10किलो वाट संयोजित भार तक)	610	130 प्रति किलो वाट	100 प्रति किलो वाट	एल.क्षी. 2.1 स्वीकृत भार आधारित विद्युत-दर (केवल 02 किलो वाट संयोजित भार तक
	अनिवार्य माँग आधारित विद्युत	610	240 प्रति किलो वाट	200 प्रति किलो वाट or	
			LV 2	660	150 प्रति किलो वाट

	दर 10 किलोवाट से अधिक संविदा मांग हेतु		or 192 प्रति किलो वाट बिलिंग मांग पर	160 प्रति किलो वाट बिलिंग मांग पर			
LV 2.2	समस्त खपत की गई यूनिटों पर, यदि मासिक खपत 50 यूनिट से अधिक नहीं है।	620	70 प्रति किलो वाट	55 per kW	एल. व्ही. 2.2 अनिवार्य मांग आधारित विद्युत दर 2 किलोवाट से अधिक संविदा मांग हेतु	700	220 प्रति किलो वाट or 152 प्रति किलो बिलिंग मांग पर
	समस्त खपत की गई यूनिटों पर, यदि मासिक खपत की मात्रा 50 यूनिट से अधिक है।	740	115 प्रति किलो वाट	100 per kW			
	अनिवार्य मांग आधारित विद्युत दर 10 किलोवाट से अधिक संविदा मांग हेतु	640	260 प्रति किलो वाट or 208 प्रति किलो वाट बिलिंग मांग पर	190 प्रति किलो or 152 प्रति किलो बिलिंग मांग पर			
	मेला* हेतु, निम्नदाव पर बहु-विन्दु अस्थाई संयोजन सहित अस्थाई संयोजन	850	220, प्रत्येक किलोवाट अथवा उसके अंश हेतु के लिये स्वीकृत, संयोजित या अभिलिखित भार, जो भी सर्वाधिक हो,	190, प्रत्येक किलोवाट अथवा उसके अंश हेतु के लिये स्वीकृत, संयोजित या अभिलिखित भार, जो भी सर्वाधिक हो,			
	वैवाहिक प्रयोजनों हेतु विवाह उद्यान स्थलों अथवा	850 (न्यूनतम खपत प्रभारों की बिलिंग 6 यूनिट प्रति	रु 85 .प्रति किलोवाट या इसके अंश हेतु, प्रत्येक	रु .65 प्रति किलोवाट या इसके अंश हेतु प्रत्येक 24 घंटे			

	विवाह-घरों अथवा एलवी 2.1 तथा 2.2 श्रेणियों के अन्तर्गत आने वाले अन्य परिसरों हेतु अस्थाई संयोजन	किलोवाट या इसके अंश हेतु, प्रत्येक 24 घंटे की अवधि अथवा इसके किसी अंश हेतु, स्वीकृत अथवा संयोजित अथवा अभिलिखित भार पर, जो भी सर्वाधिक हो, पर की जायेगी जो न्यूनतम रु. 500 की होगी (24 घंटे की अवधि अथवा इसके किसी अंश हेतु, स्वीकृत अथवा संयोजित अथवा अभिलिखित भार पर, जो भी सर्वाधिक हो,	की अवधि अथवा इसके किसी अंश हेतु, स्वीकृत अथवा संयोजित अथवा अभिलिखित भार पर, जो भी सर्वाधिक हो,			
	क्ष-किरण संयंत्र	अतिरिक्त स्थाई प्रभार)रूपये प्रति मशीन प्रति माह (
	एक फेज	540					
	तीन फेज	760					
	दांतों हेतु ध्य किरण संयंत्र	120					

एल.व्ही-2 श्रेणी हेतु विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें :-

- (अ) न्यूनतम खपत: उपभोक्ता को स्वीकृत भार अथवा संविदा मांग (मांग आधारित प्रभारों के प्रकरण में) हेतु प्रति किलोवॉट अथवा उसके किसी अंश पर 180 यूनिट न्यूनतम वार्षिक खपत को प्रत्याभूत (गारंटी) करना होगा। परन्तु, क्ष-किरण इकाई के भार को, न्यूनतम खपत की गणना हेतु उपभोक्ता के संयोजित भार पर विचार करते समय सम्मिलित नहीं किया जाएगा। न्यूनतम खपत की बिलिंग की विधि निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार होगी।
- (ब) आधिक्य मांग के लिए अतिरिक्त प्रभार: इनकी बिलिंग निम्न-दाब विद्युत-दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में दिये अनुसार की जायेगी।
- (स) एल.व्ही. 2.2 के लिए : संयोजित भार 2 किलोवाट से अधिक होने पर मांग आधारित टैरिफ अनिवार्य होगा। अनुज्ञासिधारी के.व्ही.ए/किलोवाट, के.डब्ल्यू.एच, के.व्ही.ए.एच माँग अभिलिखित करने की क्षमता वाला ट्राईवेक्टर / बाइवेक्टर मीटर उपलब्ध करायेगा।
- (द) पूर्व भुगतान (प्रीपेड) उपभोक्ताओं के प्रकरण में, मासिक आधार पर खपत की गई सभी यूनिट पर 25 पैसा प्रति यूनिट की दर से छूट प्रभावशील होगी और छूट उपरांत प्राप्त होने वाली प्रभावशील दर पर अन्य सभी प्रभारों की गणना की जायेगी। पूर्व भुगतान मीटर का विकल्प देने वाले उपभोक्ता को ऊर्जा प्रभारों के लिये कोई अमानत राशि जमा नहीं करनी होगी।
- (ई) अन्य निबन्धन तथा शर्तें वहीं होंगी जैसा कि इन्हें निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबन्धन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किया गया है।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एल.ब्ही-3

सार्वजनिक जलप्रदाय कार्य एवं पथप्रकाश- प्रयोज्यता:

एल.ब्ही. 3 दर लोक स्वास्थ्य यांत्रिकी विभाग या स्थानीय निकायों अथवा ग्राम पंचायतों अथवा कोई अन्य संस्था जिसे शासन द्वारा जलप्रदाय संयंत्रों/ जल-मल संस्थापनों के प्रदाय/ संधारण का दायित्व सौंपा गया हो, की सार्वजनिक उपयोगिता वाली जलप्रदाय योजनाओं, जल-मल शोधन संयंत्रों, जल-मल पंपिंग संयंत्रों और स्थानीय निकाय /न्यासों द्वारा संधारित विद्युत शव-दाह गृहों यातायात संकेतों, सार्वजनिक सड़क बत्तियों तथा सार्वजनिक स्थलों की प्रकाश व्यवस्था मय उद्यानों, नगर भवनों, स्मारकों तथा इनके संस्थानों, संग्रहालयों, सार्वजनिक प्रसाधनों, सार्वजनिक पुस्तकालयों, शासन अथवा स्थानीय निकायों द्वारा संचालित सार्वजनिक वाचनालयों तथा सुलभ शौचालय पर भी लागू होंगी।

टीप: निजी जल प्रदाय योजनाएँ, संस्थाओं द्वारा स्वयं के उपयोग/कर्मचारियों / टाऊनशिपों हेतु चलाई जा रही जलप्रदाय योजनाएं आदि इस श्रेणी के अन्तर्गत नहीं आएंगी। इनकी बिलिंग समुचित टैरिफ श्रेणी के अन्तर्गत की जाएंगी, जिससे वह संस्था संबद्ध है। यदि जलप्रदाय का उपयोग दो या इससे अधिक प्रयोजनों हेतु किया जा रहा है, तो ऐसी दशा में सम्पूर्ण खपत के लिए उच्चतर विद्युत-दर (टैरिफ) प्रयोज्य होगी।

टैरिफ :-

टैरिफ निम्न तालिका अनुसार लागू होगा :-

वर्तमान			प्रस्तावित				
उपभोक्ता की श्रेणी प्रयोज्यता / क्षेत्र	ऊर्जा प्रभार	मासिक स्थाई प्रभार	न्यूनतम प्रभार	उपभोक्ता की श्रेणी प्रयोज्यता / क्षेत्र	ऊर्जा प्रभार	मासिक स्थाई प्रभार	न्यूनतम प्रभार
L.V.3.1 सार्वजनिक जल प्रदाय	(पैसे) प्रति (यूनिट	रूपये प्रति किलो वॉट	L.V.3 सार्वजनिक जल प्रदाय एवं पथ प्रकाश	पैसे प्रति (यूनिट	रूपये प्रति किलो वॉट		
नगर निगम /छावनी परिषद	520	240	कोई न्यूनतम प्रभार नहीं	नगर निगम /छावनी परिषद/ नगर पालिका / नगर पंचायत/ ग्राम पंचायत			कोई न्यूनतम प्रभार नहीं
नगर पालिका / नगर पंचायत	500	230					
ग्राम पंचायत	490	100					
अस्थाई विद्युत प्रदाय	प्रयोज्य विद्युत दर का 1.3 गुना						
L.V.3.2 पथप्रकाश-							
नगर निगम /छावनी परिषद	520	350	कोई न्यूनतम प्रभार नहीं				
नगर पालिका / नगर पंचायत	500	320					
ग्राम पंचायत	490	100					

एल.ब्ही-3 श्रेणी हेतु विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें

(अ) अन्य निबंधन तथा शर्तें वही होंगी जैसा कि इन्हें निम्नदाव विद्युत दर की सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किया गया है।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एल.बी-4

निम्नदाब उद्योग

प्रयोज्यता:

विद्युत दर एल.बी-4 विद्युत दर एल.बी-4 प्रिंटिंग प्रेस अथवा अन्य कोई औद्योगिक संस्थाओं तथा कर्मशालाओं जहां कोई प्रसंस्करण अथवा विनिर्माण कार्य), टायररीट्रेडिंग को सम्मिलित करते - हुए, सम्पन्न होके लिए लाईट (, पंखा या उपकरणों के प्रचालन हेतु लागू होगी। ये विद्युतदरें - शीतागार, गुड बनाने वाली मशीनों, आठा चक्रियों , मसाला चक्रियों , हलर, खाण्डसारी इकाईयों , ओटाई तथा प्रेसिंग इकाईयों (जिनिग), गन्ना पिराई क्रेशरों गन्ने का रस निकालने) करघों-विद्युत (वाली मशीनों को सम्मिलित करते हुए, दालमिलों, बेसन मिलों तथा बर्फखानों तथा अन्य कोई विनिर्माण अथवा प्रसंस्करण इकाईयों (बाटलिंग संयत्रों को छोड़कर), खाद्य पदार्थों का उत्पादन प्रसंस्करण अथवा / उसका संरक्षणइसके शेल्फ जीवन काल में अभिवृद्धि के / जहां दूध का प्रसंस्करण अन्य दुग्ध उत्पादों के) लिए की जाने वाली प्रोसेसिंग तथा डेरी इकाईयों उत्पादन के लिए, शीतलीकरण , पाश्वुरीकरण आदि को छोड़कर होता हो) हेतु भी लागू होंगी।

टैरिफ :-

उप श्रेणी	उपभोक्ताओं की श्रेणी	वर्तमान			प्रस्तावित		
		मासिक स्थाई प्रभार (रूपये)		ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)	उप श्रेणी	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये)	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)
		शहरी क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र	शहरी/ग्रामीण क्षेत्र			
4.1	गैरउपभोक्ता (नॉन सीजनल) मौसमी-						
4.1 अ	मांग आधारित विद्युत दर (संविदा मांग 150 एचपी / 112 किलो वॉट तक	बिलिंग मांग पर 285 प्रति किलोवाट/ 228 प्रति केवीए	बिलिंग मांग पर 180 प्रति किलोवाट अथवा रु 144 प्रति केवीए	630	एल.बी.4 औद्योगिक (संविदा मांग 150 एचपी / 112 किलो वॉट तक	बिलिंग मांग पर 275 प्रति किलोवाट/ 220 प्रति केवीए	705
4.1 ब	अस्थाई संयोजन	प्रयोज्य विद्युत दर का 1.3 गुना					

*20 एच.पी. तक संविदा मांग वाले उपभोक्ताओं के मामले में ऊर्जा प्रभार एवं नियत प्रभार, ऊपर दी गई सारिणी में दर्शित विद्युत दर श्रेणी में 30 प्रतिशत कम दर पर प्रभारित किये जावेंगे।

उप श्रेणी	उपभोक्ताओं की श्रेणी	वर्तमान			प्रस्तावित		
		मासिक स्थाई प्रभार (रूपये)		ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)	उप श्रेणी	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये)	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)
		शहरी क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र	शहरी/ग्रामीण			

				क्षेत्र		यूनिट(
4.2		मौसमी उपभोक्ता मौसम की अवधि निरंतर)180 दिवस से अधिक की न होगीका (ऑफ सीजन) यदि धोषित मौसम अथवा मौसम बाह्य (विस्तार दो टैरिफ अवधियों के अन्तर्गत होता है, तो विद्युतदर - तत्संबंधी अवधि हेतु प्रयोज्य होगी।				
4.2 अ	मौसम के दौरान	गैरमौसमी - उपभोक्ताओं के अनुरूप सामान्य दर-विद्युत	गैरमौसमी - उपभोक्ताओं के अनुरूप सामान्य विद्युतदर-	गैरमौसमी - उपभोक्ताओं के अनुरूप सामान्य विद्युतदर-		
4.2 ब	मौसम बाह्य	गैरमौसमी - उपभोक्ताओं के अनुरूप सामान्य विद्युतदर-, संविदा मांग के 10 प्रतिशत अथवा वास्तविक अभिलिखित मांग पर, जो भी अधिक हो	गैरमौसमी - उपभोक्ताओं के अनुरूप सामान्य दर-विद्युत, संविदा मांग के 10 प्रतिशत अथवा वास्तविक अभिलिखित मांग पर, जो भी अधिक हो	गैर मौसमी- उपभोक्ताओं के अनुरूप सामान्य विद्युत दर का- 120 प्रतिशत		कोइ दर इस श्रेणी हेतु प्रसतावित नहींहै।

निबंधन तथा शर्तें

- अ. उपभोक्ता की प्रत्येक माह में अधिकतम मांग, उपभोक्ता के प्रदाय बिन्दु पर उक्त माह में किन्हीं निरंतर पन्द्रह मिनट की अवधि हेतु प्रदाय की गई अधिकतम किलोवाट एम्पीयर आवर्स की मात्रा के चार गुना के बराबर मानी जाएगी।
- ब. सभी निम्नदाब औद्योगिक उपभोक्ताओं को मांग आधारित दर अनिवार्य है एवं अनुजमिथारी मांग, के.व्ही.ए./ किलो वॉट, के.डब्ल्यू.एच., के.डब्ल्यू.ए.एच. तथा खपत के समय, को दर्ज करने में सक्षम बाइवेक्टर / ट्राइवेक्टर मीटर उपलब्ध कराएगा।
- स. न्यूनतम खपत:- निम्नानुसार लागू होगी:-

 - i. उपभोक्ता को संविदा मांग अथवा उसके अंश पर 180 यूनिट प्रति अश्वशक्ति न्यूनतम वार्षिक खपत प्रत्याभूत करनी होगी, जो इस तथ्य से असंबद्ध होगी कि वर्ष के दौरान किसी विद्युत की खपत की गई है अथवा नहीं।
 - ii. यदि उपभोक्ता की वास्तविक खपत मासिक न्यूनतम खपत (किलोवाट आवर में) से कम हो तो उपभोक्ता को न्यूनतम 15 यूनिट प्रति अश्वशक्ति प्रति माह की मासिक बिलिंग की जाएगी।

- iii. न्यूनतम खपत हेतु बिलिंग की विधि निम्न दाब विद्युत-दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार होगी।
- द आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभार: इनकी बिलिंग निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों के अनुरूप की जाएगी।
- इ अन्य निबंधन तथा शर्तें वही होंगी, जैसा कि इन्हें निम्न दाब विद्युतदर की सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किया गया है।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एल.क्ही-5

कृषि एवं संबंधित गतिविधियां

प्रयोज्यता :

टैरिफ दर एल.क्ही-5.1 कृषि संबंधी पंप संयोजनों, भूसा काटने वाले उपकरणों, श्रेशर, अनाज पचारने वाली मशीनों, बीजारोपण मशीनों तथा पशुओं के उपयोग हेतु कृषि पंपों द्वारा निकाले गये जल सहित उद्वहन सिंचाई योजनाओं हेतु सिंचाई पंप के संयोजनों पर प्रयोज्य होंगी ।

टैरिफ दर एल.क्ही-5.2 नर्सरी-फूल / पौधे / पौध (सैपलिंग) / फल उगाने वाली रोपणियों, चारागाह (ग्रासलैंड) तथा कुकुरमुत्ता (मशरूम) उगाने हेतु लिए गए संयोजनों पर प्रयोज्य होंगी ।

टैरिफ दर एल.क्ही-5.3 मत्स्य तालाबों, एक्साक्ल्वर, रेशम उद्योग (सेरीकल्चर), अण्डा सेने के स्थानों (हैचरी), कुक्कुट पालन केन्द्रों, पशु-प्रजनन केन्द्रों तथा केवल उन्हीं डेरी इकाईयों, जहाँ केवल दूध निकालने तथा इसका प्रसंस्करण करने जैसे कि शीतलीकरण, पाश्वरीकरण आदि का कार्य किया जाता है, हेतु संयोजन पर प्रयोज्य होगी ।

टैरिफ दर एल.क्ही-5.4 स्थायी कृषि पंप संयोजनों, भूसा काटने वाले उपकरणों, श्रेशर, अनाज पचारने वाली मशीनों, बीजारोपण मशीनों एवं पशुओं के उपयोग हेतु कृषि पंपों द्वारा निकाले गये जल सहित उद्वहन सिंचाई योजनाओं हेतु सिंचाई पंप हेतु संयोजनों पर प्रयोज्य होगी । यह शुल्क गौशालाओं से जुड़े खेतों में चारे की खेती में सिंचाई के लिए भी लागू होगा ।

टैरिफ :-

वर्तमान				प्रस्तावित			
क्रमांक	उपश्रेणी-	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये)	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)	क्रमांक	उपश्रेणी-	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये में)	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)
एलक्ही. - 5.1				एलक्ही. - 5.1			
अ (i)	प्रथम 300 यूनिट प्रतिमाह	35	430	अ (i)	प्रथम 300 यूनिट प्रतिमाह	40	470
(ii)	माह में 300 यूनिट से अधिक 750 यूनिट तक	45	515	(ii)	माह में 300 यूनिट से अधिक 750 यूनिट तक	45	580
(iii)	माह के अतर्गत, शेष यूनिटों हेतु	45	545	(iii)	माह के अतर्गत, शेष यूनिटों हेतु	50	630
ब)	अस्थाई संयोजन	45	559				
स)	समूह उपभोक्ताओं हेतु मीटरीकृत वितरण ट्रांसफार्मर	00	390				

वर्तमान				प्रस्तावित			
क्रमांक	उपश्रेणी-	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये)	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)	क्रमांक	उपश्रेणी-	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये में)	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)
एल.ब्ही. 5.2				एल.ब्ही. 5.2			
ए (i)	प्रथम 300 यूनिट प्रतिमाह	35	430	अ) (i)	प्रथम 300 यूनिट प्रतिमाह	40	470
(ii)	माह में 300 यूनिट से अधिक 750 यूनिट तक	45	515	(ii)	माह में 300 यूनिट से अधिक 750 यूनिट तक	45	580
(iii)	माह के अंतर्गत, शेष यूनिटों हेतु	45	545				
ब)	अस्थाई संयोजन	45	559	(iii)	माह के अंतर्गत, शेष यूनिटों हेतु	50	630
एल.ब्ही. 5.3				एल.ब्ही. 5.3			
अ	शहरी क्षेत्रों में, 25 अश्वशक्ति तक	90 प्रति अश्वशक्ति	490	स्वीकृत भार आधारित टैरिफ			
ब	ग्रामीण क्षेत्रों में, 25 अश्वशक्ति तक	70 प्रति अश्वशक्ति	470	अ	स्वीकृत भार एवं संयोजित भार 25 अ.श. तक	100 प्रति अ.श.	490
स	मांग आधारित विद्युत-दर शहरी क्षेत्रों में)150 अश्वशक्ति तक की संविदा मांग तथा संयोजित भार पर(230 प्रति किलोवॉट अथवा 184 प्रति केवीए, बिलिंग मांग पर	580	मांग आधारित टैरिफ			
द	मांग आधारित विद्युत दर ग्रामीण क्षेत्रों में)150 अश्वशक्ति तक की संविदा मांग तथा संयोजित भार पर(110 प्रति किलोवॉट अथवा 88 प्रति केवीए बिलिंग मांग पर	580	ब	25 अ.श. से अधिक स्वीकृत भार एवं संयोजित भार हेतु अनिवार्य टैरिफ। संविदा मांग 150 अ.श. तक	बिलिंग मांग का 160 प्रति किलो वॉट या 128 रु. प्रति के.ब्ही.ए.	620
एल.ब्ही. 5.4				एल.ब्ही. 5.4			
	कृषि सम दर (फ्लेट रेट) अनुदान रहित*	माह अप्रैल से सितम्बर हेतु उपभोक्ता द्वारा देय राशि प्रति अश्वशक्ति छः माह की अवधि हेतु	माह अक्टूबर से माह मार्च हेतु उपभोक्ता द्वारा देय राशि प्रति अश्वशक्ति छः माह की अवधि हेतु		कृषि सम दर (फ्लेट रेट) अनुदान रहित*	माह अप्रैल से सितम्बर हेतु उपभोक्ता द्वारा देय राशि प्रति अश्वशक्ति छः माह की अवधि हेतु	माह अक्टूबर से माह मार्च हेतु उपभोक्ता द्वारा देय राशि प्रति अश्वशक्ति छः माह की अवधि हेतु

वर्तमान				प्रस्तावित			
क्रमांक	उपश्रेणी-	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये)	ऊर्जा प्रभार (ऐसे प्रति यूनिट)	क्रमांक	उपश्रेणी-	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये में)	ऊर्जा प्रभार (ऐसे प्रति यूनिट)
	तीन फेसशहरी-	700	700	तीन फेस-	700	700	700
	तीन फेसग्रामीण-	700	700				
	एकल फेसशहरी-	700	700	एकल फेस-	700	700	700
	एकल फेसग्रामीण-	700	700				

1 कृपया निबंधन एवं शर्तों हेतु पैरा*2 देखें

टीप :- शहरी क्षेत्र के ऐसे कृषि उपभोक्ता जो अलग किये गये कृषि फीडर के अलावा अन्य फीडर से विद्युत प्राप्त कर रहे हैं। उनके कनेक्शन पर मीटर लगाकर मीटर्ड टेरिफ से बिलिंग की जावेगी। मीटर लगने तक ऐसे उपभोक्ताओं को फलेट रेट दर पर बिलिंग की जावेगी। इस प्रकार के सभी संयोजनों पर दि. 31.03.2020 तक विद्युत वितरण कंपनियाँ मीटर लगाना सुनिश्चित करेंगी।

एल5-व्ही. श्रेणी हेतु विशिष्ट निबंधन तथा शर्ते

- 1.1 **विद्युत दर सूची एल व्ही 5.1 के अंतर्गत उपभोक्ताओं की बिलिंग:** विद्युत दर सूची एल व्ही 5.1 के तहत उपभोक्ताओं की बिलिंग मीटर में दर्ज की गई खपत के आधार पर मासिक आधार पर की जायेगी। इस अनुसूची के अंतर्गत अमीटरीकृत अस्थाई संयोजन की बिलिंग टैरिफ अनुसूची 1.3)III) के आधार पर आंकलन की गई खपत के लिये की जायेगी।
- 1.2 **विद्युत दर सूची एल व्ही 5.4 के अंतर्गत उपभोक्ता की बिलिंग:-** विद्युत दर अनुसूची एल .व्ही. 5.4 के अनुसार उपभोक्ता द्वारा देय दरें अनुदान के अतिरिक्त हैं। विद्युत दर सूची एल व्ही 5.4 के तहत आने वाले उपभोक्ता के बिल की गणना अनुसूची एल व्ही 5.1 की दरों के आधार पर, इस अनुसूची की शर्त क्रमांक खपत आंकलन के आधार पर की जायेगी। .श.में वर्णित प्रति अ 1.3 उपभोक्ता द्वारा विद्युत दर अनुसूची एल व्ही5.4 के तहत निर्दिष्ट दरों पर भुगतान किया जायेगा तथा बिल की शेष राशि का भुगतान राज्य सरकार द्वारा वितरण लाईसेंसी को अग्रिम अनुदान के रूप में किया जायेगा।
- 1.3 **एल .वी.5.1 और एल .वी.5.4 के लिए ऊर्जा लेखा एवम लेखांकन के आधार**
 - I. दर अनुसूची एलवी 5.1 और एल .वी.5.4 के लिए लेखापरीक्षा और लेखा प्रयोजनों, हेतु मीटरीकृत उपभोक्ताओं को बिल की गई वास्तविक खपत पर विचार किया जाएगा।
 - II. एल .वी.5.4 श्रेणी के अंतर्गत अमीटरीकृत कृषि उपभोक्ताओं की बिलिंग हेतु आंकलित खपत निम्न तालिका में दर्शायेनुसार होगी।

विवरण	यूनिट प्रति माह, प्रति अस्वीकृत भार अथवा उसके अंश हेतु .श.	
	शहरी क्षेत्र / ग्रामीण क्षेत्र	
मोटर पम्प का प्रकार	अप्रैल से सितंबर	अक्टूबर से मार्च
सिंगल फेस	95	170
त्री फेस	95	180

III. एल .वी.5.1 श्रेणी के अंतर्गत अमीटरीकृत अस्थाई कृषि उपभोक्ताओं हेतु, आंकलित खपत निम्न तालिका में दर्शायेनुसार होगी:

विवरण	प्रति अया उसके अंश के स्वीकृत भार के लिए यूनिट प्रतिमाह.श.	
मोटर पम्प का प्रकार	शहरी क्षेत्र	ग्रामीण क्षेत्र
तीन फेज	220	195
एकल फेज	230	205

1.4 अस्थाई विद्युत प्रदाय हेतु विकल्प देने वाले उपभोक्ताओं को तीन माह के अग्रिम प्रभारों का भुगतान करना होगा। इनमें वे उपभोक्ता भी शामिल होंगे जो केवल एक माह हेतु संयोजन का लाभ लेने हेतु अनुरोध करते हैं। यह बढ़ाई गई अवधि हेतु समयसमय पर की गई संपूर्ति तथा - संयोजन विच्छेद उपरान्त अन्तिम देयक के अनुसार समायोजन के अध्याधीन होगा। फसलों की श्रेष्ठिंग के प्रयोजन से अस्थाई संयोजन के संबंध में केवल रबी तथा खरीफ मौसम के अन्त में एक माह की अवधि हेतु एक माह के प्रभारों के अग्रिम भुगतान पर अस्थाई संयोजन प्रदाय किया जा सकेगा।

1.5 न्यूनतम खपत:

- (i) **मीटरीकृत कृषि संबंधी उपभोक्ताओं हेतु-एल व्ही) 5.1 एवं एल5.2 .व्ही.):** उपभोक्ता को माह अप्रैल से सितम्बर तक प्रतिमाह संयोजित भार पर प्रतिमाह प्रति अश्वशक्ति अथवा उसके किसी अंश की न्यूनतम खपत 30 यूनिट तथा माह अक्टूबर से मार्च तक संयोजित भार पर प्रतिमाह प्रति अश्वशक्ति प्रतिमाह अथवा उसके किसी अंश की न्यूनतम खपत 90 यूनिट प्रत्याभूत करनी होगी, चाहे माह के दौरान किसी विद्युत की खपत की गई हो या नहीं।
- (ii) **कृषि के अलावा अन्य उपयोग हेतु (एल व्ही-5.3):**
 - (अ) उपभोक्ता को सर्विंदा मांग अथवा उसके अंश पर 180 यूनिट प्रति अश्वशक्ति न्यूनतम वार्षिक खपत प्रत्याभूत करनी होगी, जो इस तथ्य से असंबद्ध होगी कि वर्ष के दौरान किसी विद्युत की खपत की गई है अथवा नहीं।
 - (ब) यदि उपभोक्ता की वास्तविक खपत मासिक न्यूनतम खपत (किलोवाट आवर में) से कम हो तो उपभोक्ता को न्यूनतम 15 यूनिट प्रति अश्वशक्ति प्रति माह की मासिक बिलिंग की जाएगी।

- (स) न्यूनतम खपत हेतु बिलिंग की विधि निम्न दाब विद्युत-दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार होगी।
- 1.6 आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभार: इनकी बिलिंग विधि निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार होगी।
- 1.7 विलंबित भुगतान अधिभार एल.व्ही. 5.4 फ्लैट दर पर कृषि उपभोक्ताओं के मामले में तत्संबंधी - 100/- की बकाया राशि के प्रत्येक ब्लॉक या अंश के लिए 1/- रुपए प्रति माह की दर से लगाया जाएगा। इस टैरिफ अनुसूची की अन्य उप श्रेणियों के लिए विलंबित भुगतान अधिभार निम्न दाब टैरिफ की शर्तों के तहत निर्दिष्ट अनुसार बिल किया जाएगा।
- 1.8 पावर सर्किट से पंप पर या उस के समीप 20 वाँट का एक सी बल्व लगाने /डी.ई.एल / .एल.एफ. की अनुमति होगी।
- 1.9 एकल फेज पर उपलब्ध विद्युत प्रदाय के दौरान बाह्य उपकरण की स्थापना से तीनफेज कृषि पंप - के उपयोग को विद्युत की अवैध निकासी माना जाएगा तथा त्रुटिकर्ता उपभोक्ता के विरुद्ध विद्यमान नियमों तथा विनियमों के अंतर्गत कार्यवाही की जाएगी।
- 1.10 अन्य निबंधन तथा शर्तें वहीं होंगी जैसा कि इन्हें निम्नदाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किया गया है।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एल.क्ही-6

ई-व्हीकल एवं ई-रिक्शा चार्जिंग स्टेशन

प्रयोज्यता :

ई-व्हीकल / ई-रिक्शा आदि को चार्ज करने के लिए यह दर प्रयोज्य होगी। यद्यपि अन्य उपभोक्ताओं द्वारा स्वयं के ई-रिक्शा या ई-व्हीकल की चार्जिंग जिस श्रेणी के स्थायी विद्युत कनेक्शन से की जाती है, तो उसी श्रेणी की विद्युत दर प्रयोज्य होगी।

टैरिफ :-

श्रेणी	वर्तमान		प्रस्तावित	
	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये)	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये)	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)
ई-व्हीकल / ई- रिक्शा चार्जिंग स्टेशन	100 प्रति के.व्ही.ए. या 125 रूपये प्रति कि.वॉट बिलिंग डिमांड पर	600	100 प्रति के.व्ही.ए. या 125 रूपये प्रति कि.वॉट बिलिंग डिमांड पर	600

निबंधन तथा शर्तें 6 .व्ही.एल -:श्रेणी हेतु

- (अ) आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभार: इनकी बिलिंग विधि निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार होगी।
- (ब) इस श्रेणी के उपभोक्ताओं को मांग आधारित दर अनिवार्य है, एवं अनुज्ञासिधारी मांग, के./ए.व्ही. किलो वॉट, के.एच.डब्ल्यू., केतथा खपत के समय .एच.ए.डब्ल्यू., को दर्ज करने में सक्षम बाइबेक्टर ट्राइबेक्टर मीटर उपलब्ध कराएगा। /
- (स) अन्य निबंधन तथा शर्तें वहीं होंगी जैसा कि इन्हें निम्नदाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किया गया है।

निम्नदाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तें :-

1. ग्रामीण क्षेत्रों से अभिप्राय है ऐसे क्षेत्र जिन्हें मध्य प्रदेश शासन की अधिसूचना क्रमांक /2010एफ-2006/13/05/13दि 25.03.2006 .से अधिसूचित एवं समय समय पर संशोधित किया गया है । शहरी क्षेत्रों से अभिप्राय ऐसे समस्त क्षेत्रों से है, जिन्हें मशासन द्वारा ग्रामीण क्षेत्रों के रूप .प्र. में अधिसूचित नहीं किया गया है ।
2. पूर्णांक करनासमस्त देयकों को निकटतम रूपये की राशि तक पूर्णांक किया जाएगा -: अर्थात् 49 पैसे से अधिक की राशि को अगले रूपये तक 50 पैसे तक की राशि की उपेक्षा की जाएगी तथा पूर्णांक किया जाएगा ।
3. बिलिंग मांग: मांग आधारित टैरिफ के प्रकरण में, माह हेतु बिलिंग मांग, माह के दौरान उपभोक्ता की वास्तविक अधिकतम केवीए मांग अथवा संविदा मांग का प्रतिशत 90, इसमें से जो भी अधिक हो, होगी। बिलिंग मांग को निकटतम अंक तक पूर्णांक किया जाएगा अर्थात् या अधिक भाग को 0.5 अगले उच्चतर पूर्णांक में पूर्णांकित किया जाएगा तथा भाग की उपेक्षा की जाएगी । से नीचे के 0.5
4. स्थाई प्रभारों की बिलिंग स्थाई प्रभारों की बिलिंग के प्रयोजन से - , आंशिक भार को, जब तक अन्यथा स्पष्ट न किया गया हो, निकटतम अंक तक पूर्णांक किया जाएगा अर्थात् या अधिक भाग 0.5 से नीचे के भाग को छोड़ दिया जाएगा। 0.5 को अगले उच्चतर पूर्णांक में पूर्णांकित किया जाएगा माना जाएगा । .वाँ.कि / .श.से कम भार को एक अ .वाँ.कि / .श.तथापि एक अ
5. न्यूनतम खपत की बिलिंग की विधि:
 - (अ) मीटरीकृत कृषि उपभोक्ताओं एवं कृषि उपभोक्ताओं को छोड़कर हॉटीकल्चर गतिविधियों हेतु एल व्ही 5.1 एवं एल व्ही 5.2 की बिलिंग: उपभोक्ता, जिसकी वास्तविक खपत उस श्रेणी के लिये निर्धारित मासिक न्यूनमत खपत से कम है, को निर्धारित न्यूनतम मासिक खपत का बिल किया जायेगा ।
 - (ब) अन्य उपभोक्ताओं के लिए: (जहां लागू हो)
 - उपभोक्ता की बिलिंग उसकी श्रेणी हेतु प्रति माह विनिर्दिष्ट की गई वार्षिक न्यूनतम प्रत्याभूत खपत (किलोवाट ऑवर में) के बारहवें (1/12) भाग पर की जाएगी, यदि वास्तविक खपत उपरोक्त उल्लेखित की गई न्यूनतम खपत से कम है ।
 - माह, जिसमें वास्तविक संचित खपत वार्षिक न्यूनतम प्रत्याभूत खपत के बराबर अथवा इससे अधिक हो जाती है तो वित्तीय वर्ष के अनुवर्ती महीनों में न्यूनतम मासिक खपत हेतु और आगे बिलिंग नहीं की जाएगी तथा केवल वास्तविक अभिलिखित खपत की बिलिंग ही की जाएगी ।

- जिस माह में उपभोक्ता की संचयी वास्तविक अथवा बिल की गई मासिक खपत संचयी मासिक समानुपातिक वार्षिक न्यूनतम प्रत्याभूत खपत से अधिक हो जायेगी उस माह में न्यूनतम टैरिफ खपत को समायोजित किया जायेगा । यदि वास्तविक संचयी खपत उस माह में समायोजित नहीं हो पाती है तो इस प्रकार के समायोजनों को वित्तीय वर्ष के अनुवर्ती महीनों में भी जारी रखा जाएगा। निम्न उदाहरण विद्युत खपत की मासिक बिलिंग की प्रक्रिया प्रदर्शित करता है, जहां 1200 किलोवाट आवर वार्षिक खपत के आधार पर आनुपातिक मासिक न्यूनतम खपत 100 किलोवाट आवर है।

माह	वास्तविक संचयी खपत (किवाघंटे .)	संचयी न्यूनतम खपत (किवाघंटे .)	2 तथा 3 में से जो भी अधिक हो	वर्ष के दौरान अद्यतन बिल की गई खपत (किवाघंटे .)	यूनिट संख्या जिसकी माह के दौरान बिलिंग की जाना है)4-5) किवाघंटे .)
1	2	3	4	5	6
अप्रैल	95	100	100	0	100
मई	215	200	215	100	115
जून	315	300	315	215	100
जुलाई	395	400	400	315	85
अगस्त	530	500	530	400	130
सितम्बर	650	600	650	530	120
अक्टूबर	725	700	725	650	75
नवम्बर	805	800	805	725	80
दिसम्बर	945	900	945	805	140
जनवरी	1045	1000	1045	945	100
फरवरी	1135	1100	1135	1045	90
मार्च	1195	1200	1200	1135	65

6. आधिक्य मांग अथवा आधिक्य संयोजित भार हेतु अतिरिक्त प्रभार: इसकी बिलिंग निम्न प्रक्रिया के अनुसार की जाएगी:

अ. उपभोक्ता जो मांग आधारित विद्युत दर :का विकल्प प्रस्तुत करते हैं (टैरिफ) मांग आधारित विद्युत दर पर विद्युत प्राप्त करने वाले उपभोक्ताओं को अपनी वास्तविक उच्चतम मांग, संविदा मांग के अंतर्गत सीमित रखनी होगी। तथापि, यदि किसी माह के दौरान वास्तविक अधिकतम अभिलिखित मांग, संविदा मांग के 120 प्रतिशत से अधिक हो जाती है, तो इस अनुसूची के अन्तर्गत विद्युतदर - 1 संविदा मांग की20 प्रतिशत की सीमा हेतु ही लागू होगी। ऐसे प्रकरण में उपभोक्ता को संविदा मांग के 11अभिलिखित मांग (जिसे आधिक्य मांग कहा गया है) अधिक के अध्याधीन प्रतिशत से 5 हेतु तथा तत्संबंधी खपत हेतु निम्न दरों के अनुसार प्रभारित किया जाएगा:-

- आधिक्य मांग हेतु ऊर्जा प्रभार :- अतिरिक्त मांग या अतिरिक्त संयोजित भार की वजह से कोई अतिरिक्त शुल्क ऊर्जा पर लागू नहीं कर रहे हैं।
- आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभार: इन प्रभारों की बिलिंग निम्नानुसार की जाएगी:

1. आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभार जब अभिलिखित अधिकतम मांग संविदा मांग की 120 % तक हो:- संविदा मांग के 120 % तक मांग हेतु, स्थाई प्रभारों की सामान्य दर पर प्रभारित किया जाएगा ।

2. आधिक्य मांग हेतु स्थाई प्रभार जब अभिलिखित अधिकतम मांग संविदा मांग का 120 % से अधिक हो:- जब अभिलिखित मांग से संविदा मांग से 20% से अधिक हो स्थाई प्रभारों के अतिरिक्त, संविदा मांग 20% प्रतिशत से अधिक अभिलिखित की गई मांग हेतु, स्थाई प्रभारों को, स्थाई प्रभारों की सामान्य दर के 2 गुना दर पर प्रभारित किया जाएगा।

ब . वे उपभोक्ता जो संयोजित भार आधारित टैरिफ के लिए विकल्प प्रस्तुत करते हैं : उपभोक्ता संयोजित भार आधारित टैरिफ के लिए विकल्प प्रस्तुत करता है वह अपने वास्तविक संयोजित भार को स्वीकृत भार के अंदर प्रतिबंधित करेगा । हालांकि, किसी महीने में यदि वास्तविक संयोजित भार, स्वीकृत भार के 120% से अधिक हो जाता है तो इस सूची में दी गई विद्युत दर स्वीकृत भार के 120% तक ही लागू होगी । उपभोक्ता को स्वीकृत भार के 120% से अधिक पाये गये संयोजित भार जिसे आधिक्य भार कहा जाता है एवं तत्संबंधी खपत को निम्नांकित दरों के अनुसार प्रभारित किया जा

(i) आधिक्य मांग हेतु ऊर्जा प्रभार : अतिरिक्त मांग या अतिरिक्त संयोजित भार की वजह से कोई अतिरिक्त शुल्क ऊर्जा र लागू नहीं कर रहे हैं ।

(ii)आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभार :उस अवधि के लिए जिसके लिए आधिक्य भार का उपयोग उपरोक्त कंडिका की स्थिति में (एक) निर्धारित किया गया हो, ये प्रभार निम्नानुसार बिल किये जायेंगे ।

1 आधिक्य भार हेतु नियत प्रभार यदि संयोजित स्वीकृत भार के 120 %तक पाया जाता है :संविदा मांग के 120% तक मांग हेतु, स्थाई प्रभारों की सामान्य दर पर प्रभारित किया जाएगा ।

2 आधिक्य भार हेतु नियत प्रभार यदि भार स्वीकृत भार के 120 %से अधिक पाया जाता -जब अभिलिखित मांग से संविदा मांग से 20% से अधिक हो स्थाई प्रभारों के अतिरिक्त, संविदा मांग 20% प्रतिशत से अधिक अभिलिखित की गई मांग हेतु, स्थाई प्रभारों को, स्थाई प्रभारों की सामान्य दर के 2 गुना दर पर प्रभारित किया जाएगा।

स . उपभोक्ताओं को अतिरिक्त संयोजित भार या आधिक्य मांग, के लिए उपरोक्त बिलिंग किसी आयोग या किसी अन्य कानून के तहत अधिसूचित विनियमों के तहत उपलब्ध

कराए गए अधिकारों एवं वितरण अनुज्ञासिधारी के अनुबंध पुनरीक्षित करने की मांग के अधिकार पर पूर्वाग्रह बिना हैं।

द. प्रत्येक माह के दौरान, किसी उपभोक्ता की अधिकतम मांग की गणना, उपभोक्ता के प्रदाय बिन्दु पर उक्त माह के दौरान किसी 15 मिनट की निरन्तर अवधि हेतु प्रदाय की गई अधिकतम किलो बोल्ट एम्पीयर आवर्स का चार गुना के रूप में की जाएगी।

इ. निम्नदाब उपभोक्ताओं के द्वारा विद्युत सप्लाई कोड 2013 के तहत स्वीकृत भार या अधिकतम संविदा मांग से वास्तविक अभिलिखित अधिकतम मांग या स्वीकृत भार अधिक पाया जाता है तो उन्हें लागू निम्नदाब टैरिफ से बिलिंग की जाएगी तथा अतिरिक्त भार या अतिरिक्त मांग पर उपरोक्तानुसार बिन्दु (ए) तथा बिन्दु (बी) के अनुसार अतिरिक्त प्रभार की बिलिंग की जावेगी। निम्नदाब हेतु लागू निबंधन एवं शर्तों की कंडिका 8 (ए) भी इन पर लागू होगी।

7. प्रोत्साहन / छूट :

- (a) तत्पर भुगतान हेतु छूट : ऐसे प्रकरणों में, जहां देयक का भुगतान निर्धारित भुगतान तिथि से कम से कम 7 दिवस पूर्व कर दिया जाता है, देयक राशि (बकाया राशि, सुरक्षा जमा, मीटर किराया एवं शासकीय कानूनी उगाही यथा विद्युत शुल्क एवं उपकर आदि को छोड़कर) के तत्पर भुगतान पर 0.5 प्रतिशत की दर से प्रोत्साहन प्रदान किया जायेगा। वे उपभोक्ता जिनके विरुद्ध देयकों की राशि बकाया हो, को इस छूट की पात्रता नहीं होगी। यह छूट चालू माह का बिल 10 हजार या उससे अधिक होने पर लागू होगा।
- (b) देयकों के ऑनलाइन भुगतान पर निम्नदाब उपभोक्ताओं को छूट :- उपभोक्ता को ऑन लाइन बिल का भुगतान करने पर कुल राशि का 0.5 प्रतिशत अधिकतम 20/- रूपये तथा न्यूनतम 5/- रूपये प्रति बिल छूट लागू होगी। यह छूट पीएसपी को दी जाने वाली गेटवे चार्जेस को घटाकर दी जावेगी।
- (c) ऊर्जा कारक प्रोत्साहन:- यदि उपभोक्ता का औसत मासिक ऊर्जा कारक 85 प्रतिशत के बराबर या इससे अधिक हो तो प्रोत्साहन निम्नानुसार भुगतान योग्य होगा:-

भार कारक (पावर फैक्टर)	बिल किये गये ऊर्जा प्रभारों पर भुगतान योग्य प्रोत्साहन प्रतिशत
85 प्रतिशत से अधिक तथा 90 प्रतिशत तक	2%
90 प्रतिशत से अधिक तथा 95 प्रतिशत तक	3.5%
95 प्रतिशत से अधिक तथा 100 प्रतिशत तक	7%

इस प्रयोजन हेतु “औसत मासिक ऊर्जा कारक” को माह के दौरान अभिलिखित कुल किलोवॉट आवर्स एवं कुल किलोबोल्ट एम्पीयर आवर्स के अनुपात के प्रतिशत के रूप में परिभाषित किया गया है। अनुपात को निकटतम अंक तक पूर्णांक किया जाएगा अर्थात् या अधिक भाग को 0.5 से नीचे के भाग की उपेक्षा की 0.5 अगले उच्चतर पूर्णांक में पूर्णांकित किया जाएगा तथा जाएगी।

8. अन्य निबंध एवं शर्तें :-:

- (a) जहां उच्चतर सीमा निर्धारित की गई हो अथवा श्रेणी को संयोजित भार की उच्चतम सीमा से छूट दी गई हो, को छोड़कर स्वीकृत भार या संयोजित भार या संविदा मांग 112 किलोवाट / 150 अश्वशक्ति से अधिक नहीं होनी चाहिए। यदि उपभोक्ता उसके संयोजित भार/ संविदा मांग की इस उच्चतम सीमा का उल्लंघन टैरिफ अवधि के अंतर्गत दो बिलिंग माह में दो अवसरों से अधिक बार करता है, तो अनुज्ञसिधारी उपभोक्ता को उच्चदाब विद्युत प्रदाय प्राप्त किये जाने बाबत आग्रह कर सकेगा।
- (b) माप यंत्र प्रभारों की बिलिंग, मीटरिंग तथा अन्य प्रभारों के निर्धारण के अनुसार, जैसा कि इसे, मप्रविनिआ) विद्युत प्रदाय के प्रयोजन से विद्युतलाइन प्रदाय करने का अथवा उपयोग किये गये संयंत्र हेतु व्ययों तथा अन्य प्रभारों की वसूली (विनियम) पुनरीक्षण प्रथम (2009 में विनिर्दिष्ट किया गया है, नहीं की जायेगी। बिलिंग के प्रयोजन से माह के अंश को पूर्ण माह माना जायेगा।
- (c) ऐसे प्रकरण में, जहां उपभोक्ता द्वारा प्रस्तुत किये गये धनादेश को अनादरित कर दिया गया हो, वहां प्रासंगिक विधि में उपलब्ध ऐसी किसी कार्यवाही जो अनुज्ञसिधारी के अधिकार के पूर्वाग्रह बिना हो, विलंबित भुगतान अधिभार के अतिरिक्त रु. 200 प्रति चेक का सेवा शुल्क एवं लागू कर (टैक्स) भी अधिरोपित किया जायेगा। अन्य प्रभार, जैसा कि इनका उल्लेख विविध प्रभारों की अनुसूची में किया गया है, भी अतिरिक्त रूप से लागू होंगे।
- (d) विद्यमान निम्नदाब पावर उपभोक्ता को यह सुनिश्चित करना होगा उसके द्वारा उचित क्षमता (रेटिंग) के निम्नदाब कैपेसिटर की व्यवस्था कर दी गई है। इस संबंध में, मध्यप्रदेश विद्युत प्रदाय संहिता, 2013, समय समय पर संशोधित, का अवलोकन मार्गदर्शन हेतु किया जा सकता है। उपभोक्ता पर यह सुनिश्चित किये जाने का उत्तरदायित्व रहेगा कि किसी एक माह के दौरान समग्र रूप से औसत ऊर्जा-कारक 0.8 (80 प्रतिशत) से कम न रहे जिसमें असफल रहने पर, उपभोक्ता को माह के दौरान ऊर्जा प्रभारों की सम्पूर्ण बिल राशि पर निम्नांकित दरों के अनुसार निम्न ऊर्जा-कारक अधिभार भुगतान करना होगा :-

1. उपभोक्ता जिसका मीटर औसत ऊर्जा कारक अधिभार अभिलेखन हेतु सक्षम है :

- a. 80 प्रतिशत से नीचे 75 प्रतिशत तक, ऊर्जा कारक की प्रत्येक 1 प्रतिशत गिरावट के लिये, ऊर्जा प्रभारों पर 1 प्रतिशत की दर से अधिभार।

- b. 75 प्रतिशत से नीचे 70 प्रतिशत तक 5 प्रतिशत की दर से अधिभार तथा ऊर्जा कारक की प्रत्येक 1 प्रतिशत गिरावट के लिये ऊर्जा प्रभारों पर 1.25 प्रतिशत अधिभार।

अधिभार की अधिकतम सीमा माह के दौरान बिल किये गये ऊर्जा प्रभारों का 10 प्रतिशत होगी।

टीप :- इस प्रयोजन हेतु “औसत मासिक ऊर्जा कारक” को माह के दौरान अभिलिखित कुल किलोवॉट आवर्स एवं कुल किलोवोल्ट एम्पीयर आवर्स के अनुपात के प्रतिशत के रूप में परिभाषित किया गया है। अनुपात को निकटतम अंक तक पूर्णांक किया जाएगा अर्थात् 0.5 या अधिक भाग को अगले उच्चतर पूर्णांक में पूर्णांकित किया जाएगा तथा 0.5 से नीचे के भाग की उपेक्षा की जाएगी।

2. ऐसे निम्न दाब उपभोक्ता जिनका मीटर औसत ऊर्जा कारक (पावर फैक्टर) अभिलेखन हेतु सक्षम नहीं है : उपभोक्ता को यह सुनिश्चित करना होगा कि वह उचित क्षमता के निम्न दाब कैपेसिटर की व्यवस्था करे तथा इसे सही हालत में कार्यरत रखे। इस संबंध में, मार्गदर्शन हेतु मध्य प्रदेश विद्युत प्रदाय संहिता, समय समय पर संशोधित, 2013, का अवलोकन किया जा सकता है। उपरोक्त मानदण्डों का परिपालन न किये जाने की दशा में, उपभोक्ता पर माह के दौरान ऊर्जा प्रभारों के विरुद्ध बिल की गई सम्पूर्ण राशि पर 10 प्रतिशत की दर से निम्न ऊर्जा कारक अधिभार अधिरोपित किया जाएगा तथा इसे ऐसी अवधि तक जारी रखा जाएगा जब तक कि उपभोक्ता उपरोक्त मानदण्डों की पूर्ति नहीं कर लेता।

- (e) यदि उपभोक्ता द्वारा ऊर्जा-कारक में सुधार किये जाने के संबंध में उचित शंट कैपेसिटरों की स्थापना हेतु कदम नहीं उठाये जाते तो उपरोक्तानुसार दर्शाये गये वेल्डिंग / भार-कारक सरचार्ज की उगाही, अनुज्ञासिधारी के उपभोक्ता की संस्थापना के संयोजन -विच्छेद किये जाने के अधिकारों के पूर्वाग्रह से रहित होगी।
- (f) किसी विशिष्ट निम्न दाब श्रेणी पर, टैरिफ की प्रयोज्यता के संबंध में विवाद होने की दशा में, आयोग का निर्णय अंतिम होगा।
- (g) विद्युत-दर में, विद्युतऊर्जा पर किसी प्रकार के कर, उपकर अथवा शुल्क आदि सम्मलित नहीं हैं, जो तत्समय प्रचलित किसी कानून के अनुसार किसी भी समय देय हों। ऐसे प्रभार, यदि कोई हों, टैरिफ प्रभारों तथा प्रयोज्य विविध प्रभारों के अतिरिक्त उपभोक्ता व्दारा भुगतान योग्य होंगे।

- (h) सभी श्रेणियों के लिए विलंबित भुगतान अधिभार :- देयको का भुगतान निर्धारित तिथि तक न किये जाने पर सम्पूर्ण राशि पर(बकाया सहित), प्रतिमाह या उसके भाग पर 1.25 प्रतिशत की दर से अधिभार, 500 रूपये तक के कुल बकाया देयक पर न्यूनतम रु. 5 एवं 500 रूपये से अधिक के देयक राशि पर न्यूनतम रु.10 भुगतान योग्य होगा । विलंबित भुगतान अधिभार के लिए माह के भाग को पूर्ण माह माना जाएगा । विलंबित भुगतान अधिभार को उपभोक्ता की विद्युत प्रदाय को स्थायी रूप से विच्छेदित करने उपरान्त प्रभारित नहीं किया जाएगा । यह प्रावधान उस श्रेणी के लिए प्रयोज्य नहीं होगा जहां विलंबित भुगतान अधिभार को प्रभारित किया जाना पृथक से निर्धारित किया गया है ।
- (i) निम्नदाव संयोजन से उच्चदाव संयोजन में परिवर्तन के प्रकरण में, उच्चदाव संयोजन प्राप्त करने से पूर्व उपभोक्ता एवं अनुज्ञसिधारी को उच्चदाव अनुबंध किया जाना आवश्यक होगा ।
- (j) एक ही संयोजन में मिश्रित भारों का उपयोग :जब तक किसी टैरिफ श्रेणी में विशिष्ट रूप से अनुज्ञेय न किया जाए, विभिन्न प्रयोजनों हेतु मिश्रित भारों के उपयोग हेतु अनुरोध करने वाले उपभोक्ताओं को उस प्रयोजन हेतु विद्युत-दर की बिलिंग की जाएगी, जो इनमें से उच्चतर हो।
- (k) शहरी नियमावली के अन्तर्गत अधिसूचित औद्योगिक विकास केन्द्र, औद्योगिक पार्क, औद्योगिक क्लस्टर, तथा अन्य औद्योगिक टाउन शिप आदि जो भी नाम से जाने जाते हों, जिन्हें म.प्र.शासन या इसकी मान्यता प्राप्त एजेंसी के द्वारा अनुमोदित / निर्दिष्ट किया गया हो, ऐसे क्षेत्र में विद्युत प्रदाय प्राप्त करने वाले उपभोक्ताओं की बिलिंग शहरी विद्युत दर से की जायेगी
- (l) आयोग की पूर्व लिखित अनुमति के बिना किसी श्रेणी के उपभोक्ता के लिए न्यूनतम प्रभारों सहित विद्युत दर अथवा विद्युत दर संरचना में किसी परिवर्तन की अनुमति नहीं होगी । आयोग की लिखित अनुमति के बिना किया गया कोई भी कार्य शून्य एवं प्रभावहीन होगा तथा विद्युत अधिनियम 2003के प्रासंगिक प्रावधानों के अंतर्गत कार्यवाही योग्य होगा ।
- (m) यहां पर विनिर्दिष्ट की गई समस्त शर्तें उपभोक्ता को लागू होगी, भले ही कोई उपबंध उपभोक्ता द्वारा अनुज्ञसिधारी के साथ निष्पादित किये गये अनुबंध के प्रावधानों से विपरीतात्मक हो ।
- (n) इस टैरिफ आदेश की किसी कंडिका को लागू करने में किसी प्रकार की कठिनाई उत्पन्न होने पर उसे माननीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा सामान्य या विशेष आदेश के तहत दूर किया जा सकता है ।
- (o) कागज मुक्त (पेपर लैस) उपभोक्ता बिल :- स्वच्छ पर्यावरण को बढ़ावा देने तथा समय पर अचूक बिल देने हेतु, ऐसे उपभोक्ता जिनके द्वारा सहमति प्रदान की जाती है, उन्हें ई-मेल तथा वॉटसएप के माध्यम से डिजीटल बिल भेजे जायेंगे।

9. निम्नदाब पर अस्थाई विद्युत प्रदाय हेतु अतिरिक्त शर्तें :

किसी प्रत्याशित /विद्यमान उपभोक्ता द्वारा अस्थाई विद्युत प्रदाय की मांग अधिकार के रूप में नहीं की जा सकती, परन्तु अनुज्ञसिध्धारी द्वारा सामान्यतः इसकी व्यवस्था की जायेगी, जब यथोचित नोटिस देते हुये मांग की जाये। विद्यमान उपभोक्ता के अस्थाई अतिरिक्त विद्युत प्रदाय को भी पृथक सेवा माना जाएगा तथा निम्न शर्तों के अध्यधीन इसे प्रभारित किया जाएगा। तथापि, तत्काल योजना के अंतर्गत आयोग के आदेश में विविध प्रभारों की अनुसूची अंतर्गत विनिर्दिष्ट प्रभारों के अनुसार सेवा 24 घंटे के भीतर सेवा उपलब्ध कराई जाएगी।

- (a) नियत प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार की बिलिंग सामान्य टैरिफ की 1.25 गुना की दर से, जैसा कि वह तत्संबंधी श्रेणी हेतु लागू हो, की जाएगी, यदि वह विशिष्ट रूप से अन्यथा विनिर्दिष्ट न की गई हो।
- (b) प्राक्कलित देयक राशि का भुगतान, अस्थाई संयोजनों को सेवाकृत करने से पूर्व, अग्रिम रूप से भुगतान योग्य है जिसकी समय-समय पर सम्पूर्ति की जाएगी तथा संयोजन विच्छेद के समय इसे अंतिम देयक के अनुसार समायोजित किया जाएगा। इस अग्रिम भुगतान पर उपभोक्ताओं को किसी प्रकार का व्याज देय न होगा।
- (c) स्वीकृत भार या संयोजित भार 112 किलोवाट /150 अश्वशक्ति से अधिक न होगा।
- (d) अस्थाई विद्युत प्रदाय हेतु प्रभारों की बिलिंग के प्रयोजन के माह से अभिप्रेत है, संयोजन की दिनांक से 30 दिवस की अवधि। बिलिंग के प्रयोजन से तीस दिवस से कम की किसी भी अवधि को पूर्ण माह माना जाएगा।
- (e) संयोजन एवं विच्छेदन प्रभार तथा अन्य विविध प्रभारों का भुगतान विविध प्रभारों की अनुसूची में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार पृथक से करना होगा।
- (f) अस्थाई संयोजन खपत हेतु भार-कारक रियायत को अनुज्ञेय नहीं किया जाएगा।
- (g) ऊर्जा-कारक प्रोत्साहन / अर्थदण्ड स्थाई संयोजन के अनुरुप एक समान दर पर प्रयोज्य होंगे।
10. जब कभी सामान्य निबंधन एवं शर्तों तथा विशिष्ट निबंध एवं शर्तों में किसी एक श्रेणी के लिए विरोधाभाष उत्पन्न होता है तब उस श्रेणी हेतु विशिष्ट निबंधन एवं शर्तें लागू होंगी।

उच्च दाब उपभोक्ताओं हेतु विद्युत दर श्रेणी अनुक्रमणिका

दर अनुसूची		पृष्ठ क्रमांक
एचब्ही. -1	रेलवे कर्षण	232
एचब्ही. -2	कोयला खदानें	235
एचब्ही. -3	औद्योगिक, गैरऔद्योगिक एवं शापिंग माल-	236
एचब्ही. -4	मौसमी	243
एचब्ही. -5	सिंचाई, सार्वजनिक जलप्रदाय एवं कृषि के अतिरिक्त उपयोग	245
एचब्ही. -6	थोक आवासीय प्रयोक्ता	247
एचब्ही. -7	ग्रिड से संयोजित जनरेटर के विद्युत आवश्यकता हेतु	249
एचब्ही. -8	ई-व्हीकल / ई-रिक्शा	250
	उच्चदाब हेतु प्रयोज्य सामान्य निबंधन एवं शर्तें	251

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.क्ही-1

रेलवे कर्षण:

प्रयोज्यता :

यह विद्युत दर रेलवे के केवल कर्षण-भारों हेतु प्रयोज्य होगी।

टैरिफ :-

उपभोक्ता श्रेणी	नियत मासिक प्रभार (बिलिंग मांग प्रतिमाह पर) (ए.क्ही.रूपये प्रति के	ऊर्जा प्रभार (यूनिट/पैसे)	नियत मासिक प्रभार (बिलिंग मांग प्रतिमाह पर रूपये प्रति के(ए.क्ही.	ऊर्जा प्रभार (पैसा / यूनिट)
	वर्तमान		प्रस्तावित	
132 के / .ए.क्ही.220 के कर्षण पर रेलवे .ए.क्ही.	310	590	310	590

टीप :- 2/- रूपये प्रति यूनिट की छूट ऊर्जा प्रभार में लागू होगी, यह छूट आगामी वर्ष 2021-22 तक लागू रहेगी।

विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें :

- (a) राज्य में रेलवे नेटवर्क के विद्युतीकरण को प्रेरणा दिये जाने की दृष्टि से उन नवीन रेलवे कर्षण परियोजनाओं में से ऐसी नई परियोजनाओं को संयोजन तिथि से वर्ष तक की 22-2021 प्रतिशत की छूट प्रदान की जायेगी 15 हेतु ऊर्जा प्रभारों में अवधि । पूर्व में जारी किये गये आदेशों में दी गई छूट उन टैरिफ आदेशों के अन्तर्गत उल्लेखित दर तथा अवधि हेतु जारी रहेगी ।
- (b) समर्पित संभरक संधारण प्रभार लागू नहीं होंगे ।
- (c) प्रत्याभूत न्यूनतम खपत 1500 यूनिट प्रति केव्हीए संविदा मांग होगी। न्यूनतम खपत की बिलिंग की विधि उच्च दाब विद्युत शर्तों दर हेतु सामान्य निबंधन एवं-में दर्शाये अनुरूप होगी ।
- (d) उपभोक्ताओं को समस्त समय पर, वास्तविक अधिकतम मांग को संविदा मांग के अंतर्गत सीमित रखना होगा। यदि किसी एक माह में वास्तविक अधिकतम मांग, संविदा मांग के 120 % से अधिक हो जाती है तो विभिन्न अनुसूची में दर्शाई गई विद्युत-दरों संविदा मांग के 120% तक ही प्रयोज्य होंगी। उपभोक्ताओं को आधिक्य मांग, जिसकी गणना अभिलिखित अधिकतम मांग एवं संविदा मांग के 120 % के अंतर से की जायेगी, हेतु ऊर्जा प्रभार तथा नियत प्रभार प्रभारित किया जाएगा तथा ऐसा करते समय टैरिफ की अन्य निबंधन तथा शर्तें, हेतु कोई हो , भी ऐसी आधिक्य मांग हेतु प्रभावी होगी । किसी माह में इस प्रकार गणना की गई आधिक्य मांग पर , यदि कोई हो, को रेलवे कर्षण छोड़कर समस्त उपभोक्ताओं पर, निम्न दरों के अनुसार भारित किया जाएगा :-

- (e) आधिक्य मांग हेतु ऊर्जा प्रभारप्रकरण में ऐसे : , जहां अभिलिखित अधिकतम मांग संविदा मांग से अधिक हो, उपभोक्ता को आधिक्य मांग के तत्संबंधी खपत हेतु विद्युतदर की - प्रभावशील दर पर ऊर्जा प्रभारों का भुगतान करना होगा ।
- (f) आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभार : इन प्रभारों की बिलिंग निम्नानुसार की जाएगी :
- i. आधिक्य मांग हेतु स्थाई प्रभार जब अभिलिखित अधिकतम मांग संविदा मांग से 120 प्रतिशत तक हो :- संविदा मांग की 120 प्रतिशत तक मांग हेतु नियत प्रभार प्रभावशील दर पर लागू होंगे ।
 - ii. आधिक्य मांग हेतु स्थाई प्रभार जब अभिलिखित अधिकतम मांग संविदा मांग के 120 प्रतिशत से अधिक हो:- जब अभिलिखित अधिकतम मांग, संविदा मांग के 20 प्रतिशत से अधिक दर्ज हो तो 20 प्रतिशत से अधिक मांग पर नियत प्रभारों की दर 465 रूपये प्रति के.व्ही.ए. होगी । ऐसा करते समय टैरिफ के अन्य प्रावधान (जैसे न्यूनतम प्रभार आदि) भी अतिरिक्त मांग पर लागू होंगे ।
- (g) ऊर्जा कारक अर्थदण्ड:
- i. यदि उपभोक्ता का औसत मासिक ऊर्जा कारक, 90 प्रतिशत से नीचे गिर जाता है तो उसे औसत मासिक ऊर्जा कारक के 90 प्रतिशत से नीचे गिरने वाले प्रत्येक 1 प्रतिशत गिरावट हेतु सकल ऊर्जा प्रभारों पर एक प्रतिशत की दर से अर्थदण्ड अधिरोपित किया जावेगा । पॉवर फ़ेक्टर अर्थदंड लैग प्रकार के ऊर्जा कारक के अभिलिखित होने की दशा में लागू रहेगा । ऊर्जा कारक लीड होने की दशा में कोई अर्थ दण्ड अधिरोपित नहीं किया जाएगा ।
 - ii. यदि उपभोक्ता का औसत मासिक ऊर्जा कारक, 85 प्रतिशत से नीचे गिर जाता है तो उसे सकल ऊर्जा प्रभारों पर प्रतिशत 5+ औसत मासिक ऊर्जा कारक के 85 प्रतिशत से नीचे गिरने वाले प्रत्येक 1 प्रतिशत गिरावट हेतु प्रतिशत की दर से अर्थदण्ड 2 यह अर्थदण्ड इस शर्त के अध्याधीन होगा कि निम्न ऊ अधिरोपित किया जावेगा । ऊर्जा कारक के कारण समग्र अर्थदण्ड 35 प्रतिशत से अधिक नहीं होगा ।
 - iii. इस प्रयोजन हेतु, औसत मासिक ऊर्जा कारक को बिलिंग माह के दौरान अभिलिखित किये गये कुल किलोवाट आवर्स तथा कुल किलो वोल्ट एम्पीयर आवर्स के प्रतिशत अनुपात के रूप में परिभाषित किया गया है। इस अनुपात को निकटतम (प्रतिशत)

पूर्ण संख्या तक लिया जायेगा तथा 0.5 अथवा इससे अधिक के अंश को आगामी उच्च अंक तक पूर्णांक किया जाएगा तथा 0.5 से कम के अंश को उपेक्षित किया जाएगा।

iv. उपरोक्त कथन में भले कुछ भी कहा गया हो, यदि किसी नवीन उपभोक्ता का औसत ऊर्जा कारक, संयोजन तिथि से प्रथम 6 (छ माह के दौरान किसी भी समय (:90 प्रतिशत से कम पाया जाता है तो उपभोक्ता इसका सुधार कर कम से कम 90 प्रतिशत तक लाये जाने हेतु निम्न शर्तों के अध्यधीन अधिकतम 6 माह की अवधि हेतु अधिकृत होगा :-

- यह छमाह की अवधि उस माह से समझी जायेगी जिसमें औसत ऊर्जा कारक : प्रथम बार 90 प्रतिशत से कम पाया गया था ।
- समस्त प्रकरणों में उपभोक्ता को निम्न ऊर्जा कारक हेतु अर्थदण्ड प्रभारों की बिलिंग की जाएगी, परन्तु यदि उपभोक्ता अनुवर्ती तीन माहों इस प्रकार कुल मिलाकर चार माहों में (में औसत ऊर्जा कारक, प्रतिशत से कम नहीं 90 , संधारित करता है तो कथित छमाह की अवधि में निम्न ऊर्जा कारक के कारण : बिल किये गये प्रभारों को वापस ले लिया जाएगा तथा इन्हें आगामी मासिक बिलों में समायोजित किया जाएगा।
- उल्लेखित की गई यह सुविधा, नवीन उपभोक्ताओं को एक से अधिक बार देय नहीं होगी, जिनका औसत ऊर्जा कारक संयोजन तिथि से छः माह के दौरान कभी भी 90 प्रतिशत से कम रहा हो। तत्पश्चात, यदि यह 90 प्रतिशत से कम पाया जाता है तो उन्हें निम्न औसत ऊर्जा कारक के कारण प्रभारों का भुगतान किसी अन्य उपभोक्ता की भाँति ही करना होगा।

- (h) **आकस्मिक फ़ीड एक्सटेंशन:** बशर्ते यदि किसी कर्षण उपकेन्द्र में अथवा विद्युत प्रदाय करने वाली पारेषण लाइन में आकस्मिकता के परिणाम स्वरूप भार अथवा उसका अंश, निकटवर्ती कर्षण उपकेन्द्र में स्थानांतरित कर दिया जाता है, तो उस निकटवर्ती कर्षण उपकेन्द्र की उस माह की अधिकतम मांग उन तीन माहों की औसत अधिकतम मांग होगी, जब कोई आकस्मिकता उत्पन्न न हुई हो ।
- (i) अन्य निबन्धन तथा शर्तें वही होंगी जैसी कि वे उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबन्धन एवं शर्तों में उल्लेखित की गई हैं।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.क्ही-2

कोयला खदानें:

प्रयोज्यता :

यह विद्युत-दर कोयला खदानों को पावर, वातायन, प्रकाश, पंखे, कूलर आदि हेतु लागू होगी जिससे अभिप्राय है और जिसमें कोयला खदानों तथा कार्यालयों, भण्डारों, केन्टीन प्रांगण की प्रकाश व्यवस्था आदि में उपभोग की गई समस्त ऊर्जा तथा आवासीय उपयोग में की गई खपत सम्मिलित है।

टैरिफ :-

उप श्रेणी	मासिक स्थाई प्रभार (बिलिंग मांग प्रतिमाहपर रु प्रति. केव्हीए)	खपत हेतु ऊर्जा प्रभार 50 प्रतिशत भार कारक तक) (पैसे प्रति यूनिट	खपत हेतु ऊर्जा प्रभार 50 प्रतिशत भार कारक से अधिक पर (पैसे प्रति यूनिट)			
कोयला खदानें	वर्तमान	प्रस्तावित	वर्तमान	प्रस्तावित	वर्तमान	प्रस्तावित
11 के .क्ही. प्रदाय	620	700	670	750	580	700
33 के .क्ही. प्रदाय	630	710	650	730	570	630
132 के .क्ही. प्रदाय	640	720	630	715	560	625
220 के .क्ही. प्रदाय	650	730	600	680	530	600

विशिष्ट निबन्धन तथा शर्तें:

(अ) प्रत्याभूत न्यूनतम खपत निम्न आधार पर होगी :

प्रदाय वोल्टेज	प्रत्याभूत वार्षिक न्यूनतम खपत यूनिट (किलो वाट आवर में संविदा मांग पर.क्ही.प्रति के)
220/132 केपर विद्युत प्रदाय हेतु .क्ही.	1620
33/11 केपर विद्युत प्रदाय हेतु .क्ही.	1200

टीप : न्यूनतम खपत की बिलिंग विधि उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबन्धन तथा शर्तों के अनुरूप

(ब) दिवस के समय (टाईम आफ डे) अधिभार / छूट:- यह अधिभार / छूट उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबन्धन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट अनुसार होगी ।

(स) अन्य निबन्धन तथा शर्तें वहीं होंगी जैसी कि वे उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबन्धन तथा शर्तों में उल्लेख की गई हैं ।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.क्ही-3

गैरऔद्योगिक तथा शार्पिंग माल-

प्रयोज्यता :

टैरिफ क्रमांक एच.क्ही.-3.1 (औद्योगिक):- समस्त उच्चदाब औद्योगिक उपभोक्ताओं को, खदानों को सम्मिलित कर (कोयला खदानों को छोड़कर), पावर, प्रकाश, पंखा आदि के लिए लागू होगा जिससे अभिप्राय है एवं जिसमें फैक्टरी में खपत की गई समस्त विद्युत ऊर्जा तथा कार्यालयों, मुख्य फैक्टरी भवन, भण्डारों, केन्टीन, उद्योगों की आवासीय कालोनियों, प्रांगण प्रकाश व्यवस्था एवं औद्योगिक इकाईयों के परिसरों में सामान्य तथा आनुषंगिक गतिविधियाँ यथा बैंक, सामान्य उद्देश्य की दुकानें, जल प्रदाय, भूमिगत मल पंप, पुलिस स्टेशन आदि तथा डेरी इकाईयां जहां दूध का प्रसंस्करण (शीतलीकरण, पाश्चुरीकरण आदि को छोड़कर) अन्य दुग्ध पदार्थों के उत्पादन हेतु किया जाता हो एवं कोलड स्टोरेज में खपत की गई समस्त विद्युत ऊर्जा सम्मिलित है।

एच.क्ही.3.2 गैर औद्योगिक :-रेलवे स्टेशनों, कार्यालयों, होटलों, अस्पतालों, संस्थानों आदि (उपभोक्ताओं के समूह को छोड़कर) जैसी संस्थापनाओं, के पावर प्रकाश तथा पंखा आदि के मिश्रित भार हेतु लागू होगा जिससे अभिप्राय है और जिनमें सम्मिलित है कार्यालयों, भण्डारों, केन्टीन, प्रांगण प्रकाश व्यवस्था आदि हेतु खपत की गई समस्त विद्युत ऊर्जा। इसमें समस्त अन्य श्रेणी के उपभोक्ता, जो निम्नदाब गैर-घरेलू श्रेणी में परिभाषित होते हैं, भी सम्मिलित होंगे,

एच.क्ही.3.3 शार्पिंग माल :- यह गैर औद्योगिक उपभोक्ता समूहों वाले शार्पिंग माल की संस्थापनाओं पर भी लागू होगा व इस अनुसूची (इ) में दर्शायी गयी विशिष्ट निबन्धनों तथा शर्तों के अध्याधीन होगा।

शार्पिंग माल किसी शहरी क्षेत्र में एक बहुमंजिला बाजार करने का एक केन्द्र है जिसमें घेरी गई भूमि के अन्तर्गत पैदल चलने वालों के लिये मार्गों की व्यवस्था सहित स्वतंत्र खुदरा स्टोर तथा पार्किंग क्षेत्र होंगे जिसका संधारण संस्था / विकास -अभिकरण (डेवलपर) द्वारा एक इकाई के रूप में किया जाता है।

टैरिफ क्रमांक एच.-क्ही.3.4: (गहन विद्युत उद्योग) :-लघु इस्पात संयन्त्रों, एक ही परिसर में स्थित मिनी स्टील प्लांट मय रोलिंग मिल/ स्पोंज आयरन संयन्त्र, विद्युत रासायनिक/ विद्युत ताप उद्योग, फैरोअलाय उद्योग- पर प्रभावशील होगा, जिसका तात्पर्य है तथा जिसमें सम्मिलित होगी फैक्टरी तथा कार्यालयों की प्रकाश व्यवस्था, मुख्य फैक्टरी भवन, गोदामों, केन्टीन, उद्योगों की आवासीय परिसरों में विद्युत व्यवस्था आदि में खपत की गई समस्त विद्युत आदि।

टैरिफ :-

स.क्र.	उपभोक्ता उप श्रेणी	मासिक नियत प्रभार)रूपये प्रति के.व्ही.ए.(बिलिंग माँग प्रति माह पर	50 % भार कारक तक की खपत हेतु ऊर्जा प्रभार)पैसे प्रति यूनिट(50 % भार कारक से अधिक पर खपत हेतु ऊर्जा प्रभार)पैसे प्रति यूनिट(मासिक नियत प्रभार)रूपये प्रति के.व्ही.ए.(बिलिंग माँग प्रति माह पर	50 % भार कारक तक की खपत हेतु ऊर्जा प्रभार)पैसे प्रति यूनिट(50 % भार कारक से अधिक पर खपत हेतु ऊर्जा प्रभार)पैसे प्रति यूनिट(
वर्तमान							
3.1	औद्योगिक						
	11 के.व्ही .प्रदाय	330	660	600	400	750	690
	33 के.व्ही .प्रदाय	510	650	550	580	740	650
	132 के.व्ही .प्रदाय	610	605	525	680	660	560
	220/400 के.व्ही .प्रदाय	620	565	500	690	590	525
3.2	गैर-औद्योगिक						
	11 के.व्ही .प्रदाय	300	680	630	400	770	720
	33 के.व्ही .प्रदाय	430	670	610	500	710	660
	132 के.व्ही .प्रदाय	540	620	550	600	680	620
3.3	शार्पिंग माल)गैर औद्योगिक श्रेणी में विलीन किया जाना है (
	11 के.व्ही .प्रदाय	270	680	625	350	780	725
	33 के.व्ही .प्रदाय	375	660	590	430	740	650
	132 के.व्ही .प्रदाय	510	600	540	580	590	540
3.4	गहन विद्युत उद्योग *						
	33 के.व्ही .प्रदाय	530	500	500	600	565	565
	132 के.व्ही .प्रदाय	640	480	480	690	535	535
	220 के.व्ही .प्रदाय	660	450	450	720	480	480

विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें:

अ. प्रत्याभूत न्यूनतम खपत उपरोक्त दर्शाई गई समस्त श्रेणियों हेतु निम्न आधार पर होगी :

प्रदाय बोल्टेज	उप-श्रेणी	प्रत्याभूत वार्षिक न्यूनतम खपत यूनिट)किलोवाट आवर (में प्रति के.व्ही.ए संविदा माँग
220/132 के.व्ही .पर विद्युत प्रदाय हेतु	रोलिंग मिलें	1200
	शैक्षणिक संस्थाएं	720
	अन्य	1800
33/11 के.व्ही .पर विद्युत प्रदाय हेतु	शैक्षणिक संस्थाएं	600
	100 के.व्ही.ए संविदा माँग तक	600
	अन्य	1200

टीप न्यूनतम खपत की बिलिंग विधि उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तों के अनुरूप होंगी । :

- ब. दिवस के समय (टाईम आफ डे-टीओडी) अधिभार / छूट : यह अधिभार/ छूट उच्चदाब टैरिफ़ की सामान्य निबन्धन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट अनुसार होगा ।
- स. मौजूदा उच्चदाब कनेक्शन के लिए छूट: वर्ष 2015-16 के सामान्य माह की तुलना में मासिक खपत में वृद्धि पर 60 पैसे प्रतियूनिट की छूट ऊर्जा प्रभार में दी जायेगी । ऐसे उपभोगता जिनका एचटी अनुबंध वर्ष 2015-16 के दौरान हुआ है ऐसे उपभोगताओं का मासिक खपत वृद्धि वर्ष 2016-17 की मासिक खपत से तुलना की जावेगी।
- ड . नवीन उच्चदाब कनेक्शनों के लिए छूट :- नवीन उच्च दाब उपभोक्ताओं को की गई खपत पर ऊर्जा प्रभार में 01 रूपये या 20 प्रतिशत जो भी कम हो प्रतियूनिट की छूट दी जावेगी। यह छूट कनेक्शन चालू होने की तिथि से वर्ष 2021-22 तक ऐसे उपभोक्ता जिनका अनुबंध वर्ष 2016-17 के दौरान या पश्चात हुआ हो, हेतु मान्य होगी, यदि ऐसे कनेक्शन ग्रीनफील्ड प्रोजेक्ट के अन्तर्गत जारी किये गये हों । यदि उपभोक्ता द्वारा अपना मालिकाना हक बदलकर इस प्रकार का कनेक्शन प्राप्त किया हो तो उसे यह छूट लागू नहीं होगी । नवीन उच्चदाब उपभोक्ता की छूट प्राप्त करने वाले उपभोक्ता को उपरोक्त कंडिका (स) की छूट प्राप्त नहीं होगी ।
- टीप:-** नई परियोजना का अभिप्राय यह है कि ऐसा नया उद्योग जिसे स्थापित करने के लिये उपभोक्ता द्वारा निवेश किया गया हो तथा पहले से कोई निर्माण या स्टेक्चर उस भूखण्ड पर न हो ।
- इ. कैप्टीव पावर प्लांट उपभोक्ताओं के लिए छूट:- ऐसे उपभोक्ता जो इस छूट का लाभ लेना चाहते हैं वे पैरा 'इ' में दी गई छूट के लिए अपात्र होंगे।

प्रयोज्यत : यह रिबेट उन उपभोक्ताओं को लागू होगी जिनके कैप्टीव पॉवर प्लांट हैं एवं :-

- i. जो वर्ष 2016-17 या 2017-18 के दौरान अपनी मांग आशंकि या पूर्णता: कैप्टीव पॉवर प्लांट के द्वारा पूरी कर रहे हैं ।
- ii. यह छूट उपभोक्ता के द्वारा अनुज्ञसिधारी को वर्ष 2017-18 के दौरान या उसके बाद आवेदन देने की दिनांक से वर्ष 2021-22 तक मान्य होगी। उपभोक्ता को इस आशय का आवेदन अनुज्ञसिधारी को छूट प्राप्त करने के लिये देना होगा कि वह अपने विद्यमान कैप्टीव पॉवर प्लांट से हटकर अनुज्ञसिधारी से विद्युत आपूर्ति करने का इच्छुक है।
- iii. उपभोक्ता के द्वारा आवेदन किये जाने की तारीख के पहले वाले वर्ष को आधार वर्ष (बेस-ईयर) माना जाएगा ।

उदाहनार्थ – यदि किसी उपभोक्ता के द्वारा अगस्त-2019 में अनुज्ञसिधारी को आवेदन दिया गया है, तो गणना हेतु उसका आधार वर्ष (बेस-ईयर) वर्ष 2018-2019 होगा।

- iv. ऐसे उपभोक्ता जिनके द्वारा खपत में वृद्धि दर्ज की गई हो। जैसे वर्तमान वर्ष 2019-20 के किसी माह में पिछले वर्ष (बेस-ईयर) के उसी माह की तुलना में अधिक खपत दर्ज की हो।

- v. उपभोक्ता को 02 रूपये प्रतियूनिट की छूट अनुज्ञाप्ति धारी से अधिक की गई खपत पर लागू होगी वशर्ते उतनी ही यूनिट उपभोक्ता के द्वारा वर्तमान वर्ष में केप्टीव पॉवर प्लांट से पिछले वर्ष की तुलना में कम उत्पादित की गई हो। छूट निम्न तालिका के अनुसार दी जावेगी :-

परिदृश्य	आधार वर्ष (बेस-ईयर)		चालू वित्तीय वर्ष 2019-20		कंपनी की बड़ी हुई खपत (यूनिट)	केप्टीव उत्पादन में कमी (यूनिट)	विशिष्ट निबंधन तथा शर्तों के पैरा 'सी' के अनुसार 60 पैसे प्रति यूनिट की छूट हेतु लागू यूनिट	की रु 2 छूट हेतु यूनिट
	(A1)	(B1)	(A2)	(B2)	X	Y		
	विकंपनी से खपत	केप्टीव उत्पादन	कंपनी से खपत	केप्टीव उत्पादन	X=A2-A1	Y=B1-B2		
परिदृश्य 1	100	90	110	90	10	0	10	0
परिदृश्य 2	100	90	110	80	10	10	0	10
परिदृश्य 3	100	90	110	70	10	20	0	10
परिदृश्य 4	100	90	100	80	0	10	0	0
परिदृश्य 5	100	90	120	80	20	10	10	10

टीप के तहत 3 की कंडिका 2005 उपरोक्त में केप्टीव पॉवर प्लांट में उल्लेख किया गया है जिसका आशय विद्युत अधिनियम :- 'केप्टीव जनरेटिंग प्लांट' हैं।

X = केप्टीव उपभोक्ता द्वारा वर्तमान वर्ष के किसी माह में आधार वर्ष के (ईयर-बेस) उसी माह की खपत की तुलना में दर्ज की गई खपत में वृद्धि है।

तथा

Y = केप्टीव उपभोक्ता द्वारा वर्तमान वर्ष के किसी माह में आधार वर्ष के (ईयर-बेस) उसी माह उसी माह की केप्टीव पॉवर प्लांट से उत्पादित यूनिट की तुलना में कमी है।

खपत में वृद्धि के सभी अन्य प्रकारों के लिये, जब $X > Y$, विद्यमान य उच्च दाब कनेक्शन X-Y यूनिट के लिये छूट प्राप्त करने के हकदार होंगे (HV-3 की विशेष निबंधन एवं शर्तों के कंडिका C में दिये गये वृद्धि खपत में लागू छूट के अनुसार)

परिदृश्य 1 :- केप्टीव उत्पादन में कोई कमी प्रतीत नहीं होती है परंतु वितरण कंपनी से की गई खपत में वृद्धि प्रतीत होती है अतः विद्यमान य उच्च दाब कनेक्शन खपत में वृद्धि पर छूट का हकदार है। (HV-3 की विशेष निबंधन एवं शर्तों के कंडिका C में दिये गये वृद्धि खपत में लागू छूट के अनुसार)।

परिदृश्य 2 :- वितरण कंपनी से की गई खपत में वृद्धि एवं केप्टीव उत्पादन में कमी, एक समान है अतः विद्यमान उच्च दाब कनेक्शन खपत में वृद्धि पर 02 रूपये प्रतियूनिट छूट का हकदार है।

परिदृश्य 3 :- केप्टीव उत्पादन में कमी वितरण कंपनी से की गई खपत में वृद्धि की तुलना में ज्यादा है अतः खपत में वृद्धि जैसे कि तालिका में दर्शया गया है पर 02 रूपये प्रति यूनिट छूट का हकदार है।

परिदृश्य 4 :- वितरण कंपनी से की गई खपत में वृद्धि नहीं होने के कारण छूट का हकदार नहीं है।

परिदृश्य 5 :- यह परिदृश्य वितरण कंपनी से की गई खपत से वृद्धि को (X) तथा कैप्टीव उत्पादन में कमी को (Y) से दर्शाता है। अतः (X - Y) यूनिट विशिष्ट निबंधन एवं शर्तों की कंडिका (C) के तहत छूट के लिए योग्य होंगे, जबकि (Y) यूनिट रु. 2/- प्रति यूनिट छूट के लिए योग्य होंगे।

फ. वर्तमान खुली पहुंच)ओपन एक्सेस तथा समूह (कैप्टीव उपभोक्ताओं के लिए छूट :-

प्रयोज्यता :- यह छूट ऐसे उपभोक्ताओं को लागू होगी रु. 1/- प्रति यूनिट की छूट उन ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं को दी जाएगी जिनका कि व्हीलिंग से खपत कम होकर अनुज्ञसिध्धारी से ली गयी हो। यह प्रस्तावित छूट सिर्फ अनुज्ञसिध्धारी के लाइसेंस क्षेत्र में आने वाले उपभोक्ताओं हेतु रहेगी :-

- i. जिन्होंने कि गत वित्तीय वर्ष (2018-19) में ओपन एक्सेस द्वारा ऊर्जा व्हील की हो।
- ii. जिनकी कि मासिक खपत बढ़ी हुई दर्ज की गई हो, अर्थात् खपत की यूनिट वित्तीय वर्ष 2019-20 के किसी माह में वित्तीय वर्ष 2018-19 के उसी माह से अधिक दर्ज हुई हो।
- iii. यह छूट वर्ष 2019-20 के दौरान आवेदन करने की तिथि से लागू होगी।
- iv. उपभोक्ता को इस आशय का आवेदन अनुज्ञसिध्धारी को छूट प्राप्त करने के लिये देना होगा कि वह अपने विद्यमान ओपन एक्सेस से हटकर अनुज्ञसिध्धारी से विद्युत आपूर्ति करने का इच्छुक है।
- v. रु. 1/- प्रति यूनिट की छूट उन ओपन एक्सेस उपभोक्ताओं को दी जाएगी जिनका कि व्हीलिंग से खपत कम होकर अनुज्ञसिध्धारी से ली गयी हो। खपत की गई यूनिट पर प्रस्तावित छूट निम्नानुसार निर्धारित की जाएगी :-

	वित्तीय वर्ष 2018-19		वित्तीय वर्ष 201-20		वितरण कंपनी से बढ़ी हुई खपत (X=A2-A1)	व्हील यूनिट्स में कमी (Y= B1-B2)	पैसे की 60 छूट हेतु यूनिट्स	की .रु 1 छूट हेतु यूनिट
	कंपनी से . खपत (A 1)	व्हील यूनिट्स (B 1)	विकंपनी . से खपत (A 2)	व्हील यूनिट्स (B 2)				
परिदृश्य 1	100	90	110	90	10	0	10	0

परिदृश्य 2	100	90	110	80	10	10	0	10
परिदृश्य 3	100	90	110	70	10	20	0	10
परिदृश्य 4	100	90	100	80	0	10	0	0
परिदृश्य 5	100	90	120	80	20	10	10	10

1. Y , यदि $X > Y$,
2. X , यदि $X = Y$ एवं
3. X , यदि $X < Y$ जहां कि

यदि $X =$ बढ़ी हुई खपत जो कि वर्तमान वर्ष के किसी माह में वर्तमान ओपन एक्सेस उपभोक्ता द्वारा दर्ज की गई हो, उसकी गत वर्ष के उसी माह की तुलना में। एवं

$Y =$ कम हुई व्हीलिंग की गई खपत जो कि वर्तमान ओपन एक्सेस उपभोक्ता ने वर्ष के किसी माह में दर्ज की गई हो, उसकी गत वर्ष के उसी माह की तुलना में।

सभी प्रकार के प्रकरण जिनमें बढ़ी हुई ऊर्जा खपत पर (अर्थात् $X > Y$, 60 पैसा की छूट $X - Y$ पर) पूर्वानुसार 60 पैसे प्रति यूनिट की छूट प्रदाय की जाएगी। (एचब्ही 3 की विशष्ट निबंध एवं शर्तों के बिन्दु क्रमांक 'C' में दिये अनुसार बढ़ी हुई खपत पर छूट मान्य होगी।)

परिदृश्य -1 उपरोक्त तालिका में स्पष्ट दिखाया गया है कि ओपन एक्सेस में कोई कमी दर्ज नहीं की गयी है परन्तु वितरण कंपनी से की गयी खपत में वृद्धी हुयी है। अतः बढ़ी हुयी खपत पर 60 पैसे प्रति यूनिट की छूट लागू होगी। (एचब्ही 3 की विशष्ट निबंधन एवं शर्तों के बिन्दु क्रमांक 'C' में दिये अनुसार बढ़ी हुई खपत पर छूट मान्य होगी।)

परिदृश्य -2 उपरोक्त तालिका में स्पष्ट दिखाया गया है कि वितरण कंपनियों से की गयी खपत में वृद्धी ओपन एक्सेस में की गयी कमी के कारण हुई है अतः इस बढ़ी हुयी खपत पर 1/- रूपये प्रति यूनिट की छूट लागू होगी।

परिदृश्य -3 उपरोक्त तालिका में स्पष्ट दिखाया गया है कि वितरण कंपनियों से की गयी खपत में वृद्धी से ज्यादा ओपन एक्सेस खपत में कमी की गयी है। अतः इस बढ़ी हुयी खपत पर 1/- रूपये प्रति यूनिट की छूट लागू होगी।

परिदृश्य -4 उपरोक्त तालिका में स्पष्ट दिखाया गया है कि ओपन एक्सेस में कमी होने के बावजूद वितरण कंपनियों से की गयी खपत में वृद्धी नहीं होने के कारण किसी प्रकार की छूट लागू नहीं होगी।

परिदृश्य -5 उपरोक्त तालिका में स्पष्ट दिखाया गया है कि वितरण कंपनियों से बढ़ी हुयी खपत X तथा ओपन ऐक्सेस में कमी Y है ऐसी परिस्थिती में X - Y यूनिट पर 60 पैसे प्रति यूनिट की छूट लागू होगी। जबकि Y यूनिट पर 1/- रूपये प्रति यूनिट की छूट लागू होगी।

ज. विद्यमान निम्नदाब उद्योग / गैर घरेलू कनेक्शनों का उच्चदाब कनेक्शनों में अनुरूप परिवर्तन :-

ऐसे विद्यमान निम्नदाब उपभोक्ता जो उच्चदाब एच.व्ही. 3 श्रेणी में वर्ष 2019-20 के दौरान परिवर्तित होते हैं उन्हें ऊर्जा प्रभार रु. 1/- प्रति यूनिट की छूट दी जावेगी। यह छूट उच्चदाब अनुबंध लागू होने के पश्चात वर्ष 2019-20 से लेकर वर्ष 2021-22 तक की गई खपत के लिए लागू होगी।

ह. शॉपिंग माल हेतु अतिरिक्त विशिष्ट निबंधन एवं शर्तें :

i. निम्न दाब व्यक्तिगत उपभोक्ता को (एल व्ही 2.2) गैर घरेलू वाणिज्यिक दर से अधिक की दर (टैरिफ) नहीं लगायी जावेगी। इसी प्रकार उच्चदाब व्यक्तिगत उपभोक्ता को उच्चदाब गैर आद्यौगिक (एच व्ही 3.2) टैरिफ से अधिक की दर (टैरिफ) नहीं लगायी जावेगी इस शर्त को लागू करने के लिये मैनेजमेंट फर्म / डेव्हलपर के द्वारा अनुज्ञासिधारी के साथ किये जाने वाले अनुबंध में विशिष्ट कंडिका को शमिल करना होगा।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.क्षी-4

मौसमी:-

प्रयोज्यता :

यह विद्युतउपभोक्ताओं को /दर ऐसे मौसमी उद्योगों- लागू होगी जिन्हें उत्पादन के प्रयोजनों हेतु निरंतर अधिकतम हेतु विद्युत ऊर्जा की दिवस की अवधि 90 दिवस की तथा न्यूनतम 180 आवश्यकता होती है। यदि घोषित मौसम का विस्तार दो टैरिफ अवधियों के अन्तर्गत होता है, तो ऐसी दशा में संबंधित अवधि की विद्युतदर प्रयोज्य हो-गी। अनुज्ञसिधारी इस विद्युतदर को केवल - मौसमी उपयोग वाले किसी उद्योग को ही अनुज्ञेय करेगा।

अनुज्ञसिधारी इस दर सूची को किसी भी ऐसे उद्योग के लिए लागू करेगा जहां केवल मौसमी उपयोग होता है। यह दर मिनीमाइक्रो एवम छोटे हाईड्ल संयंत्रों पर संयंत्रों के / संधारण हेतु आवश्यक विद्युत आवश्यकता पर उस अवधि के लिए जिसमें ऐसा विद्युत प्रदाय लिया जाना किसी सीमा से बंधनहीन हो, भी लागू होगी।

टैरिफ :-

उपभोक्ताओं की श्रेणी	मासिक स्थाई प्रभार .रूपये प्रति के)व्ही.ए .बिलिंग माँग प्रति माह(50प्रतिशत भार कारक तक की खपत हेतु ऊर्जा प्रभार पैसे प्रति (यूनिट	50प्रतिशत भार कारक से अधिक खपत हेतु ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट (
मौसम के दौरान						
11के.न्ही . प्रदाय	वर्तमान 340	प्रस्तावित 400	वर्तमान 630	प्रस्तावित 680	वर्तमान 570	प्रस्तावित 610
33के.न्ही . प्रदाय	370	430	620	670	540	580
बाह्य मौसम के दौरान						
11के.न्ही . प्रदाय	रूपये 340, मौसम के दौरान अभिलिखित वास्तविक मांग अथवा संविदा मांग के 10प्रतिशत पर, जो भी अधिक हो	रूपये. 360, मौसम के दौरान अभिलिखित वास्तविक मांग अथवा संविदा मांग के 10प्रतिशत पर, जो भी अधिक हो	रु 756 अर्थात मौसमी ऊर्जा प्रभारों का 120 प्रतिशत	775 अर्थात मौसमी ऊर्जा प्रभारों का 120 प्रतिशत	लागू नहीं	लागू नहीं
33के.न्ही . प्रदाय	रूपये 370, मौसम के दौरान अभिलिखित वास्तविक मांग अथवा संविदा मांग के दस प्रतिशत पर, जो भी अधिक हो	रूपये, 390 मौसम के दौरान अभिलिखित वास्तविक मांग अथवा संविदा मांग के दस प्रतिशत पर, जो भी अधिक हो	रु 744 अर्थात, मौसमी)सीजनल (ऊर्जा प्रभारों का 120 प्रतिशत	765 अर्थात, मौसमी)सीजनल (ऊर्जा प्रभारों का 120 प्रतिशत	लागू नहीं	लागू नहीं

विशेष निबंधन तथा शर्तें : एच.ब्ही 4 के लिये

- अ. प्रत्याभूत वार्षिक न्यूनतम खपत संविदा मांग पर 900 यूनिट (किलोवाट आवर) प्रति केवीए होगी। न्यूनतम खपत की बिलिंग की विधि उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तों के अनुरूप होगी।
- ब. दिवस के समय (टाईम आफ डे) छूट : यह छूट उच्च दाब टैरिफ की सामान्य बन्धन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट अनुसार होगा।
- स. उपभोक्ता को वित्तीय वर्ष हेतु मौसमी तथा बाह्य- मौसम (आफ सीजन) के महीने, टैरिफ आदेश के 60 दिवस के भीतर घोषित करने होंगे तथा इन्हें अनुज्ञसिध्धारी को सूचित करना होगा। यदि उपभोक्ता ने इस अवधि के जारी होने से पूर्व इस वित्तीय वर्ष के लिए मौसमी / बाह्य- मौसम माहों के बारे में अनुज्ञसिध्धारी को पूर्व से ही सूचित कर दिया हो , तो उसे स्वीकार किया जाएगा और वह अवधि इस विद्युत दर आदेश के लिए वैध होगी ।
- द. उपभोक्ता द्वारा एक बार घोषित की गई मौसमी अवधि को वित्तीय वर्ष के दौरान परिवर्तित नहीं किया जा सकेगा।
- ई. यह विद्युत-दर उन सम्मिश्रित इकाईयों को प्रयोज्य न होगी जिनके पास मौसमी तथा अन्य श्रेणी भार विद्यमान हैं ।
- फ. उपभोक्ता को उसकी मासिक बाह्य -मौसम खपत को पिछले तीन मौसमों के अंतर्गत उच्चतम औसत मासिक खपत के 15 प्रतिशत तक सीमित करना होगा। यदि किसी प्रकरण में ऐसे किसी बाह्य-मौसम माह में इस सीमा का उल्लंघन होता है तो ऐसी दशा में उपभोक्ता की बिलिंग सम्पूर्ण वर्ष हेतु एचब्ही-3.1 औद्योगिक अनुसूची दर के अनुसार की जाएगी ।
- ज. उपभोक्ता को बाह्य -मौसम के दौरान उसकी अधिकतम मांग को संविदा मांग के 30 प्रतिशत तक सीमित करना होगा। यदि किसी माह में अधिकतम मांग घोषित बाह्य मौसम के दौरान संविदा मांग के 36.5 % से अधिक हो जाती है तो ऐसी दशा में उपभोक्ता की बिलिंग सम्पूर्ण वर्ष हेतु, एच ब्ही-3.1 औद्योगिक अनुसूची के अनुसार की जाएगी ।
- झ. अन्य निबंधन तथा शर्तें वही होंगी जैसी कि वे उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तों में उल्लेख की गई हैं ।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.क्ही-5

सिंचाई, सार्वजनिक जलप्रदाय तथा कृषि के अतिरिक्त उपयोग-

प्रयोज्यता :

विद्युत दर श्रेणी एच.क्ही. 5.1 में उदवहन सिंचाई योजनाओं, समूह सिंचाई, सार्वजनिक उपयोगिता की जलप्रदाय योजनाओं, जल-मल उपचार संयंत्रों/ जल-मल पंपिंग संयंत्रों में पावर प्रदाय तथा पंप हाऊस में प्रकाश व्यवस्था के लिए उपयोग की गई ऊर्जा हेतु लागू होगी।

टीप : निजी जल प्रदाय योजनाएं, संस्थाओं द्वारा अपने स्वयं के उपयोग/ कर्मचारियों टाऊनशिपों आदि हेतु चलाई जा रही जल प्रदाय योजनाएं इस श्रेणी के अन्तर्गत नहीं आएंगी, वरन् इनकी बिलिंग समुचित टैरिफ श्रेणी के अन्तर्गत की जाएंगी, जिससे वह संस्था संबद्ध है। यदि जल प्रदाय का उपयोग दो या इससे अधिक प्रयोजनों हेतु किया जा रहा है, तो ऐसी दशा में उच्चतम विद्युत-दर प्रयोज्य होगी।

विद्युत दर श्रेणी एच.क्ही. 5.2 में कृषि पंप संयोजनों को छोड़कर अन्य विद्युत प्रदाय जैसे कि अंडे सेने के स्थल (हैचरी), मत्स्य तालाबों, कुकुट पालन केन्द्रों, पशु-प्रजनन केन्द्र, चारागाहों, सब्जी/ फल/ पुष्प, कुकरमुत्ता उगाने वाली इकाईयों आदि तथा डेरियों (वे डेरी इकाईयां जहां केवल दूध निकालने का कार्य तथा इसका प्रसंस्करण जैसे कि शीतलीकरण, पाश्चरीकरण आदि किया जाता है) हेतु लागू होगी। परन्तु ऐसी इकाईयों में, जहां दूध का प्रसंस्करण दूध के अन्य दुग्ध उत्पादों के उत्पादन में किया जाता है वहां बिलिंग एचवी-3.1 (ओद्योगिक) श्रेणी के अन्तर्गत की जाएंगी।

टैरिफ :-

क्रमांक	उपभोक्ताओं की उप श्रेणी	मासिक नियत प्रभार (रूपये प्रति के.क्ही.ए. बिलिंग माँग प्रति माह)		ऊर्जा प्रभार (पैसे/ यूनिट)	
5.1	सार्वजनिक जल प्रदाय कार्य, समूह सिंचाई तथा उदवहन सिंचाई योजनाएं				
		वर्तमान	प्रस्तावित	वर्तमान	प्रस्तावित
	11के.क्ही .प्रदाय	250	300	550	600
	33के.क्ही .प्रदाय	270	330	530	590
	132के.क्ही .प्रदाय	300	350	500	550
5.2	कृषि संबंधी अन्य उपयोग				
	11के.क्ही .प्रदाय	260	320	555	615
	33के.क्ही .प्रदाय	280	340	535	595
	132के.क्ही .प्रदाय	310	370	505	565

विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें 5 एवं व्ही :के लिये:

- अ. प्रत्याभूत वार्षिक न्यूनतम खपत : संविदा मांग पर 720 यूनिट (किलोवाट आवर) प्रति केवीए होगी। न्यूनतम खपत की बिलिंग की विधि उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तों के अनुरूप होगी।
- ब. दिवस के समय (टाईम आफ डे) छूट : छूट की पात्रता उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तों में दर्शाये अनुसार होगी।
- स. मांग-परक प्रबन्धन (डिमांड सार्ईड मैनेजमेंट) अपनाए जाने पर प्रोत्साहन : ऊर्जा बचत उपकरणों की स्थापना किये जाने पर (जैसे कि पम्प सेट्स हेतु, भारतीय मानक ब्यूरो द्वारा प्रमाणित ऊर्जा दक्ष मोटर), उपभोक्ता को ऊर्जा प्रभारों पर 5 प्रतिशत की दर से प्रोत्साहन प्रदान किया जाएगा। प्रोत्साहन उसी दशा में अनुज्ञेय किया जाएगा, यदि पूर्ण देयक की राशि का भुगतान निर्धारित तिथि तक कर दिया जाता है, जिसका परिपालन न किये जाने पर समस्त खपत किये गये यूनिटों का भुगतान सामान्य दरों पर करना होगा। इस प्रकार का प्रोत्साहन, ऊर्जा बचत उपकरणों को प्रयोग में लाये जाने वाले माह तथा इसका सत्यापन अनुज्ञापितधारी द्वारा प्राधिकृत व्यक्ति द्वारा किये जाने के आगामी माह से अनुज्ञेय किया जाएगा। यह प्रोत्साहन उक्त अवधि तक अनुज्ञेय किया जाना जारी रहेगा जब तक ये ऊर्जा बचत उपकरण सेवारत रहते हैं। अनुज्ञापितधारी को उपरोक्त प्रोत्साहन हेतु, वृहद प्रचार-प्रसार की व्यवस्था करनी होगी। अनुज्ञापितधारी को उपभोक्ताओं हेतु प्रदान किये गये प्रोत्साहनों के संबंध में त्रैमासिक जानकारी अपनी वैबसाईट पर भी प्रदर्शित करनी होगी।
- द. अन्य निबंधन तथा शर्तें वही होगी जैसी कि वे उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबंधनों तथा शर्तों में उल्लेख की गई हैं।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.क्षी-6

थोक आवासीय प्रयोक्ता

प्रयोज्यता :

टैरिफ श्रेणी एचवी-6.1 औद्योगिक अथवा अन्य टाऊनशिप (उदाहरणतया विश्वविद्यालय अथवा शैक्षणिक संस्थाओं, अस्पतालों , सैनिक अभियांत्रिकी सेवाओं, सीमान्त ग्रामों आदि) के लिए केवल घरेलू प्रयोजन हेतु, जैसे कि प्रकाश, पंखे, ऊष्मा प्रदाय (हीटिंग) को विद्युत प्रदाय हेतु लागू होगी बर्ते अत्यावश्यक सामान्य सुविधाओं जैसे कि आवासीय क्षेत्र में गैर-घरेलू विद्युत प्रदाय , पथ-प्रकाश व्यवस्था हेतु संयोजित भार निम्नानुसार विनिर्दिष्ट की गई सीमाओं के अंतर्गत हो :-

- (1) जलप्रदाय तथा जल-मल (सीवेज) पंपिंग, अस्पताल हेतु - सीमा का कोई बंधन नहीं ।
- (2) समन्वित रूप से गैर-घरेलू/ वाणिज्यिक तथा अन्य सामान्य प्रयोजन हेतु - कुल संयोजित भार का 20 प्रतिशत ।

टैरिफ श्रेणी एचवी-6.2: भारत सरकार, ऊर्जा मंत्रालय की अधिसूचना क्रमांक 798 (ई) दिनांक 9 जून 2005 के अनुसार पंजीकृत सहकारी समूह गृह-निर्माण समितियों तथा अन्य पंजीकृत समूह गृह-निर्माण समितियों, वैयक्तिक घरेलू प्रयोक्ताओं, वृद्धाश्रम, वरिष्ठ नागरिक देखभाल केन्द्र, बचाव गृह, तथा शासन / चैरिटी द्वारा संचालित अनाथालयों को विद्युत प्रदाय हेतु लागू होगी। इस श्रेणी हेतु उपभोक्ताओं को निबन्धन तथा शर्ते म.प्र. विद्युत प्रदाय संहिता, 2013 के उपबन्धों, जैसे कि ये समय-समय पर संशोधित किये गये हैं, के अनुसार प्रयोज्य होंगी ।

टैरिफ :-

स.क्र.	उपभोक्ताओं की श्रेणी	मासिक नियत प्रभार रूपये प्रति) के.व्ही.ए(. बिलिंग माँग प्रति माह पर	50 प्रतिशत भार कारक तक की खपत हेतु ऊर्जा प्रभार पैसे प्रति) (यूनिट	50 प्रतिशत से अधिक भार कारक की खपत हेतु ऊर्जा प्रभार पैसे प्रति यूनिट)	मासिक स्थाई प्रभार रूपये प्रति) के.व्ही.ए(.	50 प्रतिशत भार कारक तक की खपत हेतु ऊर्जा प्रभार)पैसे प्रति यूनिट(50 प्रतिशत भार कारक से अधिक की खपत हेतु ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट(
		वर्तमान					
1	टैरिफ उप-श्रेणी एचवी-6.1 हेतु						प्रस्तावित
	11 के.व्ही.प्रदाय	290	585	530	370	685	630
	33 के.व्ही.प्रदाय	310	570	510	390	630	570
	132 के.व्ही.प्रदाय	340	530	480	430	530	480

2	टैरिफ उप-श्रेणी एचबी-6.2 हेतु						
	11 के.व्ही .प्रदाय	180	580	520	230	600	540
	33 के.व्ही .प्रदाय	185	560	500	235	575	515
	132 के.व्ही .प्रदाय	195	520	470	245	530	480

विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें : एच व्ही 6 के लिये

- (अ) प्रत्याभूत वार्षिक न्यूनतम खपत : संविदा मांग पर 780 यूनिट (किलोवाट आवर) प्रति केवीए होगी। न्यूनतम खपत की विधि उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तों के अनुरूप होगी।
- (ब) व्यक्तिगत उपभोक्ता को संबंधित श्रेणी हेतु लागू निम्न दाब टैरिफ से अधिक की दर नहीं लगायी जावेगी। इस शर्त को लागू करने के लिये मैनेजमेंट फर्म / डेव्हलपर के द्वारा अनुज्ञसिध्धारी के साथ किये जाने वाले अनुबंध में विशिष्ट कंडिका को शमिल करना होगा।
- (स) अन्य निबंधन तथा शर्तें वही होगी, जैसी कि वे उच्च दाब टैरिफ की सामान्य निबंधनों तथा शर्तों में उल्लेख की गई हैं।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.क्ही-7

ग्रिड से जुड़े जनरेटरों हेतु विद्युत की आवश्यकता

प्रयोज्यता :-

यह दर सूची उन जनरेटरों पर लागू होगी जो ग्रिड से पूर्व से ही जुड़े हुए हैं और ग्रिड से सिन्क्रोनाइजेशन अथवा ब्रेकडाउन, स्टार्टअप अथवा रखरखाव हेतु विद्युत लेना चाहते हैं।-

टैरिफ :-

क्र.	उपभोक्ता की श्रेणी	ऊर्जा प्रभार पैसा प्रति)यूनिट (
		विद्यमान	प्रस्तावित
	ग्रिड से जुड़े जनरेटरों हेतु विद्युत की आवश्यकता	875	890

विशिष्ट निबंधन तथा शर्तें : एच क्ही 7 के लिये

- अ. ग्रिड से सिन्क्रोनाइजेशन अथवा स्टार्टअप पावर हेतु प्रदाय पावर प्लांट की उच्चतम रेटिंग वाले यूनिट की क्षमता के 15 प्रतिशत से अधिक नहीं होना चाहिए।
- ब. जनरेटर जिसमें सी.पी.पी. भी सम्मिलित है के लिए न्यूनतम खपत की शर्त लागू नहीं होगी। प्रत्येक अवसर पर ली गई ऊर्जा की खपत के लिए विलिंग की जाएगी।
- स. सी.पी.पी. / कोजनरेशन के लिए विद्युत प्रदाय की अनुमति उत्पादन के उद्देश्य के लिए नहीं होगी। इसके लिए वे संबंधित प्रावधानों के अन्तर्गत स्टेंडबाई सपोर्ट ले सकते हैं।
- द. ग्रिड से ऊर्जा का आहरण केवल संयंत्र की कमीशनिंग के बाद ही प्रभावशील होगा।
- ई. ग्रिड से सिन्क्रोनाइजेशन हेतु प्रत्येक ओकेशन (occasion) पर अधिकतक दो घंटे के लिये पावर दी जावेगी।
- फ. सी.पी.पी. सहित जनरेटर अनुज्ञासिधारी के साथ ग्रिड के साथ पावर की आवश्यकता की पूर्ति के लिए उपरोक्त निबंधन एवं शर्तों का समाहित करते हुए एक अनुबंध निष्पादित करेंगे।

विद्युत-दर (टैरिफ) अनुसूची-एच.क्ही-8

ई-व्हीकल एवं ई-रिक्शा चार्जिंग स्टेशन

प्रयोज्यता:

ई-व्हीकल / ई-रिक्शा आदि को चार्ज करने के लिए यह दर प्रयोज्य होगी । यद्यपि अन्य उपभोक्ताओं द्वारा स्वयं के ई-रिक्शा या ई-व्हीकल की चार्जिंग जिस श्रेणी के स्थायी विद्युत कनेक्शन से की जाती है, तो उसी श्रेणी की विद्युत दर प्रयोज्य होगी ।

टैरिफ :-

श्रेणी	वर्तमान		प्रस्तावित	
	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये)	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)	मासिक स्थाई प्रभार (रूपये)	ऊर्जा प्रभार (पैसे प्रति यूनिट)
ई-व्हीकल / ई- रिक्शा चार्जिंग स्टेशन	120 प्रति के.व्ही.ए. बिलिंग डिमांड पर	590	120 प्रति के.व्ही.ए. बिलिंग डिमांड पर	590

निबंधन तथा शर्तें :- एच.व्ही. 8 श्रेणी हेतु

- (अ) आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभार: इनकी बिलिंग विधि निम्न दाब विद्युत दर हेतु सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किये गये अनुसार होगी ।
- (ब) इस श्रेणी के उपभोक्ताओं को मांग आधारित दर अनिवार्य है, एवं अनुज्ञासिधारी मांग, के.व्ही.ए./ किलो वॉट, के.डब्ल्यू.एच., के.डब्ल्यू.ए.एच. तथा खपत के समय, को दर्ज करने में सक्षम बाइबेक्टर / ट्राइबेक्टर मीटर उपलब्ध कराएगा ।
- (स) अन्य निबंधन तथा शर्तें वहीं होंगी जैसा कि इन्हें निम्नदाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तों में विनिर्दिष्ट किया गया है ।

उच्चदाब टैरिफ की सामान्य निबंधन तथा शर्तें :-

निम्न निबंधन तथा शर्तें समस्त उच्चदाब उपभोक्ता श्रेणियों को लागू होंगी, जो तत्संबंधी श्रेणी हेतु उल्लेखित विद्युत दर अनुसूची के अंतर्गत उक्त श्रेणी हेतु विनिर्दिष्ट निबंधनों तथा शर्तों के अध्याधीन होंगी :

- 1.1 संविदा मांग को केवल पूर्णांक में ही व्यक्त किया जाएगा।
- 1.2 सेवा का स्वरूप सेवा का स्वरूप मध्य प्रदेश विद्युत प्रदाय संहिता, समय समय पर 2013 संशोधित, के अनुसार होगा।
- 1.3 **प्रदाय बिन्दु :-**
 - (अ) उपभोक्ता को सम्पूर्ण परिसर हेतु विद्युत प्रदाय सामान्य तौर पर एकल बिन्दु पर ही प्रदान किया जाएगा।
 - (ब) रेलवे कर्षण के प्रकरण में, प्रत्येक उपकेन्द्र पर विद्युत प्रदाय पृथक रूप से मीटरीकृत तथा प्रभारित किया जाएगा।
 - (स) कोयला खदानों के प्रकरण में, उपभोक्ताओं को सामान्य तौर पर विद्युत प्रदाय सम्पूर्ण परिसर हेतु एक ही बिन्दु पर किया जाएगा। तथापि उपभोक्ता के अनुरोध पर विद्युत प्रदाय, तकनीकी संभावनाओं के अध्याधीन, एक से अधिक बिन्दुओं पर प्रदाय किया जा सकेगा। ऐसे प्रकरणों में प्रदाय के प्रत्येक बिन्दु हेतु मीटरीकरण तथा बिलिंग अलग-अलग की जाएगी।
- 1.4 मांग का अवधारणमाह में विद्युत प्रदाय की अधिकतम मांग प्रत्येक : , माह के दौरान मिनट 15 की निरंतर अवधि के दौरान, मांग के मापन के स्लाईडिंग विंडो सिद्धांत के अनुसार, प्रदाय बिन्दु पर प्रदत्त अधिकतम किलो वोल्ट एम्पीयर घंटे की चार गुना होगी।
- 1.5 **बिलिंग मांग :** माह के दौरान माह हेतु बिलिंग मांग उपभोक्ता की वास्तविक अधिकतम केवीए मांग अथवा संविदा मांग का 90 प्रतिशत, जो भी अधिक हो, होगी। म विद्युत प्रदाय संहिता .प्र. में विषय से संबंधित जानकारी का उल्लेख किया गया है। 3.4 के कंडिका 2013 मामले में विजली की खुली पहुँच के माध्यम से लाभ उठाया है, महीने के लिए बिलिंग मांग महीने मांग जिसके लिए खुला पहुँच लाभ उठाया है या अनुबंध मांग का 90 % की अवधि के लिए खुला पहुँच के माध्यम से लाभ उठाया छोड़कर दौरान वास्तविक अधिकतम केवीए मांग की जाएगी।
टीप – बिलिंग मांग को निकटतम अंक तक पूर्णांक किया जाएगा अर्थात् 0.5 या अधिक अंश को अगले उच्चतर अंक तक पूर्णांकित किया जायेगा तथा 0.5 से कम अंश को उपेक्षित किया जायेगा।

1.6 टैरिफ न्यूनतम खपत की बिलिंग निम्नानुसार की जाएगी :

- (1) उपभोक्ता को उसकी श्रेणी हेतु प्रत्याभूत वार्षिक न्यूनतम खपत में (किलोवाट आवर) विनिर्दिष्टसंविदा मांग प्रति केवीए के आधार पर यूनिट बिलिंग की जाएगी, इस तथ्य से असंबद्ध कि वर्ष के दौरान किसी विद्युतमात्रा की खपत की गई है, अथवा नहीं।
- (2) उपभोक्ता की बिलिंग प्रति माह उसकी श्रेणी से संबद्ध निर्धारित की गई प्रत्याभूत वार्षिक न्यूनतम खपत (किलोवाट आवर में) के बारहवें भाग पर की जाएगी, यदि वास्तविक खपत ऊपर दर्शाई गई मासिक खपत से कम हो।
- (3) उस माह में, जिसमें वास्तविक संचयी खपत वार्षिक न्यूनतम प्रत्याभूत खपत के बराबर अथवा अधिक हो जाती है, वित्तीय वर्ष के दौरान उसके अनुवर्ती महीनों में मासिक न्यूनतम खपत की बिलिंग नहीं की जाएगी।
- (4) उस माह, जिसमें उपभोक्ता की संचयी वास्तविक खपत या प्रभारित की गई मासिक खपत आनुपातिक न्यूनतम प्रत्याभूत खपत से अधिक हो जाये तो ऐसी दशा में टैरिफ की न्यूनतम अन्तर खपत का समायोजन उक्त माह में किया जाएगा। यदि वास्तविक संचयी खपत इस माह में पूर्ण रूप से समायोजित नहीं हो पाती है, तो इस प्रकार के समायोजनों को वित्तीय वर्ष के अनुवर्ती महीनों में भी जारी रखा जाएगा। निम्न उदाहरण विद्युत खपत की मासिक बिलिंग की प्रक्रिया प्रदर्शित करता है, जहां वार्षिक किलो वाट आवर 1200 खपत के आधार पर आनुपातिक मासिक न्यूनतम खपत किलोवाट आवर है। 100

माह	वास्तविक संचयी खपत	संचयी न्यूनतम खपत	तीन अथवा दो में से जो भी अधिक हो	वर्ष के दौरान बिल की जा चुकी खपत	यूनिट जिसकी माह के दौरान बिलिंग की जाना है
	(घंटे.वाँ.कि)	(घंटे.वाँ.कि)	(घंटे.वाँ.कि)	(घंटे.वाँ.कि)	(घंटे.वाँ.कि) (4-5)
1	2	3	4	5	6
अप्रैल	95	100	100	0	100
मई	215	200	215	100	115
जून	315	300	315	215	100
जुलाई	395	400	400	315	85
अगस्त	530	500	530	400	130
सितम्बर	650	600	650	530	120
अक्टूबर	725	700	725	650	75
नवम्बर	805	800	805	725	80
दिसम्बर	945	900	945	805	140
जनवरी	1045	1000	1045	945	100
फरवरी	1135	1100	1135	1045	90
मार्च	1195	1200	1200	1135	65

- 1.7 पूर्णांकित करनासमस्त देयकों को निकटतम रूपये की राशि तक पूर्णांक किया जाएगा। अर्थात : , पैसे एवं उससे अधिक के राशि को अगले 50 पैसे तक की राशि की उपेक्षा की जाएगी तथा 49 रूपये तक पूर्णांक किया जाएगा।

प्रोत्साहन/दूष/अर्थदण्ड:

- 1.8 **ऊर्जा कारक प्रोत्साहन :** ऊर्जा कारक प्रोत्साहन का भुगतान निम्नानुसार देय होगा :

ऊर्जा कारक	बिल किये गये ऊर्जा प्रभारों पर देय प्रतिशत प्रोत्साहन
95 प्रतिशत से अधिक तथा 96 प्रतिशत तक	1.0(एक प्रतिशत)
96 प्रतिशत से अधिक तथा 97 प्रतिशत तक	2.0(दो प्रतिशत)
97 प्रतिशत से अधिक तथा 98 प्रतिशत तक	3.0(तीन प्रतिशत)
98 प्रतिशत से अधिक तथा 99 प्रतिशत तक	5.0(पांच प्रतिशत)
99 प्रतिशत से अधिक	7.0(सात प्रतिशत)

टीप

- i. इस प्रयोजन हेतु, औसत मासिक ऊर्जा कारक को बिलिंग माह के दौरान अभिलिखित किये गये कुल किलोवाट आवर्स तथा कुल किलो वोल्ट एम्पीयर आवर्स के प्रतिशत अनुपात के रूप में परिभाषित किया गया है। इस अनुपात को निकटतम पूर्ण संख्या तक लिया जायेगा (प्रतिशत) तथा 0.5 अथवा इससे अधिक के अंश को आगामी उच्च अंक तक पूर्णांक किया जाएगा तथा 0.5 से कम के अंश को उपेक्षित किया जाएगा।
- ii. किसी भी प्रकार की शंका को दूर करने के लिये स्पष्ट किया जाता है कि ऐसे उपभोक्ता जो ओपन एक्सेस के द्वारा बिजली प्राप्त कर रहे हैं, के प्रकरण में कुल खपत में से बा)हर से प्राप्त खपत को घटाकर भार कारक प्रोत्साहन की गणना करने के उद्देश्य से कुल (ऊर्जा प्रभार जो उपभोक्ता को दिया गया को शामिल किया जायेगा।

1.9 **भार कारक की गणना**

(क) भार: कारक की गणना निम्न सूत्र के अनुसार की जाएगी-

$$\text{मासिक खपत} \times 100$$

भार कारक (प्रतिशत में) = -----

$$\text{बिलिंग माह में कुल घंटों की संख्या} \times \text{मांग } (.ए.व्ही.के) \times \text{ऊर्जा कारक}$$

- मासिक खपत, माह के दौरान खपत किये गये यूनिटों की संख्या होगी जिसमें अनुज्ञसिध्धारी से प्राप्त ऊर्जा के अतिरिक्त अन्य स्रोतों से प्राप्त की गई ऊर्जा को शामिल नहीं किया जाएगा।
- बिलिंग माह के दौरान, घंटों की संख्या में, अनुसूचित अवरोध अवधि के घंटे शामिल न होंगे।
- मांग : अधिकतम अभिलिखित मांग या संविदा मांग, इनमें से जो भी अधिक हो, होगी
- ऊर्जा कारक : वास्तविक औसत मासिक ऊर्जा कारक या 0.9, इनमें से जो भी अधिक हो, होगा

टीप : भार कारक को निकटतम निम्नतर अंक तक पूर्णक किया जाएगा। यदि उपभोक्ता (प्रतिशत) विद्युत ऊर्जा खुली पहुंच के माध्यम से प्राप्त कर रहा हो, तो अन्य स्रोतों से प्राप्त किये गये यूनिट को सेटआफ कर उपभोक्ता को बिल की गई शुद्ध ऊर्जा प्राप्त खपत किये गये यूनिटों में से अन्य स्रोतों से) को ही केवल भार कारक की गणना के प्रयोजन से लिया जाएगा। उपभोक्ता को (यूनिटों को घटाकर बिलिंग के प्रयोजन से, माह के दौरान मीटर वाचन की दो क्रमवर्ती तिथियों के बीच की दिवस संख्या बिलिंग माह होगी।

- 1.10 **खपत की अवधि प्रारंभ होने से पूर्व किये गये किसी अग्रिम भुगतान की राशि जिसके लिए कि देयक तैयार किया गया है, एक प्रतिशत प्रतिमाह का प्रोत्साहन उस राशि पर, जो कि अनुज्ञासिधारी के पास कैलेण्डर माह के अंत में(प्रतिभूति निक्षेप राशि को छोड़कर) शेष रहती है, उसके द्वारा अनुज्ञासिधारी को देय राशि को समायोजित कर, उपभोक्ता के खाते में समायोजित कर दी जाएगी।**
- 1.11 **ऑन लाइन भुगतान पर छूट :-** उपभोक्ता को ऑन लाइन बिल का भुगतान करने पर कुल राशि का 0.5 प्रतिशत अधिकतम 1000/- रूपये प्रति बिल छूट लागू होगी। आन लाइन भुगतान करने वाले उपभोक्ताओं को निम्नानुसार सुविधाएं उपलब्ध होंगी। यह छूट पीएसपी को दी जाने वाली गेटवे चार्जेस को घटाकर दी जावेगी।
- 1.12 **त्वरित भुगतान हेतु प्रोत्साहन :-** जहां किसी चालू माह हेतु देयक 1 लाख या 1 लाख से अधिक का भुगतान निर्धारित भुगतान तिथि से कम से कम 7 दिवस पूर्व कर दिया जाता है तो ऐसी दशा में देयक राशि पर (बकाया राशि, सुरक्षा प्रतिभूति, मीटर किराया तथा शासकीय उगाही यथा विद्युत शुल्क को छोड़कर) 0.25 प्रतिशत की दर से प्रोत्साहन प्रदान किया जाएगा। वे उपभोक्ता, जिनके विरुद्ध देयकों की राशि बकाया हो, को इस प्रोत्साहन की पात्रता नहीं होंगी।
- 1.13 **दिवस के समय (टाईम आफ डे) अधिभार / छूट :-** यह योजना उन उपभोक्ता श्रेणियों को लागू होगी जहां इसे विनिर्दिष्ट किया गया है। यह योजना दिवस की अलग-अलग अवधियों हेतु, अर्थात् सामान्य अवधि ,शीर्ष-भार तथा शीर्ष - बाह्य भार अवधि हेतु प्रयोज्य होगी। खपत की अवधि के अनुसार ऊर्जा प्रभारों पर अधिभार/ छूट निम्न तालिका के अनुसार लागू होंगे :

स.क्र.	शीर्ष/ बाह्य शीर्ष अवधि	तत्संबंधी अवधि हेतु खपत की गई विद्युतपर ऊर्जा प्रभारों पर अधिभार/ छूट
1	शीर्ष अवधि (सायं 6 बजे से रात्रि 10 बजे तक)	ऊर्जा प्रभार की सामान्य दर
2	बाह्य शीर्ष अवधि(रात्रि 10 बजे से अगले दिन प्रातः 6 बजे तक)	ऊर्जा प्रभार की सामान्य दर पर 20

टीप : स्थाई प्रभारों की बिलिंग सदैव केवल सामान्य दरों पर की जाएगी, अर्थात् दिवस के समय (टीओडी) अधिभार/ छूट स्थाई प्रभारों पर प्रयोज्य होंगे।

- 1.14 **ऊर्जा कारक अर्थदंड (रेलवे कर्षण एचवी-1 श्रेणी को छोड़कर)**

- (i) प्रतिशत से नीचे गिर जाता है तो वह 90 यदि उपभोक्ता का औसत मासिक ऊर्जा कारक 1 प्रत्येक% गिरावट हेतु (एक प्रतिशत), जिससे कि औसत मासिक ऊर्जा कारक 90 प्रतिशत से नीचे गिर जाता है, कुल बिल राशि पर 1%का अर्थ (एक प्रतिशत) दण्ड भुगतान "ऊर्जा प्रभार शीर्ष के अन्तर्गत करेगा ।

- (ii) यदि उपभोक्ता का औसत मासिक ऊर्जा कारक, प्रतिशत से नीचे गिर जाता है तो 85 1 उपभोक्ता को प्रत्येक% गिरावट (एक प्रतिशत) जिससे कि औसत मासिक ऊर्जा कारक प्रतिशत से नीचे गिर जाता है 85, हेतु 5% पांच) प्रतिशत औसत भार कारक + (85 में% से प्रत्येक 1% गिरावट के लिए 2%की दर से (दो प्रतिशत) , अर्थदण्ड का भुगतान करना होगा। यह अर्थदण्ड इस शर्त के अध्यधीन होगा कि निम्न ऊर्जा कारक के कारण समग्र अर्थदण्ड 35% से अधिक न होगा ।

- (iii) यदि औसत मासिक ऊर्जा कारक, प्रतिशत से नीचे गिर जाता है तो ऐसी दशा में 70 अनुज्ञसिध्धारी उपभोक्ता की संस्थापना के संयोजन को विच्छेदित करने का अधिकार सुरक्षित रखता है जब तक कि अनुज्ञसिध्धारी की संतुष्टि होने तक इसमें उचित सुधार लाये जाने बाबत उचित कदम उठाये नहीं जाते। तथापि, यदि संयोजन का विच्छेद नहीं किया जाता है तो ऐसी दशा में, अनुज्ञसिध्धारी बिना किसी भेदभाव के निम्न ऊर्जा कारक हेतु - दांडिक प्रभारों को अधिरोपित कर सकेगा।

- (iv) इस प्रयोजन से, औसत मासिक ऊर्जा कारक को बिलिंग माह के दौरान अभिलिखित की गई कुल किलोवाट आवर्स तथा कुल किलोवोल्ट एम्पीयर आवर्स के प्रतिशत अनुपात के रूप में परिभाषित किया गया है। यह प्रतिशत निकटतम अंक तक पूर्णांक किया जाएगा तथा अथवा इससे अधिक अंश को आगामी उच्च अंक तक पूर्णांक किया जाएगा तथा 0.5 से कम अंश को उपेक्षित किया जाएगा। 0.5

- (v) उपरोक्त कथन मेंभले कुछ भी कहा गया हो, यदि किसी नवीन उपभोक्ता का औसत मासिक ऊर्जा कारक, संयोजन तिथि से प्रथम) 6छ 90 माह के दौरान किसी भी समय (: % से कम पाया जाता है, तो उपभोक्ता इसका सुधार कम से कम प्रतिशत तक लाये 90 माह की अवधि 6 जाने हेतु निम्न शर्तों के अध्यधीन अधिकतमहेतु अधिकृत होगा
 - अ. यह माह की अवधि उस माह से मान्य की जाएगी जिस माह में औसत ऊर्जा 6 90 कारक प्रथम बार% से कम पाया गया हो ।

 - ब. समस्त प्रकरणों में, उपभोक्ता को निम्न ऊर्जा कारक हेतु अर्थदण्ड प्रभारों की बिलिंग की जाएगी, परन्तु यदि उपभोक्ता आगामी तीन माह के दौरान इस प्रकार कुल चार) 90 कम से कम (माह% औसत मासिक ऊर्जा कारक संधारित करता है तो निम्न ऊर्जा

कारक के कारण कथित माह की अवधि के लिए बिल किये गये प्रभारों को वापस ले 6 में जमा किया जाएगा। लिया जाएगा तथा आगामी मासिक बिलों में इन्हें खाते

स. उल्लेखित की गई उपरोक्त सुविधा नवीन उपभोक्ताओं को एक से अधिक बार प्रदान नहीं की जाएगी, जिनका औसत ऊर्जा कारक संयोजन तिथि से 90 माह के दौरान 6% से कम रहा हो। तत्पश्चात, निम्न औसत ऊर्जा कारक के कारण यदि यह 90% से कम पाया जाता है, तो उन्हें प्रभारों का भुगतान किसी अन्य उपभोक्ता की भाँति ही करना होगा।

- (vi) किसी भी प्रकार की शंका को दूर करने के लिये स्पष्ट किया जाता है कि ऐसे उपभोक्ता जो ओपन ऐक्सेस के द्वारा बिजली प्राप्त कर रहे हैं, के प्रकरण में कुल खपत में से बाहर से) भार कारक प्रोत्सा (प्राप्त खपत को घटाकरहन की गणना करने के उद्देश्य से कुल ऊर्जा प्रभार जो उपभोक्ता को दिया गया को शामिल किया जायेगा।

1.15 आधिक्य मांग हेतु अतिरिक्त प्रभार :

- (i) उपभोक्ताओं को समस्त समय पर, वास्तविक अधिकतम मांग को संविदा मांग के अंतर्गत सीमित रखना होगा। यदि किसी एक माह में वास्तविक अधिकतम मांग, संविदा मांग के 120 % से अधिक हो जाती है तो विभिन्न अनुसूची में दर्शाई गई विद्युतदरें संविदा - मांग के 120 % तक ही प्रयोज्य होंगी। उपभोक्ताओं को आधिक्य मांग, जिसकी गणना अभिलिखित अधिकतम मांग एवं संविदा मांग के 120 % के अंतर से की जायेगी, हेतु ऊर्जा प्रभार तथा नियत प्रभार प्रभारित किया जाएगा तथा ऐसा करते समय टैरिफ की अन्य निबन्धन तथा शर्तें, हेतु कोई हो, भी ऐसी आधिक्य मांग हेतु प्रभावी होगी। किसी माह में इस प्रकार गणना की गई आधिक्य मांग पर, यदि कोई हो, को रेल्वे कर्षण छोड़कर समस्त उपभोक्ताओं पर, निम्न दरों के अनुसार भारित किया जाएगा :-:
- (ii) आधिक्य मांग हेतु ऊर्जा प्रभार ऐसे प्रकरण में : , जहां अभिलिखित अधिकतम मांग संविदा मांग से अधिक हो, उपभोक्ता को आधिक्य मांग के तत्संबंधी खपत हेतु विद्युत-दर की प्रभावशील दर पर ऊर्जा प्रभारों का भुगतान करना होगा।
- (iii) आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभार: इन प्रभारों की विलिंग निम्नानुसार की जाएगी :
- (1) आधिक्य मांग हेतु स्थाई प्रभार जब अभिलिखित अधिकतम मांग संविदा मांग की 120 प्रतिशत तक हो :-: संविदा मांग की 20 प्रतिशत से अधिक मांग हेतु, नियत प्रभारों को, इनकी सामान्य दर पर प्रभारित किया जाएगा।
- (2) आधिक्य मांग हेतु स्थाई प्रभार जब अभिलिखित अधिकतम मांग संविदा मांग के 120 प्रतिशत से अधिक हो :-: संविदा मांग के मांग प्रतिशत से अधिक अभिलिखित की गई 30 हेतु, नियत प्रभारों को सामान्य दर की 2गुना दर पर प्रभारित किया जाएगा।

आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभारों की गणना हेतु उदाहरण :- यदि किसी उपभोक्ता की संविदा मांग केवीए है 150 केवीए है तथा बिलिंग माह के दौरान अधिकतम मांग 100, तो उपभोक्ता की नियत प्रभारों की बिलिंग निम्नानुसार की जाएगी :

- (अ) 120 केवीए तक, सामान्य विद्युतदर पर-
 - (ब) 120 केवीए से अधिक तथा 150 केवीए तक, अर्थात् 30 केवीए हेतु, सामान्य विद्युत दर की-2.0 गुना दर पर
 - (iv) किसी माह में की गई अधिक मांग की गणना को, मासिक देयकों के साथ प्रभारित किया जाएगा तथा उपभोक्ता को इसका भुगतान करना होगा।
 - (v) आधिक्य मांग की उच्चतर विद्युत दर पर बिलिंग, ममें 2013 प्रदाय संहिता.वि.प्र. अंतर्विष्ट प्रावधानों के अनुसार अनुज्ञासिधारी के विद्युत प्रदाय विच्छेदित करने के अधिकार को प्रभावित नहीं करेगी।
- 1.16 **विलंबित भुगतान अधिभार :** देयकों का भुगतान निर्धारित तिथि तक न किये जाने पर, उपभोक्ता को शेष राशि (बकाया राशि को समिमिलित कर), पर अधिभार का भुगतान 1.25 प्रतिशत प्रतिमाह की दर से माह अथवा उसके भाग के लिए करना होगा। माह के किसी अंश को विलंबित भुगतान अधिभार की गणना के प्रयोजन हेतु पूर्ण माह माना जाएगा। किसी उपभोक्ता के विद्युत संयोजन को स्थाई तौर पर विच्छेदित कर दिये जाने पर, विलंबित भुगतान अधिभार प्रयोज्य न होगा।
- 1.17 **अनादरित धनादेशों पर सेवा प्रभार :** ऐसे प्रकरण में, जहां उपभोक्ता द्वारा प्रस्तुत किये गये धनादेश (धनादेशों), को अनादरित कर दिया गया हो, वहां पर नियमों के अनुसार, विलंबित भुगतान अधिभार के अतिरिक्त रूपये 1000/- प्रति चेक की दर से सेवा प्रभार, अधिरोपित किया जाएगा। यह प्रावधान, अनुज्ञासिधारी के, बिना किसी पक्षपात के किसी अन्य प्रभावशील कानून के अन्तर्गत, कार्यवाही किये जाने के अधिकार के अध्याधीन होगा।
- 1.18 **उच्चदाब पर अस्थाई विद्युत प्रदाय :** यदि कोई उपभोक्ता किसी अल्प अवधि के लिए अस्थायी विद्युत प्रदाय चाहता हो, तो म.प्र.विद्युत प्रदाय संहिता 2013 के अनुसार अस्थाई विद्युत प्रदाय को पृथक सेवा माना जाएगा तथा इसे निम्न दरों के अध्याधीन प्रभारित किया जाएगा :
- (a) नियत प्रभार तथा ऊर्जा प्रभार सामान्य टैरिफ दरों की 1.25 गुना दर पर प्रभारित किये जाएंगे। नियत प्रभारों की वसूली पूर्ण बिलिंग माह अथवा उसके किसी अंश हेतु की जाएगी। माह की गणना उस माह के कुल दिवसों की मानी जाएगी।
 - (b) उपभोक्ता को न्यूनतम खपत (किलोवाट आवर) प्रत्याभूत करनी होगी जैसा कि स्थायी उपभोक्ताओं पर आनुपातिक आधार पर दिवस संख्या अनुसार प्रभावशील है। विवरण नीचे दिया गया है :-

अस्थाई अवधि के लिए (स्थाई विद्युत प्रदाय को प्रयोज्य वार्षिक न्यूनतम खपत X अस्थायी संयोजन दिवस संख्या)
 अतिरिक्त विद्युत प्रदाय हेतु = _____
 न्यूनतम खपत (वर्ष के अन्तर्गत दिवस संख्या)

- (c) बिलिंग मांग, उपभोक्ता द्वारा विद्युत प्रदाय अवधि के अंतर्गत संयोजन माह से प्रारंभ होकर बिलिंग माह की समाप्ति तक आवेदित की गई मांग अथवा उच्चतम मासिक अधिकतम मांग, इनमें से जो भी अधिक हो, होगी।

माह	अभिलिखित अधिकतम मांग (के.ब्ही.ए.)	बिलिंग मांग (के.ब्ही.ए.)
अप्रैल	100	100
मई	90	100
जून	80	100
जुलाई	110	110
अगस्त	100	110
सितम्बर	80	110
अक्टूबर	90	110
नवम्बर	92	110
दिसम्बर	95	110
जनवरी	120	120
फरवरी	90	120
मार्च	80	120

- (d) उपभोक्ता को अस्थाई संयोजन प्रदान किये जाने से पूर्व, उसे प्राक्कलित प्रभारों का अग्रिम भुगतान करना होगा जो कि उसके द्वारा समय-समय पर की गई संभूति के अध्यधीन होगा तथा जिसे संयोजन विच्छेद के उपरान्त अनितम देयक में समायोजित किया जाएगा। इस प्रकार की अग्रिम राशि पर ब्याज का भुगतान नहीं किया जाएगा।
- (e) उपभोक्ता को मीटरिंग प्रणाली हेतु किराये का भुगतान नहीं करना होगा।
- (f) संयोजन तथा संयोजन विच्छेद प्रभारों का भुगतान भी करना होगा।
- (g) विद्यमान उच्चदाव उपभोक्ता के प्रकरण में, निम्नांकित मूल्यांकन कार्यप्रणाली के आधार पर विद्यमान स्थाई उच्चदाव उपभोक्ता के माध्यम से अस्थाई संयोजन प्रदान किया जा सकता है :-
- (i) नियत प्रभार सामान्य प्रभारों के 1.25 गुणा लिए जाएंगे।
 - (ii) डीम्ड संविदा मांग = स्थाई संयोजन हेतु संविदा मांग + अस्थाई संयोजन हेतु स्वीकृत मांग
 - (iii) माह के लिए बिलिंग मांग की गणना निम्नानुसार रीति से की जावेगी :

- (1) जब माह के दौरान अभिलिखित की गई अधिकतम मांग माह के लिए मान्य संविदा मांग से कम हो, माह के लिए नियत प्रभार, 100 प्रतिशत अस्थाई स्वीकृत मांग पर अस्थाई विद्युतदर के अनुसार नियत प्रभारों एवं “ए” अथवा “बी” में से उच्चतर मांग पर सामान्य विद्युत दर पर नियत प्रभारों का योग होगा (जहां “ए” अभिलिखित मांग और अस्थाई स्वीकृत मांग का अंतर है और “बी” स्थाई संयोजन की संविदा मांग का 90 प्रतिशत है) ।
- (2) जब माह के दौरान अभिलिखित की गई अधिकतम मांग माह के लिए मान्य संविदा मांग के बराबर हो, माह के लिए नियत प्रभार, 100 % अस्थाई स्वीकृत मांग पर अस्थाई विद्युत दर के अनुसार नियत प्रभारों एवं स्थाई संयोजन की 100 % संविदा मांग पर सामान्य विद्युत दर पर नियत प्रभारों का योग होगा ।
- (3) जब माह के दौरान अभिलिखित की गई अधिकतम मांग, माह के लिए मान्य संविदा मांग से अधिक हो, माह के लिए नियत प्रभार, 100% अस्थाई स्वीकृत मांग पर अस्थाई विद्युत दर के अनुसार नियत प्रभारों, स्थाई संयोजन की 100% संविदा मांग पर सामान्य विद्युतदर पर नियत प्रभारों एवं मान्य संविदा मांग से अधिक की मांग के 100% पर अस्थाई विद्युतदर के 1.2 गुणा पर नियत प्रभारों का योग होगा ।
- (4) नियत प्रभार की वसूली माह के दौरान विद्युत उपयोग किये गये दिनों की संख्या के आधार पर मासिक नियत प्रभार का अनुपातिक राशि ली जावेगी । माह में दिनों की संख्या वार्षिक कैलेण्डर के आधार पर तय की जाएगी ।
- (iv) माह के दौरान स्थाई कनेक्शन के अनुपात में खपत (A) निम्नानुसार बिल्ड की जावेगी ।

A =	<u>स्थायी संयोजन हेतु स्वीकृत मांग x कुल खपत</u>
	डीम्ड संविदा मांग या वास्तविक अभिलिखित मांग जो भी अधिक हो

- (v) अस्थायी स्वीकृत मांग के अनुपात में माह के दौरान खपत (B) सामान्य ऊर्जा प्रभार के 1.25 गुणा दर पर बिलिंग की जायेगी, जो निम्नानुसार होगी :-

B =	<u>अस्थायी संयोजन हेतु स्वीकृत मांग x कुल खपत</u>
	डीम्ड संविदा मांग या वास्तविक अभिलिखित मांग जो भी अधिक हो

- (vi) अतिरिक्त मांग के अनुपात में माह के दौरान खपत (C) की निम्नानुसार गणना की जावेगी :-

C = कुल खपत) - A+B)

- (vii) मान्य संविदा मांग से अधिक अभिलिखित मांग को आधिक्य मांग समझा जायेगा । ऐसी आधिक्य मांग को बिलिंग उद्देश्य के लिये किसी माह में, यदि

कोई है, अस्थाई संयोजित भार से संबंध माना जायेगा और इसे अस्थाई संयोजन हेतु लागू प्रभारों के 1.2 गुणा की दर से किया जायेगा। अस्थाई संयोजन की अवधि में अभिलिखित आधिक्य मांग के लिए अतिरिक्त प्रभारों की गणना निम्नानुसार की जायेगी :

आधिक्य मांग हेतु नियत प्रभार = अस्थाई संयोजन हेतु नियत प्रभार प्रति केवीए \times आधिक्य मांग $\times 1.2$

आधिक्य मांग के अनुरूप खपत हेतु ऊर्जा प्रभार = अस्थाई संयोजन हेतु प्रति यूनिट ऊर्जा प्रभार \times आधिक्य मांग के अनुरूप खपत (C) $\times 1.2$

- (h) अस्थाई कनेक्शन की खपत हेतु भार कारक प्रोत्साहन लागू नहीं होगा।
- (i) पावर फेक्टर प्रोत्साहन / दंड तथा टाइम ऑफ डे अधिभार/द्वृट की स्थिति स्थाई संयोजनों के समान दर पर प्रभावशील होगी

स्थाई संयोजनों हेतु अन्य निबंधन तथा शर्तें :

- 1.19 विद्यमान 11 केवी उपभोक्ता, जिनकी संविदा मांग 300 केवीए से अधिक हो तथा जो स्वयं के अनुरोध पर 11 केवी पर विद्युत प्रदाय जारी रखना चाहते हों, को माह के दौरान नियत प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों की कुल बिलिंग की गई राशि पर 3 प्रतिशत की दर से, अतिरिक्त प्रभार का भुगतान करना होगा।
- 1.20 विद्यमान 33 केवी उपभोक्ता, जिनकी संविदा मांग 10,000 केवीए से अधिक हो तथा जो स्वयं के अनुरोध पर 33 केवी पर विद्युत प्रदाय जारी रखना चाहते हों, को माह के दौरान नियत प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों की कुल बिलिंग की गई राशि पर 2 प्रतिशत की दर से, अतिरिक्त प्रभार का भुगतान करना होगा।
- 1.21 विद्यमान 132 केवी उपभोक्ता जिनकी संविदा मांग 50000 केवीए से अधिक हो तथा जो स्वयं के अनुरोध पर 132 केवी पर विद्युत प्रदाय जारी रखना चाहते हों, को माह के दौरान नियत प्रभारों तथा ऊर्जा प्रभारों की कुल बिलिंग की गई राशि पर 1 प्रतिशत की दर से अतिरिक्त प्रभार का भुगतान करना होगा।
- 1.22 मापयंत्र प्रभारों की बिलिंग मीटरिंग तथा प्रभारों की अनुसूची के अनुसार जैसा कि इसे मप्रविनिआ (विद्युत प्रदाय के प्रयोजन से विद्युत लाइन प्रदाय करने अथवा उपयोग किये गये संयंत्र हेतु व्ययों तथा अन्य प्रभारों की वसूली) विनियम (पुनरीक्षण प्रथम) 2009, समय समय पर संशोधित, में विनिर्दिष्ट किया गया है, के अनुसार की जाएगी। बिलिंग के प्रयोजन से माह के एक अंश को पूर्ण माह माना जाएगा।
- 1.23 विद्युत दर में विद्युत ऊर्जा पर किसी प्रकार का कर अथवा चुंगी सम्मिलित नहीं है जो कि तत्समय प्रचलित कानून के अनुसार किसी भी समय देय हो सकती है। ऐसे प्रभार, यदि ये लागू हों, तो उपभोक्ता द्वारा विद्युत-दर (टैरिफ) प्रभारों के अतिरिक्त भुगतान योग्य होंगे।

- 1.24 इस विद्युत-दर आदेश की व्याख्या के संबंध में और/या विद्युत-दर की प्रयोज्यता के संबंध में, किसी विवाद होने की दशा में, आयोग का निर्णय अंतिम तथा बाध्यकारी होगा।
- 1.25 आयोग की बिना किसी पूर्व लिखित अनुमति के विद्युतदर अथवा विद्युतदर संरचना में किसी भी प्रकार का बदलाव, न्यूनतम प्रभारों सहित, नहीं किया जा सकता। आयोग की लिखित अनुमति के बिना ऐसा कोई आदेश शून्य एवं प्रभावहीन होगा तथा विद्युत अधिनियम 2003 के प्रासंगिक प्रावधानों के अंतर्गत कार्यवाही योग्य होगा।
- 1.26 यदि कोई उपभोक्ता, उसी के अनुरोध पर, सुसंगत श्रेणी के अंतर्गत विनिर्दिष्ट की गई मानक प्रदाय वोल्टेज से अधिक वोल्टेज पर विद्युत प्रदाय प्राप्त करता हो, तो ऐसी दशा में उसकी बिलिंग उसके द्वारा वास्तविक रूप से उपयोग किये गये वोल्टेज के अनुसार की जाएगी तथा उसके द्वारा उच्चतर वोल्टेज उपयोग किये जाने के कारण कोई अतिरिक्त प्रभार उस पर अधिरोपित नहीं किये जाएंगे।
- 1.27 ऐसे समस्त उपभोक्ताओं को, जिन्हें नियत प्रभार प्रयोज्य है, को प्रत्यके माह में नियत प्रभारों का भुगतान करना अनिवार्य होगा, भले ही उनके द्वारा विद्युतऊर्जा की खपत की गई हो अथवा नहीं।
- 1.28 इस टैरिफ आदेश की किसी कंडिका को लागू करने में किसी प्रकार की कठिनाई उत्पन्न होने पर उसे माननीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा सामान्य या विशेष आदेश के तहत दूर किया जा सकता है।
- 1.29 यहां पर विनिर्दिष्ट की गई समस्त शर्तें उपभोक्ता को लागू होंगी, भले ही कोई विपरीत उपबंध, उपभोक्ता द्वारा अनुज्ञासिधारी के साथ निष्पादित किये गये अनुबंध में विद्यमान हों।
- 1.30 जब कभी दी हुयी विशेष श्रेणी हेतु सामान्य निबंधन एवं शर्तों तथा विशिष्ट निबंधन एवं शर्तों में कोई विरोधाभास हो तो ऐसी स्थिती में तथा विशिष्ट निबंधन एवं शर्तों मान्य होंगी।
- 1.31 कागज मुक्त (पेपर लैस) उपभोक्ता बिल :- स्वच्छ पर्यावरण को बढ़ावा देने तथा समय पर अचूक बिल देने हेतु, ऐसे उपभोक्ता जिनके द्वारा सहमति प्रदान की जाती है, उन्हें ई-मेल तथा वॉट्सएप के माध्यम से डिजीटल बिल भेजे जायेंगे।
